

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

*VINICIUS RODRIGUES KALIKOSKI*

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA SISTEMA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A4**

PORTO ALEGRE

2016

*VINICIUS RODRIGUES KALIKOSKI*

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA SISTEMA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A4**

Projeto de diplomação apresentado  
ao Departamento de Engenharia Elétrica  
da Universidade Federal do Rio Grande  
do Sul como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Engenheiro  
Eletricista.

**ORIENTADOR: FAUSTO BASTOS LÍBANO**

**PORTO ALEGRE**

**2016**

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

VINICIUS RODRIGUES KALIKOSKI

**ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICA PARA SISTEMA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA PARA CONSUMIDOR DO GRUPO A4**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Fausto Bastos Líbano, UFRGS

Chefe de Departamento: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Aly Ferreira Flores Filho, UFRGS

Aprovado em: \_\_\_\_/\_\_\_\_/\_\_\_\_

Banca Examinadora:

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Fausto Bastos Líbano, UFRGS

Doutor pela Universidade Politécnica de Madrid – Madrid, Espanha

\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborne, UFRGS

Doutor pela Chalmers University of Technology – Goteborg, Suécia

\_\_\_\_\_  
Prof. Ms. Igor Pasa Wiltuschnig, UFRGS

Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, Dezembro de 2016.

Dedico este trabalho aos meus pais,  
pela dedicação demonstrada todos  
os dias, pela evidente vontade de  
proporcionar momentos como esse.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais que sempre incentivaram meus estudos, colaboraram para este desfecho e que são os verdadeiros responsáveis por todos e qualquer mérito que um dia eu venha obter.

A minha namorada que esteve ao meu lado durante este todo o curso e me apoiou muito no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Fausto Bastos Líbano pelo tempo e atenção dedicados a mim durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e apoio na revisão deste trabalho.

Aos colegas da Magna Engenharia que sempre se prontificaram em ajudar e solucionar eventuais dúvidas que surgiam.

## RESUMO

Este trabalho tem por objetivo examinar a viabilidade de projetos geração distribuída de energia solar para consumidores do grupo A4. Primeiramente foram feitas as análises das normas vigentes aplicáveis, posteriormente uma revisão sobre os equipamentos envolvidos e, por fim, o estudo de caso, a partir das necessidades levantadas de uma empresa real situada na região metropolitana de Porto Alegre. Para o estudo de caso realizado foram levados em consideração os custos atuais para aquisição de painéis e inversores. Analisou-se também a viabilidade para diferentes cenários, ambos conservadores, com a tarifa sendo reajustada de acordo com seu valor médio e um pouco abaixo, considerando o reajuste igual à inflação média dos últimos 10 anos. Foram consideradas as opções de pagamento do custo inicial à vista ou mediante financiamento pelo FINAME do BNDES. Os indicadores econômicos utilizados para determinar a viabilidade foram o valor presente líquido, VPL, a taxa interna de retorno, TIR, os *paybacks*, simples e modificado, e o custo nivelado de geração de energia, LCOE. O sistema foi projetado levando em consideração o consumo da empresa nos últimos doze meses e o resultado obtido indica que o SFSCR iria suprir 79% dessa quantia. Por se tratar de um consumidor do grupo A4, a economia obtida depende do horário em que a energia foi gerada, desta forma, simulou-se a produção horária em função da radiação média mensal. Os resultados obtidos mostraram que em todos os cenários propostos o projeto é viável para todos os indicadores, inclusive sua taxa interna de retorno ficou acima do retorno dado por investimentos considerados de baixo risco. Por fim, se tratando de um fator relevante para empresas e para projetos de energia limpa, neste mesmo estudo de caso realizou-se a análise do balanço de emissões de gases do efeito estufa, onde os resultados obtidos demonstraram que haveria uma economia de 96 toneladas de CO<sub>2</sub> emitidos na atmosfera.

**Palavras-chaves:** Engenharia Elétrica. Geração Distribuída. Grupo A4. Energia Fotovoltaica.

## ABSTRACT

This document aims to exam the viability of the photovoltaic distributed generation projects for consumers in A4 (industrial) group. Firstly, the analyzes of the applicable norms were made, then a review about the equipment, finally, the case study based on the needs of a real company located in the metropolitan area of Porto Alegre. For this case study was considered the current costs for acquisition of panels and inverters. The viability was analyzed for different scenarios, both conservatives, with the tariff being readjusted according to its average value and slightly below, considering the readjustment equal to the average inflation of the last 10 years. It was considered the options for payment of the initial cost in cash or through financing by FINAME of the BNDES. The economic indicators used to determine viability were net present value, internal rate of return, the paybacks, simple and modified, and the levelized cost of energy, LCOE. The system was designed considering the consumption of the company in the last twelve months and the result indicates that the photovoltaic generator would supply 79% of that amount. Being a consumer of A4 group, the economy obtained depends on the time that energy was generated, so, the hourly production was simulated based on the average monthly radiation. The obtained results demonstrates that in all the proposed scenarios the project is viable for all indicators, and its internal rate of return was above the return given by investments considered low risk. Finally, being a relevant factor for companies and for clean energy projects, in this same case study was made the analyses of the Greenhouse gas emission balances, where the results showed that there would be a saving of 96 tons of CO<sub>2</sub> emitted into the atmosphere.

**Keywords: Electrical Engineering. Distributed Generation. Industrial Group. Photovoltaic.**

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 1. MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA EM 2015. ....	13
FIGURA 2. NÚMERO DE CONEXÕES À REDE ACUMULADO. ....	15
FIGURA 3. DIAGRAMAS UNIFILARES APLICÁVEIS, SENDO (A) PARA UNIDADE CONSUMIDORA EM BAIXA TENSÃO, (B) MÉDIA TENSÃO COM POTÊNCIA INSTALADA MENOR 500kW E (C) MÉDIA TENSÃO COM POTÊNCIA INSTALADA SUPERIOR A 500KW. .....	26
FIGURA 4. ILUSTRAÇÃO DE UMA REDE INTELIGENTE HIPOTÉTICA. ....	27
FIGURA 5. MEDIDOR INTELIGENTE SMW100 COMERCIALIZADO PELA WEG. ....	29
FIGURA 6. DISTRIBUIÇÃO DAS TECNOLOGIAS NA PRODUÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS. .....	31
FIGURA 7. (A) SILÍCIO MONOCRISTALINO, (B) SILÍCIO POLICRISTALINO, (C)A-SI, (D) CdTe, (E)CIGS, (F)OPV E (G)HÍBRIDO .....	31
FIGURA 8. CURVA DE IxV E PxV CARACTERÍSTICAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. ....	35
FIGURA 9. CURVA DE CORRENTE POR TENSÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM FUNÇÃO DA IRRADIÂNCIA.....	35
FIGURA 10. CURVA I-V EM FUNÇÃO DA TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	36
FIGURA 11. ORIENTAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO. ....	37
FIGURA 12. CURVA CARACTERÍSTICA DA LIGAÇÃO SÉRIE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS. 38	
FIGURA 13. CURVA I-V DO CONJUNTO COM MÓDULOS EM PARALELO. ....	39
FIGURA 14. CONJUNTO FOTOVOLTAICO EM LIGAÇÃO MISTA.....	39
FIGURA 15. CURVAS DE IxV PARA DIFERENTES MODOS DE LIGAÇÃO DOS PAINÉIS SOLARES.....	40
FIGURA 16. ASSOCIAÇÃO SÉRIE DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM DIODO DE DESVIO.41	
FIGURA 17. ARRANJO COM DIODOS E FUSÍVEIS DE BLOQUEIO.....	42
FIGURA 18. BLOCOS DE FUNCIONAMENTO DO INVERSOR FOTOVOLTAICO.....	43
FIGURA 19. CIRCUITO SIMPLIFICADO PARA INVERSOR CC-CA MONOFÁSICO.....	44
FIGURA 20. CURVAS DE CARGAS OBTIDAS COM DIFERENTES CONTROLES PARA INVERSOR MONOFÁSICO. ....	45
FIGURA 21. CONTROLE DAS CHAVES T1, T2, T3 E T4 PARA ONDA SENOIDAL MODIFICADA. .....	45
FIGURA 22. SISTEMA DE CONTROLE POR LARGURA DE PULSO PARA INVERSOR MONOFÁSICO. ....	46
FIGURA 23. CIRCUITO SIMPLIFICADO INVERSOR TRIFÁSICO .....	46
FIGURA 24. TENSÕES DE LINHA PARA ONDA MODIFICADA TRIFÁSICA. ....	47
FIGURA 25. INVERSORES TRIFÁSICOS CONTROLADOS COM LÓGICA DE MODULAÇÃO DE LARGURA DE PULSO, PWM. ....	48
FIGURA 26. MODALIDADES TARIFÁRIAS E VALORES VIGENTES PRATICADOS PELA CEEE EM 2016 SEM IMPOSTOS.....	53
FIGURA 27. VISTA DE SATÉLITE DA EMPRESA, COM A DEMARCAÇÃO DA REGIÃO ONDE SERÃO INSTALADOS OS PAINÉIS. ....	54
FIGURA 28. COMPORTAMENTO ANUAL DA ENERGIA GERADA X CONSUMO. ....	62



FIGURA 29. CUSTOS POR ÁREA DO PROJETO.....	65
FIGURA 30. CURVA DA EVOLUÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA E IPCA. ....	67
FIGURA 31. CENÁRIO 1: RECEITAS ACUMULADAS COM E SEM CORREÇÃO PARA O VALOR PRESENTE. ....	71
FIGURA 32. CENÁRIO 2: RECEITAS ACUMULADAS COM E SEM CORREÇÃO PARA O VALOR PRESENTE. ....	71
FIGURA 33. CENÁRIO 3: RECEITAS ACUMULADAS COM E SEM CORREÇÃO PARA O VALOR PRESENTE. ....	71
FIGURA 34. CENÁRIO 4: RECEITAS ACUMULADAS COM E SEM CORREÇÃO PARA O VALOR PRESENTE. ....	72
FIGURA 35. FATOR DE EMISSÃO DE CO <sub>2</sub> DO SIN, DADOS MENSIS E ANUAIS RELATIVOS A 2016.....	74
FIGURA 36. EVOLUÇÃO DA QUANTIA DE CO <sub>2</sub> POUPADA.....	75
FIGURA 37. FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA INSTALADA SUPERIOR A 10KW.....	81

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1. ETAPAS DO PROCESSO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO. ....	20
TABELA 2. TABELA DE PROTEÇÕES POR NÍVEL DE POTÊNCIA INSTALADA. ....	21
TABELA 3. INCLINAÇÕES SUGERIDAS POR INTERVALOS DE LATITUDE LOCAL. ....	37
TABELA 4. SEQUÊNCIA DE ACIONAMENTO DAS CHAVES NO CASO DA ONDA MODIFICADA TRIFÁSICO, COMANDO DE 180°. ....	47
TABELA 5. VALOR DA TARIFA COBRADA PELA CEEE PELO KWH PARA CONSUMIDORES DO GRUPO A4. ....	52
TABELA 6. HISTÓRICO DE CONSUMO NOS ÚLTIMOS 12 MESES. ....	53
TABELA 7. RADIAÇÃO INCIDENTE SOBRE O PLANO INCLINADO COM USO DO PVSYST. ....	54
TABELA 8. VALORES DE EFICIÊNCIAS ADOTADAS PARA CALCULO DA QUANTIDADE DE PAINÉIS NECESSARIOS. ....	55
TABELA 9. ÁREA OCUPADA PELOS MÓDULOS EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA ESCOLHIDA. ....	57
TABELA 10. ESPECIFICAÇÕES PAINEL SOLAR CS6X-315P. ....	57
TABELA 11. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS INVERSOR FRONIUS 27KW. ....	58
TABELA 12. ENERGIA GERADA FRENTE AO CONSUMO MENSAL. ....	61
TABELA 14. MÉDIA MENSAL DA ENERGIA HORÁRIA GERADA. ....	63
TABELA 13. ENERGIA GERADA POR POSTO TARIFÁRIO E RECEITA ECONOMIZADA. ....	64
TABELA 15. PREÇOS ESTIMADOS POR ÁREA DO PROJETO. ....	65
TABELA 16. CENÁRIOS ANALISADOS. ....	68
TABELA 17. CENÁRIO 1: ENTRADAS, SAÍDAS, VALOR FUTURO E VALOR PRESENTE. ....	68
TABELA 18. CENÁRIO 2: ENTRADAS, SAÍDAS, VALOR FUTURO E VALOR PRESENTE. ....	69
TABELA 19. CENÁRIO 3: ENTRADAS, SAÍDAS, VALOR FUTURO E VALOR PRESENTE. ....	69
TABELA 20. CENÁRIO 4: ENTRADAS, SAÍDAS, VALOR FUTURO E VALOR PRESENTE. ....	70
TABELA 21. VPL, TIR, PAYBACK E LCOE RESULTANTES PARA TODOS OS CASOS. ....	72
TABELA 22. RENDIMENTO EM 2015 DOS PRINCIPAIS FUNDOS DE RENDA FIXA. ....	73
TABELA 23. FINANCIAMENTO SIMULADO NO BNDES PARA 80% DO PROJETO, PARA SER PAGO EM 5 ANOS E JUROS DE 15,21%. ....	82

## LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas.

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANSI: Instituto Nacional Americano de Padrões (*American National Standards Institute*).

BEN: Balanço Energético Nacional.

BJT: Transistor de Junção Bipolar.

BNDES: Banco Nacional do Desenvolvimento.

BT: Baixa Tensão.

c.a.: Corrente Alternada.

c.c.: Corrente Contínua.

CB: *Carbon Balance*.

CEEE: Companhia Estadual de Energia Elétrica.

CIGS: Cobre, Índio, Gálio e Selênio.

CIS: Cobre, Índio e Selênio.

CSEM: *Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique*.

DELET: Departamento de Engenharia Elétrica.

DSV: Dispositivo de Seccionamento Visível.

FDI: Fator de Dimensionamento de Inversores.

FINAME: Agência Especial de Financiamento Industrial.

FV: Fotovoltaica.

GD: Geração Distribuída.

GTO: *Gate Turn-Off Thyristor*.

HJT: Tecnologia de Heterojunção.

ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços.

IGBT: Transistor Bipolar de Porta Isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor*).

INMET: Instituto Nacional de Meteorologia.

Inmetro: Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.

IT: Instrução Técnica.

LABSOL: Laboratório de Energia Solar.

LCE: *Life Cycle Emissions*.

MCT: Ministério de Ciência e Tecnologia.

MOSFET: *Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor*.

MPPT: Maximum Power Point Tracking.

MT: Média Tensão.

NASA: Administração Nacional de Aeronáutica e Espaço (*National Aeronautics and Space Administration*).

NOCT: Temperatura nominal de Operação da Célula.

OPV: Fotovoltaica Orgânica (*Organic Photovoltaics*).

PLC: *Power Line Communication*.

PNUMA: Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente.

PPGEE: Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico.

PWM: Modulação por Largura de Pulso (*Pulse Width Modulation*).

RIC: Regulamento de instalações consumidoras.

RMS: Raiz Média Quadrática (*Root Mean Square*).

RN: Resolução Normativa.

SCR: *Silicon Controlled Rectifier*.

SFCR: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.

SIN: Sistema Interligado Nacional.

STC: Condição Padrão de Ensaio (*Standard Test Conditions*).

SWERA: Levantamento de Recursos Energéticos Solar e Eólico (*Solar and Wind Energy Resource Assesment*).

TFPV: Células Fotovoltaicas de Película Fina (*Thin Film Photovoltaic*).

THD: Distorção Harmônica Total.

TIR: Taxa Interna de Retorno.

TRIAC: *Triode for Alternating Current*.

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

VPL: Valor Presente Líquido.

Wp: Watt-pico.

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>13</b>
1.1 MOTIVAÇÃO .....	13
1.2 OBJETIVO.....	16
1.3 ORGANIZAÇÃO .....	16
<b>2 REGULAMENTAÇÃO E NORMAS</b> .....	<b>17</b>
2.1 ANEEL.....	17
2.2 CEEE.....	22
2.3 SMARTGRIDS E SMARTMETERS .....	27
<b>3 EQUIPAMENTOS</b> .....	<b>30</b>
3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	30
3.1.1 Células fotovoltaicas de silício monocristalino .....	30
3.1.2 Painel solar fotovoltaico de silício policristalino.....	32
3.1.3 Painel solar híbrido – HJT .....	32
3.1.4 Painéis solares de filme fino.....	32
3.1.4.1 Painel solar de silício amorfo (a-si).....	33
3.1.4.2 Painel solar de telureto de cádmio (CdTe).....	33
3.1.4.3 Painéis solares de seleneto de cobre, índio e gálio (CIS / CIGS) 33	
3.1.4.4 Células fotovoltaicas orgânicas (OPV) .....	33
3.1.5 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS .....	34
3.1.5.1 Curva característica .....	34
3.1.5.2 Influência da radiação solar.....	34
3.1.5.3 Influência da temperatura .....	35
3.1.5.4 Métodos de ensaio .....	36
3.1.5.5 Posicionamento dos painéis .....	36
3.1.5.6 Associações dos painéis.....	38
3.1.5.7 Associação série .....	38
3.1.5.8 Associação paralelo.....	38
3.1.4.9 Associações mista .....	39
3.1.5.9 Efeitos do sombreamento .....	40
3.1.5.10 Pontos quentes e diodos de desvio .....	40
3.1.5.11 Correntes reversas .....	41
3.2 INVERSORES .....	42
3.2.1 Princípio de funcionamento.....	43
3.2.2 Rastreadores de ponto de máxima potência (MPPT) .....	48
3.2.3 Características principais dos inversores.....	49
<b>4 ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>52</b>
4.1 FATURAMENTO CONSUMIDORES GRUPO A .....	52
4.2 DETERMINAÇÃO DA RADIAÇÃO DURANTE O ANO .....	53
4.3 ESCOLHA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS .....	56
4.4 ESCOLHA DOS INVERSORES .....	58
4.5 DETERMINAÇÃO DO ARRANJO.....	59
4.6 CÁLCULO DA ENERGIA GERADA E RECEITA ECONOMIZADA ANUAL.....	61
4.7 BALANÇO FINANCEIRO DO PROJETO PARA TODA SUA VIDA ÚTIL .....	64

4.7.1	Valor presente líquido – VPL.....	65
4.7.2	Taxa interna de retorno – TIR.....	66
4.7.3	Payback simples e modificado.....	66
4.7.4	Custo nivelado de geração de energia - LCOE.....	66
4.7.5	Cenários propostos.....	66
4.7.6	Comparação entre os cenários.....	72
4.8	BALANÇO AMBIENTAL DO PROJETO PARA TODA SUA VIDA ÚTIL.....	73
5	CONCLUSÃO.....	76
5.1	DISCUSSÃO.....	76
5.2	TRABALHOS FUTUROS.....	77
	ANEXOS A.....	81
	ANEXO B.....	82

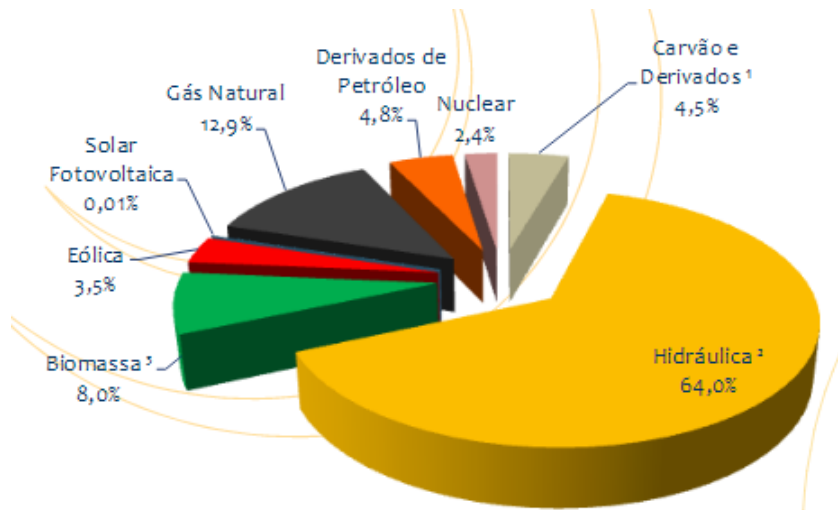
# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

Os investimentos em energias renováveis em 2015 bateram recorde, alcançando o valor de 286 milhões de dólares, segundo relatório publicado pelo Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) no dia 25 março de 2016, onde consta que o investimento de países em desenvolvimento cresceu 19%, enquanto de países desenvolvidos decresceu 8%. O Brasil está entre os 10 maiores investidores de 2015 neste tipo de energia.

Esse investimento todo tem explicação, a dependência de fontes hídricas é notável, em números elas representaram 64% da matriz energética brasileira em 2015, segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) de 2016. Este tipo geração, que também é renovável, vem sofrendo tanto com a escassez de chuvas, quanto pela legislação vigente que proíbe reservatórios de acumulação, diminuindo a confiabilidade e atratividade destes investimentos. Em contrapartida, estão havendo mais investimentos, em outras fontes renováveis, como biomassa, eólica, solar.

Figura 1. Matriz energética brasileira em 2015.



Fonte: BEN, 2016.

Segundo o BEN 2016, a energia solar fotovoltaica representa somente 0,01% da matriz energética brasileira, com potência instalada 21 MW, 42,4% a mais quando comparada ao ano de 2014, o que permitiu a geração de 59 GWh neste mesmo período, um crescimento de 266,4% quando comparado ao ano anterior. O que contribuiu muito para o crescimento da geração fotovoltaica foram a queda nos preços dos equipamentos,

o aumento de projetos de financiamento para esses projetos e principalmente os avanços na legislação que atualmente permitem a minigeração e microgeração distribuída de energia eólica, solar, biomassa. A Geração Distribuída (GD) permite que consumidores produzam totalmente ou parte de sua energia consumida, permitindo-lhes trocar o excedente por créditos de energia que podem ser consumidos em até 60 meses. Um dos motivos para que 78,5% da capacidade instalada de energia solar fotovoltaica no país em 2015 seja oriunda da GD, ou seja 16,5 MW.

Estes números são pequenos quando postos na matriz energética do país, mas podem representar grandes economias para os consumidores, explicando-se assim a origem deste crescimento.

Os avanços tecnológicos que estão ocorrendo na área também tornam os investimentos mais atraentes, pois os valores dos painéis fotovoltaicos diminuem ano a ano. Ademais, os estudos realizados também estão permitindo a produção de placas de maior eficiência, em torno de 20% de rendimento, a operação destas em faixas de temperaturas mais elevadas com níveis de eficiência maiores que no passado. Como será demonstrado neste trabalho, temperaturas elevadas são prejudiciais para desempenho dos módulos.

Os inversores utilizados também estão passando por grandes melhorias, grande parte dos equipamentos comercializados, inclusive no Brasil, são capazes de operar sincronizados com a rede, com 98% de eficiência na conversão de corrente contínua para corrente alterada. É importante ressaltar que este parâmetro varia de acordo com potência que o inversor opera, quanto mais perto da potência nominal melhor a conversão, no entanto as faixas de operação com eficiência inferior a 90% são muito pequenas.

