

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROJETO DE GRADUAÇÃO**

PAULO LESSA KUGIZAKI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO E
AVALIAÇÃO DO RETORNO DO INVESTIMENTO DE UM
SISTEMA FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UMA
RESIDÊNCIA FAMILIAR EM MARABÁ-PA**

VITÓRIA
2020

PAULO LESSA KUGIZAKI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO E AVALIAÇÃO
DO RETORNO DO INVESTIMENTO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO INTEGRADO A UMA RESIDÊNCIA FAMILIAR
EM MARABÁ-PA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Paulo Lessa Kugizaki**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Paulo J. M. Menegáz

VITÓRIA
2020

PAULO LESSA KUGIZAKI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO E AVALIAÇÃO DO
RETORNO DO INVESTIMENTO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO
INTEGRADO A UMA RESIDÊNCIA FAMILIAR EM MARABÁ-PA**

Parte manuscrita do Projeto de Graduação do aluno **Paulo Lessa Kugizaki**, apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em 22 de dezembro de 2020.

COMISSÃO EXAMINADORA:

Prof. Dr. Paulo José Mello Menegáz
Universidade Federal do Espírito Santo
Orientador

Profa. Dra. Jussara Farias Fardin
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinadora

Prof. Dr. Walbermark Marques dos Santos
Universidade Federal do Espírito Santo
Examinador

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador Prof. Dr. Paulo J. M. Menegáz pela atenção, apoio e conselhos a mim concedidos.

A Deus, por toda força concedida a mim nesta caminhada.

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 a maior parte do curso e me apoiou muito no desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus familiares que sempre me acompanharam e me auxiliaram de alguma forma.

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

Aos professores e a todos que de alguma forma estiveram do meu lado.

Muito Obrigado!

RESUMO

Nesse projeto de graduação foi proposto um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e integrado à uma residência familiar na cidade de Marabá no estado do Pará, e, a partir dele, fez-se uma análise de retorno do investimento. Seu dimensionamento se enquadra como microgeração, conforme a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Através da energia elétrica gerada pelas células fotovoltaicas quando expostas à irradiação solar, o sistema pode trocar créditos de energia com a concessionária distribuidora, a fim de reduzir custos na conta de energia elétrica. O estudo de viabilidade foi realizado para um período de 20 anos, e foi baseado na área disponível no telhado para a implantação dos módulos fotovoltaicos que determinaram a irradiação solar incidente no plano, no valor do investimento inicial e no percentual de energia gerada pelo sistema fotovoltaico que é injetada na rede elétrica. Assim, sabendo-se o balanço energético entre a energia consumida e gerada pelo sistema fotovoltaico do consumidor em questão, foi realizada uma análise de fluxo de caixa, por meio do cálculo do valor presente líquido, da taxa interna de retorno e do tempo de retorno do investimento. Ao final do estudo, os resultados revelaram a atratividade do investimento, indicando assim a viabilidade do projeto.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Retorno financeiro de investimento.

ABSTRACT

In this graduation project, a photovoltaic system connected to the electricity grid and integrated into a family residence in the city of Marabá in the state of Pará was proposed, and an analysis of the return on investment was made from it. Its dimensioning is classified as microgeneration, according to Normative Resolution nº 482, of April 17, 2012 of the National Electric Energy Agency. Through the electric energy generated by the photovoltaic cells when exposed to solar irradiation, the system can exchange energy credits with the distribution utility, in order to reduce costs in the electric bill. The feasibility study was carried out for a period of 20 years, and was based on the area available on the roof for the installation of the photovoltaic modules that determined the solar radiation incident on the plan, the value of the initial investment and the percentage of energy generated by the photovoltaic system which is injected into the electrical network. Thus, knowing the energy balance between the energy consumed and generated by the photovoltaic system of the consumer in question, a cash flow analysis was performed, by calculating the net present value, the internal rate of return and the time of return investment. At the end of the study, the results revealed the attractiveness of the investment, thus indicating the project's viability.

Keywords: Photovoltaic system. Financial return on investment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Geração de energia elétrica mundial por fonte (%), 1980 e 2010.....	16
Figura 2 – Geração de energia elétrica mundial por fonte (%), 2015 e 2016.....	17
Figura 3 – Geração de energia elétrica por fonte no Brasil – participação em 2018.....	19
Figura 4 – Carga Produção mundial de células fotovoltaicas (MW).....	21
Figura 5 – Células FV: produção (efetiva e estimada) e capacidade de produção (efetiva e estimada).....	22
Figura 6 – Produção de células por região para 2010 e 2011	22
Figura 7 – Principais mercados mundiais em 2011 (GWp instalados).....	23
Figura 8 – Média anual da irradiação diária incidindo sobre superfície com inclinação igual à latitude do local.....	24
Figura 9 – Componentes da radiação solar.....	27
Figura 10 – Efeito fotovoltaico.....	29
Figura 11 – Células policristalina (a) e monocristalina (b)	30
Figura 12 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectados (a) em série e (b) em paralelo.....	31
Figura 13 – Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino.....	32
Figura 14 – Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva <i>I-V</i> para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino na temperatura de 25 °C.....	33
Figura 15 – Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino sob irradiância de 1000 W/m ²	34
Figura 16 – Operação de um diodo de desvio	35
Figura 17 – Município de Marabá	43
Figura 18 – Localização da residência.....	43
Figura 19 – Vista do telhado, área disponível para instalação.....	44
Figura 20 – Vista do telhado, arranjo dos módulos fotovoltaicos	52
Figura 21 – Preços de sistemas FV em 2018 por faixa de potência	55
Figura 22 – Preço em R\$ por 1 Wp dos SFV por regiões brasileiras.....	56
Figura 23 – Composição do custo total da instalação de um SFV	56

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Consumo mensal [kWh/mês] de energia elétrica de novembro de 2019 a outubro de 2020.....	46
Gráfico 2 – HSP mensal [h] das Águas 1,2,3 e 4	47

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Geração por fontes alternativas por região no mundo (TWh), 2012 a 2016.....	18
Tabela 2 – Geração por fontes alternativas no mundo – 10 maiores países em 2016 (TWh)	18
Tabela 3 – Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh), 2014 a 2018	19
Tabela 4 – HSP mensal obtida com uso do programa <i>PVsyst</i>	47
Tabela 5 – Perdas associadas ao SFCR	48
Tabela 6 – Energia gerada pelo SFCR.....	54
Tabela 7 – Preços estimados por área do projeto	57
Tabela 8 – Receita gerada estimada pelo SFV sem tributos.....	59
Tabela 9 – Estimativo em R\$ da energia consumida sem tributos	59
Tabela 10 – Cenário de fatura de novembro de 2019 a outubro de 2020.....	61
Tabela 11 – Cálculo financeiro dos investimentos - VPL	63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Carga de energia, consumo e perdas – Brasil e subsistemas elétricos.....	20
Quadro 2 – Dados das áreas disponíveis do telhado.....	45
Quadro 3 – Histórico de consumo de energia elétrica.....	45
Quadro 4 – Características elétricas do módulo fotovoltaico.....	49
Quadro 5 – Características elétricas do inversor.....	53
Quadro 6 – Parâmetros de viabilidade.....	63
Quadro 7 – Índices de viabilidade.....	65

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
B1	Subgrupo com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV na classe residencial e subclasse residencial baixa renda
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CPTEC	Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos
EIA	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FRE	Fontes Renováveis de Energia
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GHI	Irradiação Global Horizontal
GT-GDSF	Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços
IDEAL	Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Normas Brasileiras
NR	Normas Regulamentadoras
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PA	Pará

PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIS	Programa de Integração Social
PNE	Plano Nacional de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SIN	Sistema Interligado Nacional
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
T&D	Transmissão e Distribuição
TIR	Taxa Interna de Retorno
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Apresentação e Objeto de Pesquisa	14
1.2	Contexto Energético Mundial.....	16
1.3	Contexto Energético Brasileiro	18
1.4	Panorama Mundial do Mercado FV	20
1.5	Potencial do Recurso Solar no Brasil.....	23
2	JUSTIFICATIVA	25
3	OBJETIVO GERAL E OBJETIVOS ESPECÍFICOS	26
3.1	Objetivo Geral.....	26
3.2	Objetivos Específicos.....	26
4	REFERENCIAL TEÓRICO	27
4.1	Radiação Solar	27
4.2	Efeito Fotovoltaico.....	28
4.3	Célula Fotovoltaica	29
4.3.1	Silício Cristalino	29
4.3.2	Filmes Finos	30
4.4	Módulo Fotovoltaico.....	31
4.4.1	Características Elétricas dos Módulos	32
4.4.2	Fatores que Influenciam as Características Elétricas	33
4.5	Inversor.....	34
4.6	Diodo de Desvio e de Bloqueio.....	35
4.7	Regulamentação.....	36
4.7.1	Histórico da Regulamentação de Geração Distribuída.....	36
4.7.2	Microgeração e Minigeração Distribuída	37
4.7.3	Procedimentos para Viabilização de Acesso	38
4.7.4	Medição	38
4.7.5	Impostos Estadual e Federal	39
4.7.6	Compensação de Energia Elétrica	40
5	METODOLOGIA DO PROJETO.....	42

5.1	Localização	42
5.1.1	Local da Instalação	42
5.1.2	Área Disponível para Instalação.....	44
5.2	Análise da Fatura e do Consumo de Energia Elétrica	44
5.3	Determinação da Radiação Solar Durante o Ano	46
5.4	Fator de Desempenho	48
5.5	Escolha dos Módulos Fotovoltaicos	48
5.6	Determinação do Arranjo dos Módulos Fotovoltaicos	49
5.7	Escolha do Inversor	51
5.8	Cálculo da Energia Gerada pelo SFV	53
5.9	Análise da Viabilidade	54
5.10	Custos do SFV	54
5.11	Receita Gerada e Energia Consumida	58
5.12	Parâmetros de Viabilidade	59
5.12.1	Valor Presente Líquido	59
5.12.2	Taxa Interna de Retorno	60
5.12.3	Tempo de Retorno do Investimento	60
6	RESULTADOS	61
7	CONCLUSÕES	64
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	67
	ANEXO A – CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA DA RESIDÊNCIA	70
	ANEXO B – DADOS DO INVERSOR FRONIUS SYMO	71
	ANEXO C – DADOS DO MÓDULO FV CANADIAN SOLAR	72
	ANEXO D – ORÇAMENTO I9 TECNOLOGIA	73

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação e Objeto de Pesquisa

A geração descentralizada de energia elétrica junto ao ponto de consumo no meio urbano, através dos sistemas fotovoltaico (SFV) conectados à rede elétrica e integrados as residências tem um importante papel a desempenhar por todo o Brasil, visto que o recurso solar é abundante em todo o território nacional e a disponibilidade solar (sazonal e ao longo do dia), podem trazer grandes vantagens para o setor elétrico nacional. Muitas das grandes cidades brasileiras apresentam, além do pico noturno devido ao uso do chuveiro elétrico, um segundo pico de demanda próximo ao meio-dia (devido à carga representada pelos sistemas de ar-condicionado), o que faz com que haja uma coincidência com o pico da geração solar fotovoltaica (FV), tornando ainda mais interessante tal abordagem (MONTENEGRO, 2013).

Conforme publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019), o consumo total de energia elétrica no Brasil foi de 482 TWh, cerca de 1,6% maior quando comparado com o do ano de 2018. Segundo as projeções do Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007), o consumo de energia elétrica em 2030 se situará entre 859 e 1.245 TWh, o que exigirá um aumento expressivo na oferta de energia elétrica no Brasil.

De acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2020 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), o consumo por classe avaliado em 2019 concentrou-se nas classes Residencial (86,3%), Comercial (6,9%) Rural (5,3%), mantendo a média de concentração dos últimos anos. Além disso, o consumo residencial de eletricidade associado a informações populacionais permite identificar a intensidade de uso de energia elétrica por habitante em cada unidade federativa. Logo, efeitos da estrutura das economias regionais e locais podem influenciar o valor do consumo *per capita*. Então, em 2019, a região Sul foi líder em consumo per capita de energia elétrica com 2.960 kWh/hab, em segundo a região Sudeste com 2.698 kWh/hab e a região Norte, em questão, ficou em quarta posição com 1.793 kWh/hab (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020).

Segundo as previsões do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2020), o consumo residencial de eletricidade registrará um crescimento médio de 3,8% anuais entre 2020 e 2030. Tal cenário indica dificuldades de garantia de abastecimento do mercado de energia elétrica para os próximos anos.

Com base neste contexto, a busca por uma maior diversificação da matriz energética nacional, principalmente através da geração distribuída (GD) com base em fontes renováveis de energia (FRE), é uma das alternativas face às dificuldades futuras no suprimento energético do país, a fim de proporcionar uma maior segurança no abastecimento de energia.

Dada sua localização geográfica, o Brasil é particularmente privilegiado por ter níveis de irradiação solar superiores aos das nações desenvolvidas e, portanto, dispõe de grande potencial para o aproveitamento da energia solar. O país possui ótimos níveis de irradiação solar, principalmente nas regiões Norte e Nordeste, especificamente no semiárido (PEREIRA et al., 2017).

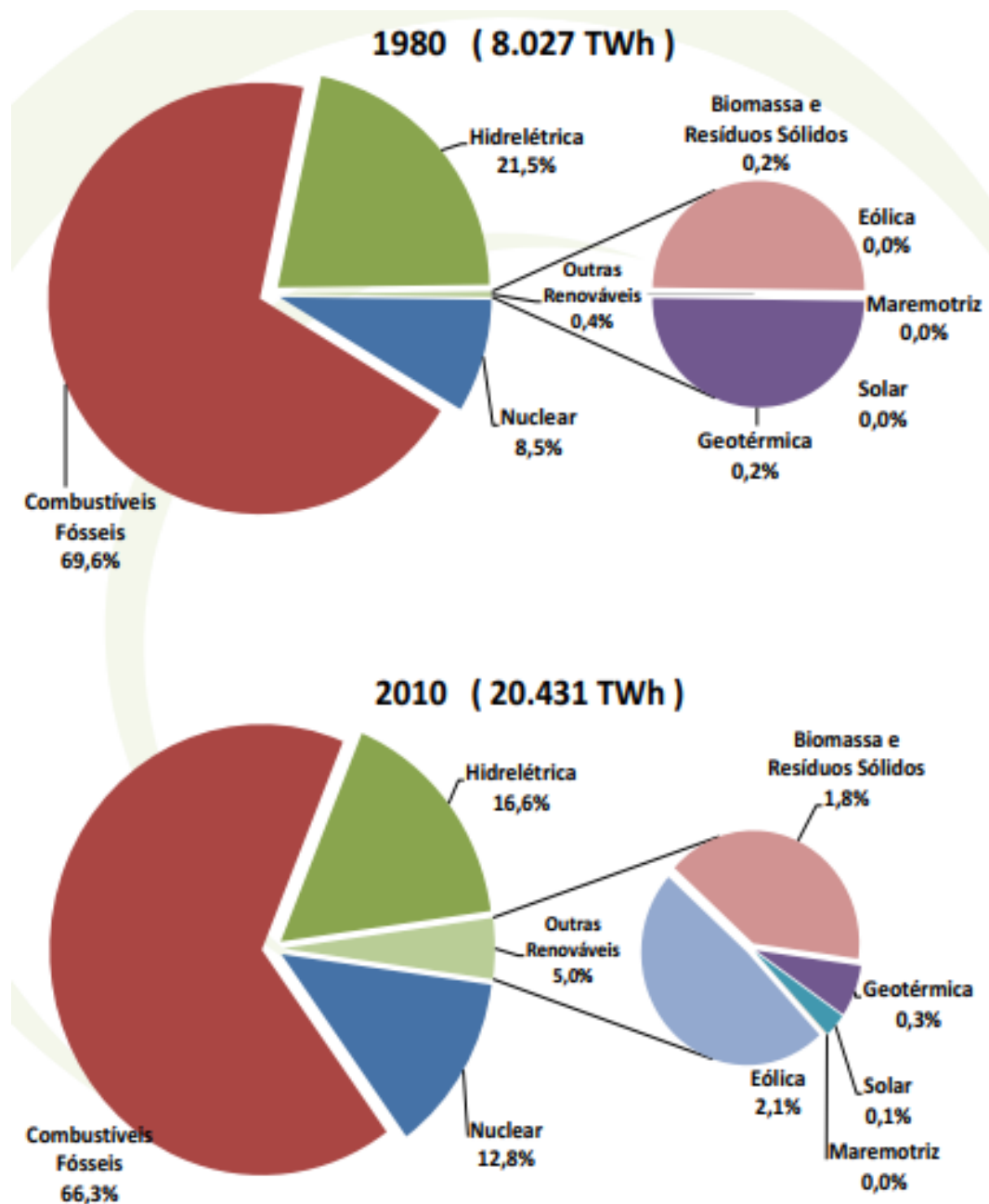
A energia solar se revela uma fonte promissora, tanto para as áreas distantes e ainda não eletrificadas, como também para os grandes centros urbanos, onde demandas de ar-condicionado elevam as curvas de carga, apresentando excelente sincronia com a geração solar. O aumento da utilização dessa fonte através de GD, seja no meio urbano ou rural, num país de dimensões continentais como o Brasil, auxiliará no suprimento dessa crescente demanda, de forma sustentável, além de permitir uma maior diversificação da matriz energética.

Portanto, pequenos geradores solares, como GD, podem ser eficientes, confiáveis e relativamente simples de implementar. Em algumas áreas, eles podem ser competitivos com a geração convencional e propiciar uma maior confiabilidade no abastecimento de energia, quando comparados com os sistemas convencionais de geração de energia. Em outros casos, eles podem aumentar a capacidade da rede, através da complementaridade de energia, promovendo um maior desempenho e eficiência na rede. Logo este projeto de graduação tem como objeto de pesquisa um sistema fotovoltaico residencial.

1.2 Contexto Energético Mundial

No contexto energético mundial, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica de 2019 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019), pode-se observar, pela Figura 1, que a geração elétrica no mundo teve um aumento aproximado de 254,5 % de 1980 a 2010. No entanto, apesar do seu potencial, a energia solar só respondia por 0,1% dessa geração nesse levantamento mundial de 2010, o que equivalia a cerca de 20,4 TWh.