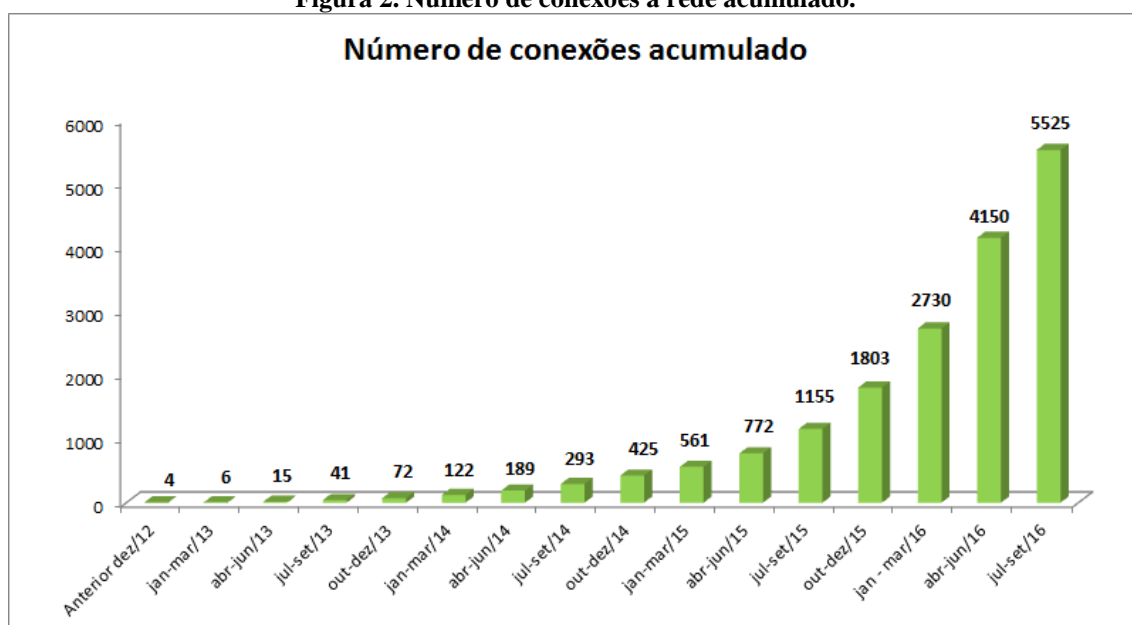
Mesmo com a queda constante nos preços dos equipamentos, o setor ainda enfrenta entraves, como a falta de linhas de crédito para financiamento. Atualmente, alguns bancos já oferecem soluções para pessoa física, porém com taxas ainda aquém do desejável. Já para pessoa jurídica as possibilidades são menores, as possibilidades ofertadas são principalmente pelo Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES), porém esse só financia equipamentos produzidos no país, diminuindo em muito as possibilidades de investimento.



Os preços praticados no país apresentaram ligeira queda com relação ao ano passado, os custos por kW divididos por capacidade instalada são de 8,58 R\$/Wp (Watt pico) para potencias de até 5 kWp, 7,57 R\$/Wp para capacidade de 5 a 30 kWp, 6,86 R\$/W para capacidade 30 a 100kWp e 6,44 R\$/Wp para capacidades acima de 100 kWp. (IDEAL,2016)

Ainda, é possível vislumbrar de forma clara os benefícios obtidos do ponto de vista social, pois estima-se que no Brasil hajam 918.000 pessoas empregadas por vagas associadas a produção de energia fotovoltaica (Castro,2016), esse número deve continuar aumentando, dado que o número de conexões à rede tem crescido rapidamente, como mostra a Figura 2.

**Figura 2. Número de conexões à rede acumulado.**



**Fonte: Aneel, 2016.**

Aliado ao mercado de trabalho oferecido pela implantação dessa nova energia, ainda é possível observar as vantagens em relação ao meio ambiente. Sabe-se que atualmente há grande preocupação, quando se fala em geração de energia ou qualquer outra inovação, com os impactos ambientais referentes à implantação de projetos dessa natureza.

Nesse sentido, é de se destacar que a energia fotovoltaica é fonte de energia limpa e os malefícios ambientais concentram-se basicamente na construção dos equipamentos que serão utilizados no projeto.

## 1.2 OBJETIVO

Este trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade da implantação de minigeração fotovoltaica para atender a demanda de uma empresa de pequeno porte da região metropolitana de Porto Alegre, selecionando todos os equipamentos necessários para este fim, desde os painéis, inversores, até as proteções requeridas e seus devidos dimensionamentos. Desta forma, serão estudados diversos conceitos fundamentais da área, incluindo normas, tipos de painéis, posicionamento, esquemas de ligação, tipos de inversores, medidores e proteções.

## 1.3 ORGANIZAÇÃO

Primeiramente, no capítulo dois serão apresentados os requisitos a serem atendidos pelo consumidor para obter a autorização para conectar-se à rede de distribuição, quais procedimentos devem ser feitos, os principais conceitos envolvidos neste tipo de geração, como de *smartgrid* e *smartmeters*.

No capítulo três serão apresentados os equipamentos, a metodologia do seu dimensionamento. Painéis solares: teoria envolvida no seu funcionamento, arranjos possíveis para se maximizar o desempenho, *softwares* comerciais para dimensionamento da capacidade de geração. Inversores: forma de funcionamento, principais fabricantes, formas de cálculo de potência, estruturas voltadas para projetos fotovoltaicos.

Finalmente no quarto capítulo então será apresentado o projeto para um sistema real, uma empresa de pequeno porte da região metropolitana de Porto Alegre, a qual é abastecida em média tensão com demanda contratada de 120kW. O objetivo do projeto será minimizar ao máximo o consumo de energia oriunda da rede e por sua vez minimizar os custos de operação da empresa.

## **2 REGULAMENTAÇÃO E NORMAS**

O sistema de geração distribuída tem ganho incentivos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pois possibilita a descentralização da geração de energia, acarreta em menores perdas no processo de transmissão pois os consumidores autogeradores podem atender às demandas próximas e ainda reduz as emissões de gases tóxicos na atmosfera, como no caso do uso de termoelétricas. Para o consumidor a geração distribuída está diretamente ligada à economia de gastos com energia, mas em muitos casos também está atrelada ao ideal de sustentabilidade.

A troca é a melhor forma de “armazenar” a energia excedente produzida pelo sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR), pois como dito anteriormente, a energia é cedida à distribuidora na forma de empréstimo e poderá ser consumida novamente no momento em que for necessária, atendendo o prazo máximo de 60 meses.

Existem outras formas de armazenar a energia, mas todas elas apresentam perdas, como no caso de baterias, onde ocorre a autodescarga, processo espontâneo no qual a energia armazenada diminui gradualmente devido as reações químicas internas. Portanto, em locais onde é possível troca da energia com a distribuidora, opta-se por fazê-la devido às questões de rendimento e custo, no entanto existem normas a serem atendidas pelo consumidor para que ele obtenha a permissão de se conectar à rede de distribuição, primeiramente elas são determinadas pela ANEEL e, por conseguinte pela distribuidora local, que neste caso é a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE).

Este capítulo mostrará de forma resumida os principais requisitos exigidos pela ANEEL e pela CEEE para conexão à rede e por fim apresentará o conceito de *smartgrids*, que está diretamente ligado ao que a ANEEL almeja para a geração distribuída.

### **2.1 ANEEL**

A Resolução Normativa 482 de 17 abril de 2012 estabelece as condições gerais para acesso de minigeração e microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica. Porém, a Resolução Normativa N° 687 de 24 de novembro de 2015 alterou algumas das definições da RN 482 e os módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica da ANEEL (PRODIST).

Dentre as alterações fundamentais estão os conceitos de minigeração, microgeração distribuída e sistema de compensação, sendo:

Microgeração Distribuída central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes

renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. (RN 687, 2015, p.1).

Minigeração distribuída central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (RN 687, 2015, p.1).

Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa; (RN 687, 2015, p.1).

Foram estabelecidas novas modalidades de consumo como o autoconsumo remoto, geração compartilhada, sendo que o primeiro permite que um produtor utilize seus créditos gerados em outra unidade consumidora que esteja registrada em seu nome, já o segundo permite que por meio de consórcio ou cooperativo, dentro de uma mesma área de permissão ou concessão, os consumidores possam utilizar dos créditos gerados em local diferente ao das unidades consumidoras (ANEEL, 2015).

Também foi criada a modalidade de empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, caracterizando-o pela utilização da energia elétrica de forma independente, onde cada fração do uso individualizado é entendida como uma unidade consumidora e as áreas comuns compartilhadas por estes como uma unidade única diferente da demais. Para caracterizar este tipo de empreendimento deve-se apresentar uma cópia de instrumento jurídico comprovando o compromisso de solidariedade entre os integrantes junto à solicitação de acesso (ANEEL, 2015).

A potência máxima instalada da minigeração e da microgeração ficam limitadas à potência disponibilizada para a unidade consumidora. O consumidor pode solicitar aumento da carga disponibilizada mesmo sem haver aumento na carga instalada, este pedido deve ser feito nos termos do art.27 da RN 414 de 2010. Caso haja a necessidade de melhorias ou reforços na rede de distribuição devido a conexão de geração distribuída os custos deverão fazer parte da participação financeira do consumidor no caso da microgeração, já para a minigeração eles não deverão fazer parte (ANEEL, 2015).

É importante ressaltar que deverá ser cobrado sempre o custo da demanda contratada para consumidores do grupo A e de disponibilidade para consumidores do

grupo B, sendo desta forma impossível “zerar a conta” como vem sendo divulgado em alguns meios de comunicação. O faturamento deverá ser feito considerando a energia consumida, deduzida da energia injetada e de créditos de energia acumulados em ciclos anteriores, caso existam, por postos tarifários, se for o caso, nos quais incidirão todas as componentes da tarifa em R\$/MWh (ANEEL, 2015).

O faturamento da unidade consumidora na modalidade convencional deve considerar os créditos gerados como em período fora de ponta, quando eles forem utilizados em outra unidade consumidora. A cobrança de bandeiras tarifárias deverá ser efetuada sobre o consumo de energia elétrica ativa a ser faturada (ANEEL, 2015).

Quanto a medição, a distribuidora é responsável técnica e financeiramente pelo sistema de medição da microgeração distribuída, já para a minigeração e geração compartilhada isto ocorre após a adequação do sistema, cujos custos serão da parte interessada. Os prazos de adequação e de início de compensação de energia elétrica deverão respeitar o tempo de aprovação de conexão da seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST. A Tabela 1 apresenta a etapas do processo de solicitação de acesso e os prazos máximos determinados (ANEEL, 2015).

O sistema de medição das unidades consumidoras com sistema de minigeração ou microgeração deve atender às mesmas especificações de outras unidades no mesmo nível de tensão, acrescido da necessidade de utilização de um medidor bidirecional ou dois medidores unidirecionais, onde um mede a energia ativa fornecida à rede e outro a energia ativa consumida da rede. A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o medidor sem custos aos acessante no caso da microgeração, já para o caso da minigeração o consumidor terá que ressarcir a acessada pelos custos de adequação (ANEEL, 2015).

**Tabela 1. Etapas do processo de solicitação de acesso.**

<b>ETAPA</b>	<b>AÇÃO</b>	<b>RESPONSÁVEL</b>	<b>PRAZO</b>
<b>1 Solicitação de acesso</b>	(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	-
<b>2 Parecer de acesso</b>	(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 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).</p>
<b>3 Implantação da conexão</b>	(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)
<b>4 Aprovação do ponto de conexão</b>	(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.
<b>5 Contratos</b>	(a) Acordo Operativo ou Relacionamento Operacional	Acessante Distribuidora	e Acordo operativo até a ação 4 (b), Relacionamento operacional até a ação 2(a)

Fonte: PRODIST(2016, p.85)

Já o sistema de proteção para unidades com geração distribuída se diferencia dos demais consumidores no mesmo nível de tensão, pois diversas proteções estão previstas de acordo com a potência de geração instalada. A Tabela 2 identifica quais as proteções são requeridas para cada nível de potência (ANEEL, 2015).

**Tabela 2. Tabela de proteções por nível de potência instalada.**

EQUIPAMENTO	Potência Instalada		
	Menor ou igual a 75 kW	Maior que 75 kW e menor ou igual a 500 kW	Maior que 500 kW e menor ou igual a 5 MW
Elemento de desconexão <sup>(1)</sup>	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção <sup>(2)</sup>	Sim	Sim	Sim
Transformador de acoplamento <sup>(3)</sup>	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim <sup>(4)</sup>	Sim <sup>(4)</sup>	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Sim	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>	Sim <sup>(5)</sup>
Anti-ilhamento	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>	Sim <sup>(6)</sup>
Medição	Sistema de Medição Bidirecional <sup>(7)</sup>	Medidor 4 Quadrantes	Medidor 4 Quadrantes

Fonte: PRODIST(2016, p.81.)

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores e minigeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 da Seção 3.7 do PRODIST.

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

(3) Transformador de interface entre a unidade consumidora e rede de distribuição.

(4) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletroeletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.

(5) Não é necessário relé de sincronismo específico, mas um sistema eletroeletrônico que realize o sincronismo com a frequência da rede e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção, de maneira que somente ocorra a conexão com a rede após o sincronismo ter sido atingido.

(6) No caso de operação em ilha do acessante, a proteção de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física entre a rede de distribuição e as instalações elétricas internas à unidade consumidora, incluindo a parcela de carga e de geração, sendo vedada a conexão ao sistema da distribuidora durante a interrupção do fornecimento.

(7) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

Outra grande mudança que ocorreu foi na permissão de operar ilhado que na nova norma é permitida desde que o sistema de geração esteja desconectado da rede de distribuição. Essa proteção é necessária para que não haja riscos de acidentes com

funcionários da distribuidora que por ventura estejam trabalhando na rede, assumindo que esta está desenergizada (ANEEL, 2015).

Para solicitar o acesso da geração à rede o consumidor deve preencher o formulário de solicitação ao qual seu sistema se enquadra e que se encontra nos anexos II, III e IV da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST. É necessário também apresentar a documentação e ensaios solicitados no formulário, caso contrário o pedido de acesso será negado. A Figura 37 presente nos anexos deste trabalho apresenta o formulário de acesso disponibilizado pela ANEEL para conexão de minigeração distribuída com potência instalada superior à 10 kW (ANEEL, 2015).

## **2.2 CEEE**

Neste tópico serão citados os principais requisitos impostos pela CEEE para conexão da geração distribuída. Eles estão disponíveis no endereço eletrônico da distribuída, através da instrução técnica IT-81.081 (CEEE, 2014).

Segundo este documento, o consumidor interessado em instalar micro ou minigeração distribuída em sua unidade consumidora deverá apresentar a solicitação conforme consta nessa instrução técnica. Caso todos os documentos estejam de acordo será responsabilidade da CEEE emitir o parecer de acesso. A parte interessada só será cadastrada no sistema de compensação de energia elétrica após análise das informações apresentadas, vistoria das instalações e aprovação por parte da distribuidora (CEEE, 2014).

Cabe ao consumidor obter as licenças ambientais e demais autorizações junto a órgãos públicos, restando à distribuidora somente a análise e liberação do funcionamento da central geradora para a conexão à rede de distribuição (CEEE, 2014).

A adequações da unidade consumidora, a configuração das funções de proteção da central geradora e acompanhamento e vistoria das instalações de conexão são de responsabilidade do profissional técnico responsável pelas instalações (CEEE, 2014).

A operação em ilha está vedada, devendo ser realizado durante a vistoria o teste de desconexão anti-ilhamento, sendo este de responsabilidade do responsável técnico pelas instalações. Caso haja módulo de transferência gerador é permitido ao consumidor permanecer com as cargas ligadas (CEEE, 2014).



Para receber a liberação da acessada, o consumidor também deverá apresentar certificados ou declaração do fabricante de que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência dessas, normas internacionais (CEEE, 2014).

A distribuidora não se responsabiliza por danos ao gerador ou as instalações do consumidor devido ao fato de mau funcionamento de equipamentos ou falhas em dispositivos de proteção de propriedade do consumidor, ficando de responsabilidade deste a proteção e manutenção dos equipamentos da instalação (CEEE, 2014).

A automatização do religamento do disjuntor geral da unidade consumidora após retorno do fornecimento de energia é proibida. O uso de dispositivo de seccionamento visível (DSV) se torna dispensável para microgeradores onde a conexão é feita através de inversor. Porém para os demais casos ele continua sendo obrigatório (CEEE, 2014).

Atendendo ao RIC-BT e MT, a central geradora deverá estar conectada a malha de aterramento da unidade, devendo também suportar religamento automático no sistema de distribuição, em qualquer número de ângulo ou fases. A entrada de energia da unidade consumidora deverá estar de acordo com o RIC-BT ou MT e possibilitar a instalação de medidor bidirecional e do DSV se aplicável (CEEE, 2014).

Deverá ser fixada junto a caixa de medição a placa de advertência disponibilizada no ANEXO C da IT-081.081 (CEEE, 2014).

Conforme já determinado pela ANEEL, as distribuidoras também informam as proteções necessárias para conexão à rede, os itens abaixo irão esclarecer as exigências por faixa de tensão.

### **2.1.1 A unidade consumidora conectada em baixa tensão**

Capacidade instalada da unidade consumidora conectada em baixa tensão fica limitada à 75kW. As proteções ANSI mínimas exigidas para a conexão sem uso de inversor são as seguintes 25, 27, 59, 81U, 81 e 78V (ou equivalente que impeça a operação em ilha) (CEEE, 2014).

Para microgerador conectado através de inversor, as funções de proteção referidas no parágrafo anterior podem ser integradas ao inversor ou realizadas por sistema eletro-eletrônico capaz de detectar tais anomalias e zerar a corrente de saída do inversor, seja

por desconexão física ou abertura das chaves estáticas. Caso o inversor não possua estas funções integradas nem intrínsecas, elas devem ser implementadas através de relés secundários multifuncionais (CEEE, 2014).

O DSV, quando necessário deve ser instalado na caixa de medição, a jusante do disjuntor geral, possuir corrente nominal igual ou superior à do disjuntor geral e mecanismo para bloqueio de operação através da inserção de um cadeado tamanho CR30. Caso seja obrigatório o uso de DSV a caixa de medição deverá ser escolhida entre as padronizadas no RIC-BT, com espaço para inserção do dispositivo (CEEE, 2014).

### **2.1.2 Unidade consumidora conectada em média tensão**

Se destinam àquelas unidades conectadas em média tensão, microgeração com capacidade instalada superior à 75kW ou caso haja uma necessidade específica.

O transformador de acoplamento utilizado deverá estar na configuração delta-estrela e o religamento automático do disjuntor geral de média tensão está vedado (CEEE, 2014).

### **2.1.3 Requisitos de proteção para capacidade instalada igual ou inferior a 500 kW**

As proteções ANSI mínimas exigidas para a conexão sem uso de inversor são as seguintes 25, 27, 59, 81U, 81 e 78V (ou equivalente que impeça a operação em ilha). Podendo ser integradas ao inversor ou realizadas por sistema eletro-eletrônico capaz de detectar tais anomalias e zerar a corrente de saída do inversor, seja por desconexão física ou abertura das chaves estáticas. Caso o inversor não possua estas funções integradas nem intrínsecas, elas devem ser implementadas através de relés secundários multifuncionais (CEEE, 2014).

### **2.1.4 Requisitos de proteção para capacidade instalada superior a 500 kW**

Neste caso além das funções de proteção citadas nos itens anteriores, os relés do disjuntor geral de média tensão devem possuir as funções de proteção ANSI 47 e 67.

Nós módulos de proteção trifásicos deverão ser previstas as seguintes funções adicionais dos relés secundários: alarmes de proteções, registro de eventos e registro oscilográfico digital (CEEE, 2014).

Deve-se realizar sinalizações de atuação de proteções por fase ou neutro, fazendo-se quando possível distinção entre proteções de sobrecorrente ANSI 50/51 de fase ou neutro, 51V, 67, 27, 59 de fase ou neutro. Estas sinalizações devem ser atualizadas em cada manobra do disjuntor geral de média tensão (CEEE, 2014).

Deverão estar disponíveis para a distribuidora a qualquer momento em que julgar necessário a sua verificação os últimos 200 registros das funções de proteção ANSI implementadas, com suas partidas e disparos de abertura além das manobras ocorridas no disjuntor geral de média tensão (CEEE, 2014).

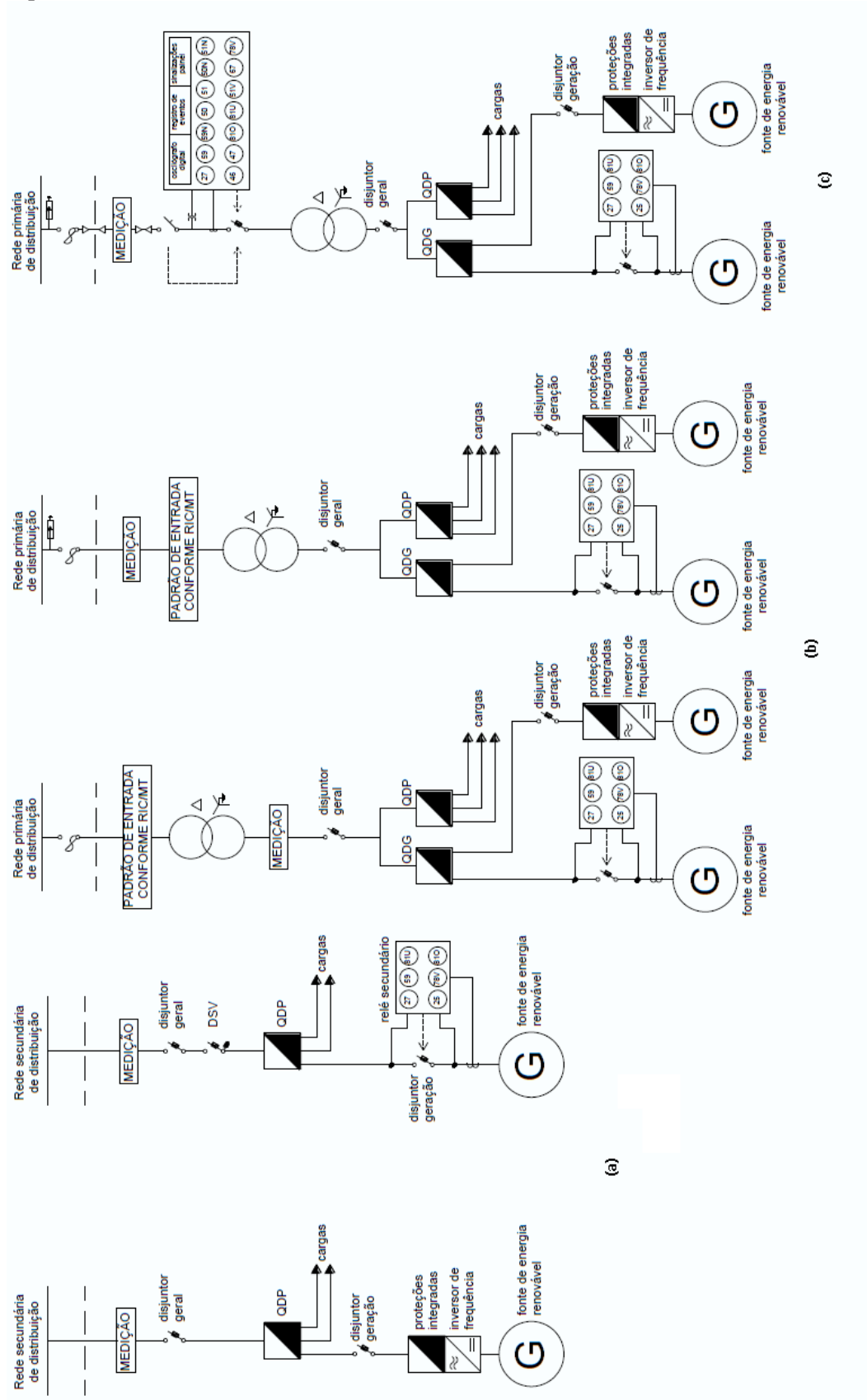
Deverão ficar disponíveis para a distribuidora a qualquer momento os eventos oscilografados. A partida deve ocorrer no início do disparo de abertura de qualquer uma das funções de proteção implementadas no módulo de proteção ou no sinal de disjuntor geral de média tensão fechado. O tempo pré-falta deve ser ajustado em tomo de 10 (dez) ciclos de rede. O tempo pós-falta deve ser ajustado em tomo de 5 (cinco) ciclos de rede. O tempo de duração deve ser ajustado de forma a permitir no mínimo os últimos 4 (quatro) eventos disponíveis no módulo de proteção. Sistema de sincronismo de ajuste automático de relógio no(s) relé(s) secundários para os registros de eventos e oscilografias (CEEE, 2014).