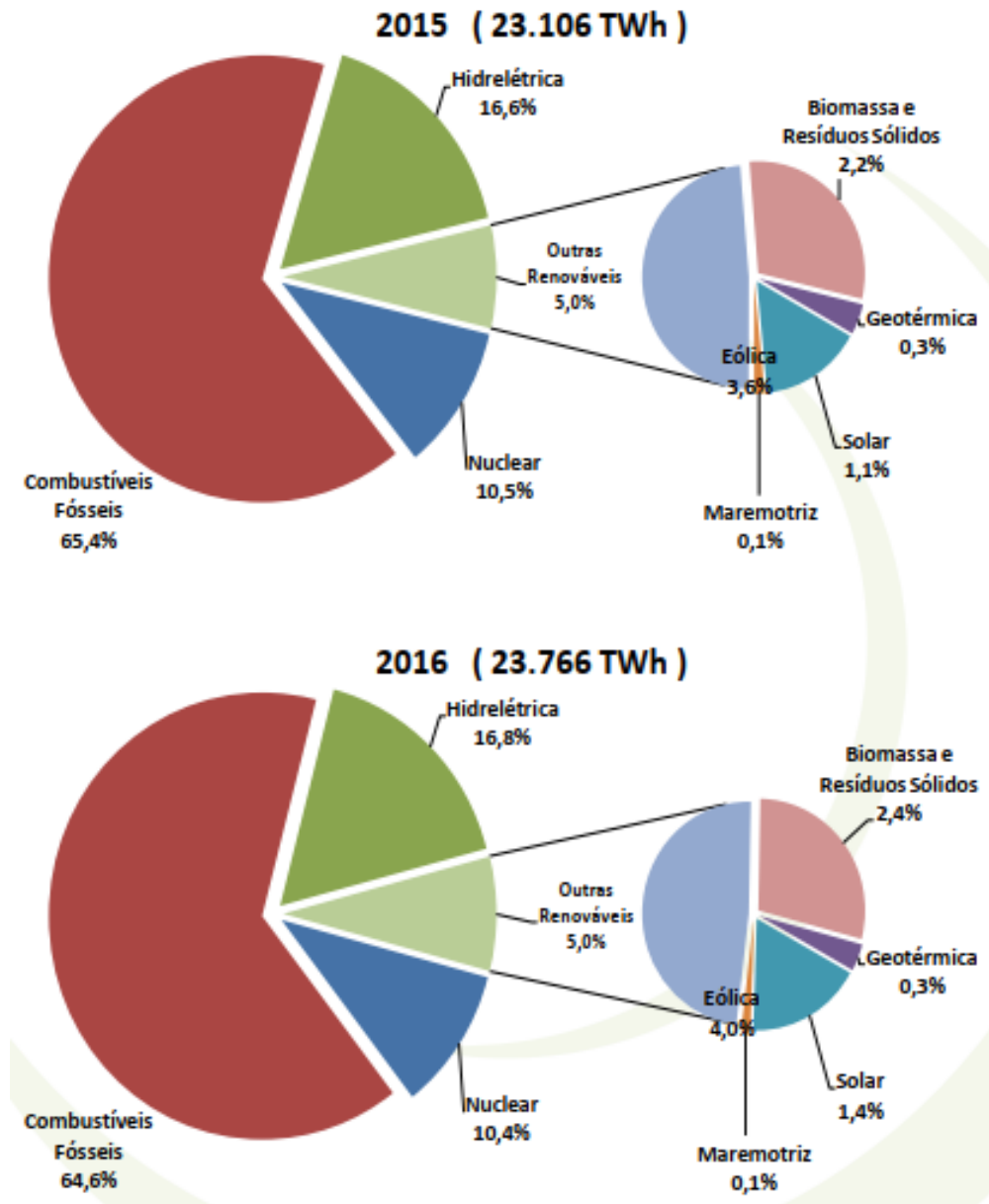
Figura 1 – Geração de energia elétrica mundial por fonte (%), 1980 e 2010



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Entretanto, observa-se na Figura 2 que o potencial da energia solar passou a ter mais relevância percentual de geração de energia elétrica mundial, ou seja, com 1,1% em 2015 e 1,4% em 2016.

Figura 2 – Geração de energia elétrica mundial por fonte (%), 2015 e 2016



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Nas Tabelas 1 e 2 (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019) mostram-se a geração de energia elétrica por fontes alternativas (descartando geração hidrelétrica) no mundo de 2012 a 2016. E, como pode ser visto, o Brasil fica em sexto lugar entre os países que mais geram energia elétrica por fontes alternativas de energia.

Tabela 1 – Geração por fontes alternativas por região no mundo (TWh), 2012 a 2016

	2012	2013	2014	2015	2016	$\Delta\%$ (2016/2015)	Part. % (2016)
Mundo	1.051,4	1.253,6	1.420,3	1.637,0	1.899,1	16,0	100
Ásia e Oceania	281,8	371,6	435,4	522,1	680,2	30,3	35,8
Europa	454,6	512,0	552,9	626,9	640,6	2,2	33,7
América do Norte	249,7	294,3	333,1	359,3	416,5	15,9	21,9
América do Sul e Central	51,3	59,4	77,1	101,0	128,7	27,4	6,8
África	4,8	5,9	9,1	13,3	16,7	25,5	0,9
Eurásia	8,5	9,2	10,9	11,4	11,8	3,6	0,6
Oriente Médio	0,7	1,1	1,8	3,0	4,7	52,9	0,2

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Notas: Adaptado pelo autor. América do Sul (para o Brasil). Fontes alternativas: eólica, solar, das marés, das ondas, biomassa e resíduos – para o Brasil, apenas biomassa (lenha, bagaço de cana e lixo), eólica e solar.

Tabela 2 – Geração por fontes alternativas no mundo – 10 maiores países em 2016 (TWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	$\Delta\%$ (2016/2015)	Part. % (2016)
Mundo	1.051,4	1.253,6	1.420,3	1.637,0	1.899,1	16,0	100
China	143,3	206,0	242,7	294,3	388,5	32,0	20,5
Estados Unidos	222,5	259,5	288,0	307,4	358,4	16,6	18,9
Alemanha	128,1	135,7	150,1	175,0	174,6	-0,2	9,2
Japão	53,3	64,5	76,6	93,4	111,9	19,8	5,9
Índia	52,9	60,5	68,6	78,8	102,6	30,3	5,4
Brasil	40,3	47,1	58,6	70,9	84,6	19,3	4,5
Reino Unido	38,0	50,5	61,1	80,7	82,6	2,4	4,4
Espanha	65,8	74,0	70,5	68,2	67,3	-1,3	3,5
Itália	47,5	56,2	58,8	59,7	62,0	3,9	3,3
Canadá	22,3	29,2	37,1	41,8	46,4	10,9	2,4
Brasil (6°)	40,3	47,1	58,6	70,9	84,6	19,3	4,5
Outros	217,4	249,9	282,5	329,2	371,4	12,8	19,6

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Nota: Adaptado pelo autor. Fontes alternativas: eólica, solar, das marés, das ondas, biomassa e resíduos – para o Brasil, apenas biomassa (lenha, bagaço de cana e lixo), eólica e solar.

1.3 Contexto Energético Brasileiro

Conforme a Tabela 3 e a Figura 3, de 2014 até 2018, a geração FV ainda nem aparecia entre as fontes principais de geração citadas no Balanço Energético Nacional (BEN), e mesmo a participação de eólica e biomassa ainda são bastante tímidas para um país com um potencial como o do Brasil (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

Tabela 3 – Geração elétrica por fonte no Brasil (GWh), 2014 a 2018

	2014	2015	2016	2017	2018	$\Delta\%$ (2018/2017)	Part. % (2018)
Total	590.542	581.228	578.898	589.327	601.396	2,0	100
Hidráulica ¹	373.439	359.743	380.911	370.906	388.971	4,9	64,7
Gás Natural	81.073	79.490	56.485	65.593	54.622	-16,7	9,1
Derivados de Petróleo ²	30.834	25.014	11.808	12.458	9.293	-25,4	1,5
Carvão	18.385	18.856	17.001	16.257	14.204	-12,6	2,4
Nuclear	15.378	14.734	15.864	15.739	15.674	-0,4	2,6
Biomassa ³	44.987	47.394	49.236	50.740	51.876	2,2	8,6
Eólica	12.210	21.626	33.489	42.373	48.475	14,4	8,1
Outras ⁴	14.235	14.371	14.103	15.261	18.281	19,8	3,0

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Notas: Adaptado pelo autor.

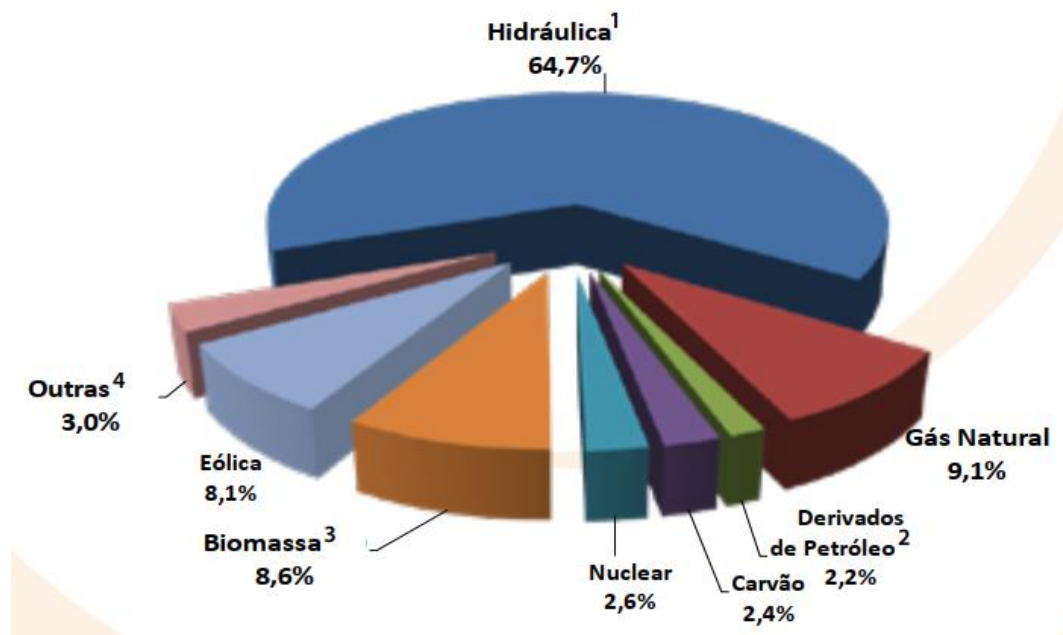
¹ Inclui autoprodução;

² Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível;

³ Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixívia;

⁴ Outras: gás de coqueria, outras secundárias, outras não renováveis, outras renováveis e solar.

Figura 3 – Geração de energia elétrica por fonte no Brasil – participação em 2018



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019).

Notas: ¹ Inclui autoprodução;

² Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível;

³ Biomassa: lenha, bagaço de cana e lixívia;

⁴ Outras: recuperações, gás de coqueria e outras secundárias.

Mudando para a análise de perdas nos sistemas de transmissão e distribuição (T&D), nota-se pelo Quadro 1 que o Sistema Interligado Nacional (SIN) apresentou, entre 2015 e 2018, perdas percentuais relativamente superiores e acima de 18%. Entre 2015 e 2018, a região Sul foi a região que apresentou as menores perdas percentuais de energia, com média de 14,12%, e, em

contrapartida, a região Norte, com média de 28,32%. Apesar desses percentuais se referirem a perdas técnicas e não-técnicas (como roubo de energia), esse é outro fator que sustenta os argumentos para se investir em GD no Brasil, pois, gerando junto ao ponto de consumo, as perdas em T&D são desprezíveis, sendo uma medida de eficiência energética efetiva e de grande impacto (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2019).

Quadro 1 – Carga de energia, consumo e perdas – Brasil e subsistemas elétricos

	2014	2015	2016	2017	2018
Sistemas Isolados					
Carga de energia (MWmédio)	650	562	446	472	459
Consumo (GWh)	3.769	3.341	2.940	2.893	2.909
Perdas e diferenças (%)	33,8	32,1	24,8	30,0	27,6
Sistema Interligado Nacional (SIN)					
Carga de energia (MWmédio)	62.076	64.625	64.613	65.585	66.559
Consumo (GWh)	471.054	462.367	458.840	464.268	471.911
Perdas e diferenças (%)	13,4	18,3	18,9	19,2	19,1
Norte					
Carga de energia (MWmédio)	5.137	5.363	5.460	5.502	5.377
Consumo (GWh)	33.787	33.854	34.626	34.843	32.939
Perdas e diferenças (%)	24,9	27,9	27,6	27,7	30,1
Nordeste					
Carga de energia (MWmédio)	9.583	10.261	10.420	10.602	10.803
Consumo (GWh)	72.032	72.161	72.662	72.809	73.388
Perdas e diferenças (%)	14,2	19,7	20,4	21,6	22,5
Sudeste/Centro-Oeste					
Carga de energia (MWmédio)	36.754	38.064	37.751	38.199	38.893
Consumo (GWh)	280.417	274.198	269.127	271.619	278.921
Perdas e diferenças (%)	12,9	17,8	18,6	18,8	18,1
Sul					
Carga de energia (MWmédio)	10.602	10.937	10.981	11.282	11.486
Consumo (GWh)	84.819	82.154	82.426	84.997	86.663
Perdas e diferenças (%)	8,7	14,3	14,3	14,0	13,9

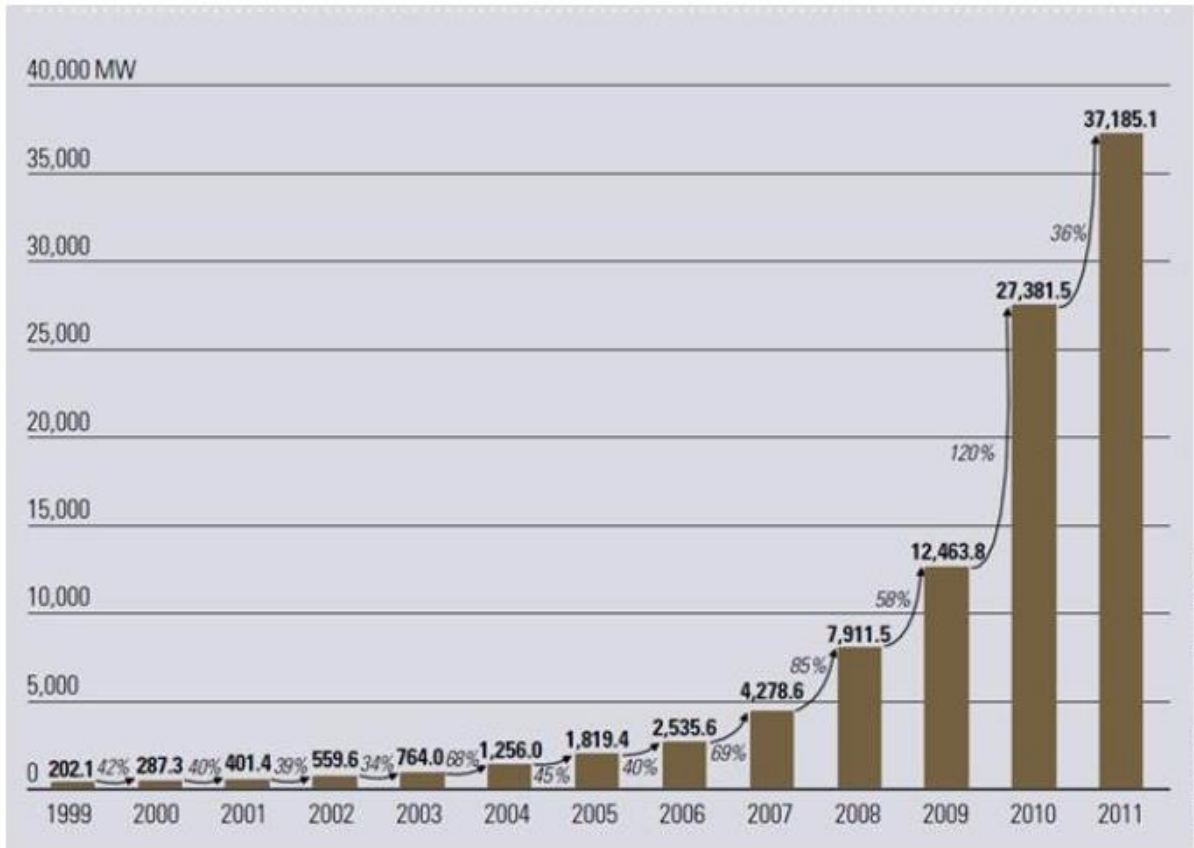
Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (2019).

Notas: Adaptada pelo autor.

1.4 Panorama Mundial do Mercado FV

O mercado FV tem estado em franca expansão nos últimos anos. Então mostra-se na Figura 4 a evolução na produção de células FV de 1999 a 2011. Desde 1999, o menor incremento na produção foi de 34% e no ano 2009 a 2011 a produção aumentou perto de 300% (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA, 2012).

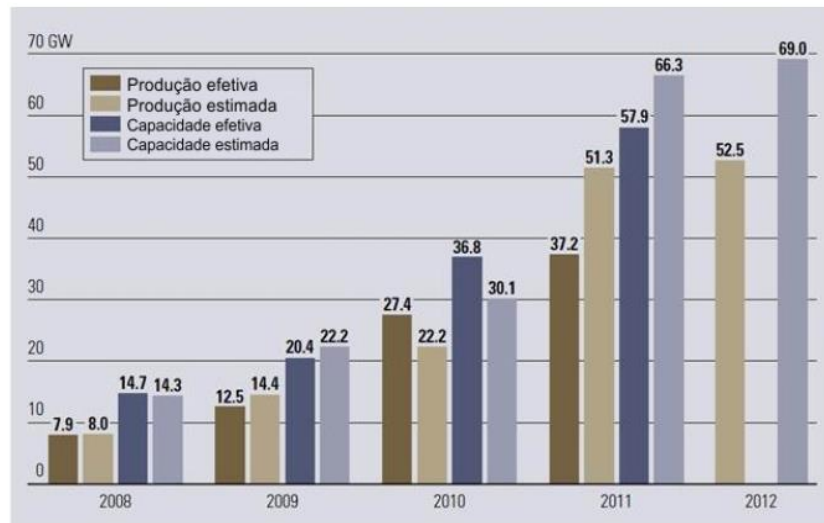
Figura 4 – Carga Produção mundial de células fotovoltaicas (MW)



Fonte: Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2012).