É necessária a instalação de um TP por fase exclusivo para a proteção, à jusante do disjuntor geral de média tensão e à montante do transformador de acoplamento. Não é permitido o emprego de esquema de proteção com relés em apenas duas fases. Devem ser instaladas chaves de teste de tensão e corrente nos circuitos secundários dos transformadores de proteção para o(s) relé(s) secundário(s), no painel do módulo de proteção, que permitam a abertura dos circuitos para testes de operação das funções ANSI de proteção implementadas. Sendo ainda necessárias chaves de testes de sinais de disparos de saída do(s) relé(s) secundário(s) (CEEE, 2014).

Assim como neste caso como para os outros deverão ser respeitados os requisitos de qualidade de energia previstos no Módulo 8 do PRODIST (CEEE, 2014).

Afim de elucidar o que foi dito, a Figura 3 demonstra através do diagrama unifilar esses diferentes arranjos de conexão (CEEE, 2014).

**Figura 3. Diagramas unifilares aplicáveis, sendo (a) para unidade consumidora em baixa tensão, (b) média tensão com potência instalada menor 500kW e (c) média tensão com potência instalada superior a 500KW.**



Fonte: Adaptado de IT-081.081(2014, p. 23, 24 e 25).

## 2.3 SMARTGRIDS E SMARTMETERS

Conforme dito nos itens anteriores, futuro das redes das transmissão e distribuição é estar cada mais diversificada, com diversos pontos de geração, porém, como mostram as normas anteriores, para que isso aconteça é necessário que o sistema esteja operando sobre máximo controle, dessa forma entra-se no conceito de *smartgrids* e *smartmeters* que serão explicados neste tópico.

Em função do avanço tecnológico, hoje é possível criar redes inteligentes, *smartgrids*, as quais possibilitam a integração de redes remotas, com diversas fontes de geração conectadas, onde até o consumidor é capaz de contribuir, como é o caso da geração distribuída. Isso possibilita redução de perdas na transmissão e distribuição da energia, maior qualidade no fornecimento, uma vez que muitos dos parâmetros de qualidade de energia poderão ser monitorados em tempo real e em diversos pontos da rede. A Figura 4, demonstra a o fluxo radial da energia em uma *smartgrid*, onde hora pode-se estar consumindo energia, hora devolvendo energia.

**Figura 4. Ilustração de uma rede inteligente hipotética.**



Fonte: SIEMENS, 2016.

Há diferentes objetivos na implementação de *smartgrids*, cada mercado tem sua meta principal. Os norte-americanos buscam principalmente o controle da demanda e aumento da eficiência energética, que pode ser traduzido como, conhecer o comportamento dos consumidores e tentar gerar somente a energia necessária para atender àquela demanda. Já o mercado europeu, onde a matriz energética conta com uma

grande participação das fontes renováveis, a meta é prover a melhor integração entre essas fontes. No Brasil o objetivo é reduzir perdas por transmissão e perdas não técnicas de energia, que ocorrem principalmente através do furto de energia. As perdas não técnicas poderão ser estimadas de diversas formas visto que será possível monitorar em tempo real o fluxo de potência em diversos pontos da rede. O fato destes instrumentos estarem em constante monitoramento, permitirá gerar avisos caso haja uma interrupção não programada e por serem digitais reduzem as possibilidades de fraudes.

O Brasil ainda está nos primeiros passos da implementação de sistemas *smartgrids*, atualmente está em execução pela AES Eletropaulo o maior projeto do tipo na cidade de Barueri, onde serão investidos até 2017 mais de R\$ 70 milhões, contemplando mais de 62 mil clientes e 250 mil habitantes. No período de 2010 a 2012 a distribuidora já havia investido R\$ 220 milhões na automação das subestações da cidade e valendo-se disso iniciou em 2013 o projeto de criação de uma rede inteligente, visando tornar Barueri o primeiro município de região metropolitana, com rede do tipo. Do início do projeto aos dias atuais vem se investindo no desenvolvimento de canais de telecomunicação e instalação de medidores nas residências, estas etapas somente terminarão em 2017. (ELETROPAULO, 2016)

Neste projeto serão utilizados 11400 medidores como o SMW100 da WEG, modelo mostrado a Figura 5, serão instalados cerca de 62 mil instrumentos do tipo, os dados medidos serão transmitidos por radiofrequência e PLC (Power Line Communication), onde a própria rede de distribuição e transmissão é utilizada para envio dos dados. O sistema além de informar dados como demanda, parâmetros de qualidade de energia, ainda permitirá que se identifique falhas instantaneamente na rede, reduzindo o tempo de resposta a falhas e poupando os clientes de avisar à distribuidora, entre outras melhorias. Também serão utilizados equipamentos da SIEMENS e Itron. (WEG, 2014)

Os *smartmeters*, instrumentos acima citados, são medidores inteligentes capazes de medir a energia injetada e consumida da rede, o que permite que o sistema compensação energética aconteça. Mas seu papel atual é muito maior que simplesmente quantificar as trocas de energia. Os medidores inteligentes são chamados desta forma, por sua capacidade de medir corrente por fase, tensão por fase, fator de potência trifásico e por fase, defasagem entre as tensões, distorção harmônica total, frequência da rede, temperatura, potência ativa e reativa em ambos sentidos, além de totalizar a energia

gerada, consumida e eventos de transgressão como de tensão precária e crítica. Em sua maioria, estes medidores possibilitam o envio de dados via internet, SMS, rádio frequência, possibilitando o monitoramento remoto da rede e alguns casos inclusive é possível a atuação remota. Na Figura 5 pode ser visto o modelo SMW100 da WEG, um dos principais medidores comercializados no Brasil. (WEG, 2016)

**Figura 5. Medidor inteligente SMW100 comercializado pela WEG.**



**Fonte: WEG, 2015.**

Com base nesses dados é possível que se entenda o a forma de operação da geração distribuída e sua influência no sistema elétrico, porém ainda é preciso que entenda funcionamento dos equipamentos envolvidos na parte da geração de energia, tema que abordado no capítulo seguinte.

### **3 EQUIPAMENTOS**

Neste capítulo serão explicadas as principais características dos equipamentos utilizados em projetos de geração distribuída, bem como seu estágio de desenvolvimento e os custos atuais de aquisição.

O primeiro item abordará os módulos fotovoltaicos, os quais representam 42% do investimento a ser realizado em projetos de SFCR (IDEAL, 2016), explicando cada tipo, vantagens e desvantagens, funcionamento, proteções, posicionamento.

Já o segundo item irá explicar o funcionamento dos inversores, 23% do investimento realizado em projetos de SFCR (IDEAL, 2016), demonstrando métodos de dimensionamento, características relevantes deste tipo de equipamento, proteções.

#### **3.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

Muitas tecnologias de fabricação foram desenvolvidas ao longo dos últimos anos reduzindo preços e espaço dos painéis. Atualmente o mercado é dominado por células de silício cristalino, monocristalino ou policristalino, existem outras tecnologias como as de filmes finos telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre índio e gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H), silício microcristalino (pc-Si) e silício crescido em fitas (Si-fitas), células fotovoltaicas multijunção de alta eficiência, células baseadas em corantes (DSSC -*Dye Sensitized Solar Cells*). No entanto o silício cristalino representa mais de 80% da produção mundial, em 2011 por exemplo este número chegou à 87.9%. A Figura 6 demonstra essa evolução e a dominância dos cristais de silício (Pinho e Galdino, 2014).

##### **3.1.1 Células fotovoltaicas de silício monocristalino**

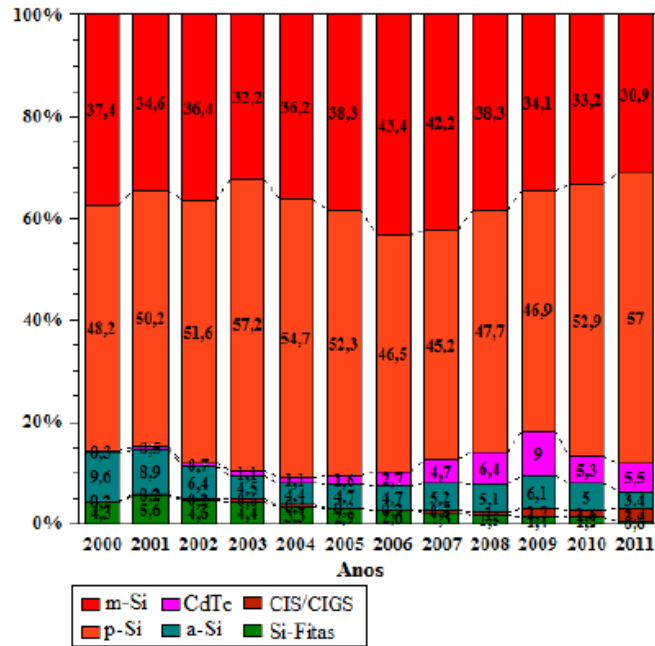
Estas células são as que possuem maior eficiência, entre 14% e 21%, o método de produção é antigo, nele são feitos lingotes cilíndricos de silício de alta pureza, que posteriormente são fatiados em inúmeras lâminas circulares que após tratamentos são transformadas em células fotovoltaicas. A geometria circular não permite o melhor aproveitamento da área dos módulos, dado que estes nada mais são que associações de diversas células, desta forma, as células são cortadas nas laterais aproximando-as da forma de retângulo com cantos arredondados, como mostra a Figura 7. Painéis produzidos de



silício monocristalino tem vida útil de mais de 30 anos e os fabricantes garantem vida útil de 25 anos (Portalsolar, 2016).

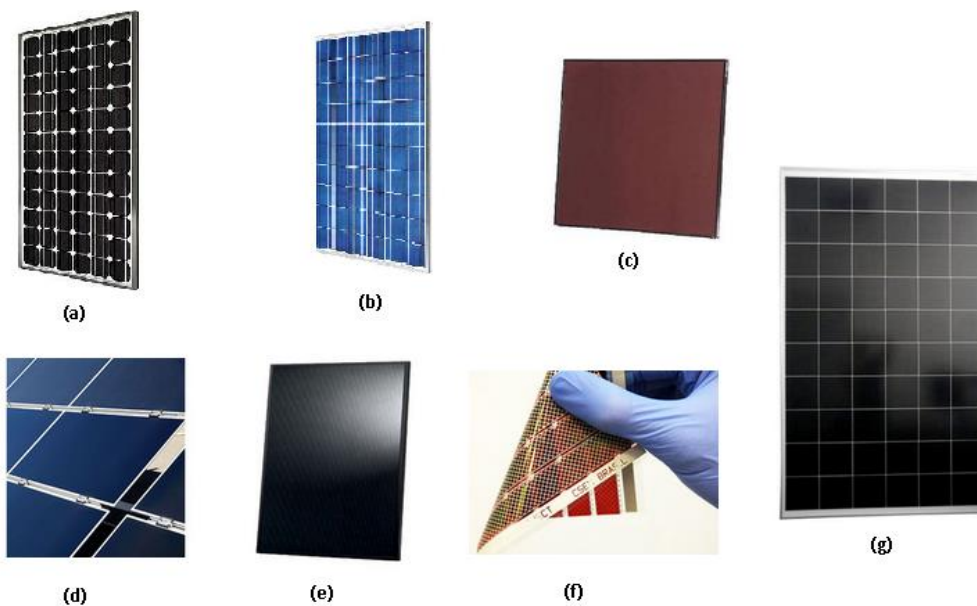
A importância de módulos de maior eficiência está principalmente na área que eles ocupam e o seu peso, que conseqüentemente são menores.

**Figura 6. Distribuição das tecnologias na produção de células fotovoltaicas.**



Fonte:Hering, 2012.

**Figura 7. (a) Silício monocristalino, (b) Silício policristalino, (c)a-Si , (d) CdTe, (e)CIGS , (f)OPV e (g)Híbrido**



Fonte: Adaptado de Portalsolar, 2016.

### **3.1.2 Painel solar fotovoltaico de silício policristalino**

O painel silício policristalino, também são conhecidos como polisilício (p-Si) e silício multi-cristalino (mc-Si), se difere do monocrystalino na maneira em que é produzido, onde os cristais de silício são fundidos em blocos, o que proporciona a formação de múltiplos cristais. Da mesma forma que o monocrystalino, esses blocos são fatiados, cortados e tratados, para a confecção dos painéis. Estes painéis são um pouco mais fáceis de produzir que o monocrystalino, mas tanto seu desempenho quanto degradação são muito semelhantes, exceto que o policristalino é um pouco menos eficiente, de 13 a 16,5%. Eles também têm vida útil de mais de 30 anos e os fabricantes garantem vida útil de 25 anos (Portalsolar, 2016).

A característica marcante destes módulos são que eles permitem que se observe a existência desses múltiplos cristais, como mostra a Figura 7. Os primeiros painéis solares à base de silício policristalino foram introduzidos no mercado em 1981 (Portalsolar, 2016).

### **3.1.3 Painel solar híbrido – HJT**

Os painéis híbridos também chamados de Heterojunção são muito semelhantes aos painéis monocrystalinos pelo processo de fabricação, exceto pelo fato de possuírem uma passivação com camada de Silício Amorfo e outras diferenças. Esta tecnologia possui eficiência de aproximadamente 20%, além de operar muito bem altas temperaturas, o que é o ideal para esse tipo de produto. No Brasil este produto ainda não comercializado, mas devida a grande insolação do país e altas temperaturas, este seria o mercado ideal para o produto (Portalsolar, 2016).

### **3.1.4 Painéis solares de filme fino**

As células de filmes finos, também são conhecidos como células fotovoltaicas de película fina (TFPV), são produzidos através do depósito de uma ou várias camadas finas de material fotovoltaico sobre um substrato. Atualmente essa tecnologia representa 20% do método de fabricação atual, mas há uma grande gama de filmes finos e eles são categorizados pelo material fotovoltaico que é depositado sobre o substrato (Portalsolar, 2016):

- Silício Amorfo (a-Si).
- Telureto de Cádmio (CdTe).

- Cobre, Índio, Gálio e Selênio (CIS / CIGS).
- Células solares fotovoltaicas orgânicas (OPV).

#### **3.1.4.1 Painel solar de silício amorfo (a-si)**

Os painéis são fabricados a partir do empilhamento de várias camadas de células de Silício Amorfo, o que proporciona uma maior eficiência do conjunto, ficando entre 6% e 9%. O interessante neste tipo de tecnologia, é que se utiliza na produção da célula somente 1% da quantidade de Silício utilizada na produção de células de Silício cristalino, mas em contrapartida o custo do empilhamento ainda é alto. Este tipo de tecnologia, no passado, era aplicado somente em pequena escala como na produção de calculadoras de bolso, mas os avanços da área hoje permitem também sua aplicabilidade em larga escala. Um exemplo do tipo deste módulo é apresentado na Figura 7 (Portalsolar, 2016).

#### **3.1.4.2 Painel solar de telureto de cádmio (CdTe)**

O Telureto de cádmio é o método de produção de filmes finos de melhor custo benefício, os painéis inclusive superaram boa parte do mercado dos painéis de silício cristalino no quesito custo/eficiência. Sua eficiência se encontra normalmente de 9% a 11%. Um exemplo do tipo deste módulo é apresentado na Figura 7. A empresa First Solar uma das principais fabricantes de painéis solares no mundo, ostenta as marcas de já ter produzido painéis de telureto de cádmio com 14,4% de eficiência e já instalou mais de 5 GW de capacidade em todo mundo, utilizando somente este tipo de tecnologia (Portalsolar, 2016).

#### **3.1.4.3 Painéis solares de seleneto de cobre, índio e gálio (CIS / CIGS)**

Dentro os métodos de produção de filmes finos este é o que apresenta maior eficiência, menor quantidade de cádmio, elemento tóxico das placas de CdTe. Estes módulos normalmente operam com eficiência de 10 a 12%, mas é possível encontrar eficiências maiores, no Brasil são comercializados modelos com até 13%. Um exemplo do tipo deste módulo é apresentado na Figura 7. Em 2011 iniciou-se na Alemanha a produção de painéis CIGS flexíveis (Portalsolar, 2016).

#### **3.1.4.4 Células fotovoltaicas orgânicas (OPV)**

Atualmente poucas empresas estão produzindo este tipo célula, mas elas não são uma tecnologia nova, as fotovoltaicas orgânicas foram idealizadas há muitos anos como

uma tecnologia de baixo custo, com processos de impressão, materiais abundantes e máquinas simples. As células fotovoltaicas orgânicas se utilizam de polímeros orgânicos condutores e moléculas orgânicas, capazes de absorver e transportar cargas, possibilitando a geração de eletricidade. No Brasil o CSEM (*Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique*), com uso de aparato tecnológico principalmente suíço, investe na pesquisas e produção destes filmes, com diferencial de usar substrato leve, flexível e transparente (Portalsolar, 2016).

Atualmente está em fase de construção com previsão de término para 2017 em São Paulo o prédio da Totvs, uma das maiores desenvolvedoras de software do mundo, ele contará com 4000 m<sup>2</sup> reservados para vidros com filmes OPV inseridos. Estima-se que os vidros custaram 40% a mais que os tradicionais, mas que o investimento seja recuperado em dez anos com a energia gerada. Será um sistema de geração fotovoltaico conectado à rede, no entanto, este atenderá somente parte da carga, gerando diminuição na conta de energia elétrica (Gazeta do Povo, 2016).

### **3.1.5 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS**

#### **3.1.5.1 Curva característica**

Os módulos fotovoltaicos se diferenciam das demais fontes de tensão pelo fato de não gerarem tensão constante em seus terminais, ela depende da corrente que está sendo cedida ao circuito, assim como a também corrente depende da tensão (VILLALVA, 2016).

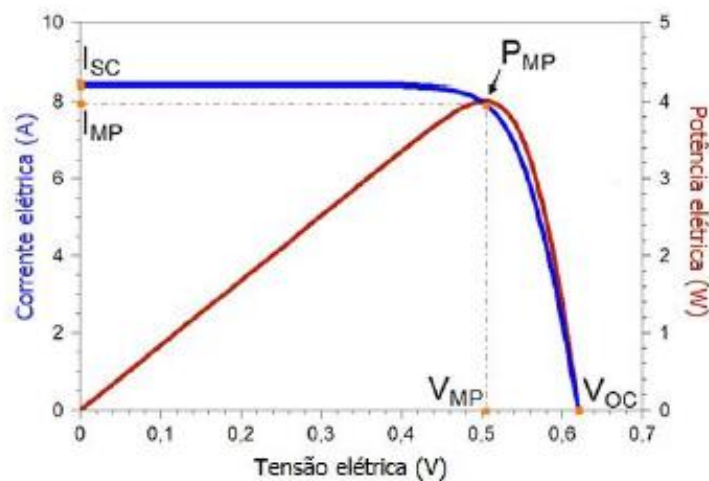
A Figura 8 mostra o comportamento da corrente e potência em função da tensão na saída de um painel fotovoltaico, onde  $I_{SC}$  representa a corrente de curto circuito,  $V_{OC}$  a tensão de circuito aberto,  $I_{MP}$  e  $V_{MP}$  representam respectivamente a corrente e tensão no ponto de potência,  $P_{MP}$ . O conhecimento das curvas  $I \times V$  e  $P \times V$  são fundamentais para o melhor aproveitamento da capacidade de geração dos painéis, pois permitem dimensionar o sistema para atuar o mais próximo possível do ponto de máxima potência (PINHO; GALDINO, 2014).

#### **3.1.5.2 Influência da radiação solar**

A corrente fornecida pelos módulos fotovoltaicos é proporcional à radiação solar incidente nas células (VILLALVA, 2015). As potências nominais dos módulos

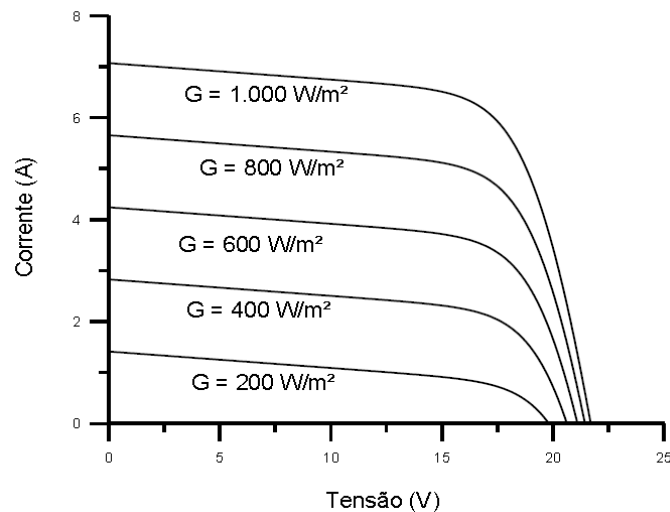
fotovoltaicos são fornecidas considerando a situação de irradiância de  $1000 \text{ W/m}^2$ , por isso é importante conhecer o comportamento desta variável para o local onde se pretende instalar os painéis. Somente conhecendo estes dados é possível o correto dimensionamento do número de painéis necessários. A Figura 9 ilustra este comportamento.

**Figura 8. Curva de IxV e PxV características de módulos fotovoltaicos.**



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

**Figura 9. Curva de corrente por tensão dos painéis fotovoltaicos em função da irradiância.**



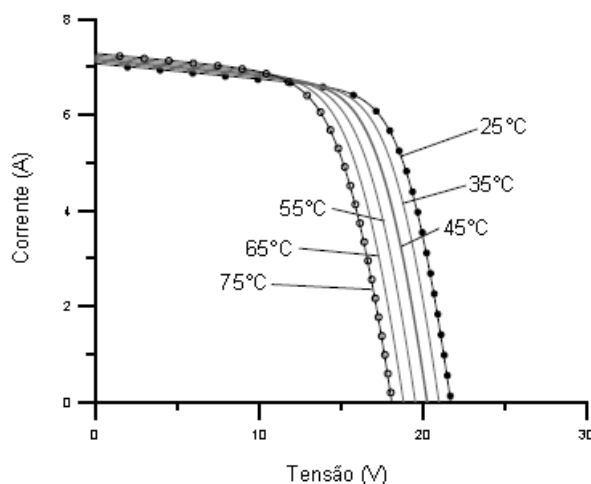
Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

### 3.1.5.3 Influência da temperatura

A temperatura influi inversamente na tensão de operação dos módulos, ou seja, a medida que a primeira aumenta a segunda diminui. A corrente permanece praticamente constante, porém, ao final com aumento da temperatura, tem-se uma redução da capacidade de geração do sistema fotovoltaico Figura 10 (VILLALVA, 2015). A potência

indicada nos módulos fotovoltaicos pelos fabricantes é normalmente dada considerando a temperatura de operação à 25°C.

**Figura 10. Curva I-V em função da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos.**



**Fonte: Pinho e Galdino, 2014.**

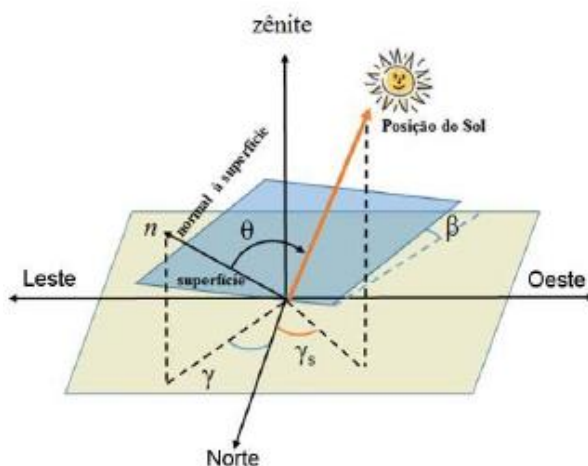
#### **3.1.5.4 Métodos de ensaio**

Existem duas formas de ensaio usadas para determinar a potência dos painéis fotovoltaicos, corrente de curto circuito e máxima potência, tensão de circuito aberto e máxima potência, eficiência. A primeira delas e mais comum é a *Standard Test Conditions (STC)*, onde se adota as condições padrões para teste, como temperatura de 25°, irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup> e distribuição espectral para AM 1,5 (PINHO; GALDINO, 2014). Já a segunda forma, *Normal Operation Cell Temperature (NOTC)*, os valores utilizados para teste se aproximam mais das condições reais de operação, como de distribuição espectral para AM 1,5, irradiância de 800 W/m<sup>2</sup> e temperatura da célula de 48,4° C, este valor foi adotado pois representa o valor médio nas condições de temperatura ambiente de 20°C e velocidade do vento a 1 m/s (VILLALVA, 2015).

#### **3.1.5.5 Posicionamento dos painéis**

A orientação e inclinação dos painéis são fatores fundamentais para obter-se o melhor desempenho dos painéis. A Figura 11 ilustra esse arranjo. Quando situados no hemisfério Sul, os módulos devem estar orientados para o Norte Verdadeiro e vice-versa, este arranjo garante o melhor desempenho quando o arranjo está livre de obstáculos (PINHO; GALDINO, 2014).

**Figura 11. Orientação do painel fotovoltaico.**



**Fonte: Pinho e Galdino, 2014.**

Quanto a determinação da inclinação dos módulos, ângulo  $\beta$ , a maior geração de energia ocorre quando se opta por usar a latitude local (PINHO; GALDINO, 2014), porém alguns autores sugerem aplicar um ângulo de correção, como mostrado na Tabela 3 (VILLALVA, 2015).

**Tabela 3. Inclinações sugeridas por intervalos de latitude local.**

Latitude Geográfica Local	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\alpha = + 10^\circ$
11° a 20°	$\alpha = \text{Latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{Latitude} + 5$
31° a 40°	$\alpha = \text{Latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{Latitude} + 15^\circ$

**Fonte: VILLALVA, 2015.**

Outros arranjos podem ser adotados, caso queira-se maximizar o desempenho no inverno os painéis devem ter inclinação superior à latitude, caso queira-se maximizar o desempenho no verão deve-se optar por inclinações menores que a latitude (VILLALVA, 2015). Ambos autores citados nesta seção não recomendam ângulos inferiores que  $10^\circ$ , pois este facilita o acúmulo de sujeira sobre os geradores.

Para a correta determinação da irradiação solar deve-se determinar o ângulo azimutal,  $\gamma$  na Figura 11, este determina o desvio do vetor normal à superfície dos painéis com relação ao norte e à medida que desvia de zero diminui a radiação incidente.

### 3.1.5.6 Associações dos painéis

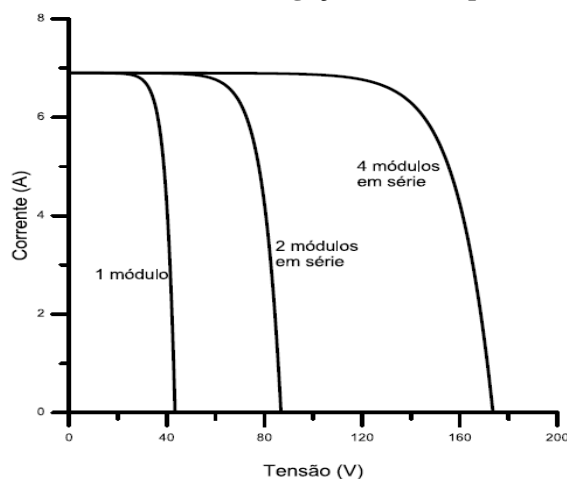
A associação dos painéis é outro ponto importante para o correto dimensionamento do sistema, ela se faz necessária para atender as faixas de atuação dos inversores, onde são especificadas corrente máxima, tensões mínimas e máxima. Como será explicado, os painéis podem ser conectados em série, em paralelo e associação mista, da forma que melhor atenda o projeto.

### 3.1.5.7 Associação série

A ligação dos módulos em série permite que a tensões individuais sejam somadas, no entanto a corrente do conjunto fica limitada a menor corrente individual dos módulos, associados, como mostra a Figura 12 (PINHO; GALDINO, 2014). Assim é possível aumentar a potência injetada sem que altere a corrente do conjunto.

Esta associação permite que se alcance a tensão mínima requerida pelos inversores para atuação, porém, caso uma parte dos painéis esteja sombreada ou com defeito, a corrente do conjunto ficará reduzida à corrente do módulo sombreado.

Figura 12. Curva característica da ligação série dos painéis fotovoltaicos.



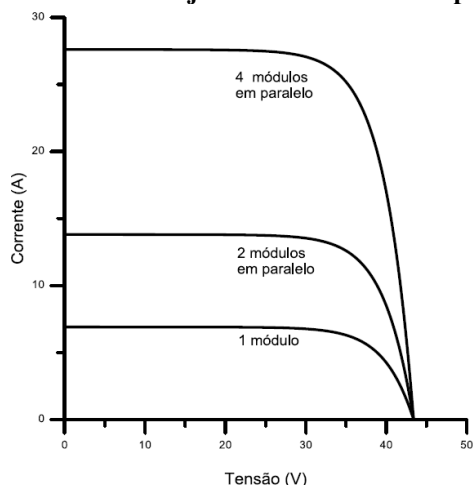
Fonte: Pinho, 2014.

### 3.1.5.8 Associação paralelo

Neste tipo de ligação a corrente do conjunto será igual a soma das correntes dos módulos individuais, no entanto, a tensão do conjunto permanecerá igual a tensão de um módulo individual (VILLALVA, 2015). Desta forma é possível aumentar a potência injetada no sistema sem que se mude sua tensão. A Figura 13 ilustra o a curva I-V desta ligação.



**Figura 13. Curva I-V do conjunto com módulos em paralelo.**



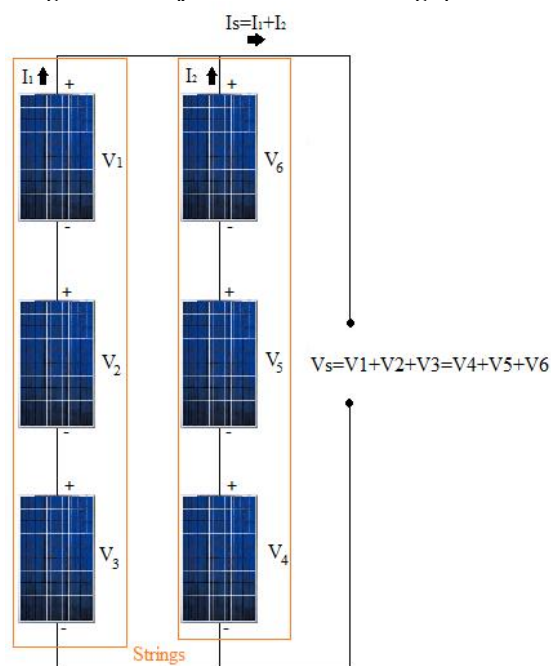
**Fonte: Pinho e Galdino, 2014.**

### 3.1.4.9 Associações mista

Neste tipo ligação é possível ligar uma série de painéis, *strings*, em paralelo com outra série, Figura 14, desta forma obtém-se tensões e correntes maiores (VILLALVA, 2015).

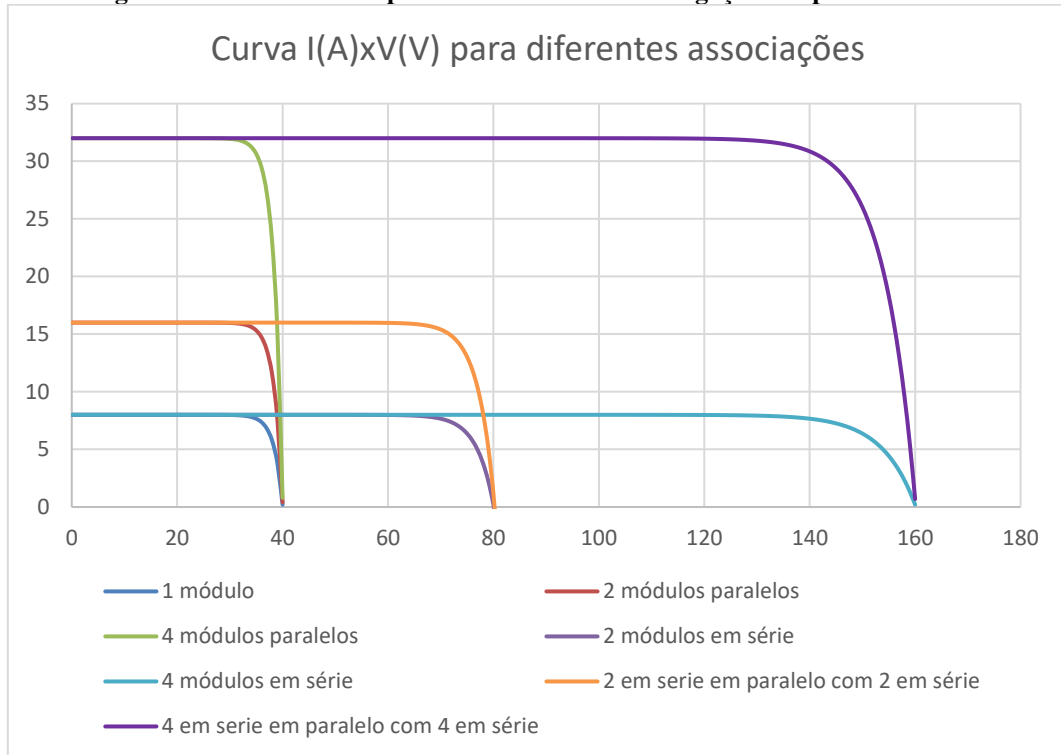
A configuração mista é mais utilizada, pois permite que se opere próximo da potência nominal dos inversores, respeitando suas faixas de operação de tensão e corrente. A comparação entre as curvas I-V para os diferentes arranjos possíveis é mostrada na Figura 15.

**Figura 14. Conjunto fotovoltaico em ligação mista.**



**Fonte: Próprio Autor.**

**Figura 15. Curvas de IxV para diferentes modos de ligação dos painéis solares.**



**Fonte: Próprio Autor.**

### 3.1.5.9 Efeitos do sombreamento

A escolha do local adequado deve levar em conta a situação de sombreamento, pois ela além de causar diminuição da energia gerada, ainda pode danificar painéis que estejam em bom estado (PINHO; GALDINO, 2014).

### 3.1.5.10 Pontos quentes e diodos de desvio

Para uma fileira de painéis conectados em série, caso uma parte esteja sofrendo o efeito de sombreamento, o conjunto inteiro será prejudicado, pois sua corrente ficará limitada ao valor da corrente do módulo que estiver recebendo menos radiação. Nesta situação a energia gerada pelos demais módulos, com bastante radiação, será perdida na forma calor, gerando “pontos quentes”, justamente sobre aquele equipamento com potência reduzida (PINHO; GALDINO, 2014).

Uma forma de evitar a ocorrência deste fenômeno é fazendo uso de diodos de desvio, *by-pass* como também são chamados. O uso de diodos de desvio, em antiparalelo com os painéis, permite que se evite a produção de pontos quentes, pois eles se tornam um caminho alternativo para a corrente. A Figura 16 demonstra esta ligação. A maioria

dos painéis comercializados atualmente já contam com diodos de desvio, mas cabe ao projetista essa verificação (PINHO; GALDINO, 2014).

**Figura 16. Associação série dos módulos fotovoltaicos com diodo de desvio.**



Fonte: Próprio Autor.

### 3.1.5.11 Correntes reversas

Outro problema comum ocorre quando o sistema é constituído de *strings* em paralelo e parte delas está sob efeito de sombreamento. Essa situação permite que apareça corrente reversa de uma série com maior tensão para outra menor. Isto também pode ocorrer a noite em sistemas que utilizam baterias para armazenar energia. Uma forma de se impedir que correntes reversas ocorram é utilizar diodos de bloqueio em série com a sequência de painéis, *string* (PINHO; GALDINO, 2014).

A necessidade de diodos de bloqueio já é contestada atualmente, pelo fato deles representarem perdas para o sistema durante o funcionamento normal e por esta função poder ser exercida pelos fusíveis de *string*, os quais são exigidos em norma. Quando dimensionados para atuar entre a corrente de curto-circuito dos painéis e máxima corrente reversa tolerada por eles, os fusíveis representam proteção suficiente às *strings*. O dimensionamento pode ser feito através da Equação 1 (VILLALVA, 2015). As proteções citadas estão ilustradas na Figura 17.

$$1,1 * I_{SC} \leq I_F \leq I_R \tag{1}$$

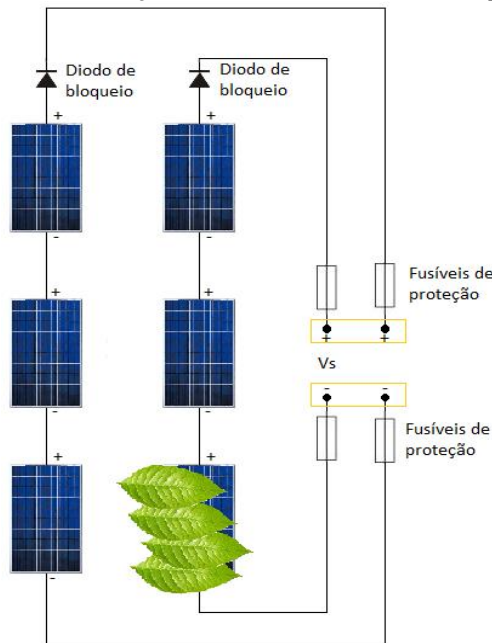
Sendo,

$I_{SC,STC}$  a corrente de curto-circuito do string nas condições padrão STC.

$I_F$  a corrente nominal do fusível.

$I_R$  a corrente reversa suportada pelo módulo fotovoltaico especificada pelo fabricante.

**Figura 17. Arranjo com diodos e fusíveis de bloqueio.**



**Fonte: Próprio Autor.**

### 3.2 INVERSORES

Os inversores são de suma importância para projetos de geração de energia solar, eles são responsáveis pela conversão da energia gerada em corrente contínua (c.c.) para corrente alternada (c.a.), forma na qual operam os principais equipamentos residenciais, industriais e comerciais. Alguns projetos envolvendo geração fotovoltaica não precisam utilizar estes equipamentos pois alimentam somente cargas em corrente contínua, mas são casos restritos e voltados para sistemas isolados.

No caso da geração distribuída o uso de inversores é obrigatório, pois eles viabilizam a conexão à rede elétrica da distribuidora. O fato destes equipamentos injetarem a energia gerada na rede de distribuição, acarreta que sejam necessárias proteções extras, que possibilitem a manutenção da qualidade de energia fornecida e a proteção aos funcionários que eventualmente trabalham nessas linhas. Isto aumenta os custos de produção dos equipamentos, quando comparados a outros que operam em locais isolados da rede.

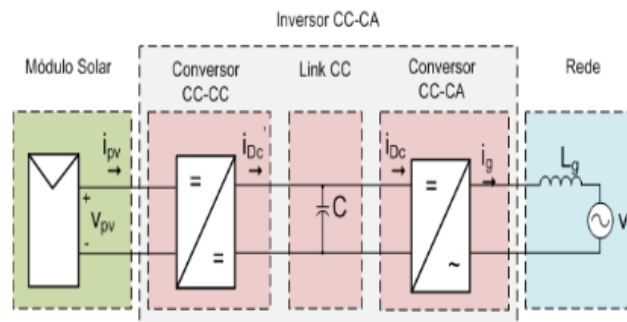
O avanço tecnológico permite que sejam comercializados a preços atraentes inversores com rendimentos de 98%, o que é importantíssimo para a viabilidade econômica de qualquer projeto de geração distribuída.

Nesta seção serão abordados os temas, como princípio de funcionamento, características construtivas, método de dimensionamento, proteções e custos.

### 3.2.1 Princípio de funcionamento

Os inversores comerciais podem ser constituídos de um ou dois estágios, a Figura 18 mostra o exemplo de um inversor de dois estágios, onde o primeiro é um conversor cc-cc, e o segundo um conversor cc-ca. O *link* CC apresentado na figura é o capacitor responsável por filtrar a tensão de saída do conversor cc-cc (Filho, 2012).

**Figura 18. Blocos de funcionamento do inversor fotovoltaico.**



Fonte:(FILHO, 2012)

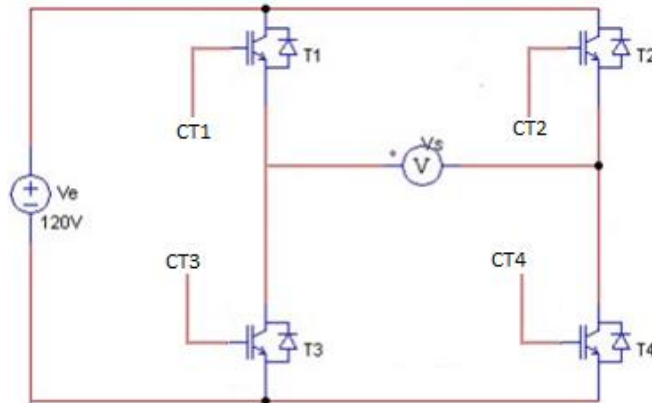
Os inversores de um estágio possuem somente o conversor cc-ca, devida a falta do conversor cc-cc, necessitam de elevadas tensões de entradas, porém são conhecidos pelo alto nível de eficiência e robustez, justamente pelo número reduzido de componentes utilizados (PINHO; GALDINO, 2014).

Já os conversores de dois estágios esta primeira etapa pode ter duas funções, dependendo da aplicação. No caso de inversores conectados à rede, o conversor cc-cc tem a função de regular a tensão de entrada do circuito, isso permite que o equipamento controle o ponto de atuação dos painéis fotovoltaicos na curva  $I \times V$ , esta função é chamada de seguimento do ponto de potência máxima, MPPT. Já para inversores isolados da rede a função do primeiro estágio é elevar a tensão contínua para valores iguais ou superiores a tensão de pico desejada na saída do conversor cc-ca (PINHO; GALDINO, 2014).

A Figura 19 demonstra simplificada o funcionamento do inversor cc-ca monofásico, em ponte completa, conectado à carga. Este circuito permite que se controle

o sentido da corrente entrega a carga através do acionamento sincronizado das chaves de estado sólido, representadas pelos componentes T1, T2, T3 e T4. Caso sejam acionadas T1 e T4 a carga será polarizada em um sentido, caso sejam acionados T2 e T3 a carga será polarizada no sentido inverso (PINHO; GALDINO, 2014). Esse funcionamento é o mais simples e pouco utilizado em SFCR, sua tensão de saída pode ser vista na Figura 20.

**Figura 19. Circuito simplificado para inversor cc-ca monofásico.**



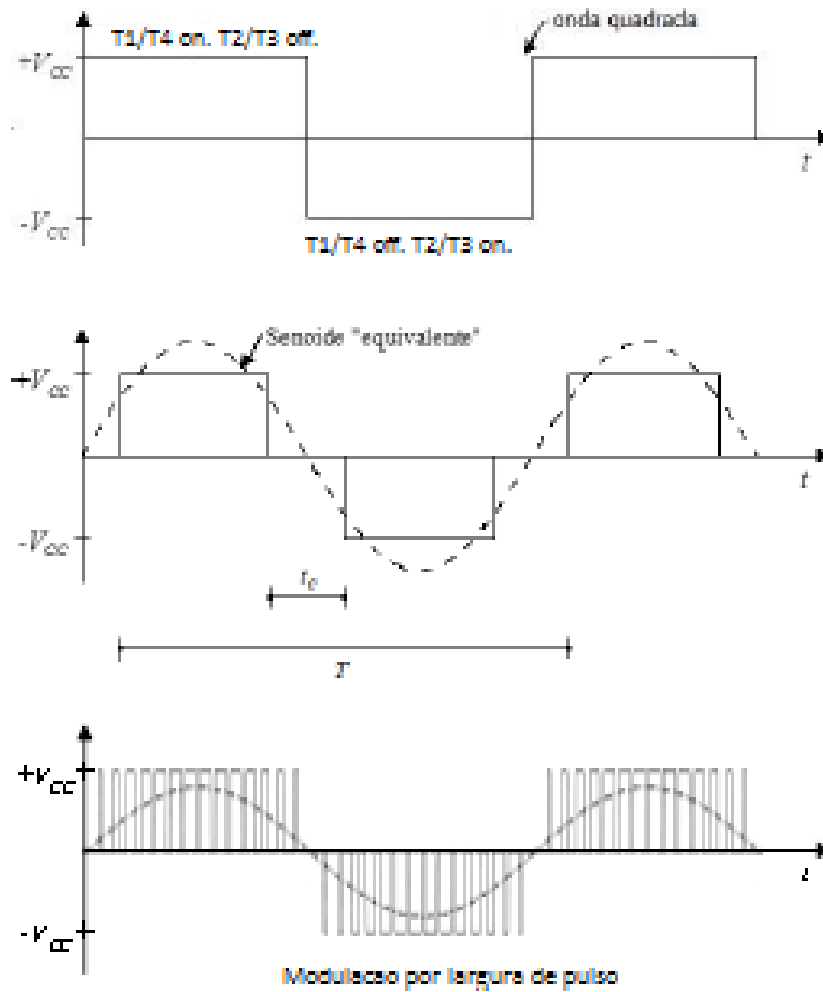
**Fonte: Adaptado de Líbano, 2016.**

As chaves de estado sólido, pelas funções desempenhadas nos circuitos deverão ser capazes de bloquear altas tensões, conduzir altas correntes, realizar comutação instantânea, ter baixa queda de tensão, correntes de fuga desprezíveis e sinal de controle de baixa potência. As chaves comercializadas atualmente podem ser transistores - BJT, MOSFET, IGBT – e tiristores – SCR, TRIAC e GTO (PINHO; GALDINO, 2014).