E, na Figura 5, pode-se ter uma ideia da evolução de produção e capacidade de células FV no mundo. Nota-se que, embora o mercado esteja crescendo, em 2011 tendo sido produzido somente 64% da produção estimada total (MONTENEGRO, 2013).

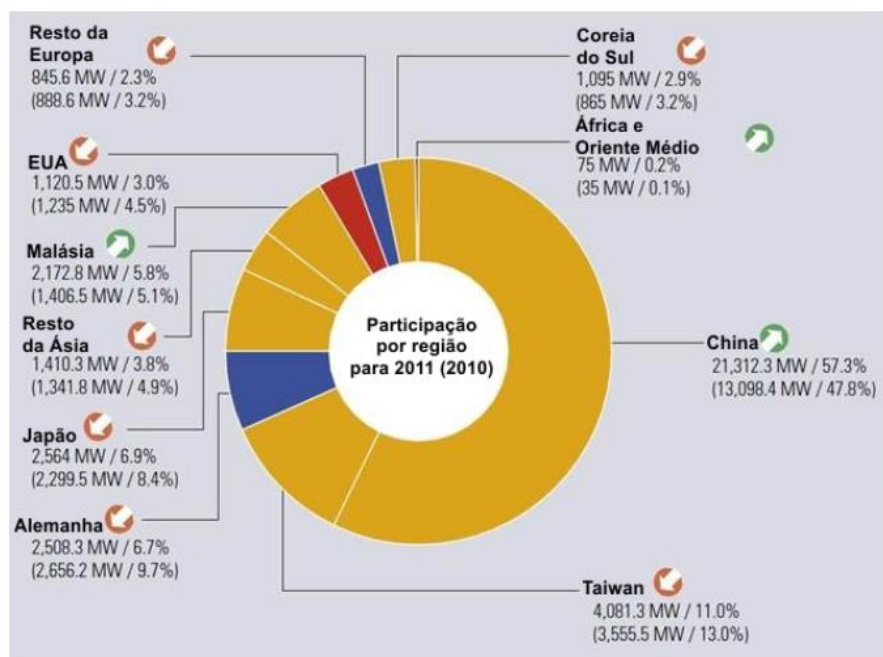
Figura 5 – Células FV: produção (efetiva e estimada) e capacidade de produção (efetiva e estimada)



Fonte: Montenegro (2013).

E a seguir, como pode ser visto na Figura 6, a China tem se destacado cada vez mais no mercado, e sua estratégia de redução agressiva nos preços tem sido responsável pela falência de diversas empresas tradicionais do setor. Em 2011, ela passou a responder por 57,3% da produção mundial de células FV, aumentando em 62,7% sua produção em relação ao ano anterior (MONTENEGRO, 2013).

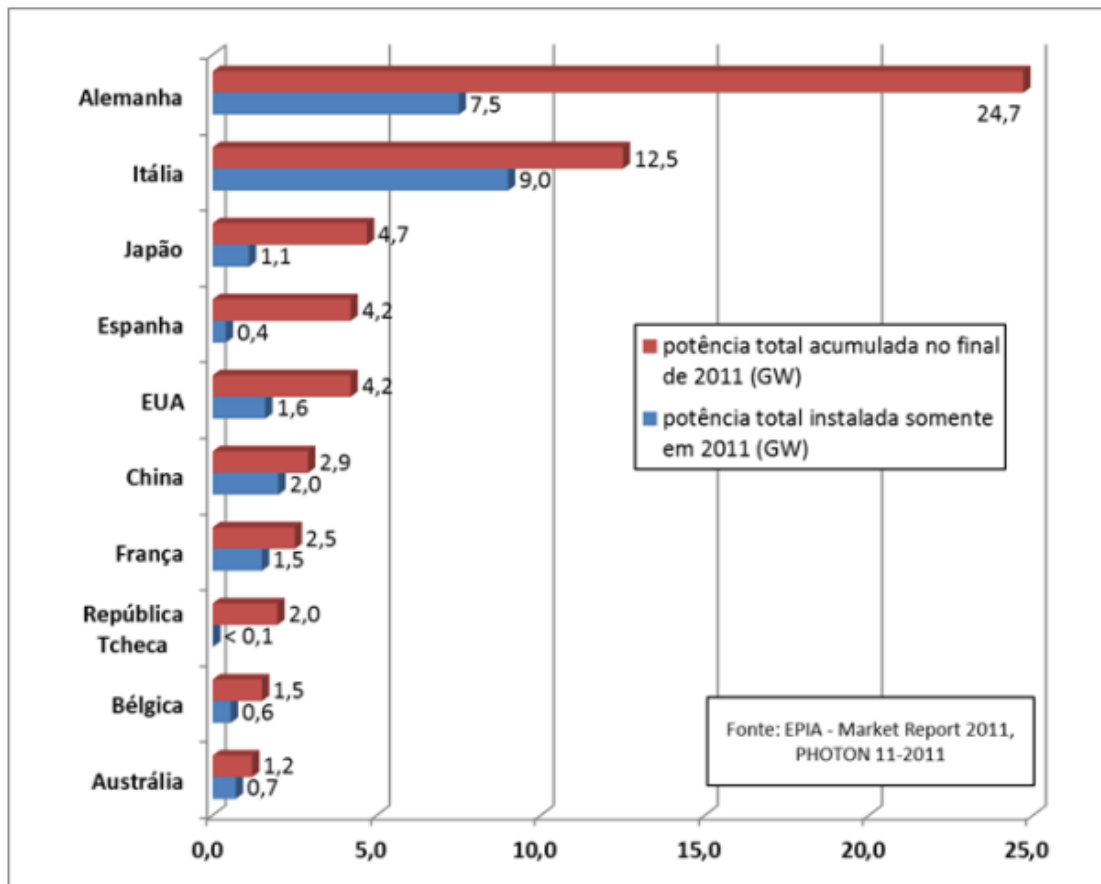
Figura 6 – Produção de células por região para 2010 e 2011



Fonte: Montenegro (2013).

Como se pode observar pela Figura 7, apesar da China ter se tornado o grande produtor de células FV como visto na Figura 10, até 2011 o mercado consumidor continuava concentrado na Europa (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA, 2012).

Figura 7 – Principais mercados mundiais em 2011 (GWp instalados)



Fonte: Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (2012).

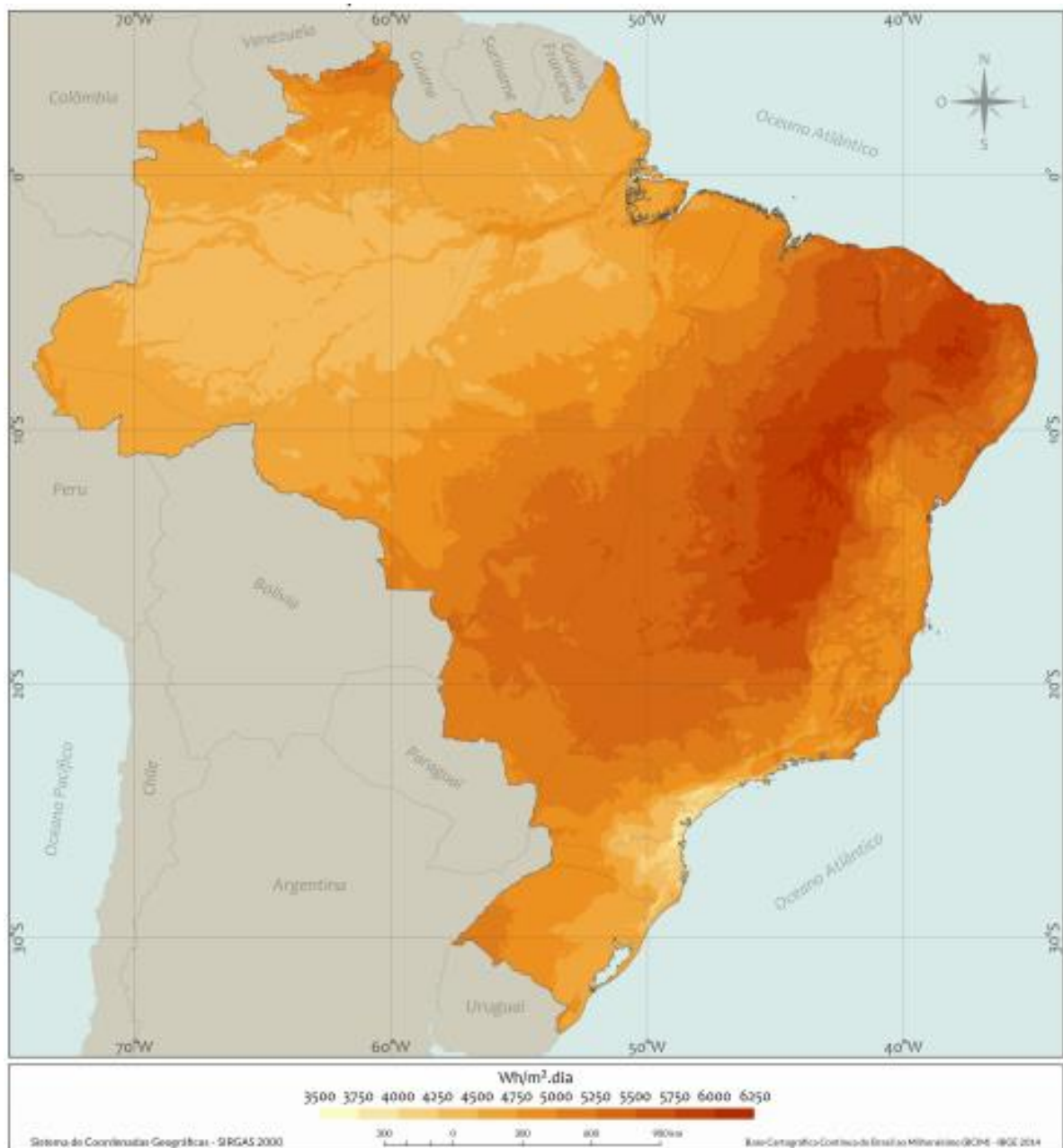
1.5 Potencial do Recurso Solar no Brasil

O Brasil possui um clima diversificado devido a sua localização geográfica, extensão territorial, relevo, dinâmica das massas de ar e etc. Então devido a sua localização geográfica e extensão territorial, o Brasil experimenta climas variados de Norte a Sul, como os climas equatorial, tropical e subtropical.

Segundo Pereira e outros (2017), consta que no local pouco ensolarado do Brasil, é possível gerar mais energia do que no local mais ensolarado da Alemanha, por exemplo. Dito isso,

analisando o mapa da distribuição da irradiação solar na Figura 8, na qual pode-se verificar que superfícies com a inclinação igual à latitude local e voltadas para o Norte (que, a grosso modo, seria a orientação na qual uma superfície recebe a maior quantidade de energia solar ao longo do ano) apresentam médias diárias anuais acima de $4,2 \text{ kWh/m}^2$ para todo o território nacional, chegando a valores acima de $6,4 \text{ kWh/m}^2$ nas regiões com maior nível de incidência solar anual, que são ótimos níveis. Portanto, observa-se que todo o território brasileiro recebe elevada irradiação solar e possui um grande potencial de geração fotovoltaica de energia elétrica.

Figura 8 – Média anual da irradiação diária incidindo sobre superfície com inclinação igual à latitude do local



Fonte: Pereira e outros (2017).

2 JUSTIFICATIVA

No Brasil, a principal fonte geradora de energia elétrica é a hidráulica, como visto na Figura 6. Mas, embora seja fonte de energia renovável, as grandes hidrelétricas podem causar impactos ambientais por alagar grandes áreas, afetar populações tradicionais e agricultores, e destruir áreas de vegetação nativa. Entretanto, o mundo demanda por energia e os países buscam o desenvolvimento e meios de proporcionar melhor qualidade de vida às suas populações, ampliando produção e consumo.

Então, as energias renováveis são fundamentais e estratégicas para aproveitar as oportunidades sem comprometer o futuro, respeitando as próximas gerações, para suprir a demanda energética mundial gerando desenvolvimento com a sustentabilidade ambiental. Dessa forma, a microgeração e minigeração de energia estão relacionadas diretamente à proteção do meio ambiente, pois os impactos ambientais são mínimos. São sistemas locais, descentralizados e geram maior autonomia.

O Brasil é um país com características naturais de alta insolação que apresentam grande potencial de aproveitamento de energia solar. O cenário é promissor, mas precisa de investimentos, pois o custo e a disponibilidade de serviços técnicos são fatores que dificultam expansão. Portanto, entra aí a importância das políticas públicas para impulsionar o desenvolvimento do setor geração de energia fotovoltaica e inclusive com atração de investimentos.

Um dos motivos que impede a disseminação da energia solar fotovoltaica no Brasil são os custos do investimento para a implantação do SFV. Porém, devido aos estudos, às pesquisas e à procura associada a essa tecnologia, a energia solar fotovoltaica vem se tornando uma fonte de geração de energia competitiva no mercado.

Logo, na busca de economia na conta de energia elétrica, os consumidores procuram por soluções como, por exemplo, a geração de energia fotovoltaica. Mas, em contrapartida, o custo é um dos principais fatores que dificultam esse investimento.

3 OBJETIVO GERAL E OBJETIVOS ESPECÍFICOS

3.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste projeto de graduação será analisar a viabilidade técnica-econômica da implantação de um sistema fotovoltaico instalado numa residência localizada na cidade de Marabá, no estado do Pará.

3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos são:

- Analisar o histórico do consumo mensal de energia elétrica da residência;
- Determinar a quantidade de radiação solar global que incide sobre o módulo fotovoltaico;
- Dimensionar os equipamentos do SFCR para atender este consumidor;
- Quantificar a energia gerada pelo SFCR para este consumidor residencial;
- Estimar o custo de investimento do sistema FV dimensionado; Determinar o retorno do investimento do sistema FV dimensionado.

Como resultados das análises de retorno do investimento no sistema FV, serão indicados a taxa interna de retorno, valor presente líquido e o *payback*.

4 REFERENCIAL TEÓRICO

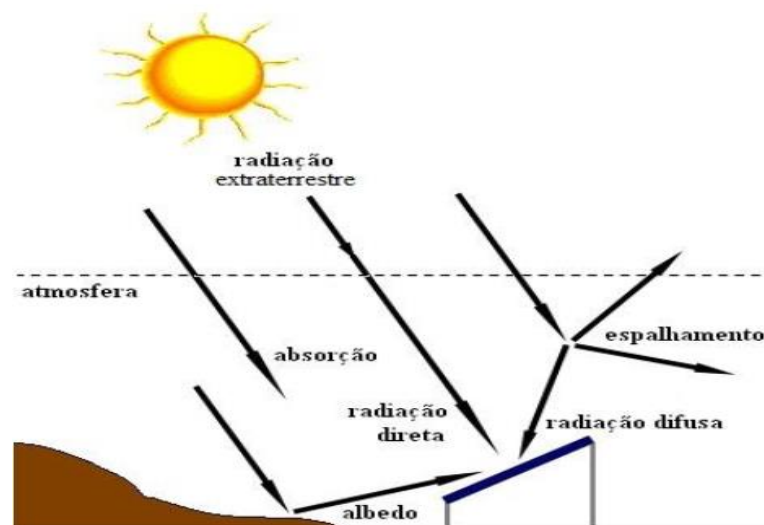
4.1 Radiação Solar

O topo da camada atmosférica recebe uma média de densidade anual de fluxo de energia de aproximadamente 1367 W/m^2 proveniente da radiação solar, quando a medida é feita por um plano normal à direção de propagação. Com isso, a Terra dispõe de uma potência de 174 mil TW proveniente do sol, no topo da atmosfera, o que representa cerca de 12,4 milhões de vezes a capacidade instalada de potência de 14 GW na usina hidrelétrica de Itaipu (PINHO; GALDINO, 2014).

Então assim que a radiação solar entra na atmosfera, ela é absorvida, espalhada e também atravessa a mesma. No último caso, a luz que chega ao solo será absorvida ou refletida pelos objetos ali presentes.

Portanto a luz solar incidente sobre a superfície terrestre que não sofre dispersão é chamada de radiação direta. Já a luz solar que é espalhada ao entrar na atmosfera é chamada de radiação difusa. Por último, a radiação refletida pelo solo é chamada de radiação refletida, e costuma ser incluída na radiação difusa. Com isso, estas três formas de radiação compõem a Irradiação Global Horizontal (GHI). Na Figura 9 ilustram-se os tipos de componentes desta radiação.

Figura 9 – Componentes da radiação solar



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

4.2 Efeito Fotovoltaico

Segundo Pinho e Galdino (2014), o efeito fotovoltaico se dá pelo surgimento de uma diferença de potencial entre os terminais de um material semicondutor quando exposto à luz solar. Este evento ocorre nas células fotovoltaicas, as quais são constituídas por estes materiais semicondutores e capazes de converter diretamente a radiação solar em eletricidade.

O material semicondutor, onde ocorre o efeito fotovoltaico, conduz eletricidade de forma mais intensa que os isolantes e menos intensa que os condutores, sendo o silício o material mais utilizado em sua composição. Seus átomos constituem uma rede cristalina, formando quatro elétrons de ligação que serão ligados aos vizinhos. Quando se adiciona um átomo de fósforo (dopante n), que se caracteriza por possuir uma ligação composta por cinco elétrons, haverá um elétron excedente e então, este fica “sobrando” e sua ligação com o átomo de origem, fica enfraquecida.

Assim, quando o semicondutor é dopado com boro (dopante p), que possui três elétrons de ligação, faltará um elétron para realizar as ligações com os átomos de Silício. Esta ausência do elétron é denominada de cavidade, e por requerer pouca energia, um elétron vizinho acaba passando para esta posição fazendo com que esta “cavidade” se desloque.

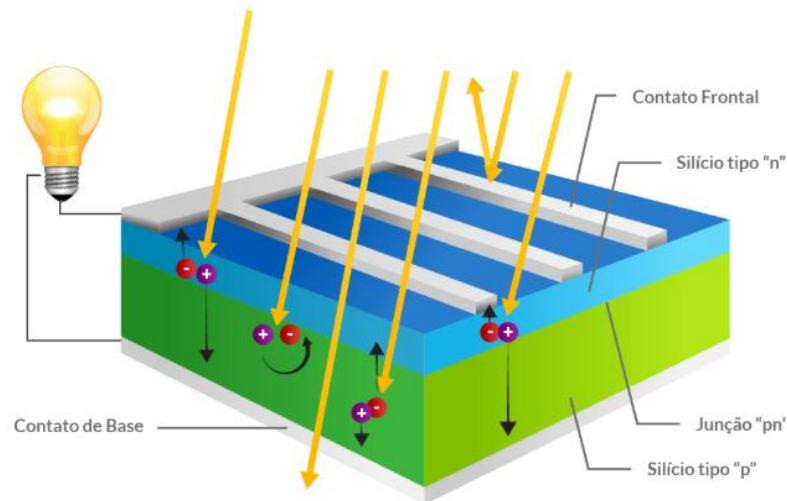
A partir do silício puro e introduzindo átomos de boro em uma metade e átomos de fósforo em outra metade do material, será formada uma junção PN. Nesta configuração, elétrons livres do lado N passam para as cavidades do lado P, proporcionando assim um acúmulo de elétrons do lado P e uma redução de elétrons do lado N. Isto fará com que o lado P se torne negativamente carregado e o lado N positivamente carregado.

Sendo assim, um campo elétrico é gerado a partir das cargas que ficam aprisionadas, dificultando a passagem de mais elétrons para o lado P. Quando isso ocorre, o processo alcança um equilíbrio, formando uma barreira capaz de impedir que mais elétrons que ainda restavam do lado N se desloquem.

Quando a junção PN fica exposta aos fótons com energia maior que a da barreira, são gerados os pares elétron/cavidade. Quando isto ocorre na presença de um campo elétrico, as cargas são

aceleradas, proporcionando uma passagem de corrente pela junção. Assim, uma diferença de potencial é criada, dando origem ao efeito fotovoltaico, ilustrado na Figura 10.

Figura 10 – Efeito fotovoltaico



Fonte: Fontes (2019).

4.3 Célula Fotovoltaica

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a célula fotovoltaica é um dispositivo elétrico capaz de converter a luz proveniente da radiação solar diretamente em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Os módulos fotovoltaicos utilizados na captura de energia solar representam um conjunto dessas células.

As tecnologias fotovoltaicas podem ser classificadas como de primeira geração (silício monocristalino e policristalino), segunda geração (filme fino) ou terceira geração (concentrador fotovoltaico).

4.3.1 Silício Cristalino

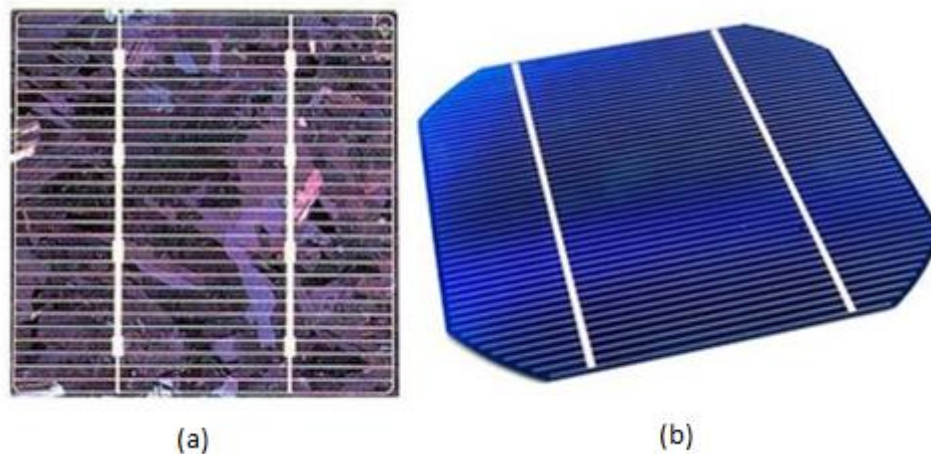
As células mais utilizadas e comercializadas são aquelas fabricadas a partir do silício, podendo ser divididas em dois grupos: os monocristalinos (m-Si) e policristalinos (p-Si).

Os monocristalinos possuem uma estrutura homogênea em toda sua extensão. Nesta configuração, é necessário que o silício tenha uma pureza de 99,9999% (PINHO; GALDINO,

2014). A obtenção deste grau de pureza é mais cara do que a do silício policristalino, mas em compensação tem-se maior eficiência na conversão.

Já na fabricação das células policristalinas, cujo processo de pureza do silício é similar do silício monocristalino, é requerido um menor gasto de energia e também um menor rigor no processo de fabricação e no controle. Entretanto, sua eficiência se torna ligeiramente reduzida quando comparada com as das células de silício monocristalino. A eficiência média das células fabricadas em escala industrial é de 16,5% para m-Si e entre 14,5% e 16,2% para p-Si (PINHO; GALDINO, 2014). Podem-se observar na Figura 11 as diferenças físicas entre estas duas células.

Figura 11 – Células policristalina (a) e monocristalina (b)



Fonte: Fontes (2019).

4.3.2 Filmes Finos

As células fotovoltaicas de filme fino são fabricadas através do depósito de camadas finas de materiais fotovoltaicos sobre um substrato. Atualmente no mercado, existem três tipos principais de módulos solares de filme fino, e eles são classificados de acordo com o material depositado sobre o substrato. Os principais tipos são: telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) (PINHO; GALDINO, 2014).

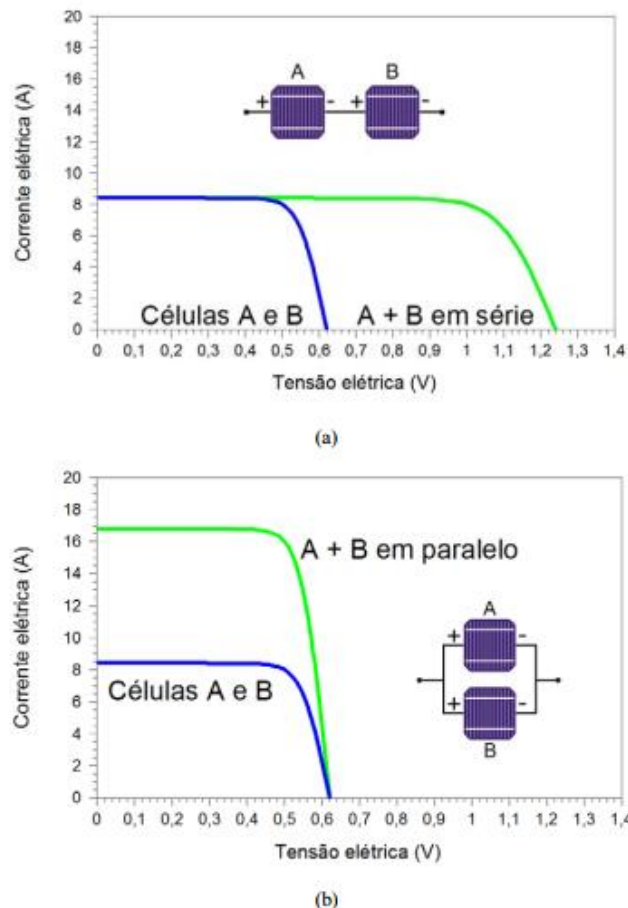
A eficiência da célula fotovoltaica de filme fino vai depender do tipo utilizado, apresentando uma eficiência na faixa de 7 a 13% (PINHO; GALDINO, 2014).

4.4 Módulo Fotovoltaico

Um módulo fotovoltaico é um conjunto de várias células fotovoltaicas conectadas em série. Este conjunto se faz necessário visto que uma única célula apresenta uma tensão de saída muito baixa, variando entre 0,5 V e 0,8 V para as células de Silício (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos fotovoltaicos são os componentes comerciais unitários produzidos pelo fabricante e podem ser associados em série e/ou em paralelo, formando os arranjos fotovoltaicos. Os arranjos são formados de acordo com a tensão e corrente elétrica desejadas. As diferentes curvas I-V para essas duas configurações são ilustradas na Figura 12.

Figura 12 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas de silício cristalino conectados (a) em série e (b) em paralelo



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Quando conectados em série, o terminal positivo de uma placa é conectado ao terminal negativo da outra placa, e assim por diante. Para módulos iguais expostos à mesma irradiância, somam-se as tensões e mantém-se a corrente elétrica.

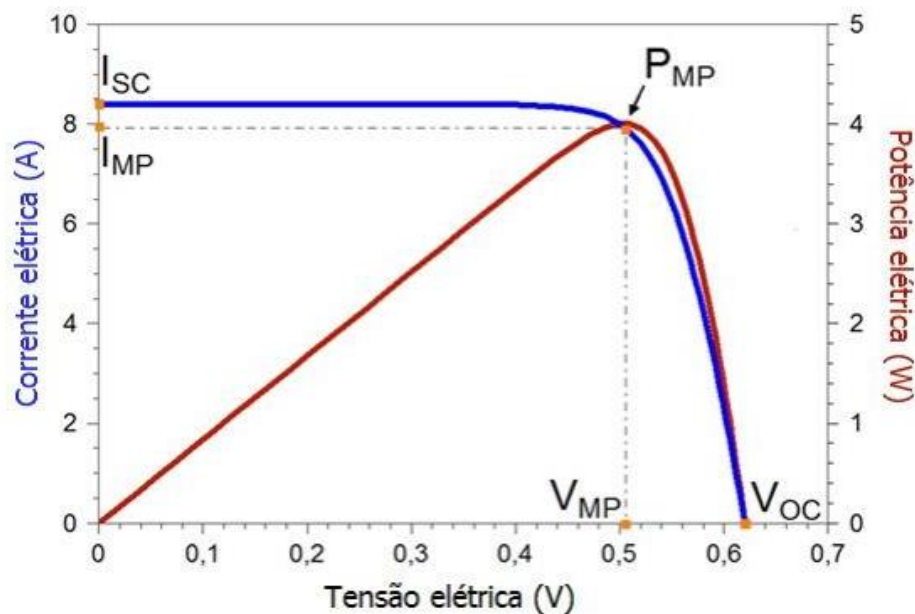
Já na associação em paralelo, os terminais positivos e negativos são interligados entre si. Nesta configuração, somam-se as correntes, mantendo-se a tensão.

4.4.1 Características Elétricas dos Módulos

Na energia solar fotovoltaica, a potência dos módulos é dada pela potência de pico, expressa em watt pico (Wp). Além deste, são apresentados outros parâmetros importantes que caracterizam o módulo fotovoltaico:

- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): é a tensão medida entre os terminais abertos de uma célula fotovoltaica, sendo a tensão máxima que a célula produz.
- Corrente de curto circuito (I_{sc}): é a corrente medida entre os terminais curto circuitados de uma célula fotovoltaica. Pode ser medida com um amperímetro através de um ensaio de curto circuito em seus terminais, representando a maior corrente que a célula produz.
- Curva característica $I \times V$: através de curva $I \times V$, ilustrada na Figura 13, pode-se encontrar a potência em cada ponto de operação da célula, que será dada pela multiplicação da corrente com a tensão naquele ponto.

Figura 13 – Potência elétrica em função da tensão elétrica de uma célula fotovoltaica de silício cristalino



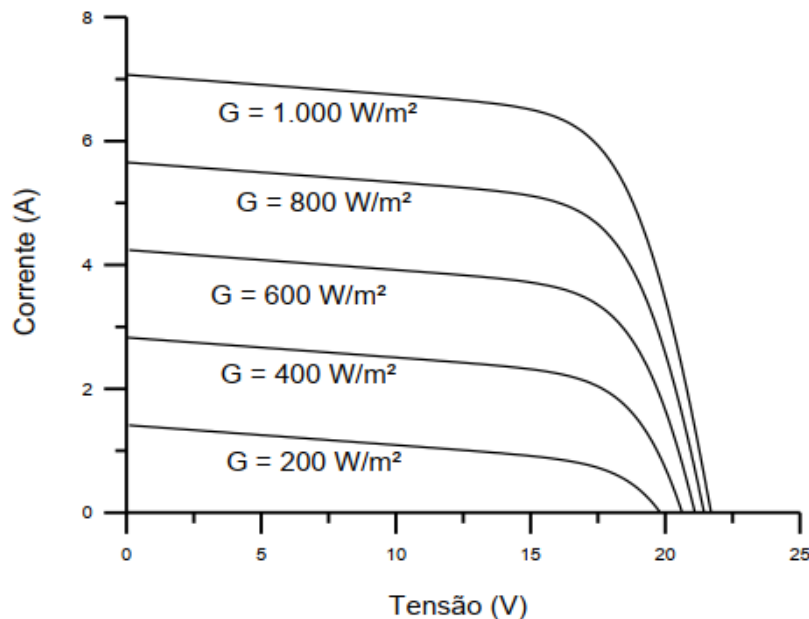
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

4.4.2 Fatores que Influenciam as Características Elétricas

A respeito do módulo fotovoltaico, as principais curvas são associadas as suas diversas condições operativas, que são representadas principalmente pela irradiância solar e temperatura de operação.

- Irradiância solar: quanto maior for a irradiância solar à qual o módulo for exposto, maior será corrente elétrica gerada por ele. Da mesma forma, a corrente de curto-circuito apresenta um crescimento linear com a irradiância, conforme exposto na Figura 14.

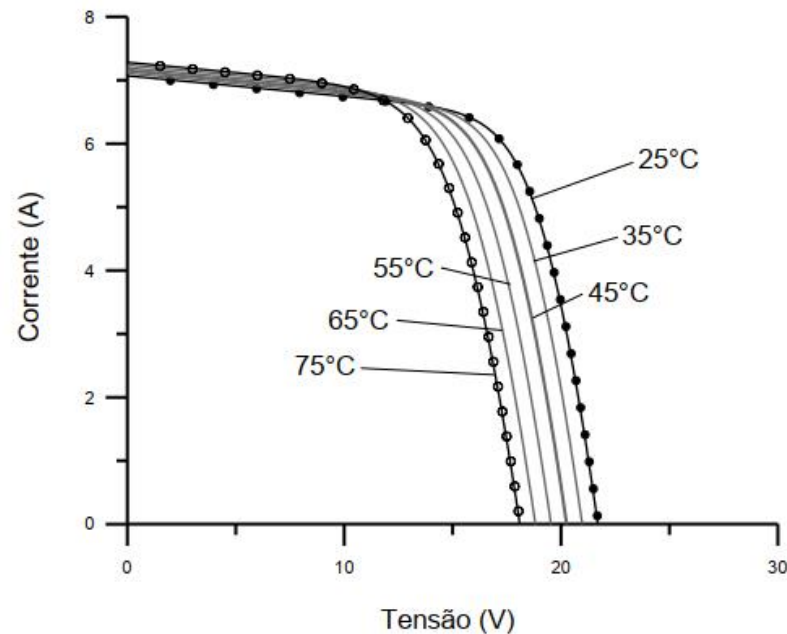
Figura 14 – Efeito causado pela variação da irradiância solar sobre a curva I - V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino na temperatura de 25 °C



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

- Temperatura: a variação da temperatura em uma célula fotovoltaica é inversamente proporcional à tensão de saída da mesma. Na Figura 15 mostram-se as curvas $V \times I$ para diferentes temperaturas de célula, evidenciando uma queda de tensão considerável com o aumento da temperatura da célula. Já a corrente sofre um ligeiro aumento, não compensando a perda causada através da queda da tensão, ou seja, quanto maior for a temperatura, menos potência a célula gera.

Figura 15 – Efeito causado pela variação de temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino sob irradiância de 1000 W/m^2



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

4.5 Inversor

O Inversor é o dispositivo eletrônico capaz de converter energia elétrica em corrente alternada (CA) a partir de uma fonte de energia elétrica em corrente contínua (CC). Um inversor eficiente deve dissipar o mínimo de energia, a fim de evitar perdas, e também deve produzir uma tensão com baixa distorção harmônica e em sincronismo com a rede, caso o sistema seja interligado. Para alcançar este sincronismo, pode-se usar o controle por PLL, do inglês *phase locked loop*, e também os filtros para minimizar o conteúdo de harmônicos.

Além de realizar a conversão de energia e controlar a injeção de corrente elétrica na rede, o inversor também pode apresentar diversas funções necessárias para o aproveitamento da energia elétrica fotovoltaica e sua conexão segura com a rede.

Os inversores mais utilizados para a conexão de geradores fotovoltaicos ao sistema elétrico são os do tipo *grid tie*, e são equipados com um controlador eletrônico chamado de rastreador do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *maximum power point tracker*), que regula a

tensão e a corrente de operação do arranjo fotovoltaico, a fim de se obter o máximo produto $I \times V$.

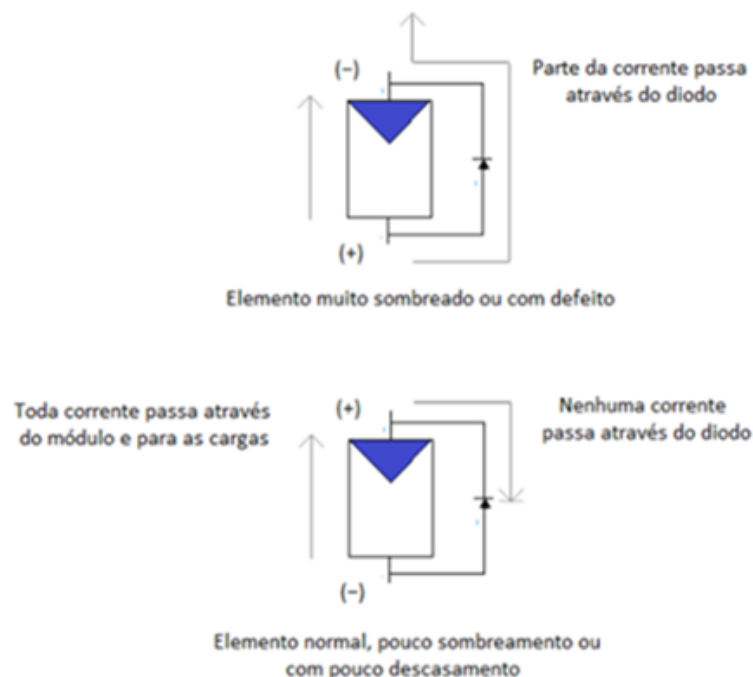
Outra característica relevante deste equipamento é a função anti-ilhamento, que garante o desligamento dos inversores em situações onde não há suprimento de energia pela distribuidora.

4.6 Diodo de Desvio e de Bloqueio

O diodo de desvio (do inglês *by-pass*), é utilizado no circuito fotovoltaico a fim de que se evite a ocorrência de pontos quentes, limitando assim, a perda de potência no conjunto específico de células sombreadas. Dessa forma, a perda de energia e o risco de danificar o módulo são reduzidos.