O controle do acionamento das chaves permite obter diferentes curvas carga, a Figura 20 ilustra três tipos delas. A primeira é a onda quadrada, onde não é possível controlar amplitude do sinal, nem seu valor eficaz (RMS). Já na segunda curva, onda senoidal modificada ou equivalente, é possível notar momentos em que a tensão na carga é zero, o que demonstra que é possível controlar seu valor RMS, além de reduzir em cerca de 30% a distorção harmônica.

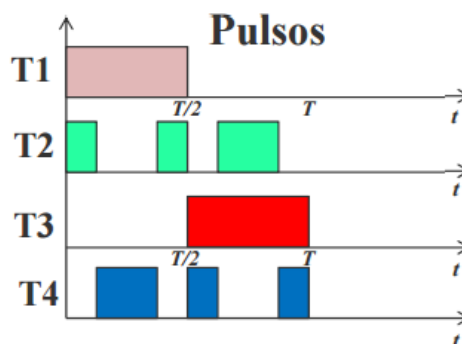
O nível zero de tensão na carga ocorre quando T1 e T2 ou T3 e T4 estão ligados ao mesmo tempo. A tensão positiva ocorre com T1 e T4 estão acionados. Negativa quando T2 e T3 estão ligados. A Figura 21 ilustra a sequência de acionamento das chaves durante um ciclo.

Figura 20. Curvas de cargas obtidas com diferentes controles para inversor monofásico.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014.

Figura 21. Controle das chaves T1, T2, T3 e T4 para onda senoidal modificada.

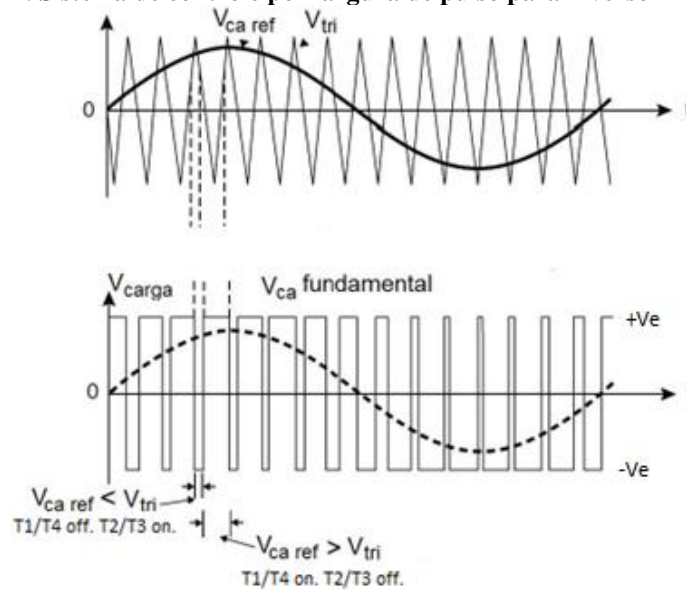


Fonte: Notas de aula (Líbano, 2015)

Já para última curva ilustrada na Figura 20 o controle é feito pelo controle de largura de pulso (PWM), que terá tamanho proporcional ao valor instantâneo do sinal de referência, muitas vezes a fase à qual o sistema será conectado. O chaveamento é obtido comparando a tensão de uma onda triangular,  $V_{tri}$  ao sinal de referência,  $V_{caref}$ , esse método de controle faz com que os pulsos para tensões próximas a zero sejam mais

estreitos e para tensões próximas à tensão de pico sejam mais largos. A ilustração deste sistema de controle é mostrada na Figura 22 (PINHO; GALDINO, 2014).

**Figura 22. Sistema de controle por largura de pulso para inversor monofásico.**

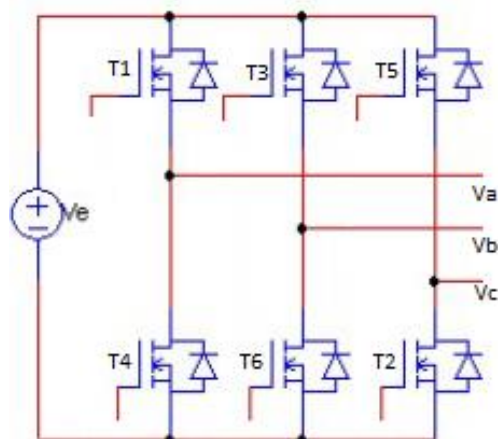


**Fonte: Adaptado de SKVARENINA, 2001.**

Este método é o mais utilizado em inversores conectados à rede, pois proporcionam maior qualidade ao sinal gerado, menor distorção harmônica, maior controle da tensão de saída e maior eficiência ao inversor (PINHO; GALDINO, 2014).

No caso de inversores trifásicos o funcionamento é semelhante ao monofásico, porém devem ser acrescentadas mais duas chaves de estado sólido, como mostra a Figura 23. Para se obter as ondas modificadas para as tensões de linha, defasadas em  $120^\circ$ , utiliza-se a sequência de chaveamento demonstrada na Tabela 4. As tensões de linha obtidas nesse método são mostradas na Figura 24.

**Figura 23. Circuito simplificado inversor trifásico**



**Fonte: Adaptado de Líbano, 2016.**



**Tabela 4. Sequência de acionamento das chaves no caso da onda modificada trifásico, comando de 180°.**

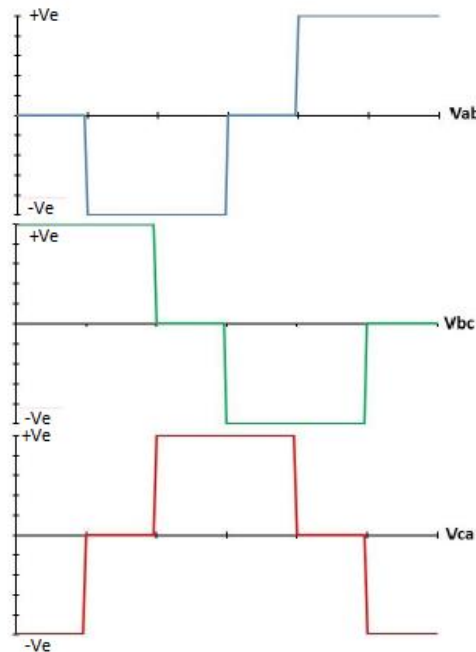
Tempo	Chaves em condução	Vab	Vbc	Vca
1	Q1, Q2 e Q3	0	+Ve	-Ve
2	Q2, Q3 e Q4	-Ve	+Ve	0
3	Q3, Q4 e Q5	-Ve	0	+Ve
4	Q4, Q5 e Q6	0	-Ve	+Ve
5	Q5, Q6 e Q1	+Ve	-Ve	0
6	Q6 Q1 e Q2	+Ve	0	-Ve

**Fonte: Adaptado de Pinho, 2016.**

Assim como no caso monofásico, os inversores trifásicos também podem ser controlados através do método de modulação de largura de pulsos, porém neste caso são utilizados três sinais de referência ( $V_{\text{caref,A}}$ ;  $V_{\text{caref,B}}$ ;  $V_{\text{caref,C}}$ ), que no caso de SFCRs serão as próprias fases da rede. As tensões de fase na saída do inversor terão o mesmo comportamento do monofásico e as tensões de linha serão obtidas de suas subtrações, como demonstra a Figura 25.

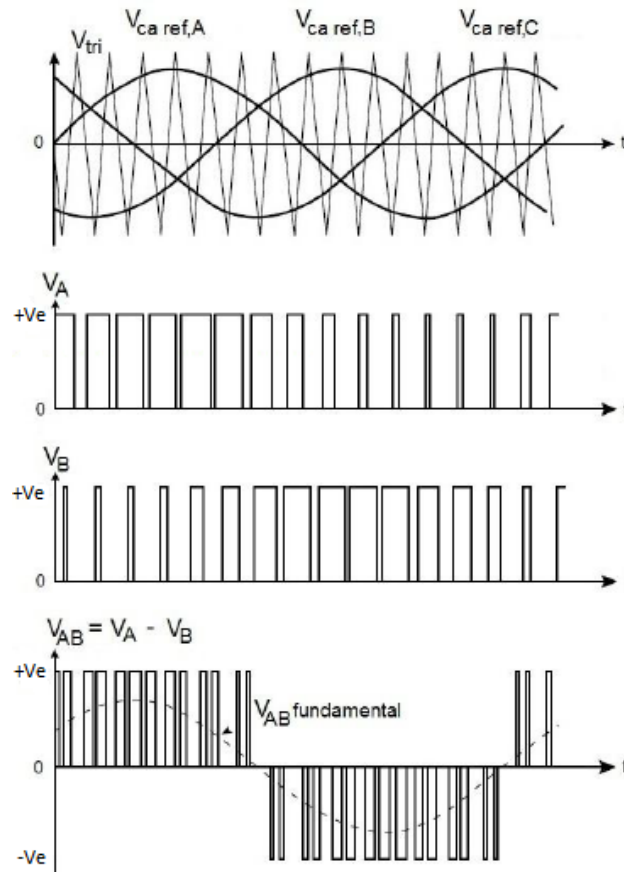
A saída dos conversores cc-ca por modulação de largura de pulso possui harmônicos de alta frequência, além da frequência fundamental, por isso deve-se conectar à saída um filtro de altas frequências (VILLALVA, 2015).

**Figura 24. Tensões de linha para onda modificada trifásica.**



**Fonte: Adaptado de Pinho, 2016.**

Figura 25. Inversores trifásicos controlados com lógica de modulação de largura de pulso, PWM.



Fonte: adaptado de SKVARENINA, 2001.

### 3.2.2 Rastreadores de ponto de máxima potência (MPPT)

Os rastreadores MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) são recursos importantes, presentes em todos os inversores conectados à rede e permitem que se controle o ponto de operação dos painéis solares sobre a curva  $P \times V$  (VILLALVA, 2015).

O algoritmo utilizado consiste basicamente em causar perturbações na operação dos módulos, aumentando ou diminuindo sua tensão e avaliando se potência de entrada aumenta ou diminui. Este método é empregado em todos inversores comercializados, porém é sensível a falhas por sombreamento, dado que nestes casos a curva  $P \times V$  se deforma criando dois pontos de máxima potência, local e global. Da forma que é implementado o algoritmo se torna incapaz de distinguir se está operando no ponto de máxima potência global ou local, não permitindo que se extraia toda a energia capaz de ser gerada pelo sistema em determinados momentos (VILLALVA, 2015).

### 3.2.3 Características principais dos inversores

Muitas características dos inversores devem ser levadas em consideração na hora da escolha, então é importante conhecer as informações dadas pelos fabricantes.

#### Faixa de tensão de entrada cc.

A faixa de tensão de entrada determina os limites superiores e inferiores nos quais os inversores conseguem atuar. Inversores de dois estágios podem ter grandes faixas de tensão de entrada devido ao estágio de conversão cc-cc, esta também é a faixa na qual o inversor consegue maximizar a produção de energia dos painéis. Já os de um único estágio são comumente comercializados para tensões de entrada de 12, 24 e 48 V, mesmo valor das tensões de baterias (VILLALVA, 2015).

#### Número de entradas e número de rastreadores MPPT independentes.

Os inversores podem ter uma ou mais entradas de rastreamento de máxima potência, quanto maior o número de rastreadores maior a eficiência. Cada rastreador pode ter uma ou mais entradas para conexão de *strings* em paralelo, caso este número não seja suficiente deve-se utilizar caixas de conexão, *string-box* (VILLALVA, 2015).

O uso de um ou mais rastreadores MPPT permite que o sistema tenha melhor desempenho em situações de sombreamento ou falhas, pois permite que os demais rastreadores operem no ponto de máxima potência, enquanto no caso de um rastreador o sistema inteiro fica comprometido nessas situações.

#### Forma de onda e distorção harmônica total (THD).

A onda gerada pelo inversor deve ser senoidal pura com distorção harmônica total menor que 5%. (PINHO; GALDINO, 2014) O THD indica a qualidade da tensão gerada, este dado pode ser determinante na escolha do inversor, caso existam cargas que necessitem de alta fidelidade à onda senoidal pura (VILLALVA 2015).

#### Regulação de Tensão.

Determina a máxima variação do valor da tensão na saída do inversor com aumento da potência entregue a carga. Normalmente os valores de regulação variam de 0% a 10% para inversores comerciais (VILLALVA, 2015).

### Eficiência na conversão de potência.

Este dado indica o valor percentual da potência de entrada é convertida e entregue na saída. Normalmente são indicados apenas o valor da máxima eficiência, porém esta varia de acordo com a potência demanda pelas cargas, o fator de potência, entre outros. O Inmetro determina que para ensaios de equipamentos isolados, a eficiência deve superar o valor de 80% na faixa de 10% a 50% da potência nominal, 85% na faixa entre 50% a 100% potência nominal (PINHO; GALDINO, 2014). Atualmente são comercializados equipamentos com até 98% de eficiência, porém na maior parte do tempo os sistemas operam abaixo da sua potência nominal, então é importante verificar a curva de eficiência por razão da potência nominal.

### Potência nominal de saída.

Indica a potência que inversor é capaz de entregar a carga quando operando nas condições normais. Para o correto dimensionamento da potência nominal dos inversores deve-se considerar o fator de dimensionamento dos inversores (FDI), o qual indica a razão entre a potência nominal de saída dos inversores e a potência de pico dos painéis fotovoltaicos. Os valores mínimos recomendados pelos fabricantes de FDI estão entre 0,75 e 0,85, com limite máximo de 1,05 (PINHO; GALDINO, 2014).

### Potência de surto.

Corresponde a máxima potência de sobrecarga que o inversor consegue entregar a carga em pequenos intervalos de tempo. Esse dado é importante para correto dimensionamento em locais onde são utilizados equipamentos com motores.

### Taxa de utilização.

É número de horas que inversor pode operar em sua potência nominal.

### Frequência da tensão de saída.

A tensão senoidal na saída do inversor terá que operar na frequência do sistema elétrico brasileiro, 60 Hz, mais especificamente dentro do intervalo de 59,3 a 60,5 Hz

### Fator de potência.

O fator de potência indica a razão entre a potência real e potência aparente do sistema. Em alguns casos os inversores são utilizados para compensar fatores de potência indutivos, portanto este dado deve ser levado em consideração na hora do projeto, de forma que se opere sempre próximo da unidade.

#### Consumo sem carga.

Também conhecido como consumo em *stand-by*, é a situação na qual o inversor está com a saída desativada, porém outras funções permanecem em funcionamento, como de monitoramento das entradas. A operação noturna é um exemplo desta situação (VILLALVA, 2015).

#### Proteções.

Como citado nos capítulos anteriores, em projetos de geração distribuída muitas proteções são exigidas para conexão à rede, muitas delas já vêm implementadas nos inversores. São elas:

- Proteção contra correntes de fuga.
- Detecção de ilhamento e desconexão.
- Desconexão por distúrbios de tensão.
- Desconexão por distúrbios na frequência de operação.
- Proteção contra assimetria dos semiciclos positivos e negativos.
- Proteção contra limite de harmônicas.

## 4 ESTUDO DE CASO

O estudo de caso foi realizado para empresa Faci Service, localizada no município de Guaíba, Rio Grande do Sul. Os constantes aumentos na tarifa cobrada por energia têm motivado diversos empresários a investir em projetos de geração distribuída. A Tabela 5 mostra os valores cobrados em R\$/kWh pela CEEE para consumidores do grupo A4, ao qual se enquadra a empresa analisada, nos últimos três anos, onde pode-se notar os aumentos de 55% em 2015 e 42% em 2016.

**Tabela 5. Valor da tarifa cobrada pela CEEE pelo kWh para consumidores do grupo A4.**

Ano	R\$/kWh fora da ponta (sem impostos)
2014	0,14988
2015	0,23348
2016	0,33274

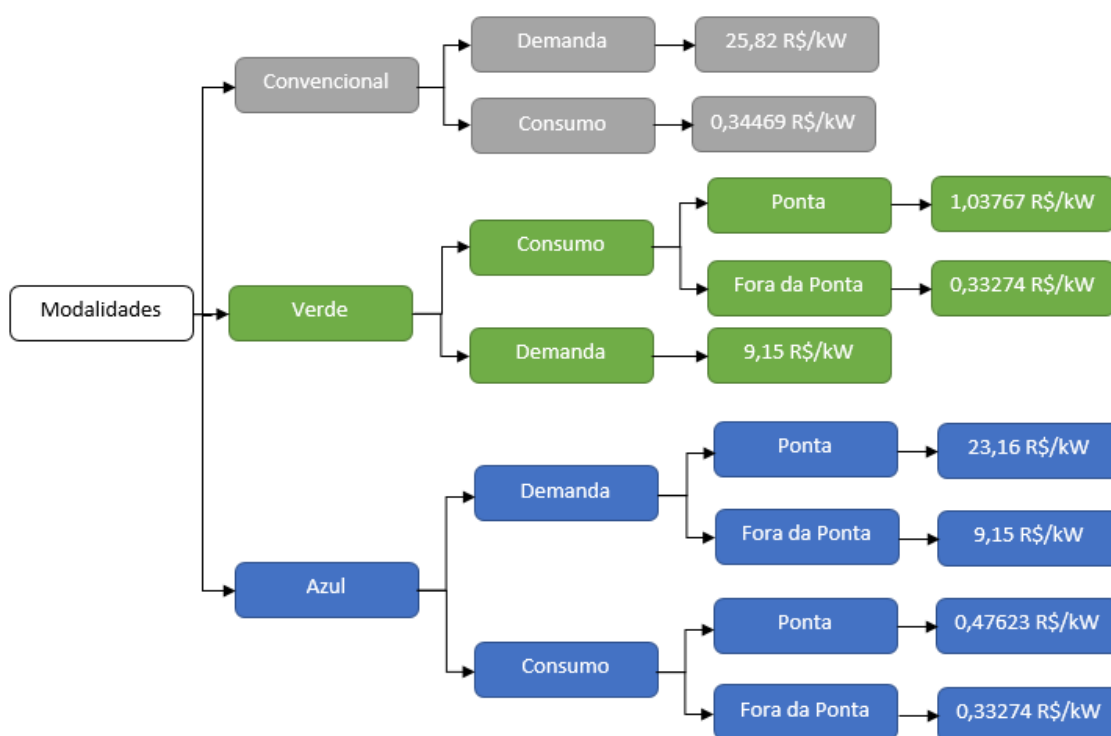
**Fonte: Dados obtidos no site da CEEE em 2016.**

### 4.1 FATURAMENTO CONSUMIDORES GRUPO A

Os consumidores do Grupo A4 podem escolher entre três diferentes modalidades tarifárias, convencional, verde e azul. Nos três casos o cliente deverá pagar pela demanda disponibilizada pela distribuidora e pela energia consumida, porém as modalidades se diferenciam pelas cobranças horo-sazonais, onde diferencia-se o valor da tarifa pelo horário de consumo, se tornando mais cara nas três horas seguidas de maior atividade na rede de distribuição, horário de ponta. Clientes convencionais não tem diferenciação entre horário fora e dentro da ponta, tanto para consumo, quanto para demanda. Já os consumidores enquadrados na modalidade verde, tem tarifa única para demanda disponibilizada pela distribuidora, porém consumo com tarifas diferenciadas para uso na ponta e fora de ponta. Já na modalidade azul o consumidor tem tarifas diferenciadas para uso na ponta ou fora da ponta tanto para demanda, quanto para consumo. A Figura 26 ilustra as diferentes tarifas para cada modalidade.

No caso estudado a empresa optou pela modalidade de tarifação verde e sua demanda contratada é de 120kW. Para o correto dimensionamento do SFCR foi analisado o histórico de consumo de energia elétrica da empresa, como mostra a Tabela 6, levando também em consideração de que a máxima potência instalada não pode superar a demanda contrata.

Figura 26. Modalidades tarifárias e valores vigentes praticados pela CEEE em 2016 sem impostos.



Fonte: Próprio Autor.

Tabela 6. Histórico de consumo nos últimos 12 meses.

Mês	Consumo na Ponta (kWh)	Consumo fora da ponta (kWh)	Consumo total (kWh)
1	780	14938	15718
2	1965	19997	21962
3	1739	17838	19577
4	885	16783	17668
5	70	13243	13313
6	379	13762	14141
7	1610	18792	20402
8	1505	15892	17397
9	932	15575	16507
10	765	16642	17407
11	563	15161	15724
12	794	17400	18194
		Consumo total anual (kWh)	208010

Fonte: Próprio Autor.

## 4.2 DETERMINAÇÃO DA RADIAÇÃO DURANTE O ANO

Nesta etapa foi utilizado o *software* PVsyst para a determinação da radiação incidente sobre o telhado da empresa, no qual se utilizada o banco de dados obtidos pela NASA de 1983 a 2005. Optou-se por obter-se os valores da radiação incidente através

deste programa pois é possível obter-se valores mais realistas da radiação incidente sobre o plano onde serão instalados os painéis, visto que ele permite que se considere a inclinação do telhado e o desvio azimutal ao qual estarão submetidos os painéis. A Figura 27 mostra a localização da empresa e o local onde serão instalados os painéis.

**Figura 27. Vista de satélite da empresa, com a demarcação da região onde serão instalados os painéis.**



**Fonte: Google Maps, 2016.**

A Tabela 7 contém os valores obtidos nesta simulação, onde foi considerada a inclinação de 24° para o plano onde serão instalados os painéis e um desvio azimutal de 35°.