Normalmente, dentro da caixa de conexão, o diodo de *by-pass* é conectado em antiparalelo com um conjunto de 15 a 30 células em série para cada diodo. Dessa forma, a proteção ocorre, pois com o diodo de desvio, a máxima potência dissipada em uma das células seria a potência do conjunto envolvido pelo diodo. Estes dispositivos já costumam estar incluídos nos módulos fotovoltaicos, e podem ser vistos na Figura 16.

Figura 16 – Operação de um diodo de desvio



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Já o diodo de bloqueio, impede o fluxo de corrente de um conjunto de módulos conectados em série da maior para a menor tensão. Sendo assim, cada diodo deve suportar pelos menos a corrente de curto-circuito produzida e também deve suportar uma tensão reversa de no mínimo duas vezes a tensão de circuito aberto de todo arranjo.

Quando um SFV está operando, os diodos de bloqueio estão diretamente polarizados, permitindo assim a passagem da corrente dos módulos. Entretanto, esta circulação de corrente provoca perdas de potência nos diodos de 0,5 a 2,0 %, e que acaba por resultar da queda de 0,5 a 1 V nas tensões de seus terminais (PINHO; GALDINO, 2014).

4.7 Regulamentação

4.7.1 Histórico da Regulamentação de Geração Distribuída

No Brasil o processo de regulamentação para o incentivo ao uso da tecnologia FV em geração distribuída no meio urbano foi demorado e cheio de incertezas. O trabalho teve início em 2008, quando o Ministério de Minas e Energia instituiu o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF), que teve como finalidade elaborar uma proposta de política de utilização de geração FV conectada à rede elétrica. A seguir, dois eventos, convocados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tiveram fundamental importância para que o movimento se tornasse mais fluido (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016):

- a) a Consulta Pública nº 15/2010, que mapeou as principais barreiras para a instalação da GD de pequeno porte;
- b) a Audiência Pública nº 42/2011 apresentou propostas com objetivo de reduzir barreiras para acesso de centrais geradoras até 1 MW, que utilizem fontes incentivadas de energia, assim como para a fonte solar (até 30 MW).

A ANEEL analisou então as contribuições apresentadas, e após alguns meses de discussões, aprovou a Resolução Normativa (REN) nº 482, de 17 de abril de 2012, que estabeleceu as

condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica correspondentes.

Um dos pontos importantes da REN n° 482/2012, foi o sistema de compensação de energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores, que utilizem fontes incentivadas de energia, em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. E outro ponto importante foi a aprovação da inclusão de item específico 3.7 ao Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que trata exclusivamente do acesso da microgeração e minigeração distribuída incentivada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Posteriormente, acompanhando a implantação da REN n° 482/2012, a ANEEL identificou pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento. Dessa forma, com o objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e minigeração, compatibilizar o sistema de compensação de energia elétrica com as condições gerais de fornecimento estabelecido na REN n°414/2010, aumentar o público alvo e melhorar as informações na fatura, a ANEEL publicou a REN n° 697/2015, a qual revisou a REN n° 482/2012 e o item 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

4.7.2 Microgeração e Minigeração Distribuída

Conforme disposto nesses regulamentos, a microgeração e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia elétrica ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015), enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2017).

4.7.3 Procedimentos para Viabilização de Acesso

O item 3.7 do Módulo 3 do PRODIST estabelece os procedimentos para acesso de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição. Para que a central geradora seja caracterizada como microgeração ou minigeração distribuída, são obrigatórias as etapas de solicitação e de parecer de acesso.

A solicitação de acesso deve conter o formulário de solicitação de acesso para microgeração e minigeração distribuída, disponíveis nos anexos II, III e IV do item 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, determinados em função da potência instalada da geração.

Em resposta à solicitação de acesso, a distribuidora deverá emitir o parecer de acesso, que é um documento formal obrigatório apresentado pela acessada, sem ônus para o acessante, em que são informadas as condições de acesso e os requisitos técnicos que permitam a conexão das instalações do acessante com os respectivos prazos.

Conforme estabelecido no item 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, o procedimento de acesso é simples e rápido, assim como os requisitos de proteção necessários para garantir a segurança das pessoas e a qualidade da energia injetada na rede. Deve-se destacar que compete à distribuidora a responsabilidade pela coleta das informações das unidades geradoras junto aos microgeradores e minigeradores distribuídos e envio dos dados à ANEEL para fins de registro.

4.7.4 Medição

O sistema de medição deve atender às mesmas especificações exigidas para unidades consumidoras conectadas no mesmo nível de tensão da microgeração ou minigeração distribuída, acrescido da funcionalidade de medição bidirecional de energia elétrica (medição de consumo e de geração) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

A distribuidora é responsável por adquirir e instalar o sistema de medição, sem custos para o acessante no caso de microgeração distribuída, assim como pela sua operação e manutenção, incluindo os custos de eventual substituição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

4.7.5 Impostos Estadual e Federal

A definição sobre a cobrança de impostos e tributos federais e estaduais foge das competências da ANEEL, cabendo à Receita Federal do Brasil e às secretarias de fazenda estaduais tratar da questão (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual aplicável à energia elétrica. Com respeito à microgeração e minigeração distribuída, é importante esclarecer que o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) aprovou o Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, estabelecendo que o ICMS apurado teria como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incidiria sobre toda a energia consumida no mês (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Após interações da ANEEL com o Ministério da Fazenda, Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, Ministério de Minas e Energia e com o Congresso Nacional, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, que revogou o Convênio ICMS 6/2013 e autorizou as unidades federadas a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia. Dessa forma, nos Estados que aderiram ao Convênio ICMS 16/2015, o ICMS incide somente sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Para aqueles estados que não aderiram ao novo convênio, mantém-se a regra anterior, na qual o ICMS é cobrado sobre todo o consumo, desconsiderando assim a energia injetada na rede pela microgeração ou minigeração (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Com relação à apuração do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), não existia, até outubro de 2015, uma legislação ou orientação da Receita Federal esclarecendo como deveria ser realizada a cobrança

para os casos de microgeração e minigeração distribuída (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

No entanto, com a publicação da Lei nº 13.169/2015, de 06 de outubro de 2015, resultado de várias gestões da ANEEL junto ao Ministério de Minas e Energia e ao Ministério de Planejamento, Orçamento e Gestão, a incidência do PIS e COFINS passou a acontecer apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Tendo em vista que o PIS e a COFINS são tributos federais, a regra estabelecida pela lei vale igualmente para todos os Estados do país (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

4.7.6 Compensação de Energia Elétrica

Uma importante inovação trazida pela REN nº 482/2012 é o sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração seja injetada na rede da distribuidora, a qual funcionará como uma bateria, armazenando esse excedente.

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. Os créditos de energia gerados continuam válidos por 60 meses (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outras unidades previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão e caracterizada como autoconsumo remoto, geração compartilhada ou integrante de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios), em local diferente do ponto de consumo, definidas da seguinte forma (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

Importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50

kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). De forma análoga, para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A) será devida apenas a parcela da fatura correspondente à demanda contratada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2016).

5 METODOLOGIA DO PROJETO

A metodologia utilizada neste projeto de graduação tem como características básicas a natureza aplicada e a abordagem quantitativa, uma vez que tem como objetivo a utilização de métodos de dimensionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCCR) para analisar a viabilidade técnica-econômica da adoção deste sistema na redução dos gastos com as contas de energia elétrica de uma residência familiar. Quanto aos objetivos, este trabalho é classificado como uma pesquisa explicativa, tendo como finalidade a procura de um SFCCR capaz de suprir a demanda de energia elétrica do consumidor com uma relação custo-benefício que seja atrativa para ele. Em relação aos procedimentos, o trabalho é caracterizado como um estudo de caso, uma vez que parte de dados reais relativos ao consumo de energia elétrica do consumidor (contas de energia) e à insolação no local onde a residência fica situada para o dimensionamento e estudo técnico-econômico da solução apontada para o problema.

Este projeto consiste no dimensionamento de SFCCR que atenderá à demanda de uma residência familiar. Segundo os dados da conta de energia elétrica faturada pela concessionária de energia Equatorial Pará Distribuidora de Energia S. A., trata-se de um consumidor de classificação Residencial Pleno – Trifásico, do Subgrupo de Tensão B1, tipo de tarifa Convencional Monômia e tensão nominal de 127 V, conforme o ANEXO A.

5.1 Localização

A residência está localizada no município de Marabá, no Pará. Na Figura 17 está representado a localização cujas coordenadas geográficas são de latitude igual a 5°22'08'' Sul e de longitude igual a 49°07'04'' Oeste.

5.1.1 Local da Instalação

A residência cujo telhado irá abrigar a instalação fotovoltaica está situada nas coordenadas geográficas de latitude igual a 5°21'54'' Sul e de longitude igual a 49°07'04'' Oeste, conforme apresentado na Figura 18.

Figura 17 – Município de Marabá



Fonte: *Wikipédia* (2006).

Figura 18 – Localização da residência



Fonte: *Google Earth* (2020).

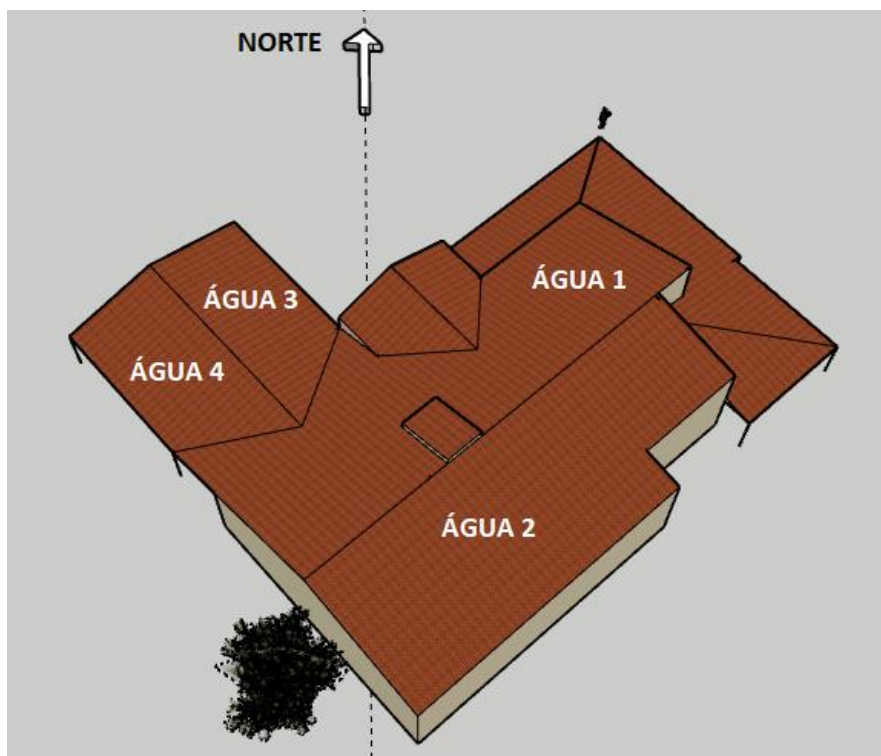
Nota: Adaptada pelo autor.

5.1.2 Área Disponível para Instalação

Por meio do *Google Earth*, pode-se constatar que o telhado da residência possuem áreas disponíveis, tornando necessário o estudo da melhor disposição dos módulos fotovoltaicos. Pode-se observar também que nas proximidades do local escolhido não existem edificações.

Na Figura 19 encontra-se um projeto 3D feito no programa *SketchUp* que simula o espaço físico do telhado da residência.

Figura 19 – Vista do telhado, área disponível para instalação



Fonte: Produção do próprio autor.

O Quadro 2 a seguir representa os dados dos decaimentos do telhado com suas respectivas áreas segundo o projeto da Figura 19.

5.2 Análise da Fatura e do Consumo de Energia Elétrica

Para o dimensionamento do SFCR foi analisado o histórico do consumo mensal de energia elétrica da residência dos meses de novembro de 2019 a outubro de 2020, de acordo com o Quadro 3 e como ilustra o Gráfico 1.

Quadro 2 – Dados das áreas disponíveis do telhado

Água	Azimute	Ângulo de Inclinação	Área disponível
1	40°	18°	167,60 m ²
2	-140°	18°	140,11 m ²
3	-50°	16°	50,75 m ²
4	130	16°	50,75 m ²

Fonte: Produção do próprio autor.

Notas: Azimute Positivo representa defasagem do Norte para o Oeste.

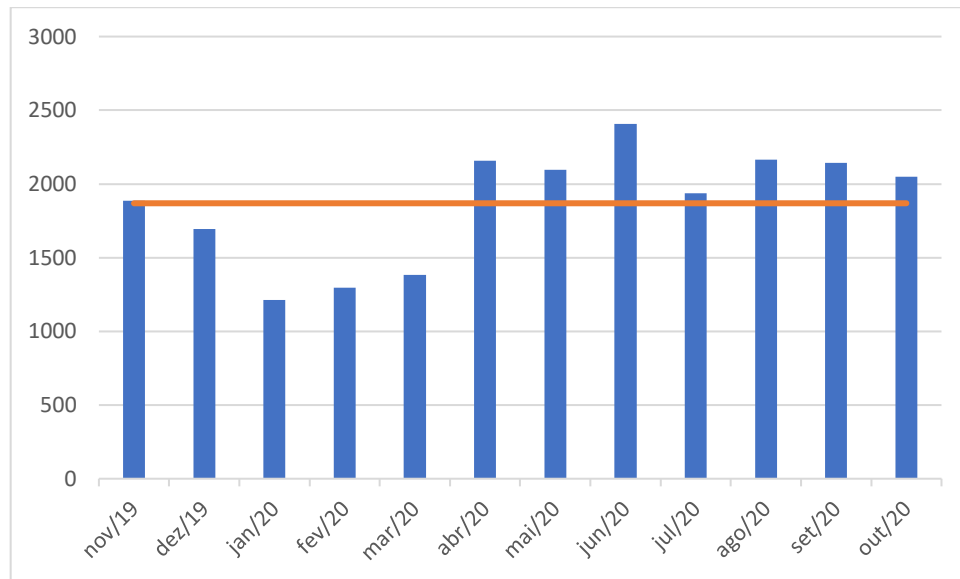
Azimute Negativo representa defasagem do Norte para o Leste.

Quadro 3 – Histórico de consumo de energia elétrica

Período	Consumo Mensal [kWh/mês]
Nov/2019	1885
Dez/2019	1693
Jan/2020	1213
Fev/2020	1296
Mar/2020	1383
Abr/2020	2158
Mai/2020	2096
Jun/2020	2409
Jul/2020	1935
Ago/2020	2166
Set/2020	2143
Out/2020	2049

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 1 – Consumo mensal [kWh/mês] de energia elétrica de novembro de 2019 a outubro de 2020



Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, diante disso, calcula-se o consumo médio mensal como sendo igual a 1868,833 kWh/mês. Assim, tem-se uma referência da energia a ser gerada pelo SFV. Note que, no mês de abril de 2020 houve um aumento expressivo do consumo mensal de energia elétrica e isso dá-se pelo confinamento em casa devido ao coronavírus, tornando assim um histórico de consumo atípico para a residência.

5.3 Determinação da Radiação Solar Durante o Ano

Nesta etapa do projeto procura-se determinar a quantidade de radiação solar global que incide sobre o módulo fotovoltaico, ou seja, o somatório das radiações solar direta, difusa e refletida que irá incidir no módulo fotovoltaico ao longo do ano.

A radiação solar pode ser tratada em termos conhecido como irradiância (W/m^2) e irradiação (Ws/m^2). Entretanto para este projeto é necessário explorar os dados de interesse e a partir deles estimar a energia em intervalos horários. Para isso a irradiação horária foi à forma utilizada para expressar o valor de energia solar totalizado durante um dia, ou seja, o número de horas de sol pleno (HSP). Portanto, o HSP é uma grandeza que quantifica o número de horas em que um fluxo de potência por unidade de área igual a 1000 (W/m^2) totalizou ao longo do dia.

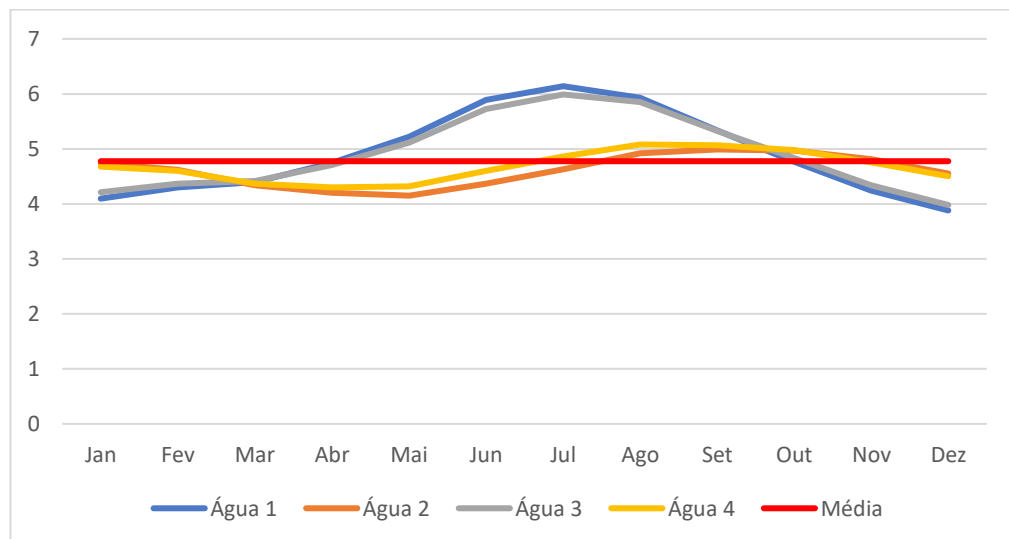
Então, o próximo passo é consultar a base de dados solarimétricos a fim de estimar os níveis de irradiância local. Para isso, utiliza-se o programa *PVsyst* para a determinação da radiação incidente sobre o telhado da residência, no qual se utiliza o banco de dados obtidos pela NASA-SSE de 1983 a 2005. Optaram-se os valores da radiação incidente por meio do *PVsyst*, 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. Logo, do *PVsyst* é possível obter os valores de HSP mensal, que seria uma média dos dias de cada mês, conforme a Tabela 4 e como ilustra o Gráfico 2, para os seguintes planos inclinados.

Tabela 4 – HSP mensal obtida com uso do programa *PVsyst*

Água	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média[h]
1	4,10	4,30	4,40	4,75	5,22	5,89	6,14	5,93	5,34	4,77	4,24	3,88	4,92
2	4,74	4,62	4,34	4,20	4,15	4,37	4,63	4,92	4,99	4,97	4,81	4,55	4,61
3	4,21	4,37	4,42	4,71	5,11	5,73	5,99	5,85	5,33	4,83	4,34	3,98	4,91
4	4,68	4,60	4,37	4,30	4,32	4,60	4,86	5,08	5,07	4,98	4,76	4,50	4,68

Fonte: Produção do próprio autor.

Gráfico 2 – HSP mensal [h] das Águas 1,2,3 e 4



Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, visto a Tabela 4 e o Gráfico 2, a Água 1 foi a escolhida para a implantação dos módulos fotovoltaicos devido ao maior HSP médio devido a inclinação do telhado e o desvio azimutal favoráveis.

5.4 Fator de Desempenho

A fim de calcular a energia gerada pelo SFCR, de modo a avaliar também os ganhos do investimento a ele agregado, é de extrema importância a inclusão das perdas do processo.

Portanto, conforme Miranda (2014), foi elaborada a Tabela 5 onde são descritas as principais causas destas perdas típicas em um SFCR.

Vale a pena observar que foram consideradas baixas perdas associadas às degradações dos módulos, visto que esta estimativa é referente ao primeiro ano da geração, onde estas perdas são muito baixas.

Tabela 5 – Perdas associadas ao SFCR

Perdas	Variação [%]	Valor Estimado [%]
Perdas nos condutores CC	1 a 3	2
Perdas nos condutores CA	0,7 a 2	1
Perdas na inversão CC/CA	1 a 15	1,5
Sombreamento no módulo	0 a 100	0
Temperatura no módulo	-3 a 6	3,5
Degradação do módulo	1 a 10	1
Sujeira nos módulos	2 a 25	3
Desvio entre o rendimento do módulo e a radiação de 1000w/m ²	-5 a 10	3,5
<i>Mismatch</i> no MPPT	1,5 a 3	2
Diodos e conexões	0,3 a 1,5	0,5
Perda nos transformadores	2 a 4	2
Total de Perdas	20	

Fonte: Miranda (2014).

Nota: Adaptada pelo autor.

5.5 Escolha dos Módulos Fotovoltaicos

Para a escolha dos módulos fotovoltaicos existem diversos parâmetros que podem ser levados em consideração. Neste projeto em que se planeja instalar os módulos no telhado da residência, a área ocupada pelo sistema se torna um agente limitador.

Outro fator relevante para escolha dos módulos fotovoltaicos é o fabricante, muitos deles fornecem garantias de 25 anos, perda máxima de potência de 20% e 10 anos para defeitos de

fabricação. Dessa forma, a escolha do fabricante se torna uma variável tão importante quanto custo e rendimento.

Portanto para esse projeto optou-se pela utilização de painéis de 340 Wp do fabricante *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.

A ficha de dados técnicos do módulo pode ser observada no ANEXO C. Porém, seguem no Quadro 4 as informações mais relevantes para o dimensionamento do sistema.

Quadro 4 – Características elétricas do módulo fotovoltaico

Modelo	MaxPower CS6U-340P
Tipo de célula	policristalino
Potência máxima (W)	340
Eficiência (%)	17,49
Tensão de máxima potência (V)	37,6
Corrente de máxima potência (A)	9,05
Tensão em circuito aberto (V)	45,9
Corrente de curto circuito (A)	9,62
Dimensões (mm)	1960x992x35
Peso (kg)	22,4

Fonte: Produção do próprio autor.

5.6 Determinação do Arranjo dos Módulos Fotovoltaicos

Conforme visto no Quadro 3, o consumo médio mensal é de 1868,833 kWh. Então, para saber de fato quanto o SFV precisa gerar, tem-se que descontar a taxa mínima de consumo, ou custo de disponibilidade. Portanto, a REN n° 414 de 2010, determina que, quando o padrão é trifásico, o custo de disponibilidade é equivalente a 100 kWh. Diante disso e de acordo com a metodologia usada por Pinho e Galdino (2014), foi proposto o cálculo do consumo médio diário estimado, segundo a equação (1).

$$CMd = (CMm - Cdis) \div Nm \quad (1)$$

Onde:

CMd é o consumo médio diário estimado (kWh/mês);

CMm é o consumo médio mensal estimado (1868,833 kWh);

$Cdis$ é o custo de disponibilidade (100 kWh);

Nm é o número médio de dias no mês (30 dias).

Logo, conforme visto na equação (1), o consumo médio diário estimado é 58,961 kWh/dia.

Em seguida, é feito o cálculo da potência que o SFV precisa gerar para suprir o consumo médio diário estimado conforme a equação (2).

$$Ppg = CMd \div (Hmd \times Fd) \quad (2)$$

Onde:

Ppg é a energia que o SFV precisa gerar (kW);

CMd é o consumo médio diário estimado (58,961 kWh);

Hmd é a média mensal de irradiação (4,92 h/dia);

Fd é o fator de desempenho (80 %).

Logo, conforme visto na equação (2), a potência que o SFV precisa gerar é de 14,980 kW/dia;

De posse das informações expostas anteriormente, foi proposto o cálculo para dimensionar a quantidade de módulos fotovoltaicos segundo Pinho e Galdino (2014), conforme a equação (3).

$$Qm = Ppg \div Pp \quad (3)$$

Onde:

Qm é a quantidade de módulos fotovoltaicos estimado;

Ppg é a potência de pico que o SFV precisa gerar (14,980 kW);

Pp é a potência de pico do Módulo Fotovoltaico (340 Wp).

Portanto, conforme a equação (3), a quantidade de módulos fotovoltaicos dimensionado é de 44 unidades. Logo, a potência de pico gerada ($PPfv$) pelo SFV é 14.960 Wp.

Então, para determinar como os módulos serão conectados será dada pelo limite de operação dos inversores, que possuem uma corrente e tensão máxima de operação, assim como seu

seguidor de máxima potência (MPPT). Como pode ser visto na seção 5.7, o inversor escolhido suporta uma tensão máxima de entrada até 1000 V e seu MPPT opera na faixa de tensão entre 320 V e 800 V.

É importante ressaltar que a máxima tensão do sistema ocorre quando o módulo FV está em circuito aberto. Nesse contexto, o número máximo de módulos em série que podem ser conectados ao inversor é calculado pela razão entre a máxima tensão de entrada do inversor e a tensão de circuito aberto. O cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção, levando em consideração a influência da temperatura. Esta tensão máxima nunca deve ser ultrapassada, sendo este um dos maiores riscos de danificação dos inversores.

Além disso, o inversor possui uma corrente CC máxima de entrada. Esta corrente não pode ser menor do que a soma das correntes de curto circuito das placas em paralelo a ele conectadas.

Assim, os módulos serão conectados de forma com que a soma das tensões de circuito aberto dos mesmos conectados em série não ultrapasse a tensão máxima da entrada do MPPT, e que a soma das correntes de curto-circuito desses módulos conectados em paralelo não ultrapasse a corrente máxima de entrada do inversor.

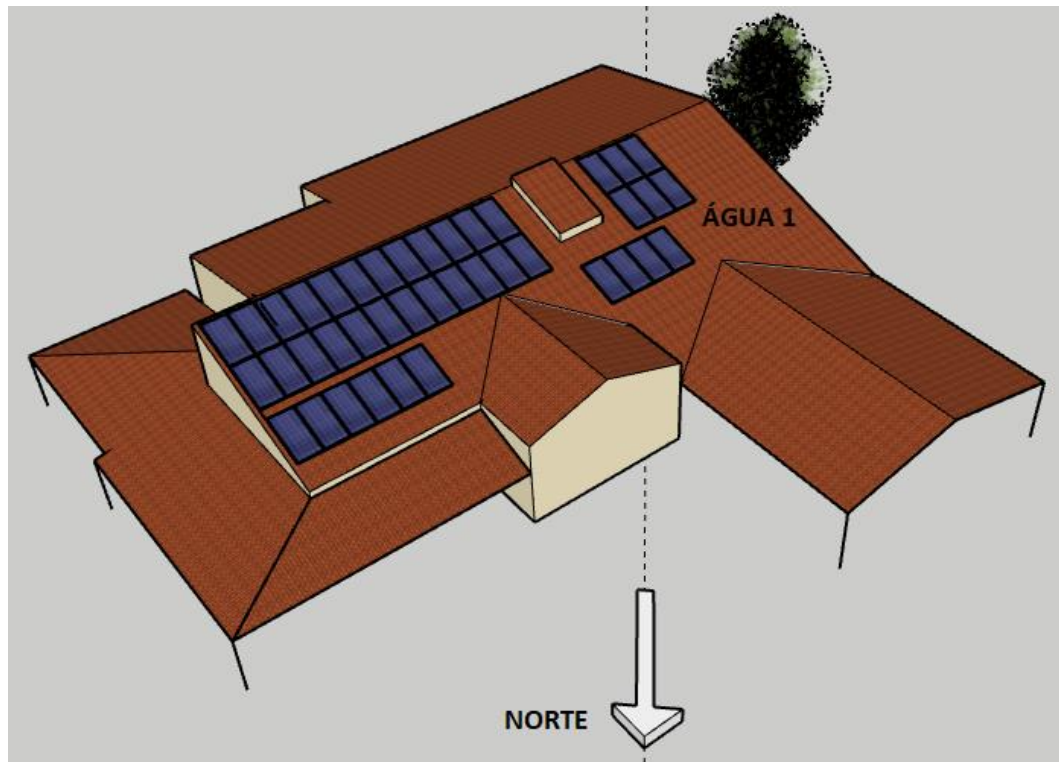
De posse destas informações, foram estimados 3 conjuntos denominados de *strings*. Portanto, tem-se 1 *string* com 14 módulos fotovoltaicos conectados em série e 2 *strings* com 15 módulos fotovoltaicos conectados em série. Assim, cada *string* respeitará o limite de tensão do MPPT dos inversores. Portanto, o arranjo dos módulos fotovoltaicos ficará determinado segundo a Figura 20.

5.7 Escolha do Inversor

O dimensionamento do inversor será baseado principalmente na potência de geração do SF, que no caso é limitada à demanda do consumidor. Além disso, o dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira com que o inversor não trabalhe em potências muito abaixo da nominal e nem que seja sobrecarregado.

Como os inversores do SFV podem estar sujeitos a condições de temperatura elevadas, recomenda-se que a potência do inversor seja ligeiramente inferior à potência do gerador fotovoltaico, pois o SFV determinado pelo arranjo dos módulos fotovoltaicos sempre tende a ter uma redução de potência com a elevação da temperatura conforme a seção 4.4.2.

Figura 20 – Vista do telhado, arranjo dos módulos fotovoltaicos



Fonte: Produção do próprio autor.

Então para a escolha do inversor, segundo Pinho e Galdino (2014), define-se o fator de dimensionamento de inversores (FDI), que é a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador FV, de acordo com a equação (4).

$$FDI = PNca \div PPfv \quad (4)$$

Onde:

FDI é o fator de dimensionamento do inversor (adimensional);

PNca é a potência nominal em corrente alternada do inversor (12,500 kW);

PPfv é a potência de pico gerada pelo SFV (14,960 kWp).

As potências do gerador FV e do inversor devem ser ajustadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor relação custo-benefício. De acordo ao recomendado por Pinho e Galdino (2014), a potência do inversor deve estar no intervalo $0,75 \times PPfv < PNca < 0,85 \times PPfv$, ou seja, apresentando um FDI entre 0,75 e 0,85.

Portanto, o inversor escolhido foi o *Fronius Symo 12,5 kW* com um FDI de 0,84. Então, este inversor foi escolhido por possuir uma boa relação custo benefício, por futuras implementações de módulos fotovoltaicos e por se enquadrar perfeitamente nas dimensões e especificações elétricas do projeto. Suas principais características estão no Quadro 5 e no ANEXO B.

Quadro 5 – Características elétricas do inversor

Tipo do Inversor	Fronius Symo 12.5-3-M
Potência nominal de saída (kW)	12,5
Faixa de tensão de saída (V)	150 - 280
Corrente máxima de saída (A)	18
Quantidade de MPPT	2
Faixa de tensão MPPT (V)	320 - 800
Potência máxima de entrada (kW)	18,8
Faixa de tensão de entrada (V)	200 – 1000
Corrente máxima de entrada (A)	27 / 16,52
Corrente de curto circuito de entrada (A)	40,5 / 24,8

Fonte: Produção do próprio autor.

5.8 Cálculo da Energia Gerada pelo SFV

A fim de calcular a geração de energia do SFV, serão considerados fatores como a média de irradiação diária, o fator de desempenho e a potência instalada do SFV. Levando estes fatores em consideração, a energia é calculada pela equação (5).

$$Eg = Hm \times Nm \times Pfv \times Fd \quad (5)$$

Onde:

Eg é a energia gerada (kWh);

Hm é a média mensal de irradiação;

Nm é o número de dias no mês (dias);

Pfv é a potência de pico instalada do SFV (Wp);

Fd é o fator de desempenho (%).

Como visto anteriormente, a potência de pico instalada do SFV será de 14.960 Wp, e o fator de desempenho considerado será de 0,80 para todos os meses. Em posse destes valores, junto aos dados de irradiação fornecidos pela Tabela 4, foi possível a organização de todos estes dados para o cálculo da geração esperada.

Tabela 6 – Energia gerada pelo SFCR

Mês	Hm (h)	Nm (dias)	Pfv (kWp)	Fd (%)	Eg (kWh/mês)
Nov/2019	4,24	30	14,96	0,80	1522,330
Dez/2019	3,88	31	14,96	0,80	1439,51
Jan/2020	4,10	31	14,96	0,80	1521,133
Fev/2020	4,30	28	14,96	0,80	1440,947
Mar/2020	4,40	31	14,96	0,80	1632,435
Abr/2020	4,75	30	14,96	0,80	1705,440
Mai/2020	5,22	31	14,96	0,80	1936,662
Jun/2020	5,89	30	14,96	0,80	2114,746
Jul/2020	6,14	31	14,96	0,80	2277,989
Ago/2020	5,93	31	14,96	0,80	2200,077
Set/2020	5,34	30	14,96	0,80	1917,274
Out/2020	4,77	31	14,96	0,80	1769,708
Total					21478,252

Fonte: Produção do próprio autor.

5.9 Análise da Viabilidade

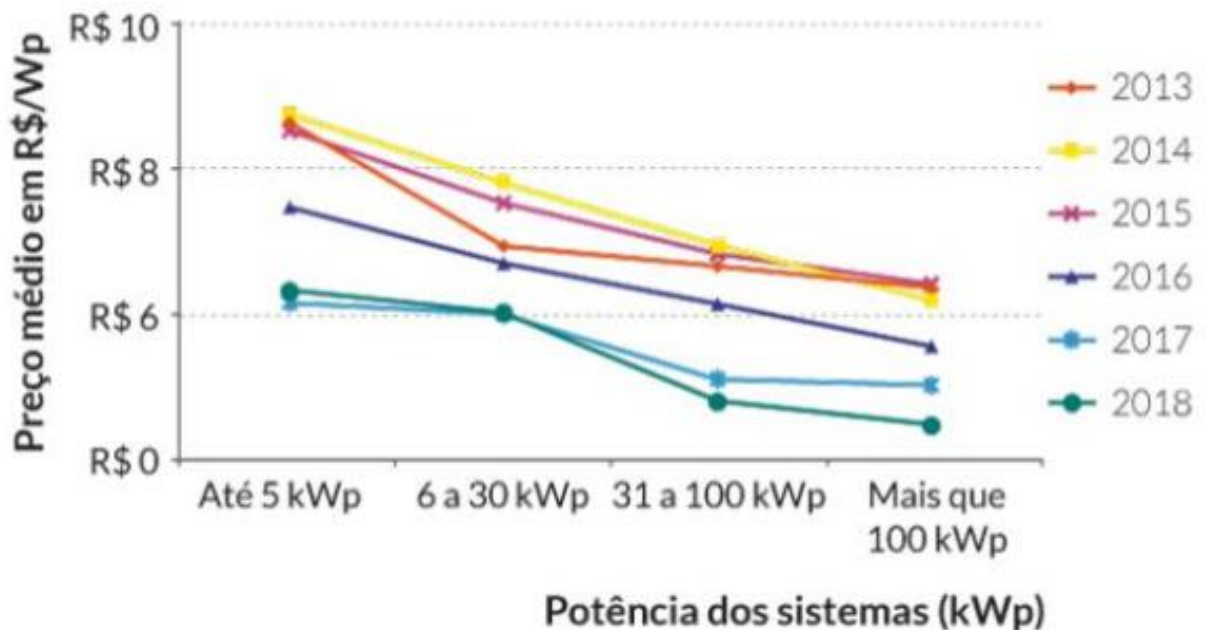
A fim de esclarecer os objetivos deste projeto, as seções 5.10, 5.11 e 5.12 irão analisar o retorno do investimento do SFV dimensionado. Então para isso será discutido o custo total do SFV, a receita gerada pelo SFV e os parâmetros de viabilidade.

5.10 Custos do SFV

Para avaliar o custo do SFV dimensionado neste projeto, devem-se analisar os preços nacionais dos equipamentos e componentes dos sistemas fotovoltaicos. Dito isso, com o intuito de não fugir do escopo deste projeto, pois o cálculo financeiro de um projeto requer muito mais detalhes do que irá ser proposto a seguir, o custo do SFV será estimado segundo o estudo: “O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica” de iniciativa do Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL) e da Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (AHK-RJ) publicado em 2019.

Então, segundo o IDEAL e AHK-RJ, (2019), os preços de sistemas FV em 2018, foram levantados os valores por faixa de potência nominal, segundo a Figura 21, onde é possível notar que, quanto maior a faixa de potência, menor é seu preço final de instalação.

Figura 21 – Preços de sistemas FV em 2018 por faixa de potência



Fonte: Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina e Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (2019).

Em relação às regiões brasileiras, foi possível estimar a média de preço dos SFV, conforme a Figura 22, de acordo com o referido estudo IDEAL e AHK-RJ, (2019).

Já em relação ao custo total da instalação de um SFV, o estudo estimou as seguintes porcentagens, em média, do valor total do preço de instalação do SFV, segundo a Figura 23, segundo IDEAL e AHK-RJ, (2019).