**Tabela 7. Radiação incidente sobre o plano inclinado com uso do PVsyst.**

Radiação incidente sobre o plano com inclinação de 24° e ângulo azimutal de 35°	
Mês	Radiação (kW/m <sup>2</sup> /mês)
Janeiro	185,9
Fevereiro	152,5
Março	161,5
Abril	129,8
Maio	118,7
Junho	95,5
Julho	106,4
Agosto	129,2
Setembro	135,7



Radiação incidente sobre o plano com inclinação de 24° e ângulo azimutal de 35°	
Mês	Radiação (kW/m <sup>2</sup> /mês)
Outubro	158,4
Novembro	173,3
Dezembro	191,2
Total (kW/m <sup>2</sup> /ano)	1738,0

**Fonte: Próprio Autor.**

A determinação da radiação solar anual permite que se calcule a potência que deve ser instalada. O fator de capacidade de sistema solares situasse próximo de 15%, porém neste caso para se obter um valor mais próximo da realidade foram adotados valores usuais nos manuais de inversores e painéis comerciais, conforme Tabela 8, para determinação do rendimento global do sistema, Equação 2.

$$n_g = n_p * n_i * n_s * n_p \quad (2)$$

Sendo,

$n_g$ , rendimento global.

$n_p$ , rendimento dos painéis.

$n_i$ , rendimento do inversor.

$n_s$ , rendimento do sobreamentos.

$n_p$ , rendimento por perdas ôhmicas.

**Tabela 8. Valores de eficiências adotadas para calculo da quantidade de painéis necessarios.**

Eficiência do inversor	0,962
Eficiência do painel	0,1455
Eficiência por perdas elétricas	0,98
Eficiência do arranjo	0,95
Eficiência global	0,131

**Fonte: Próprio Autor.**

A potência instalada depende da área ocupada pelos módulos, então para sua determinação deve-se primeiramente escolher o modelo do painel a ser instalado, mesmo que provisoriamente. Dado que painéis de maior potência diminuem a área ocupada pelo projeto, foi escolhido o painel de potência de 315 Wp e área de 1,98 m<sup>2</sup>. A Equação 3 é utilizada para determinação da quantidade de módulos necessários e neste caso para os valores adotados o retorno de 465 painéis.

$$N = \frac{E_g}{A_p * G * n_g} \quad (3)$$

Sendo,

$E_g$ , energia gerada.

$A_p$ , área dos painéis.

$G$ , a radiação.

$n_g$ , rendimento global.

A quantidade de módulos necessários permite que se calcule a potência instalada do sistema, como mostra a Equação 4. Para o valor de 465 módulos a potência a ser instalada seria de 146,5 kWp o que supera a demanda contratada pela empresa. Portanto o valor a ser adotado para este projeto terá que ser 119,7 kWp que corresponde a quantidade de 380 painéis, calculados também pela Equação 4.

$$P_s = N * P_i \quad (4)$$

Sendo,

$P_s$ , Potência instalada necessária.

$N$ , número de painéis necessários.

$P_i$ , Potência individual do módulo fotovoltaico.

### 4.3 ESCOLHA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Diversos parâmetros devem ser levados em consideração para escolha dos painéis que serão usados no projeto. Em projetos em que a área ocupada pelo sistema não é um agente limitador, a melhor escolha as vezes acaba sendo usar módulos de filmes finos, de menor eficiência, pois estes, em alguns casos, possuem uma relação custo por área (R\$/m<sup>2</sup>) menor do que módulos de maior eficiência (PINHO; GALDINO, 2014).

Em projetos com alta potência instalada em que se planeja instalar os módulos no telhado da edificação, normalmente a área ocupada pelo sistema se torna um agente limitador, como no caso da empresa estudada. Neste caso a área disponível para instalação dos painéis é de 825 m<sup>2</sup> e a partir deste dado estimou-se a área ocupada para painéis de diferentes potências nominais. A Tabela 9 mostra a quantidade de painéis necessários e área total ocupada por eles em função da potência individual, pode-se notar que para módulos de potências menores área ocupada está no limite da capacidade do telhado.

**Tabela 9. Área ocupada pelos módulos em função da potência escolhida.**

Potência do módulo (Wp)	Dimensões individuais		Quantidade de Módulos	Área total (m <sup>2</sup> ) com espaçamento de 4cm entre painéis
	Comprimento (m)	Largura (m)		
255	1,638	0,982	470	806,01
305	1,954	0,982	392	798,84
315	1,954	0,982	380	774,39

Fonte: Próprio Autor.

Outro fator relevante para escolha dos módulos fotovoltaicos é o fabricante, muitos deles fornecem garantias de 25 anos de perda máxima de potência de 20% e 10 anos para defeitos de fabricação, porém o tempo de existência de muitas dessas empresas ainda não atingiu esses valores. Dessa forma, a escolha do fabricante se torna uma variável tão importante quanto custo e rendimento.

Neste projeto optou-se pela utilização de painéis de 315Wp da *Canadian Solar*, levando em consideração que possui preços competitivos, que o módulo na potência escolhida irá ocupar menos espaço e que é uma das principais fornecedoras do mercado brasileiro e mundial, responsável pelo fornecimento de painéis para construção da usina solar de 150 MW de Pirapora, Minas Gerais (Ambiente Energia, 2016).

Considerou-se também neste projeto a utilização de painéis solares da Globo Brasil, fabricante nacional que possui painéis com especificações técnicas similares ao modelo escolhido, porém possibilita que se utilize financiamento pelo BNDES.

**Tabela 10. Especificações painel solar CS6X-315p.**

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	
Tipo de célula	Silício Policristalino
Arranjo das células	72 (6x12)
Dimensões	1954x982x40 mm
Peso	22 kg
DADOS STC	
Potência nominal	315 W
Tensão de Máxima Potência Vmp	36,6 V
Corrente de Máxima Potência Imp	8,61 A
Tensão de circuito Aberto Voc	45,1 V
Corrente de Curto-Circuito Isc	9,18 A
Eficiência	16,42%
Temperatura de operação	-40°C a 85°C
Tensão máxima	1000 V
DADOS NOCT	
Potência nominal	228 W
Tensão de Máxima Potência Vmp	33,4 V

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS	
Corrente de Máxima Potência Imp	6,84 V
Tensão de circuito Aberto Voc	41,5 A
Corrente de Curto-Circuito Isc	7,44 A
CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS	
Coefficiente de Temperatura Pmpp	-0,043%/°C
Coefficiente de Temperatura Voc	-0,034%/°C
Coefficiente de Temperatura Isc	0,065%/°C
Temperatura de Operação Nominal da Célula	45±2 °C

Fonte: Adaptado de Canadian Solar, 2016.

#### 4.4 ESCOLHA DOS INVERSORES

O mercado nacional de inversores está em evolução, neste momento a maioria dos inversores comercializados são de potências até 27 kWp, fabricação nacional e internacional, porém é possível obter valores mais elevados nos produtos da WEG. Como no caso estudado a capacidade instalada será de 119,7Wp optou-se por utilizar 4 inversores de menor potência, aumentando a confiabilidade do sistema.

O dimensionamento dos inversores deve ser feito considerando o FDI, que como dito na capítulo 3 é comum que este seja subdimensionado, já que dificilmente se alcança potência nominal do sistema. O FDI representa a razão entre a potência instalada dos painéis,  $P_{FV}$ , e a potência nominal do inversor,  $P_{Nca}$ , como mostra a Equação 5. Como se dividirá a capacidade instalada entre 4 inversores, a  $P_{FV}$  será 29,9 kW.

$$FDI = \frac{P_{Nca}}{P_{FV}} \quad (5)$$

Escolheu-se usar o inversor Fronius de 27kW, pois este também é altamente comercializado no país, a FDI calculada é de 0,9, porém verificou-se após diversas simulações usando o PVsyst e realizando cálculos da operação do sistema, que ele suportava as situações mais extremas de temperatura e radiação do sistema.

**Tabela 11. Especificações técnicas inversor Fronius 27kW.**

DADOS DA ENTRADA	
Max. corrente de entrada ( $I_{dcmax}$ )	47,7 A
Max. conjunto corrente curto-circuito (MPP1)	71,6 A
Min. tensão de entrada ( $U_{dmin}$ )	580 V
Feed-in tensão de entrada ( $U_{dstart}$ )	650 V
Tensão nominal de entrada ( $U_{dc,r}$ )	580 V
Max. tensão de entrada ( $U_{dc max}$ )	1,000 V

DADOS DA ENTRADA	
Faixa de tensão MPP ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )	580 - 850 V
Números de rastreadores MPP	1
Número de conexões CC	6
DADOS DE SAÍDA	
Max. potência de saída	27,000 VA
Max. corrente de saída ( $I_{ac\ no}$ )	40,9 / 39,1 A
Conexão à rede (faixa de tensão)	3 ~ NPE 380 V / 220 V ou 3 ~ NPE 400 V / 230 V (+20 % / -30 %)
Frequência	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total	< 2.0 %
Fator de potência ( $\cos \varphi_{ac,r}$ )	0 - 1 ind. / cap.
Certificados	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-2, ABNT NR 16149
EFICIÊNCIA	
Max. Eficiência	98.3 %
Eficiência Europeia ( $\eta_{EU}$ )	97.6 %

Fonte: Adaptado de Fronius, 2016.

#### 4.5 DETERMINAÇÃO DO ARRANJO

A determinação do número de módulos em série deve respeitar os limites de tensão de operação dos inversores. No caso do inversor Fronius a tensão máxima é de 1000V, a qual deve ser dada mais atenção pois é dos principais motivos de queima de inversores (PINHO; GALDINO, 2014). A máxima tensão de operação em ocorre quando o painel está operando em circuito aberto e na temperatura prevista. Para se determinar a tensão do módulo individual na menor temperatura prevista, deve-se primeiramente calcular a temperatura de operação do módulo para menor temperatura ambiente que ele será submetido, vide Equação 6. Para o equipamento adotado, o coeficiente térmico do módulo não é fornecido, porém é dada a temperatura normal de operação do módulo, *NOCT*, 45°C, a qual permite o cálculo através da Equação 7.

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t * G \quad (6)$$

Sendo,

$T_{mod}$ , temperatura do módulo (°C)

$T_{amb}$ , temperatura ambiente (°C)

$G$ , Radiação solar ( $\text{W}/\text{m}^2$ )

$K_t$ , Coeficiente térmico do módulo ( $^{\circ}\text{C}/\text{W}/\text{m}^2$ )

$$K_t = \frac{NOCT - 20}{800} \quad (7)$$

Para situação em que não há nenhuma radiação e a temperatura ambiente é de  $-0,2^{\circ}\text{C}$ , mínima registrada em Porto Alegre pelo INMET, o coeficiente calculado foi de  $0,031^{\circ}\text{C}/\text{W}/\text{m}^2$  e a temperatura do módulo foram os mesmos  $-0,2^{\circ}\text{C}$ .

O cálculo da tensão de saída pode ser feito pela Equação 8, onde  $V_{oc}$  é a tensão de circuito aberto,  $V_{OCNOCT}$  é a tensão de circuito aberto em NOCT,  $K_V$  é o coeficiente térmico da tensão de circuito aberto,  $-0,34\%/^{\circ}\text{C}$ , e  $T_{MOD}$  é a temperatura do módulo. Assim, para  $T_{MOD}$  de  $-0,02^{\circ}\text{C}$  a tensão do painel será  $47,8\text{V}$ , permitindo que se utilize até 20 módulos em série.

$$V_{oc}(T_{mod}) = V_{OCNOCT} * (1 + K_V * (T_{mod} - 45)) \quad (8)$$

Outro fator importante que determina o número de painéis em uma mesma *string* são as tensões máximas e mínimas do seguidor de máxima potência,  $580\text{V}$  à  $850\text{V}$ . Deve-se escolher a quantidade que permita o funcionamento na maior faixa temperatura possível.

Para temperaturas elevadas a  $V_{MPP}$  irá diminuir, para calcular seu valor foi utilizada a Equação 9 com  $T_{MOD}$  igual  $70^{\circ}\text{C}$ , estimado usando a Equação 7, com  $G$  igual à  $900\text{W}/\text{m}^2$  - maior valor obtido no estudo do SWERA para o plano inclinado foi  $801\text{W}/\text{m}^2$  - e  $T$  de  $42^{\circ}\text{C}$  - máxima registrada pelo INMET em Porto Alegre foi  $40,2$  em 2014-. Nessas condições a  $V_{MPP}$  é de  $30,56\text{V}$ , limitando que se utilize pelo menos 19 painéis em série.

$$V_{MPP}(T_{mod}) = V_{MPPNOCT} * (1 + K_V * (T_{mod} - 45)) \quad (9)$$

O mesmo cálculo foi feito para a condições de baixa temperatura,  $T_{mod}$  igual a zero, onde  $V_{MPP}$  deve ser inferior à  $850\text{V}$ . Nestas condições cada painel irá operar com  $38,51\text{V}$ , limitando o número ao de 25 painéis em série, o que é maior que os 20 delimitados pela tensão de circuito aberto. Assim deve-se utilizar no mínimo 19 e no máximo 20 painéis em série, optou-se por utilizar 19.

O número de *strings* em paralelo,  $N_{SP}$ , é dado pela Equação 10, sendo  $I_{imax}$  a corrente máxima na entrada do inversor e  $I_{SC}$  a corrente de curto circuito do módulo em

STC, para o módulo escolhido as correntes são 47,7 A e 9,18 A, respectivamente. Assim o  $N_{SC}$  escolhido foi de 5.

$$N_{SP} = \frac{I_{imax}}{I_{SC}} \quad (10)$$

#### 4.6 CÁLCULO DA ENERGIA GERADA E RECEITA ECONOMIZADA ANUAL

A estimativa da energia gerada mensal e anualmente foi obtida através da Equação 11, utilizando os mesmos valores de rendimento e o número de painéis calculados no item anterior. Os resultados são apresentados na Tabela 12, assim como na Figura 28, que ilustra o comportamento do da energia gerada e consumida ao longo ano.

$$E_g = N * A_p * G * n_g \quad (11)$$

Sendo,

$E_g$ , energia gerada.

$A_p$ , área dos painéis.

$G$ , a radiação.

$n_g$ , rendimento global.

**Tabela 12. Energia gerada frente ao consumo mensal.**

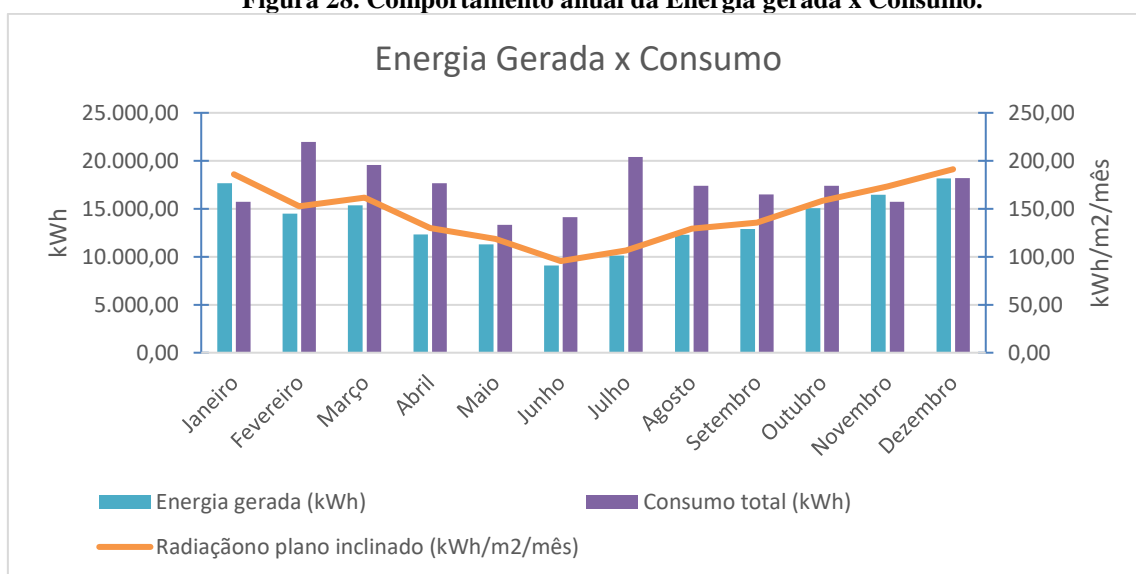
Mês	Radiação kW/m <sup>2</sup> /mês	Energia gerada (kWh)	Consumo total (kWh)
Janeiro	185,90	17661,63	15718
Fevereiro	152,50	14488,42	21962
Março	161,50	15343,48	19577
Abril	129,80	12331,79	17668
Mai	118,70	11277,22	13313
Junho	95,50	9073,08	14141
Julho	106,40	10108,64	20402
Agosto	129,20	12274,78	17397
Setembro	135,70	12892,32	16507
Outubro	158,40	15048,96	17407
Novembro	173,30	16464,55	15724
Dezembro	191,20	18165,16	18194
Total	1738	165130,0191	213255

Fonte: Próprio Autor.

Para o caso de consumidores do grupo A4 o conhecimento da energia gerada ao longo do ano, não é o suficiente para estimar-se a quantia economizada nesse período,

pois, como dito anteriormente, o valor do kWh varia no horário de ponta. Para essa análise utilizou-se uma ferramenta do PVsyst que estima a energia gerada média por hora do mês em questão, como mostra a Tabela 13 (pág. 63). Também é possível obter dados de radiação solar horária usando o Radiasol 2, programa desenvolvido pelo LABSOL da UFRGS. Optou-se por usar o primeiro programa citado pelo fato dele permitir o dimensionamento completo do sistema e foi usado para validação dos cálculos executados.

**Figura 28. Comportamento anual da Energia gerada x Consumo.**



**Fonte: Próprio Autor.**

Para determinar a receita anual dividiu-se as parcelas da energia gerada em dias úteis em dentro e fora do horário de ponta, também se totalizou a produção aos finais de semana, quando não há incidência da tarifa de ponta. Para os meses de novembro a fevereiro considerou-se a adoção do horário de verão, onde o horário de máxima utilização da rede fica postergado em uma hora, ou seja, das 19 horas às 22 horas. É possível visualizar na Tabela 14 as parcelas de energia geradas por posto tarifário e as receitas economizadas em dias úteis e finais de semana.



**Tabela 13. Média mensal da energia horária gerada.**

MÉDIA MENSAL DA ENERGIA HORÁRIA GERADA (kWh)																								
MÊS/HORA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
JANEIRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	12,5	31,7	49,0	60,2	69,1	70,6	69,1	64,8	55,3	43,3	26,9	9,7	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FEVEREIRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	23,1	41,1	53,6	62,1	66,9	66,7	62,4	54,7	41,7	26,4	9,3	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MARÇO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	21,8	43,3	57,0	64,8	64,8	65,0	60,2	52,5	38,7	21,7	6,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ABRIL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	17,3	36,4	50,8	57,6	59,3	58,7	54,4	45,2	29,8	13,1	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MAIO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,6	31,1	46,5	54,5	57,1	54,6	54,2	42,7	27,5	10,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
JUNHO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	21,6	37,2	44,5	50,0	49,6	48,3	38,3	25,0	8,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
JULHO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	23,6	38,7	49,4	53,4	50,2	51,7	42,8	27,7	11,3	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
AGOSTO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,2	32,8	52,9	59,4	61,8	60,9	50,3	43,1	30,3	13,3	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SETEMBRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	20,6	38,7	52,2	59,4	63,9	61,1	56,8	46,1	31,1	14,7	2,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
OUTUBRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,6	29,8	46,7	57,9	64,9	63,4	62,6	58,1	47,3	34,1	16,6	5,5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NOVEMBRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	16,0	34,9	50,0	60,3	67,7	69,4	68,0	62,7	53,8	38,2	20,6	7,5	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DEZEMBRO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	17,3	38,1	56,6	66,5	73,0	71,2	68,5	64,2	54,7	40,4	24,1	7,3	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fonte: Próprio Autor.

**Tabela 14. Energia gerada por posto tarifário e receita economizada.**

Mês	Energia Gerada (kWh)			Dias			Receita (R\$)			
	Ponta	Fora da ponta	Total diário.	Total mensal	Total	Úteis	Sáb. e Dom.	Receita dia útil	Rec. sáb. e dom.	Rec. total
Janeiro	0,00	566,44	566,44	17.559,76	31	21	10	5.114,99	2.435,71	7.550,70
Fevereiro	0,00	513,91	513,91	14.389,48	28	20	8	4.419,63	1.767,85	6.187,48
Março	0,29	496,14	496,43	15.389,35	31	23	8	4.915,84	1.707,72	6.623,56
Abril	0,00	424,11	424,11	12.723,38	30	21	9	3.829,74	1.641,32	5.471,05
Mai	0,00	383,39	383,39	11.885,14	31	22	9	3.626,89	1.483,73	5.110,61
Junho	0,00	323,37	323,37	9.701,00	30	22	8	3.059,05	1.112,38	4.171,43
Julho	0,00	350,26	350,26	10.857,99	31	21	10	3.162,83	1.506,11	4.668,94
Agosto	0,00	416,43	416,43	12.909,31	31	23	8	4.118,49	1.432,52	5.551,00
Setembro	0,00	447,83	447,83	13.435,04	30	22	8	4.236,51	1.540,55	5.777,07
Outubro	0,10	497,49	497,58	15.425,08	31	21	10	4.495,04	2.139,61	6.634,65
Novembro	0,00	551,08	551,08	16.532,33	30	22	8	5.213,19	1.895,71	7.108,90
Dezembro	0,00	585,17	585,17	18.140,32	31	22	9	5.535,72	2.264,61	7.800,34
Energia gerada total (kWh)			168.948,19			Rec. anual (R\$)			72.655,73	

**Fonte: Próprio Autor.**

Através desses resultados nota-se que na maioria dos meses a energia gerada seria inferior ao consumo, porém ela ainda atenderia 79% do consumo anual da empresa. Utilizando os valores da tarifa cobrada em 2016, a economia obtida através do uso do SFCR seria de R\$ 72.655,73.

#### **4.7 BALANÇO FINANCEIRO DO PROJETO PARA TODA SUA VIDA ÚTIL**

Nesta seção serão feitas as análises financeiras do projeto, estimando a taxa interna de retorno, TIR, valor presente líquido, VPL, tempo de retorno do investimento, *payback*, e o custo nivelado de geração de energia, LCOE (*levelized cost of energy*), para 4 cenários diferentes.

Os custos dos equipamentos foram obtidos através de pesquisas de preços realizados e dos demais foram extrapolados a partir de estudos realizados recentemente e divulgados pela IDEAL, Figura 29. O valor total do investimento é mostrado na Tabela 15.

**Figura 29. Custos por área do projeto.**



(IDEAL, 2016)

**Tabela 15. Preços estimados por área do projeto.**

Equipamento	Quantidade	Preço	Total
Painéis	380	R\$ 1.000,00	R\$ 380.000,00
Inversores	4	R\$ 22.000,00	R\$ 88.000,00
Projeto e instalação		R\$ 122.400,00	R\$ 122.400,00
Outros componentes (Estrutura, cabos, strig box, proteções)		R\$ 129.600,00	R\$ 129.600,00
Total		R\$ 720.000,00	

Fonte: Próprio Autor.