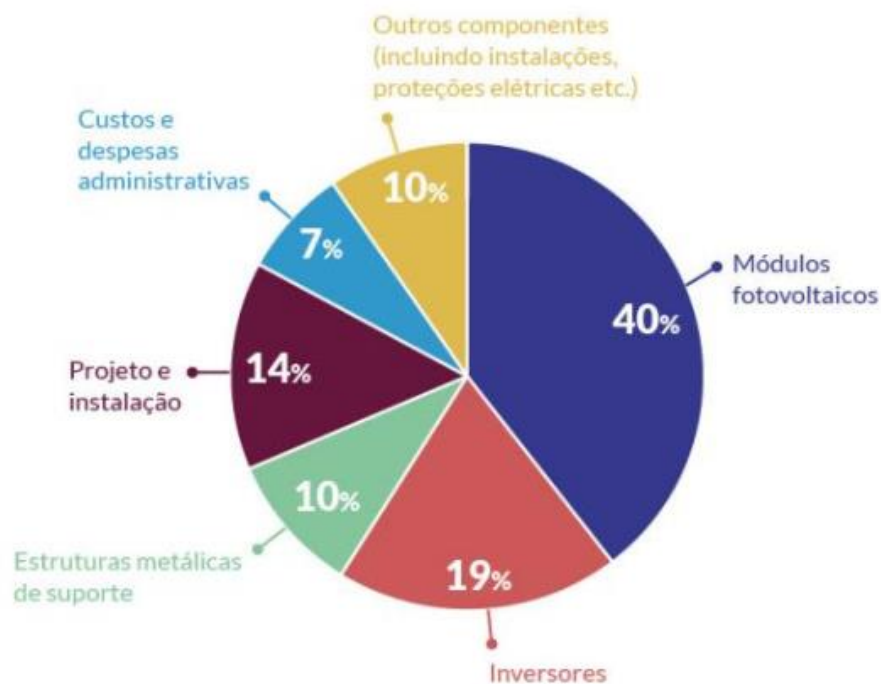
Dessa maneira, o custo de investimento de sistemas fotovoltaicos pode ser dividido em três partes principais, a saber, módulos fotovoltaicos, inversores e componentes do sistema, que engloba projeto e instalação, estruturas metálicas de suporte, custos e despesas administrativas e outros componentes. Logo, de acordo com a Figura 23, é possível observar que o maior custo de investimento do SFV está nos módulos fotovoltaicos com 40% do preço total investido e, em segundo, os inversores com 19%.

Figura 22 – Preço em R\$ por 1 Wp dos SFV por regiões brasileiras



Fonte: Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina e Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (2019).

Figura 23 – Composição do custo total da instalação de um SFV



Fonte: Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina e Câmara de Comércio e Indústria Brasil-Alemanha (2019).

Portanto, conforme IDEAL e AHK-RJ (2019), segundo as Figuras 22 e 23, estima-se o valor total do investimento por meio de dois métodos diferentes.

Pelo primeiro método, estima-se o custo total do SFV segundo os dados expostos na Figura 22, ou seja, o preço do Wp por região brasileira. Então, segundo a seção 5.6, a potência de pico dimensionada para o SFV é de 14.960 Wp e o preço do Wp para região Norte é de R\$ 6,07. Logo, a partir da equação (6), pode-se estimar o custo total do SFV, que é de aproximadamente R\$ 90.807,20.

$$CT_{sf} = P_{fv} \times P_{pr} \quad (6)$$

Onde:

CT_{sf} é o custo total do SFV (R\$);

P_{fv} é a potência de pico dimensionada para o SFV (14.960 Wp);

P_{pr} é preço por região do Wp (6,07 R\$/Wp).

Ressalta-se que os valores obtidos estão de acordo com valores do ano de 2018, ano que o estudo foi produzido, conforme IDEAL e AHK-RJ (2019), mas as estimativas feitas a partir desses dados serviram para a análise dos resultados.

Pelo segundo método, estima-se o custo total do SFV segundo os dados exposto na Figura 23, ou seja, cada parte do SFV representa uma porcentagem do preço total investido da instalação. Então, para isso estima-se um valor médio de mercado para cada área do projeto e, assim, ao final, estima-se um segundo valor de custo total do SFV, como pode ser visto na Tabela 7 a seguir.

Tabela 7 – Preços estimados por área do projeto

Equipamento	Custo Proporcional	Quantidade	Preço (R\$)	Total (R\$)
Módulos fotovoltaicos	40 %	44	800,00	35.200,00
Inversor	19 %	1	16.720,00	16.720,00
Projeto e instalação	14 %		12.320,00	12.320,00
Estruturas metálicas de suporte	10 %		8.800,00	8.800,00
Outros componentes (incluindo instalações, proteções elétricas etc.)	10 %		8.800,00	8.800,00
Outros	7 %		6.160,00	6.160,00
Total				88.000,00

Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, o custo total do SFV estimado pela equação (6) foi de R\$ 90.807,20 e o estimado de acordo com a Tabela 7 foi de R\$ 88.00,00. Logo, pode-se concluir que os valores encontrados são próximos, e sua pequena diferença dá-se devido ao método utilizado para estimar o custo total do SFV.

5.11 Receita Gerada e Energia Consumida

Como visto na seção anterior, foi estimado um custo total de investimento da instalação do SFV. Em contrapartida, é necessário avaliar a energia gerada pelo SFV ao longo do tempo e calcular qual a receita gerada a partir do SFV para que, através desse balanço entre custo e receita, resulte em um investimento positivo, ou seja, uma economia financeira em longo prazo.

Então, a fim de calcular a receita gerada pelo SFV, é necessário calcular qual a receita média gerada por mês. Para isso, consultando a conta de energia elétrica (ANEXO A), obtém-se o valor da tarifa sem tributos, ou seja, o valor em R\$ por kWh, que nesse caso é de 0,6836. Logo, a partir dos dados da seção 5.8, onde é calculada a energia gerada pelo SFV, é possível estimar qual será a receita gerada anualmente, de acordo com a Tabela 8.

Então, anualmente o SFV irá gerar uma receita média de R\$ 14.769,67, sem tributos.

Por outro lado, a fim de estimar o consumo de energia sem tributos, foi feito o cálculo da energia consumida dos meses de novembro de 2019 a outubro de 2020, conforme a Tabela 9.

Portanto, como visto na Tabela 9, o consumo de energia, sem tributos, nesse período de novembro de 2019 a outubro de 2020, foi de R\$ 15.427,22.

Tabela 8 – Receita gerada estimada pelo SFV sem tributos

Mês	Eg (kWh/mês)	Tarifa (R\$*mês/kWh)	Receita Gerada (R\$)
Nov/2019	1522,330	0,683600	1040,66
Dez/2019	1439,511	0,683600	984,05
Jan/2020	1521,133	0,683600	1039,85
Fev/2020	1440,947	0,683600	985,03
Mar/2020	1632,435	0,683600	1115,93
Abr/2020	1705,440	0,683600	1165,84
Mai/2020	1936,662	0,683600	1323,90
Jun/2020	2114,746	0,683600	1445,64
Jul/2020	2277,989	0,683600	1557,23
Ago/2020	2200,077	0,690341	1518,80
Set/2020	1917,274	0,703210	1348,25
Out/2020	1769,708	0,703210	1244,48
Total Anual			14769,67

Fonte: Produção do próprio autor.

Tabela 9 – Estimativo em R\$ da energia consumida sem tributos

Mês	Econsu (kWh/mês)	Tarifa (R\$*mês/kWh)	Consumo (R\$)
Nov/2019	1885	0,683600	1288,59
Dez/2019	1693	0,683600	1157,33
Jan/2020	1213	0,683600	829,21
Fev/2020	1296	0,683600	885,95
Mar/2020	1383	0,683600	945,42
Abr/2020	2158	0,683600	1475,21
Mai/2020	2096	0,683600	1432,83
Jun/2020	2409	0,683600	1646,79
Jul/2020	1935	0,683600	1322,77
Ago/2020	2166	0,690341	1495,28
Set/2020	2143	0,703210	1506,98
Out/2020	2049	0,703210	1440,88
Total Anual			15427,22

Fonte: Produção do próprio autor.

5.12 Parâmetros de Viabilidade

Nesta seção são apresentados os métodos que serão usados como parâmetros para as análises financeiras do projeto, estimando o valor presente líquido, a taxa interna de retorno, e o tempo de retorno do investimento.

5.12.1 Valor Presente Líquido

Este método estima o valor presente líquido (VPL) do projeto, por meio do cálculo da diferença entre as entradas líquidas no valor presente (P_n) e o custo do investimento inicial (P_0), como

mostra a equação (7). O valor presente das entradas líquidas (P_n) pode ser calculado de acordo com a equação (8), onde (F_n) é a entrada líquida do período (n) e (i) é taxa de desconto.

$$VPL = P_0 + P_1 + P_2 + \dots + P_n \quad (7)$$

$$P_n = \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (8)$$

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.

5.12.2 Taxa Interna de Retorno

A taxa interna de retorno (TIR) representa a taxa de desconto que irá igualar, em um determinado tempo, o valor presente das entradas com as saídas previstas de caixa. Esta taxa é amplamente usada para análise de investimentos, em que o quanto maior for a diferença entre a TIR e a taxa de desconto, mais atrativo será o investimento. Ela pode ser calculada por meio da equação (9).

$$0 = \sum_{n=0}^n \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (9)$$

5.12.3 Tempo de Retorno do Investimento

O tempo de retorno do investimento (*payback*) é o tempo necessário para que as entradas de caixa se igualem às saídas de caixa. Em outras palavras, é o tempo necessário para que se recupere o investimento aplicado. Quanto mais breve for o período de *payback*, mais atrativo será o investimento

6 RESULTADOS

No intuito de analisar o retorno de investimento, nesta seção será proposto um cenário, próximo do real, para demonstrar a dinâmica de compensação de energia elétrica e assim, por meio do faturamento, obter os resultados.

Então, na Tabela 10, é descrito um cenário de fatura em que o período analisado é de novembro de 2019 a outubro de 2020 e, a partir disso, os dados da energia consumida estão segundo a Tabela 9 e os dados da energia gerada pelo SFV estão segundo a Tabela 8. Portanto, com esses dados, serão estimados o crédito acumulado, a fatura sem GD, a fatura com GD e a diferença entre as faturas.

Tabela 10 – Cenário de fatura de novembro de 2019 a outubro de 2020

Mês	Energia Consumida (kWh)	Energia Gerada (kWh)	Saldo de Energia (kWh)	Crédito Acumulado (kWh)	Fatura sem GD (R\$)	Fatura com GD (R\$)	Saldo de Economia (R\$)
Nov/2019	1885	1522,330	-362,670	-362,670	1288,59	247,92	1040,66
Dez/2019	1693	1439,511	-253,489	-253,489	1157,33	173,29	984,05
Jan/2020	1213	1521,133	308,133	308,133	829,21	68,36	760,85
Fev/2020	1296	1440,947	144,947	453,080	885,95	68,36	817,59
Mar/2020	1383	1632,435	249,435	702,515	945,42	68,36	877,06
Abr/2020	2158	1705,440	-452,560	249,955	1475,21	68,36	1406,85
Mai/2020	2096	1936,662	-159,338	90,617	1432,83	68,36	1364,47
Jun/2020	2409	2114,746	-294,254	-203,637	1646,79	139,21	1507,59
Jul/2020	1935	2277,989	342,989	342,989	1322,77	68,36	1254,41
Ago/2020	2166	2200,077	34,077	377,067	1495,28	69,03	1426,24
Set/2020	2143	1917,274	-225,726	151,340	1506,98	70,32	1436,66
Out/2020	2049	1769,708	-279,292	-127,952	1440,88	89,98	1350,90
Total Anual					15.427,22	1.199,91	14.227,31

Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, na Tabela 10, com o cenário de fatura em 1 ano, nota-se que a fatura sem GD foi de R\$ 15.427,22; a fatura com GD, ou seja, com SFCR foi de R\$ 1.199,91 e, então, comparando essas duas faturas, o saldo de economia é de R\$ 14.227,31 anualmente. Vale ressaltar que esses valores não consideraram os impostos.

Então, a fim de obter o saldo da economia gerada com SFCR para o cenário adotado, tem-se que considerar os impostos federais (PIS e COFINS) e estadual (ICMS). Logo, o valor médio

utilizado para PIS é de 1,0515%, COFINS é de 4,8434% e ICMS é de 25%, conforme ANEXO A. Para efeitos de cálculos, como visto na seção 5.5, as incidências de impostos estão descritas segundo a Lei nº 13.169/2015, para o imposto federal, e o Convênio ICMS 16/2015, para o imposto estadual. Portanto, as equações (10) e (11) demonstram como são feitos esses cálculos.

$$Fatura_{impostofederal} = \frac{Fatura_{consumo}}{(1 - PIS - COFINS)} \quad (10)$$

$$Fatura_{impostoesdual} = \frac{Fatura_{impostofederal}}{(1 - ICMS)} \quad (11)$$

Então, a equação (10) calcula a fatura sob imposto federal, que foi de R\$ 15.118,55, já equação (11) calcula a fatura incluindo o imposto estadual, que foi de R\$ 20.158,07. Logo, o saldo da economia gerada pelo SFCR, para esse cenário, incluindo os impostos, é de R\$ 20.158,07 anualmente. Vale lembrar que nesse valor não está incluso outros encargos, como, por exemplo, o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP) e outros.

Portanto para o estudo financeiro, analisou-se um período de 20 anos e taxa de desconto de 5%. Considerou-se, para período 0 o fluxo de caixa de R\$ 88.000,00 negativo, pois representa o custo de investimento inicial visto na seção 5.10 e nos períodos de 1 a 20, o fluxo de caixa de R\$ 20.158,07 positivo, no período 1, que representa o saldo da economia gerada anualmente, visto na equação (11); e a partir do período 2 a 20 com reajuste de 2,87%, valor que simulará o reajuste tarifário na qual ocorreu no período de novembro de 2019 a outubro de 2020. Portanto, com os parâmetros de viabilidade apresentado na seção 5.12, foi feito o estudo e cálculo dos mesmos conforme a Tabela 11.

Tabela 11 – Cálculo financeiro dos investimentos - VPL

Período (Ano)	Fluxo de Caixa (R\$)	Valor Presente (R\$)	VP Acumulado (R\$)
0	-88000	-88000,00	-88000,00
1	20736,61	19749,15	-68250,85
2	21331,75	19348,52	-48902,33
3	21943,97	18956,02	-29946,30
4	22573,76	18571,49	-11374,81
5	23221,63	18194,75	6819,94
6	23888,09	17825,66	24645,60
7	24573,68	17464,05	42109,65
8	25278,94	17109,78	59219,43
9	26004,45	16762,70	75982,13
10	26750,77	16422,65	92404,78
11	27518,52	16089,51	108494,29
12	28308,30	15763,12	124257,42
13	29120,75	15443,36	139700,77
14	29956,52	15130,08	154830,85
15	30816,27	14823,15	169654,00
16	31700,70	14522,45	184176,45
17	32610,51	14227,86	198404,31
18	33546,43	13939,23	212343,54
19	34509,21	13656,47	226000,01
20	35499,62	13379,43	239379,44

Fonte: Produção do próprio autor.

Então como visto na seção 5.12, e aplicando os métodos de parâmetros de viabilidade, encontra-se os seguintes resultados, conforme o Quadro 6.

Quadro 6 – Parâmetros de viabilidade

VPL	R\$ 239.379,44
TIR	26 %
Payback	4,6 anos

Fonte: Produção do próprio autor.

7 CONCLUSÕES

Este projeto apresentou o dimensionamento de um sistema de microgeração fotovoltaica conectada à rede, como uma alternativa de redução de custos e aumento da independência energética da residência familiar em Marabá, Pará, que tornará o consumidor menos vulnerável a aumentos da tarifa de energia impostos pela distribuidora. O projeto teve como objetivo geral analisar a viabilidade técnica econômica da implantação no intuito de esclarecer para o cliente da residência familiar a atratividade do investimento, indicando assim a viabilidade do projeto.

Inicialmente, foram apresentados os cenários da geração fotovoltaica, de forma a se verificar o recente aumento significativo de sua relevância em vários países do mundo, assim como seu forte potencial e estimativa de crescimento no Brasil. Em seguida, foi realizada uma revisão teórica sobre sistema fotovoltaico, em conjunto com os seus principais componentes e normas regulamentadoras.

De posse da conta de energia elétrica do consumidor (ANEXO A), juntamente com as suas constantes queixas do alto valor pago para a distribuidora e a partir da análise das dimensões do telhado, foi possível realizar uma estimativa da quantidade da potência a ser instalada no local e calcular o montante de energia gerada.

O tipo de telhado e sua inclinação representaram um importante fator a ser levado em consideração para a definição da disposição dos módulos fotovoltaicos, visto que em muitos casos podem acarretar na inviabilização do projeto. Levando este fator em conta, foi escolhida a orientação da Água 1 que proporciona melhor radiação solar incidente para plano inclinado como pode ser visto pela Tabela 4. A fim de se observar a disposição dos módulos no local de instalação, foi utilizado o programa *SketchUp*, por onde, com escalas reais e coordenadas locais, foi possível desenhar todos os 44 módulos do SFV dispostos de maneira adequada no telhado como pode ser visto na Figura 20.

Depois de realizar o dimensionamento de toda a instalação, foi feita uma estimativa de geração de energia e da economia de energia elétrica, cumprindo assim um objetivo específico. Definidos estes valores, foi realizado uma análise de viabilidade econômica, onde foram calculados os principais parâmetros econômicos do investimento, completando o último

objetivo específico. Então, para verificar a atratividade do investimento despendido na realização do projeto, foram analisados os parâmetros de viabilidade.

Em relação a taxa de desconto, um dos parâmetros para o cálculo financeiro dos investimentos, pode-se compará-lo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), que é a principal taxa de juros atrelada à taxa de inflação do país. Este índice representa uma forma de se proteger contra a inflação, que nada mais é do que a desvalorização do dinheiro ao longo do tempo.

Como visto na seção 6, a taxa de desconto considerado para o projeto é de 5 %. Visto isso, por meio de dados do IPCA (INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA, 2019), pode-se observar que a média do IPCA dos últimos 10 anos é igual a 5,854 % e, dos últimos 20 anos, 6,487 %, segundo o Quadro 7.

Quadro 7 – Índices de viabilidade

Taxa de desconto considerado no projeto	5 %
IPCA (2009 a 2018)	5,854 %
IPCA (1999 a 2008)	6,487 %

Fonte: Produção do próprio autor.

Portanto, a partir do Quadro 7, pode-se concluir que a taxa de desconto considerada para o projeto (5%) se encontra num valor abaixo dos IPCAs explícitos, ou seja, um cenário pouco menor e conservador que o cenário real.