#### 4.7.1 Valor presente líquido – VPL

Este método estima o valor presente líquido do projeto, por meio do cálculo da diferença entre as entradas líquidas no valor presente, P, e o custo do investimento inicial, R<sub>0</sub>, como mostra a Equação 12. O valor presente das entradas líquidas, P, pode ser calculado de acordo com a Equação 13, onde F é a entrada líquida do período N e i é taxa de desconto (Filomena, 2014).

$$VPL = R_0 + P_1 + P_2 + \dots + P_N \quad (12)$$

$$P_N = \frac{F_N}{(1 + i)^N} \quad (13)$$

O valor de VPL positivo indica que o projeto é viável, negativo que ele é inviável e caso seja 0 significa que o investimento é economicamente indiferente (Filomena, 2014).

#### **4.7.2 Taxa interna de retorno – TIR**

O método de análise de viabilidade do projeto utilizando a TIR requer que se calcule a taxa que zera o VPL da empresa. Então este valor é comparado com a TMA da empresa. No caso em que a TIR é maior que a TMA, o projeto é viável economicamente, e para caso contrário, o projeto é inviável (Filomena, 2014).

#### **4.7.3 Payback simples e modificado**

O período de *payback* representa o tempo que o projeto levará para se pagar com base no seu fluxo de caixa. Desta forma, a viabilidade do projeto dependerá se o tempo de retorno do investimento inicial é maior ou menor que o tempo de retorno desejado pela empresa. Para calcular o tempo do *payback* simples deve-se somar as entradas líquidas de capital e verificar em que momento elas se equiparam ao custo inicial do projeto. Para o *payback* modificado o procedimento é o mesmo, porém o valor das entradas líquidas e custo inicial do projeto devem ser convertidos para o valor presente para que possam ser comparados (Filomena, 2014).

#### **4.7.4 Custo nivelado de geração de energia - LCOE**

O LCOE determina qual deveria ser preço do kWh gerado para que o produtor recuperasse seu investimento. No caso da geração distribuída, onde a energia não é comercializada, este parâmetro pode ser usado para determinar quando o investimento em energia solar está dando lucro ao produtor. Caso o LCOE esteja abaixo da tarifa cobrada pelo kWh, o projeto está dando lucro, caso esteja acima o sistema está gerando dividendos.

O LCOE pode ser calculado através da Equação 14, onde CAPEX representa o custo de investimento no sistema FV, VP(OPEX) o valor presente dos custos de operação e manutenção ao longo da vida útil, VP(EP) o valor presente da energia produzida durante o mesmo período (EPIA, 2011).

$$LCOE = \frac{CAPEX + VP(OPEX)}{VP(EP)} \quad (14)$$

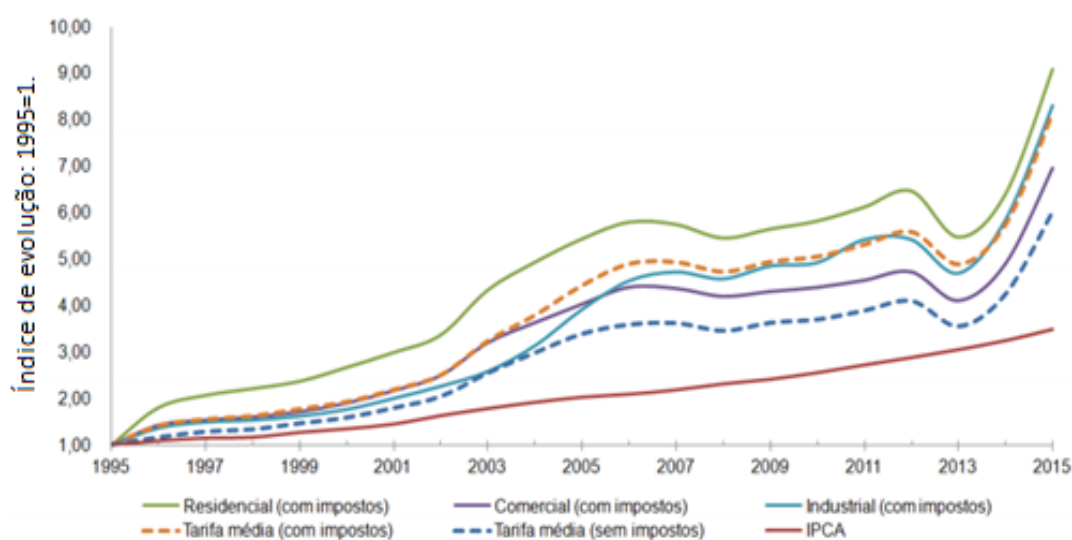
#### **4.7.5 Cenários propostos**

Para este estudo analisou-se todo o período de garantia dos painéis fotovoltaicos, 25 anos, gastos com manutenção e operação anuais de 1% do custo inicial do projeto,

perdas de eficiência dos painéis de 0,75% ao ano (mínimo 0,2% e máximo de 1%, acima disso deve-se acionar a garantia). Considerou-se a necessidade de substituição dos inversores no décimo terceiro ano, período estimado para sua vida útil.

A análise de diferentes cenários é importante, devido à dificuldade de se prever a evolução da tarifa de energia elétrica. Para o reajuste da tarifa de energia foram considerados os 9,7% (Nakabayashi, 2015) e 7,02%, (calculado a partir da série histórica divulgada pelo IBGE). A Figura 30 mostra o comportamento de diferentes índices de correção ao longo dos últimos anos, incluindo IPCA e tarifa de energia para consumidor industrial.

**Figura 30. Curva da evolução da tarifa de energia elétrica e IPCA.**



**Fonte: Nakabayashi, 2015.**

Para a taxa de desconto utilizou-se o valor acumulado dos últimos 12 meses da taxa SELIC, Sistema Especial de Liquidação e de Custódia, que era de 13,9% (Banco Central do Brasil, 2016). Segundo Nakabayashi (2015) a adoção do valor nominal desta variável no cálculo do LCOE pode retornar dados distorcidos da realidade, assim opta-se, somente para este parâmetro, por usar o valor real da taxa de desconto, subtraindo o IPCA do mesmo período 7,87% (IBGE, 2016).

Foram adicionados aos cenários as possibilidades de financiamento pelo FINAME, Agência Especial de Financiamento Industrial, do BNDES, com 80% do investimento financiado à uma taxa de juros de 15,21% ao ano. A Tabela 16 mostra os parâmetros adotados para os 4 cenários.

**Tabela 16. Cenários analisados.**

Cenários	Correção da tarifa de energia	Taxa de desconto	Taxa de desconto, utilizada para LCOE	Financiamento
1	Média do IPCA (1996-2016)	7,02%	13,90%	80%
2				0%
3	Correção média da tarifa de energia de 1996 a 2015 (Nakabayashi, 2015)	9,70%	13,90%	6,03
4				80%
				0%

Fonte: Próprio Autor.

Em todos cenários propostos foram consideradas a mesma energia gerada e a mesma receita para um ano, conforme calculado no item 4.6, porém devido as diferentes tarifas analisadas, o comportamento da receita ao longo dos anos será diferente. A Tabela 17, Tabela 18, Tabela 19 e Tabela 20 mostram, respectivamente, os fluxos de caixa e seus valores no tempo presente, para os cenários 1, 2, 3 e 4 durante os 25 anos analisados,

**Tabela 17. Cenário 1: Entradas, saídas, valor futuro e valor presente.**

Cenário 1					
Ano	Receita gerada	Financiamento	Gastos	Valor Futuro	Valor Presente
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 144.000,00	-R\$ 144.000,00	-R\$ 144.000,00
1	R\$ 77.756,16	R\$ 183.647,50	R\$ 190.847,50	-R\$ 113.091,34	-R\$ 99.290,03
2	R\$ 83.214,64	R\$ 171.154,88	R\$ 178.354,88	-R\$ 95.140,24	-R\$ 73.335,93
3	R\$ 89.056,31	R\$ 158.271,97	R\$ 165.471,97	-R\$ 76.415,66	-R\$ 51.714,37
4	R\$ 95.308,06	R\$ 144.990,13	R\$ 152.190,13	-R\$ 56.882,07	-R\$ 33.797,18
5	R\$ 101.998,69	R\$ 131.300,70	R\$ 138.500,70	-R\$ 36.502,01	-R\$ 19.041,37
6	R\$ 109.158,99	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 101.958,99	R\$ 46.696,38
7	R\$ 116.821,96	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 109.621,96	R\$ 44.078,97
8	R\$ 125.022,86	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 117.822,86	R\$ 41.594,87
9	R\$ 133.799,46	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 126.599,46	R\$ 39.239,04
10	R\$ 143.192,18	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 135.992,18	R\$ 37.006,39
11	R\$ 153.244,27	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 146.044,27	R\$ 34.891,82
12	R\$ 164.002,02	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 156.802,02	R\$ 32.890,23
13	R\$ 175.514,96	R\$ 0,00	R\$ 95.200,00	R\$ 80.314,96	R\$ 14.790,68
14	R\$ 187.836,11	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 180.636,11	R\$ 29.206,02
15	R\$ 201.022,21	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 193.822,21	R\$ 27.513,62
16	R\$ 215.133,97	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 207.933,97	R\$ 25.914,68
17	R\$ 230.236,37	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 223.036,37	R\$ 24.404,64
18	R\$ 246.398,97	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 239.198,97	R\$ 22.979,06
19	R\$ 263.696,18	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 256.496,18	R\$ 21.633,67
20	R\$ 282.207,65	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 275.007,65	R\$ 20.364,34
21	R\$ 302.018,62	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 294.818,62	R\$ 19.167,11
22	R\$ 323.220,33	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 316.020,33	R\$ 18.038,20
23	R\$ 345.910,40	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 338.710,40	R\$ 16.973,95
24	R\$ 370.193,31	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 362.993,31	R\$ 15.970,89
25	R\$ 396.180,88	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 388.980,88	R\$ 15.025,72

Fonte: Próprio Autor.

**Tabela 18. Cenário 2: Entradas, saídas, valor futuro e valor presente.**

Cenário 2					
Ano	Receita gerada	Financiamento	Gastos	Valor Futuro (R\$)	VP
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 720.000,00	-R\$ 720.000,00	-R\$ 720.000,00
1	R\$ 77.756,16	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 70.556,16	R\$ 61.945,70
2	R\$ 83.214,64	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 76.014,64	R\$ 58.593,55
3	R\$ 89.056,31	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 81.856,31	R\$ 55.396,33
4	R\$ 95.308,06	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 88.108,06	R\$ 52.350,49
5	R\$ 101.998,69	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 94.798,69	R\$ 49.451,98
6	R\$ 109.158,99	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 101.958,99	R\$ 46.696,38
7	R\$ 116.821,96	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 109.621,96	R\$ 44.078,97
8	R\$ 125.022,86	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 117.822,86	R\$ 41.594,87
9	R\$ 133.799,46	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 126.599,46	R\$ 39.239,04
10	R\$ 143.192,18	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 135.992,18	R\$ 37.006,39
11	R\$ 153.244,27	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 146.044,27	R\$ 34.891,82
12	R\$ 164.002,02	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 156.802,02	R\$ 32.890,23
13	R\$ 175.514,96	R\$ 0,00	95.200,00	R\$ 80.314,96	R\$ 14.790,68
14	R\$ 187.836,11	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 180.636,11	R\$ 29.206,02
15	R\$ 201.022,21	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 193.822,21	R\$ 27.513,62
16	R\$ 215.133,97	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 207.933,97	R\$ 25.914,68
17	R\$ 230.236,37	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 223.036,37	R\$ 24.404,64
18	R\$ 246.398,97	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 239.198,97	R\$ 22.979,06
19	R\$ 263.696,18	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 256.496,18	R\$ 21.633,67
20	R\$ 282.207,65	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 275.007,65	R\$ 20.364,34
21	R\$ 302.018,62	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 294.818,62	R\$ 19.167,11
22	R\$ 323.220,33	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 316.020,33	R\$ 18.038,20
23	R\$ 345.910,40	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 338.710,40	R\$ 16.973,95
24	R\$ 370.193,31	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 362.993,31	R\$ 15.970,89
25	R\$ 396.180,88	R\$ 0,00	7.200,00	R\$ 388.980,88	R\$ 15.025,72

Fonte: Próprio Autor.

**Tabela 19. Cenário 3: Entradas, saídas, valor futuro e valor presente.**

Cenário 3					
Ano	Receita gerada	Financiamento	Gastos	Valor Futuro (R\$)	VP
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 144.000,00	-R\$ 144.000,00	-R\$ 144.000,00
1	R\$ 79.703,33	R\$ 183.647,50	R\$ 190.847,50	-R\$ 111.144,17	-R\$ 97.580,48
2	R\$ 87.434,55	R\$ 171.154,88	R\$ 178.354,88	-R\$ 90.920,33	-R\$ 70.083,14
3	R\$ 95.915,71	R\$ 158.271,97	R\$ 165.471,97	-R\$ 69.556,26	-R\$ 47.072,26
4	R\$ 105.219,53	R\$ 144.990,13	R\$ 152.190,13	-R\$ 46.970,60	-R\$ 27.908,16
5	R\$ 115.425,82	R\$ 131.300,70	R\$ 138.500,70	-R\$ 23.074,88	-R\$ 12.037,07
6	R\$ 126.622,13	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 119.422,13	R\$ 54.694,35
7	R\$ 138.904,47	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 131.704,47	R\$ 52.958,35
8	R\$ 152.378,21	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 145.178,21	R\$ 51.252,10
9	R\$ 167.158,90	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 159.958,90	R\$ 49.578,67
10	R\$ 183.373,31	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 176.173,31	R\$ 47.940,53
11	R\$ 201.160,52	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 193.960,52	R\$ 46.339,61
12	R\$ 220.673,09	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 213.473,09	R\$ 44.777,36
13	R\$ 242.078,38	R\$ 0,00	R\$ 95.200,00	R\$ 146.878,38	R\$ 27.048,89
14	R\$ 265.559,98	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 258.359,98	R\$ 41.772,75

Cenário 3					
Ano	Receita gerada	Financiamento	Gastos	Valor Futuro (R\$)	VP
15	R\$ 291.319,30	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 284.119,30	R\$ 40.331,55
16	R\$ 319.577,27	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 312.377,27	R\$ 38.931,38
17	R\$ 350.576,27	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 343.376,27	R\$ 37.572,23
18	R\$ 384.582,17	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 377.382,17	R\$ 36.253,87
19	R\$ 421.886,64	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 414.686,64	R\$ 34.975,93
20	R\$ 462.809,64	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 455.609,64	R\$ 33.737,93
21	R\$ 507.702,17	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 500.502,17	R\$ 32.539,27
22	R\$ 556.949,29	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 549.749,29	R\$ 31.379,26
23	R\$ 610.973,37	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 603.773,37	R\$ 30.257,17
24	R\$ 670.237,78	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 663.037,78	R\$ 29.172,18
25	R\$ 735.250,85	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 728.050,85	R\$ 28.123,45

Fonte: Próprio Autor.

**Tabela 20. Cenário 4: Entradas, saídas, valor futuro e valor presente.**

Cenário 4					
Ano	Receita gerada	Financiamento	Gastos	Valor Futuro	Valor Presente
0	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 144.000,00	-R\$ 144.000,00	-R\$ 144.000,00
1	R\$ 79.703,33	R\$ 183.647,50	R\$ 190.847,50	-R\$ 111.144,17	-R\$ 97.580,48
2	R\$ 87.434,55	R\$ 171.154,88	R\$ 178.354,88	-R\$ 90.920,33	-R\$ 70.083,14
3	R\$ 95.915,71	R\$ 158.271,97	R\$ 165.471,97	-R\$ 69.556,26	-R\$ 47.072,26
4	R\$ 105.219,53	R\$ 144.990,13	R\$ 152.190,13	-R\$ 46.970,60	-R\$ 27.908,16
5	R\$ 115.425,82	R\$ 131.300,70	R\$ 138.500,70	-R\$ 23.074,88	-R\$ 12.037,07
6	R\$ 126.622,13	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 119.422,13	R\$ 54.694,35
7	R\$ 138.904,47	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 131.704,47	R\$ 52.958,35
8	R\$ 152.378,21	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 145.178,21	R\$ 51.252,10
9	R\$ 167.158,90	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 159.958,90	R\$ 49.578,67
10	R\$ 183.373,31	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 176.173,31	R\$ 47.940,53
11	R\$ 201.160,52	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 193.960,52	R\$ 46.339,61
12	R\$ 220.673,09	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 213.473,09	R\$ 44.777,36
13	R\$ 242.078,38	R\$ 0,00	R\$ 95.200,00	R\$ 146.878,38	R\$ 27.048,89
14	R\$ 265.559,98	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 258.359,98	R\$ 41.772,75
15	R\$ 291.319,30	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 284.119,30	R\$ 40.331,55
16	R\$ 319.577,27	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 312.377,27	R\$ 38.931,38
17	R\$ 350.576,27	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 343.376,27	R\$ 37.572,23
18	R\$ 384.582,17	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 377.382,17	R\$ 36.253,87
19	R\$ 421.886,64	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 414.686,64	R\$ 34.975,93
20	R\$ 462.809,64	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 455.609,64	R\$ 33.737,93
21	R\$ 507.702,17	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 500.502,17	R\$ 32.539,27
22	R\$ 556.949,29	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 549.749,29	R\$ 31.379,26
23	R\$ 610.973,37	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 603.773,37	R\$ 30.257,17
24	R\$ 670.237,78	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 663.037,78	R\$ 29.172,18
25	R\$ 735.250,85	R\$ 0,00	R\$ 7.200,00	R\$ 728.050,85	R\$ 28.123,45

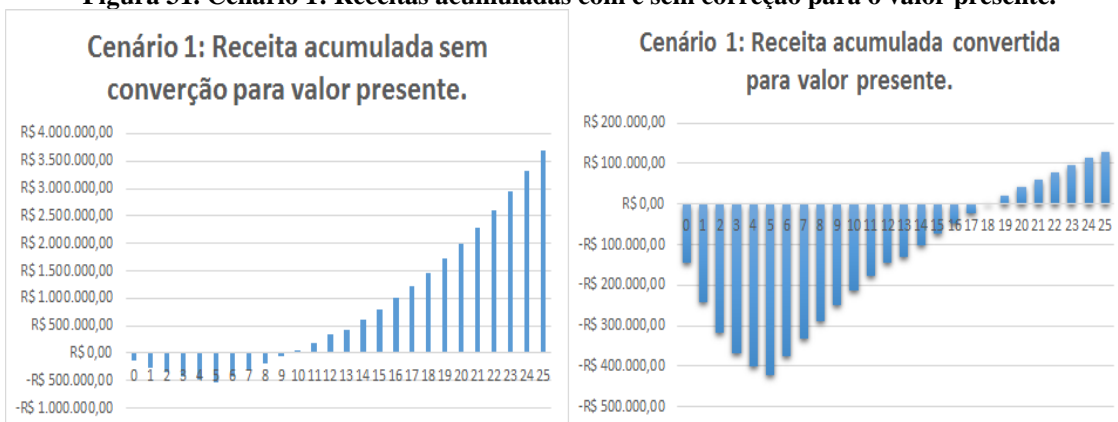
Fonte: Próprio Autor.

Optou-se por ilustrar o comportamento das receitas ao longo da vida útil do projeto para cada cenário, Figura 31, Figura 32, Figura 33 e Figura 34, pois além de permitir uma



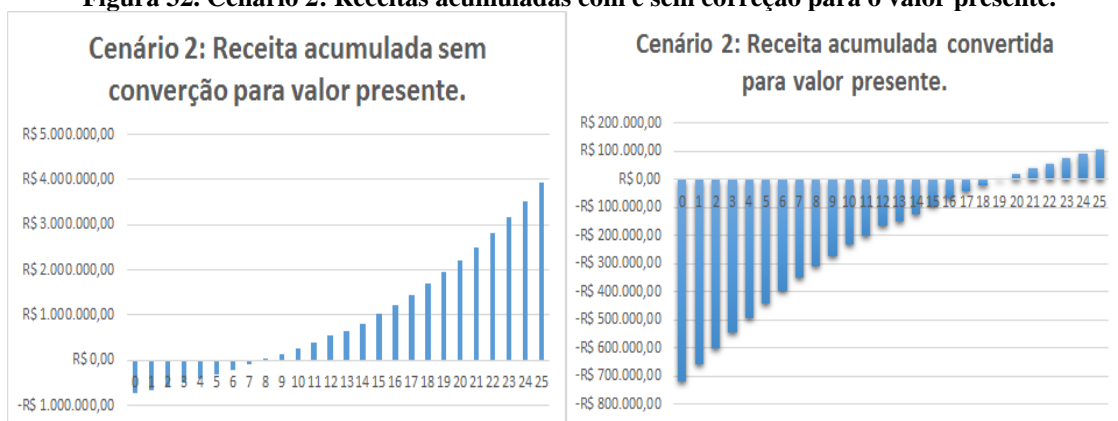
melhor compreensão de sua evolução, permite também que se analise o VPL, *payback* simples(ambos figura à direita), e *payback* modificado (figura à esquerda).

**Figura 31. Cenário 1: Receitas acumuladas com e sem correção para o valor presente.**



Fonte: Próprio Autor.

**Figura 32. Cenário 2: Receitas acumuladas com e sem correção para o valor presente.**



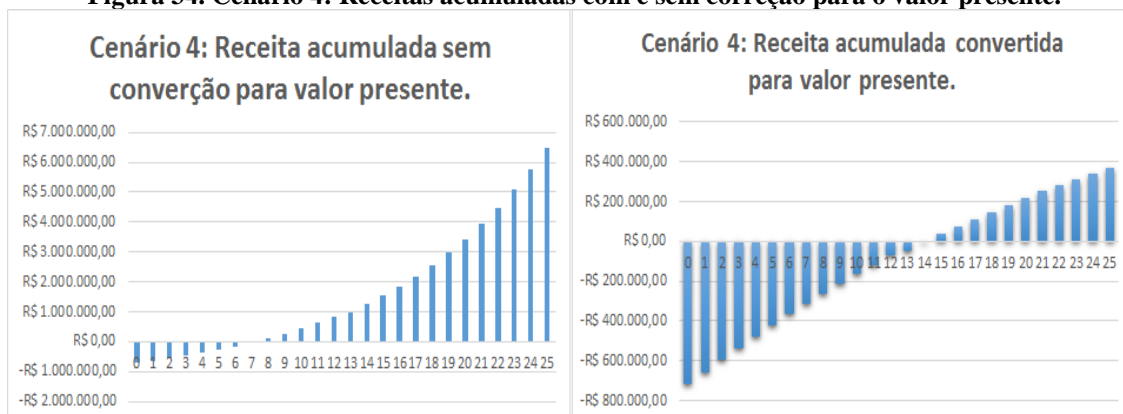
Fonte: Próprio Autor.

**Figura 33. Cenário 3: Receitas acumuladas com e sem correção para o valor presente.**



Fonte: Próprio Autor.

**Figura 34. Cenário 4: Receitas acumuladas com e sem correção para o valor presente.**



Fonte: Próprio Autor.