Uma das dificuldades encontrada na elaboração deste projeto foi o levantamento de todos os custos dos equipamentos a serem utilizados, visto que para obtenção dos mesmos, seria necessário o contato direto com seus fabricantes. Para contornar este problema, os custos do projeto foram estimados segundo o Instituto para Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina como descrito na seção 5.10. Visto que o custo do investimento estimado, pela Tabela 7, foi de R\$ 88.000,00 para uma potência instada de 14,960 kWp, nota-se que essa estimativa está baseada para valores de mercado do ano de 2018. Portanto, para o mercado atual, conforme o ANEXO D, cujo orçamento foi feito no dia 5 de outubro de 2020 pela empresa I9 Tecnologia, estima-se que o valor aproximado do custo de investimento do SFCCR estaria por volta de R\$ 73.000,00 para uma potência instalada de 16,750 kWp. Então, com esse atual valor

do custo do investimento, o *payback* reduziria para 3,8 anos, explicitando melhor índice de atratividade do investimento, diante do *payback* proposto pelo projeto de 4,6 anos.

Portanto, este projeto demonstrou-se atrativo para sua implantação diante de todas as informações expostas anteriormente, visto que o projeto tinha como intuito esclarecer para o consumidor da residência o tempo de retorno do investimento e demonstrar os pontos favoráveis da implantação do SFCR.

Para um trabalho futuro fica a sugestão do aperfeiçoamento deste projeto com a busca de dados mais precisos para melhor exatidão dos resultados. Além disso fica a sugestão de estudo e pesquisa sobre quais são os efeitos da sujidade e temperatura sobre os módulos fotovoltaicos. Dessa forma, destaca-se qual seria o fator de desempenho dos módulos devido à sujidade e o estudo do comportamento dos dados técnicos do módulo fotovoltaico quando trabalha em temperaturas maiores, em torno dos 35° Celsius, como é o caso da temperatura local em Marabá.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n° 414, de 09 de setembro de 2010. **Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada**. Brasília, DF: ANEEL, 2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012. **Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e outras providências**. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. Resolução Normativa n° 687, de 24 de novembro de 2015. **Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição**. Brasília, DF: ANEEL, 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. Resolução Normativa n° 786, de 17 de outubro de 2017. **Altera a Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, DF: ANEEL, 2017. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição - Seção 3.7: Acesso de micro e minigeração distribuída (Revisão 5 - 14/12/2012)**. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo3_Revisao_5.pdf. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica / Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>. Acesso em: 17 out. 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. [S.l.]: ABINEE, 2012. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

BRASIL. Decreto n° 13.169, de 06 de outubro de 2015. Brasília, DF, 2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13169.htm#:~:text=L13169&text=LEI%20N%C2%BA%2013.169%2C%20DE%206%20DE%20OUTUBRO%20DE%202015.&text=Altera%20a%20Lei%20n%C2%BA%207.689,do%20C2%A7%201%C2%BA%20do%20art... Acesso em: 17 out. 2020.

CANADIAN SOLAR. **Maxpower CS6U-340P High Efficiency Poly Module**. 2018. Disponível em: https://d3g1qce46u5dao.cloudfront.net/data_sheet/canadian_solar_datasheet_maxpower_cs6u_p_high_efficiency_v5_571_au.pdf. Acesso em: 17 out. 2020.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. Convênio ICMS n° 6, de 5 de abril de 2013. **Estabelece disciplina para fins da emissão de documentos fiscais nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a REN n° 482/2012, da ANEEL.** Brasília, DF: CONFAZ, 2013. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. Convênio ICMS n° 16, de 22 de abril de 2015. **Autoriza a conceder isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a RN n° 482/2012, da ANEEL.** Brasília, DF: CONFAZ, 2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15. Acesso em: 17 out. 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2019** - Ano base 2018. Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2019. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio_2019_WEB_alterado.pdf. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020** - Ano base 2019. Brasília, DF: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/EPEFactSheetAnuario.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira.** Rio de Janeiro, RJ: EPE, 2012. (Nota Técnica). Disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/Solar/Solar_COGEN/NT_EnergiaSolar_2012.pdf. Acesso em: 17 out. 2020.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.** Brasília, DF: EPE, 2020. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202030%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Demanda%20de%20Eletricidade%20-%20PDE%202030%20(1).pdf). Acesso em: 17 out. 2020.

_____. **Plano Nacional de Energia 2030.** Brasília, DF: EPE, 2007. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE%202030%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. **Global Market Outlook for Photovoltaics until 2016.** [S.l.]: EPIA, 2012.

FONTES, R. **O Guia Mais Absurdamente Completo da Energia Solar Fotovoltaica: Entenda Tudo.** 2019. Disponível em: <https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-fotovoltaica-guia-supremo/>. Acesso em: 17 out. 2020.

FRONIUS SOLAR ENERGY. **Fronius Symo 12.5-3-M**. [S.l.: s.n]. [20--]. Disponível em: <https://www.fronius.com/pt-br/brasil/energia-solar/produtos/todos-os-produtos/inversor/fronius-symo/fronius-symo-12-5-3-m>. Acesso em: 17 out. 2020.

GOOGLE EARTH. **Google Earth Web**. 2020. Disponível em: <https://earth.google.com/web/@16.79159019,117.70924529,-21528.04055601a,22273280.65213681d,35y,0h,0t,0r>. Acesso em: 17 out. 2020.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo Séries históricas**. IBGE, 2019. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/precos-e-custos/9256-indice-nacional-de-precos-ao-consumidor-amplo.html?=&t=series-historicas>. Acesso em: 17 out. 2020.

INSTITUTO PARA DESENVOLVIMENTO DE ENERGIAS ALTERNATIVAS NA AMÉRICA LATINA; CÂMARA DE COMÉRCIO E INDÚSTRIA BRASIL-ALEMANHA. **O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída FV**. Rio de Janeiro, RJ: IDEAL; AHK-RJ, 2019. Disponível em: https://issuu.com/idealeco_logicas/docs/o_mercado_brasileiro_de_gera__o_distribu_da_fv_-_e. Acesso em: 17 out. 2020.

MIRANDA, A. B. C. M. **Análise de Viabilidade Econômica de Um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede**. 2014. 98 f. Projeto de Graduação (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10010504.pdf>. Acesso em: 17 out. 2020.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. 175 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Florianópolis, 2013. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/130917>. Acesso em: 17 out. 2020.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. L.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80 p. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 17 out. 2020.

PINHO T. P.; GALDINO M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. 1. ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. 530 f. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 17 out. 2020.

WIKIPEDIA. **Localização de Marabá no Pará**. 2006. Disponível em: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Marab%C3%A1>. Acesso em: 17 out. 2020.

ANEXO A – CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA DA RESIDÊNCIA



Equatorial Pará Distribuidora de Energia S.A.

Rodovia Augusto Montenegro, km 8,5 Belém - PA
CEP: 66.823-010 | Insc. Estadual: 150.744.80-3 | CNPJ 04.895.728/0001-80

MARIA LUIZA MAGNABOSCO
R. MANGUEIRAS, DAS,1110 QD28 LOTE 84
NOVO HORIZONTE 68503-590 MARABA - PA
CPF: 423.611.502-63

Conta de Energia Elétrica|Nota Fiscal|Série B 001503686

Nº da Fatura 0202010001503686 |CFOP: 5258/AA

Instalação 16188972

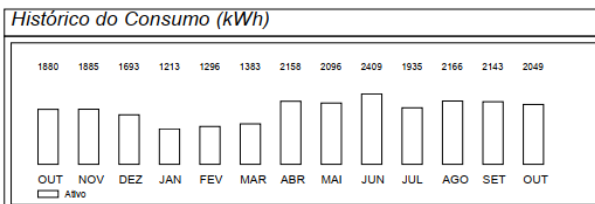
Conta do mês 10/2020	Vencimento 26/11/2020	Conta Contrato 16188972
--------------------------------	---------------------------------	-----------------------------------

Para atendimento, informe este número

Dados da Instalação	
Classificação: Residencial Pleno - TRIFASICO	Tensão Nominal (V): 127 V
Nº Parcelo de Negócio: 14927166	Unidade de Leitura: MB10B004
Grupo e Subgrupo de Tensão: B/B1	Nº Medidor: 32000260621
Tipo de Tarifa: CONVENCIONAL MONÔMIA	Fator de Potência: 0,00

Datas		
Emissão	Apresentação	Previsão próxima leitura
16/10/2020	16/10/2020	17/11/2020

Informações do consumo do mês + Tarifa sem Tributos				
Constante 1,00	Data Leitura Anterior 16/09/2020	Data Leitura Atual 16/10/2020	Qtde. Dias 30	Resolução Aneel 2750/20
Canal de Leitura	Leitura Anterior	Leitura Atual	Consumo	Tarifa sem Tributos
ATIVO TOTAL	36,083	38,132	2,049 kWh	0,703210



Informações de tributos				Composição do Consumo (R\$)			
Tributos	Base de calc	Alíquota	Valor	Compra de Energia	Transmissão	Distribuição	
ICMS	2.040,87	25,0000%	510,22	386,59	139,06	589,89	
PIS	1.530,85	1,0483%	16,01	Encargos Setoriais	Perda em Energia	Tributos	Outros
COFINS	1.530,85	4,8192%	73,77	129,95	195,38	600,00	100,11

Período Fiscal: 16/10/2020	Número do Programa Social
Reservado ao Fisco 8E56.A6C2.0757.F56F.217E.4771.28C7.572E	

Informações para o cliente
● Períodos: Band. Tarif.: Verde : 17/09 - 16/10

Demonstrativo do Faturamento			
FORNECIMENTO	QUANTIDADE	TARIFA	VALOR(R\$)
Consumo	2,049	0,703210	1.440,87
ICMS			510,22
PIS			16,01
COFINS			73,77
ITENS FINANCEIROS			
Cip-Ilum Pub Pref Munic			100,10



Total a pagar: R\$ 2.140,97

Reaviso de vencimento	

Níveis de Tensão Fornecido		As regras para a cobrança da CIP de cada município atendido encontram-se na área de acesso público do site da Equatorial Pará. As informações sobre os atendimentos comerciais realizados para a sua Unidade Consumidora podem ser obtidas no site da Equatorial Pará. As informações de apuração dos Indicadores de Continuidade e Limites Aplicáveis podem ser obtidas no site da Equatorial Pará: www.equatorialenergia.com.br
Tensão Nominal(Volts)	Faixa de valores para limites min e max.	
127	116 a 133	
220	201 a 231	

Clientes cujos indicadores padrões de continuidade tenham sido violados deverão receber uma compensação financeira através de crédito na conta de energia, conforme critérios definidos no módulo 08 do PRODIST/ANEEL.

ANEXO B – DADOS DO INVERSOR FRONIUS SYMO

FRONIUS SYMO

/ Máxima flexibilidade para os aplicativos de amanhã.



DADOS TÉCNICOS FRONIUS SYMO

DADOS DE ENTRADA	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. corrente de entrada ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2\ u}$)	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A	
Max. corrente do conjunto curto-circuito (MPP1/MPP2 u)	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A	
Min. tensão de entrada ($U_{dc\ min}$)		200 V		
Tensão de alimentação inicial ($U_{dc\ start}$)		200 V		
Tensão nominal de entrada ($U_{dc\ n}$)		600 V		
Max. tensão de entrada ($U_{dc\ max}$)		1,000 V		
Faixa de tensão MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Numero de rastreadores MPP		2		
Numero de entradas DC		3+3		

DADOS DE SAÍDA	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Saída nominal AC ($P_{ac,r}$)	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. potência de saída	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. corrente de saída ($I_{ac\ max}$)	20 A		32 A	
Conexão a rede ($U_{ac,r}$)		3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V		
Min. Tensão de saída ($U_{ac\ min}$)		150 V		
Max. Tensão de saída ($U_{ac\ max}$)		275 V		
Frequencia (f_s)		60 Hz		
Faixa de Frequencia ($f_{min} - f_{max}$)		45 - 65 Hz		
Distorção Harmônica Total		< 2 %		
Fator de potencia ($\cos \phi_{ac,r}$)		0 - 1 ind. / cap.		

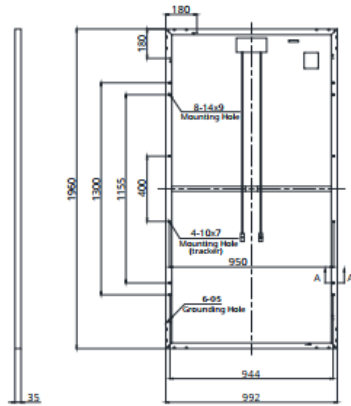
DADOS GERAIS	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensões (altura x largura x profundidade)		725 x 510 x 225 mm		
Peso	34.7 kg		43.4 kg	
Grau de Proteção		IP 66		
Classe de Proteção		1		
Categoria de sobretensão (DC / AC)		2 / 3		
Consumo Noturno Consumo Noturno		< 1 W		
Conceito retificador		Sem Transformador		
Resfriamento		Resfriamento Refrigeração de ar controlado		
Instalação		Instalação Montagem interna e externa		
Faixa de temperatura ambiente		-25 - +60 °C		
Umidade relativa permitida		0 - 100 %		
Tecnologia de conexão de rede		6x DC+ und 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Principal tecnologia de conexão		5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm ²		
Certificados de conformidade com as normas	VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, CER 06-190, G83/2, VDE AR-N 4105, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21, ABNT NR 16149			

¹⁾ Dados preliminares

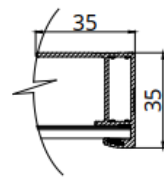
ANEXO C – DADOS DO MÓDULO FV CANADIAN SOLAR

ENGINEERING DRAWING (mm)

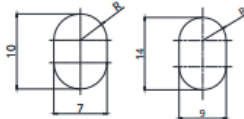
Rear View



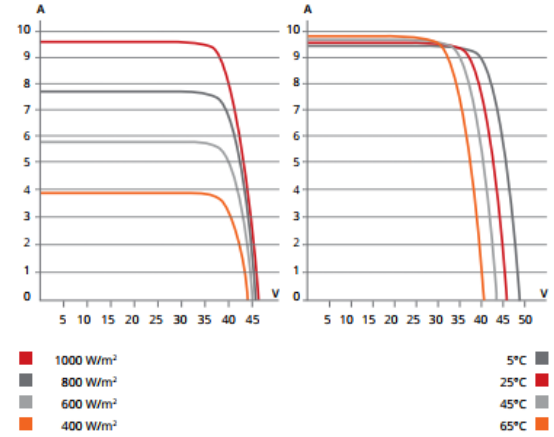
Frame Cross Section A-A



Mounting Hole



CS6U-345P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	340P	345P	350P	355P
Nominal Max. Power (Pmax)	340 W	345 W	350 W	355 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.6 V	37.8 V	38.1 V	38.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.05 A	9.13 A	9.21 A	9.30 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.9 V	46.0 V	46.2 V	46.4 V
Short Circuit Current (Isc)	9.62 A	9.69 A	9.79 A	9.84 A
Module Efficiency	17.49%	17.74%	18.00%	18.26%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C			
Max. System Voltage	1000 V (IEC/UL) or 1500 V (IEC/UL)			
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6U	340P	345P	350P	355P
Nominal Max. Power (Pmax)	251 W	255 W	259 W	262 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.7 V	34.8 V	35.2 V	35.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.24 A	7.30 A	7.35 A	7.44 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.9 V	43.0 V	43.2 V	43.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.76 A	7.82 A	7.90 A	7.94 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×35 mm (77.2×39.1×1.38 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm² (IEC), 12 AWG (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	720 pieces

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.38 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.29 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43 ± 3 °C

ANEXO D – ORÇAMENTO I9 TECNOLOGIA



Proposta Comercial de Energia Solar Fotovoltaica.

Marabá-PA

Usina para Geração de Energia Solar Fotovoltaica On grid: **16,75 Kwp**

Atenciosamente
Elton Pedro C. da Silva

Marabá-PA, 05/10/2020

PROJETO ADMINISTRATIVO

EMPRESA:

i9 TECNOLOGIA / Contatos Tecnologia / Voltax Engenharia	
REPRESENTANTE:	Elton Pedro / Carlos Alberto
EMAIL:	comercial.i9tecnologia@hotmail.com
TELEFONE:	94 9 9247-4900 / 62 9 9939-9455

PROJETO

• Potência da Usina:	16,75	kWp
• Geração média mensal estimada:	1.928	kWh
• Geração anual estimada:	23.137	kWh
• Área necessária aproximada:	104	m ²
• Peso sobre o telhado:	18	kg/m ²

ESTIMATIVA DE RETORNO SUSTENTÁVEL EM 25 ANOS

• Redução de CO ₂ na atmosfera:	28,32	toneladas deixarão de serem jogadas na atmosfera. Equivalente a
	178,52	árvores plantadas.

ESTIMATIVA DE RETORNO FINANCEIRO / PAYBACK

Economia Anual Estimada:	R\$	23.134,96
Economia ao longo de 25 anos desconsiderando reajustes de tarifas	R\$	532.300,42
Economia ao longo de 25 anos considerando reajustes anuais de 8%	R\$	1.527.838,85
Previsão de retorno do investimento (anos)		3,2

VALOR MATERIAIS COM FRETE INCLUSO:

Mão de Obra de instalação	R\$ 73.000,00
Elaboração do projeto elétrico	incluso
Assinatura de Responsabilidades (ARTs)	incluso
Acompanhamento do projeto junto a concessionária	incluso
sistema de proteção contra descargas elétricas	incluso
Start da usina Fotovoltaica	incluso
Impostos	incluso
VALOR TOTAL DO PROJETO	R\$ 73.000,00

40	CANADIAN SOLAR HIKU CS3W-435P
10	APSYSTEMS QS1-BR-220
	CONECTOR MC4 UR PV-KBT4/6II-UR ACOPLADOR FEMEA
	CONECTOR MC4 UR PV-KST4/6II-UR ACOPLADOR MACHO
	CABO SOLAR NEXANS ENERGYFLEX BR 0,6/1KV (1500 VDC) VERMELHO
	CABO SOLAR NEXANS ENERGYFLEX BR 0,6/1KV (1500 V DC) PRETO
	Solar 2.0 Perfil Industrial Rooftop 6,30 metros
	Solar 2.0 Perfil Industrial Rooftop 2,10 metros
	STRING BOX DEHN COM FUSIVEL