#### 4.7.6 Comparação entre os cenários

Como pode ser visto nas figuras anteriores em todos os casos o projeto é viável, analisando o VPL e o *payback*, inclusive para situações em que o reajuste da tarifa for igual à inflação, valor abaixo do reajuste médio nos períodos entre 1996 e 2015.

Analisando os demais resultados apresentados na Tabela 21, nota-se que o uso do financiamento torna o investimento mais atrativo quando analisado por parâmetros que consideram o tempo presente como VPL, TIR, *payback* modificado. Isto se deve ao fato das taxas cobradas pelo BNDES serem realmente baixas e quando aplicadas as taxas de desconto resultarem em valores menores do que no caso de se pagar o projeto todo no ano zero.

**Tabela 21. VPL, TIR, Payback e LCOE resultantes para todos os casos.**

Cenários	VPL	TIR	Payback anos		LCOE
			Simplex	Modificado	
1	R\$ 127.201,39	16,5%	10	18	R\$ 0,47
2	R\$ 106.118,32	15,5%	8	19	R\$ 0,43
3	R\$ 390.955,72	20,5%	9	14	R\$ 0,47
4	R\$ 369.872,65	18,6%	8	15	R\$ 0,43

Fonte: Próprio Autor.

Apesar da análise de viabilidade usando *payback* modificado seja mais correta que utilizando o método simples, esse último na prática é mais frequente. Nos resultados obtidos é possível notar grande disparidade entre os dois métodos, porém ambos resultados obtidos estão de acordo com os valores alcançados em diversos projetos atuais. Nos dois casos o projeto seria viável, no entanto seu tempo de retorno ainda é longo para os padrões da indústria. Considerando os cenários 3 e 4, mais otimistas, utilizando o

método modificado se obtém no mínimo 10 anos em que sistema gerará lucro, o que é interessante quando levado em conta o fato do projeto ter vida útil de no mínimo 25 anos.

A análise da TIR também demonstra que todos os cenários são viáveis e como dito antes, gerou melhores resultados utilizando o financiamento proposto. Outro dado importante é que se comparado aos resultados dos fundos de renda fixa em 2015, mesmo o pior cenário terá maior rendimento que as principais possibilidades de investimento com baixo risco, vide Tabela 22.

**Tabela 22. Rendimento em 2015 dos principais fundos de renda fixa.**

Fundo de Investimento	Rendimento em 2015
Fundos Renda Fixa Simples	13,73%
Tesouro IPCA+ 2019 (NTN-B Principal)	13,39%
Selic	13,23%
CDI	13,20%
Tesouro Selic 2017 (LFT)	13,01%
Tesouro Prefixado 2016 (LTN)	12,70%
Fundos Multimercados Juros e Moedas	12,70%
IGP-M (estimativa do Banco Central)	10,72%
IPCA (estimativa do Banco Central)	10,72%
Fundos Renda Fixa Indexados	10,68%
Tesouro Prefixado com Juros Semestrais 2017 (NTN-F)	10,40%
Poupança antiga	7,29%
Poupança nova	7,29%

Fonte: Revista Exame, 2015.

Os valores obtidos para LCOE ficaram próximos à taxa cobrada pela CEEE em 2016, incluindo impostos, que foi de 0,43 R\$/kW, um pouco a mais quando utilizado o financiamento e um pouco a menos quando não utilizado. Este resultado significa que para a tarifa cobrada em 2016 o consumidor autoprodutor não estaria economizando e pela questão financeira o investimento seria indiferente, porém em um futuro muito próximo o sistema começaria a dar retorno, considerando que a tarifa tende a aumentar ano após ano.

#### **4.8 BALANÇO AMBIENTAL DO PROJETO PARA TODA SUA VIDA ÚTIL**

Como citado na motivação deste trabalho, o caráter ambiental da geração de energia solar é uma das motivações para investimento neste tipo de projeto. Em alguns casos esta pode ser a motivação principal, ou até secundária, como no caso de empresas que optam por gerar sua energia pela questão financeira, mas acabam utilizando o fator ambiental para atrair clientes, ou até reduzir encargos através de créditos de carbono.

Sendo assim, é importante que se estime a quantidade de gases causadores do efeito estufa que foi deixada de lançar na atmosfera devido a utilização de fontes de geração de energia limpa. O cálculo da quantidade de gases poupada, CB, pode ser feito através da Equação 15, onde  $E_G$  é a energia gerada, FE é fator de emissões de CO<sub>2</sub> por kWh (tCO<sub>2</sub>/kWh) e  $LCE_E$  é passivo ambiental da produção dos equipamentos que compõe o projeto.

$$CB = E_G * FE - LCE_E \quad (15)$$

A fabricação de módulos fotovoltaicos no Brasil crescendo, mas ainda é algo recente, tornando difícil a obtenção de dados precisos do passivo ambiental, desta forma optou-se por utilizar a base de dados do PVsyst, que informa o valor 207,1 tCO<sub>2</sub> para este projeto e como já foi dito, este é um dos principais programas utilizados para este tipo de projeto e está em constante atualização, o que permite confiar nos dados.

O Ministério de Ciência e Tecnologia divulga mensalmente o fator de emissão de CO<sub>2</sub> do sistema interligado nacional (SIN), os dados relativos ao ano de 2016 são mostrados na Figura 35, a qual informa a média anual que foi adotada para os cálculos do balanço de carbono. É importante ressaltar que houve uma diminuição relevante em 2016 quando comparado aos três anos anteriores, nos quais se fez muito uso de térmicas.

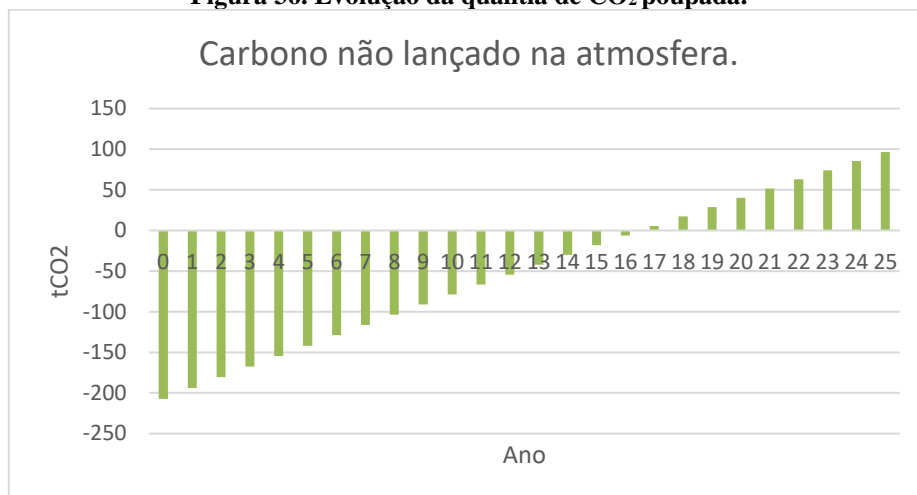
**Figura 35. Fator de emissão de CO2 do SIN, dados mensais e anuais relativos a 2016.**

2016	Fator Médio Mensal (tCO <sub>2</sub> /MWh)											Fator Médio Anual (tCO <sub>2</sub> /MWh)	
	MÊS											ANO - 2016	
	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro	0,0789
	0,0960	0,0815	0,0710	0,0757	0,0701	0,0760	0,0725	0,0836	0,0897	0,0925			

**Fonte: MCT, 2016.**

Quanto a energia gerada pelo sistema, foi considerado neste cálculo a perda de 0,75% do rendimento dos painéis, resultando na produção de 3.847MWh, rendendo a economia de 96,45 tCO<sub>2</sub>. A evolução da quantidade de CO<sub>2</sub> poupada pode ser vista na Figura 36.

**Figura 36. Evolução da quantia de CO<sub>2</sub> poupada.**



**Fonte: Próprio Autor.**

Desta forma, além de ser lucrativo esse investimento possibilitaria uma diminuição da quantidade de gases causadores do efeito estufa lançados na atmosfera, o que está em conformidade com acordos firmados pelo Brasil junto ao G20, demonstrando sua relevância do ponto de vista global.

## 5 CONCLUSÃO

### 5.1 DISCUSSÃO

Primeiramente, o projeto desenvolvido se mostrou satisfatório quanto ao seu dimensionamento e custos, dado que o sistema projetado seria capaz de suprir 79% da energia consumida pela empresa ao longo do ano e também pelo fato preço estimado para o projeto estar de acordo com levantamentos divulgados pela IDEAL(2016), 6 R\$/Wp instalado.

Ademais, os resultados obtidos na simulação realizada também se mostraram satisfatórios, dado que todos os parâmetros de avaliação em todos os cenários indicaram a viabilidade do projeto. O LCOE calculado alcançou a tarifa atual cobrada pela distribuidora pelo kWh, o que indica que em pouco tempo o kWh gerado pelo consumidor será mais econômico que o consumido da rede, visto que a tarifa tende a aumentar e os custos do projeto tendem a diminuir.

A TIR calculada alcançou os 20,5% para o melhor cenário e 15,5% para o pior, o que representa um ótimo resultado dado que essa taxa de retorno é superior a grande maioria dos investimentos considerados de baixo risco disponíveis. Por exemplo, no pior cenário proposto o rendimento do SFCR supera fundos de investimentos tradicionais como CDI e Tesouro Prefixado, que renderam 13,2% e 12,7% em 2015.

O tempo de retorno do investimento, entre 8 e 10 anos, considerando *payback* simples está de acordo com os resultados de Nakabayashi (2015). Já para o caso do *payback* modificado o resultado não se mostrou tão atrativo para os cenários em que a energia é reajustada de acordo com a inflação, dado que os tempos obtidos foram de 18 e 19 anos, os quais estão muito próximos ao fim da vida útil dos painéis.

Em muitos casos o financiamento acaba impossibilitando o retorno do capital ao investidor, porém como neste caso há a possibilidade de se fazê-lo pelo FINAME do BNDES, o qual oferece taxas muito abaixo daquelas praticadas pelos bancos “tradicionais”. O resultado foi que nesta opção não só se manteve o projeto viável como também se mostrou mais atrativo pela ótica de alguns dos parâmetros medidos, como VPL, *payback* modificado e TIR.

A análise do balanço ambiental também se mostrou positiva para a implementação do projeto, indicando uma economia de 96,45 tCO<sub>2</sub> lançados na atmosfera.

Medidas de incentivo a autoprodução estão surgindo aos poucos, desde a isenção do ICMS para o excedente de energia, como aconteceu recentemente no Rio Grande do Sul, até os leilões de energia exclusivos à energia solar. Este é um mercado em plena expansão e as obras das usinas previstas tendem a fortalecer muito este nicho, pois incentivará a produção local dos equipamentos.

O próximo passo para um crescimento maior será a criação de linhas de crédito para financiamento dos projetos, pois dentre os autoprodutores atuais a maioria é consumidor

residencial, que não pode fazer uso do financiamento analisado neste trabalho. Há a possibilidade da liberação do uso do FGTS para pagamento de SFCR porém este projeto ainda está sendo analisado e sua aprovação deve demorar devido à importância deste fundo.

## **5.2 TRABALHOS FUTUROS.**

Neste trabalho não se considerou a cobrança de ICMS sobre o excedente de energia gerada, devida a inexistência dessa cobrança no estado do Rio Grande do Sul. Porém há estados que ela ainda é vigente, então deixa-se a sugestão de se fazer um estudo, no qual estime-se a quantia de energia tributada, baseado na resultante da comparação entre a produção horária e a curva de carga do consumidor ao longo do dia.

Outra sugestão seria um estudo de viabilidade para as demais fontes de produção abrangidas pela geração distribuída como, eólica e biomassa, comparando-as com os resultados obtidos neste trabalho.

## BIBLIOGRAFIA

AES ELETROPAULO. **AES Eletropaulo anuncia o maior projeto de Smart Grid do país.** 2015. Disponível em:

<<http://www.smartgridaeseletropaulo.com.br/Paginas/AcompanheNoticiasDetalhe.aspx?Origem=N&Cat=0&Quant=9&NoticialID=112>>. Acesso em 27 de agosto de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA **Geração distribuída.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd.asp>>. Acesso em 08 de outubro de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 482.** BRASÍLIA, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA 687.** BRASÍLIA, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **MÓDULOS 3: PRODIST.** 6 ed. Brasília: Aneel, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em 15 agosto de 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **MÓDULOS 3: PRODIST.** 6 ed. Brasília: Aneel, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/prodist>>. Acesso em 15 agosto de 2016.

BANCO NACIONAL DO DESENVOLVIMENTO. **Simulador.** Disponível em: <[http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/simulador/?productCode=AOI\\_047](http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/simulador/?productCode=AOI_047)>. Acesso em 23 de outubro de 2016.

BRASIL. Ministério da Ciência e Tecnologia. **Fator médio mensal.** Disponível em: <<http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/321144.html>>. Acesso em 3 de novembro de 2016.

CASTRO, M. A. L **Diagnóstico e perspectivas para a microgeração no Brasil.** RBS Magazine: Revista Brasileira de energia solar fotovoltaica. Ano I I, edição nº 6, 2016. Disponível em: <[https://issuu.com/rbsmagazine/docs/revista\\_rbs\\_edicao\\_6\\_low](https://issuu.com/rbsmagazine/docs/revista_rbs_edicao_6_low)>. Acesso em: 06 setembro de 2016.

COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **NTD-081.081:** Acesso de micro e mini geração com fontes renováveis e cogeração qualificada ao sistema de



distribuição. Porto Alegre, 2014. Disponível em: <[http://www.ceee.com.br/PPortal/CEEE/Archives/Download/Padrao Tecnico/IT-81.081 Acesso de microgeração e minigeração com fontes renováveis e cogeração qualificada ao sistema de distribuição.pdf](http://www.ceee.com.br/PPortal/CEEE/Archives/Download/Padrao_Tecnico/IT-81.081_Acesso_de_microgeração_e_minigeração_com_fontes_renovaveis_e_cogeração_qualificada_ao_sistema_de_distribuição.pdf)>. Acesso em 15 agosto de 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2016**: Ano base 2015. Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro : EPE, 2016. Disponível em: < [https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acesso em 12 de agosto de 2016.

FILHO, Ernesto Ruppert. **Conversores eletrônicos de potência para sistemas fotovoltaicos de baixa tensão conectados à rede elétrica**. Apresentação do iinova FV; Campinas-SP; março 2012.

FILOMENA P. Tiago – **Notas de aula de engenharia econômica**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.

FRANKFURT SCHOOL-UNEP CENTRE/BNEF. **Global Trends in Renewable Energy Investment 2016**. Disponível em: < <http://www.fs-unep-centre.org>>. Acesso em 23 de Agosto de 2016.

INSTITUTO DE ENERGIA E AMBIENTE DA USP. **Microgeração Fotovoltaica no Brasil: Viabilidade Econômica**. Laboratório de Sistemas Fotovoltaicos, 2015. Disponível em:< <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mifoto.pdf>>. Acesso em 27 de setembro de 2016.

INSTITUTO PARA O DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMERICA LATINA. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica**. Edição 2016. Disponível em: <[https://issuu.com/idealeco\\_logicas/docs/estudofv2016\\_final?e=18281881/30000297](https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/estudofv2016_final?e=18281881/30000297)> Acesso em 04 de novembro de 2016.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (Org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel – Cresesb, 2014. Edição Revisada e Atualizada.

PORTAL SOLAR. **Tipos de Pannel Solar Fotovoltaico**. Disponível em: <<http://www.portalsolar.com.br/tipos-de-painel-solar-fotovoltaico.html>>. Acesso em 19 de agosto de 2016.

RAFFA, Rafael. **Produção de energia solar será isenta de imposto**. Edição de Léa Aragón/Secom. Disponível em: <<http://www.rs.gov.br/conteudo/232284/producao-de-energia-solar-sera-isenta-de-imposto>>. Acesso em 04 de setembro de 2016.

SIEMENS. **Smart grid – a rede elétrica inteligente do futuro**. Disponível em: <<http://www.siemens.com.br/desenvolvimento-sustentado-em-egacidades/smart-grid.html>>. Acesso em 20 de agosto de 2016.

SKVARENINA, Timothy L. (Ed). **The power electronics handbook**. Disponível em: <<http://intranet.ctism.ufsm.br/gsec/livros/eletronica.pdf>>. Acesso em 29 de agosto de 2016.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos E Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015. 224 p.

WEG. **Automação, solução para Smart Grid**. Jaraguá do Sul/SC. Disponível em: <<http://ecatalog.weg.net/files/wegnet/WEG-solucoes-para-smart-grid-50049586-catalogo-portugues-br.pdf>>. Acesso em 03 de setembro de 2016.

WEG. **Medidores inteligentes de energia WEG no maior projeto de Smart Grid do Brasil**. 2014. Disponível em: <<http://www.weg.net/br/Media-Center/Noticias/Produtos-e-Solucoes/Medidores-inteligentes-de-energia-WEG-no-maior-projeto-de-Smart-Grid-do-Brasil>>. Acesso em 03 de setembro de 2016.

YAZBEK, Priscila **Os melhores e os piores investimentos de 2015**. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/seu-dinheiro/os-melhores-e-os-piores-investimentos-de-2015/>>. Acesso em 15 de outubro de 2016.

## ANEXOS A

**Figura 37. Formulário de solicitação de acesso para microgeração distribuída com potência instalada 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: <a href="http://www.aneel.gov.br/scq">www.aneel.gov.br/scq</a>		<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: Módulo 3 do PRODIST, 2016.

<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2016/03/minas-tera-maior-megausina-solar-da-america-latina/28325>

## ANEXO B

**Tabela 23. Financiamento simulado no BNDES para 80% do projeto, para ser pago em 5 anos e juros de 15,21%.**

Mês	Saldo inicial	Juros	Amortização	Prestação	Saldo Final
Mês Inicial	0	0	0	0	576.000,00
Mês 01	576.674,88	6.160,48	9.611,25	15.771,73	567.063,63
Mês 02	567.728,04	6.064,91	9.622,51	15.687,42	558.105,53
Mês 03	558.759,44	5.969,10	9.633,78	15.602,88	549.125,66
Mês 04	549.769,05	5.873,06	9.645,07	15.518,13	540.123,98
Mês 05	540.756,83	5.776,78	9.656,37	15.433,15	531.100,45
Mês 06	531.722,73	5.680,27	9.667,69	15.347,96	522.055,04
Mês 07	522.666,71	5.583,53	9.679,01	15.262,54	512.987,70
Mês 08	513.588,75	5.486,55	9.690,35	15.176,90	503.898,40
Mês 09	504.488,80	5.389,34	9.701,71	15.091,04	494.787,09
Mês 10	495.366,81	5.291,89	9.713,07	15.004,96	485.653,74
Mês 11	486.222,76	5.194,20	9.724,46	14.918,66	476.498,31
Mês 12	477.056,60	5.096,28	9.735,85	14.832,13	467.320,75
Mês 13	467.868,30	4.998,13	9.747,26	14.745,38	458.121,04
Mês 14	458.657,81	4.899,73	9.758,68	14.658,41	448.899,13
Mês 15	449.425,09	4.801,10	9.770,11	14.571,21	439.654,98
Mês 16	440.170,11	4.702,23	9.781,56	14.483,79	430.388,55
Mês 17	430.892,82	4.603,13	9.793,02	14.396,15	421.099,80
Mês 18	421.593,19	4.503,78	9.804,49	14.308,27	411.788,70
Mês 19	412.271,18	4.404,20	9.815,98	14.220,18	402.455,20
Mês 20	402.926,74	4.304,37	9.827,48	14.131,85	393.099,26
Mês 21	393.559,84	4.204,31	9.839,00	14.043,30	383.720,84
Mês 22	384.170,43	4.104,00	9.850,52	13.954,53	374.319,91
Mês 23	374.758,49	4.003,46	9.862,07	13.865,52	364.896,42
Mês 24	365.323,96	3.902,67	9.873,62	13.776,29	355.450,34
Mês 25	355.866,81	3.801,64	9.885,19	13.686,83	345.981,62
Mês 26	346.386,99	3.700,37	9.896,77	13.597,14	336.490,22
Mês 27	336.884,48	3.598,86	9.908,37	13.507,23	326.976,11
Mês 28	327.359,21	3.497,10	9.919,98	13.417,08	317.439,24
Mês 29	317.811,17	3.395,10	9.931,60	13.326,70	307.879,57
Mês 30	308.240,30	3.292,86	9.943,24	13.236,10	298.297,07
Mês 31	298.646,57	3.190,37	9.954,89	13.145,26	288.691,69
Mês 32	289.029,94	3.087,64	9.966,55	13.054,19	279.063,39
Mês 33	279.390,36	2.984,66	9.978,23	12.962,89	269.412,13
Mês 34	269.727,79	2.881,44	9.989,92	12.871,36	259.737,87
Mês 35	260.042,20	2.777,97	10.001,62	12.779,59	250.040,57
Mês 36	250.333,54	2.674,26	10.013,34	12.687,60	240.320,20
Mês 37	240.601,77	2.570,29	10.025,07	12.595,37	230.576,70
Mês 38	230.846,86	2.466,08	10.036,82	12.502,90	220.810,04
Mês 39	221.068,75	2.361,63	10.048,58	12.410,21	211.020,17
Mês 40	211.267,42	2.256,92	10.060,35	12.317,27	201.207,06
Mês 41	201.442,81	2.151,97	10.072,14	12.224,11	191.370,67

Mês	Saldo inicial	Juros	Amortização	Prestação	Saldo Final
Mês 42	191.594,89	2.046,76	10.083,94	12.130,71	181.510,95
Mês 43	181.723,62	1.941,31	10.095,76	12.037,07	171.627,87
Mês 44	171.828,96	1.835,61	10.107,59	11.943,19	161.721,37
Mês 45	161.910,85	1.729,66	10.119,43	11.849,08	151.791,43
Mês 46	151.969,27	1.623,45	10.131,28	11.754,74	141.837,99
Mês 47	142.004,18	1.517,00	10.143,16	11.660,15	131.861,02
Mês 48	132.015,52	1.410,29	10.155,04	11.565,33	121.860,48
Mês 49	122.003,26	1.303,33	10.166,94	11.470,27	111.836,32
Mês 50	111.967,35	1.196,12	10.178,85	11.374,97	101.788,50
Mês 51	101.907,77	1.088,66	10.190,78	11.279,43	91.716,99
Mês 52	91.824,45	980,94	10.202,72	11.183,66	81.621,73
Mês 53	81.717,37	872,97	10.214,67	11.087,64	71.502,70
Mês 54	71.586,47	764,74	10.226,64	10.991,38	61.359,83
Mês 55	61.431,73	656,26	10.238,62	10.894,88	51.193,11
Mês 56	51.253,09	547,52	10.250,62	10.798,14	41.002,47
Mês 57	41.050,51	438,53	10.262,63	10.701,16	30.787,88
Mês 58	30.823,96	329,29	10.274,65	10.603,94	20.549,30
Mês 59	20.573,38	219,78	10.286,69	10.506,47	10.286,69
Mês 60	10.298,74	110,02	10.298,74	10.408,76	0
TOTAL		192.298,92	597.066,29	789.365,21	0

Fonte: BNDES, 2016.