

Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida

Autor: Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes
Orientadora: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares

Brasília, DF
2021



Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes

**Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Habitações
de Interesse Social no âmbito do Programa Minha Casa
Minha Vida**

Monografia submetida ao curso de graduação
em Engenharia de Energia da Universidade
de Brasília, como requisito parcial para ob-
tenção do Título de Bacharel em Engenharia
de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares

Brasília, DF

2021

Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes

Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida/ Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes. – Brasília, DF, 2021-

199 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2021.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Habitação de Interesse Social. I. Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida

CDU 02:141:005.6

Danyllo Wenceslau de Oliveira Lopes

Implementação de Sistemas Fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social no âmbito do Programa Minha Casa Minha Vida

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 14 de outubro de 2021:

Prof.^a Dr.^a Paula Meyer Soares
Orientadora

Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua
Convidado 1

Prof.^a Dr.^a Cláudia Naves David
Amorim
Convidado 2

Brasília, DF
2021

Agradecimentos

À minha família, meus amigos e todos que torceram por mim. Particularmente...

Agradeço aos meus pais, pela confiança, sacrifícios, ensinamentos e, especialmente, pela paciência inesgotável. Amo vocês.

Aos meus irmãos, sou grato pela compreensão (as vezes a contragosto), nas madrugadas em que este trabalho me impediu de embarcar no Impala 1967.

À Gabi, agradeço pelo incentivo, apoio, colo e suporte incondicional antes e durante a execução desse trabalho. E, claro, por ser a melhor do mundo. Te amo.

À Thainá, agradeço pela empatia infinita durante os (inúmeros) momentos de dificuldade, e pela companhia certa nos dias intermináveis na FGa. Obrigado, sozinho eu não teria ido tão longe.

Ao Guilherme e à Larissa, sou grato pela amizade e pelas disciplinas e aprendizados compartilhados. E ainda pela consultoria técnica e comercial, indispensável para a execução deste trabalho. Que Deus siga abençoando a vida de vocês, afilhados.

Agradeço às minhas supervisoras na ANEEL, Thelma e Renata, pela valiosa mentoria e por cada uma das atividades, ensinamentos e direcionamentos, fundamentais para a minha formação profissional.

Agradeço à professora Paula Meyer pela orientação responsável e solícita, que transformou o desafio do Trabalho de Conclusão de Curso em uma experiência leve, didática e prazerosa.

À Karininha e ao Xico sou grato pela amizade inabalável e atemporal.

Ao Marco e à Joelma, agradeço o exemplo, os conselhos e a acolhida.

Ao Adolescer, agradeço a amizade e cada uma das orações.

Agradeço, enfim, à cada um dos meus amigos, pela companhia e distração durante a minha jornada rumo ao diploma, passando pelo vestibular, passando pela queda de cabelo, passando pelo vício em cafeína e passando pelo aumento considerável de massa corporal. Só não passando por cálculo 2, porquê aí já é pedir demais.

Às amigadas que cultivei na FGa, ou que me acompanharam até lá, agradeço pelas coquinhas (na maioria das vezes geladas) que compartilhamos no almoço ou no intervalo das aulas, ou durante as aulas, ou antes de alguma prova, ou pra enxugar as lágrimas depois de ter feito alguma prova, ou pra comemorar o resultado de alguma prova. Eu também não lembro dessa última, mas deve ter acontecido pelo menos uma vez nesses anos todos.

À todos que, em algum momento, já compraram um alfajor ou cone trufado pra adoçar a vida na FGA: obrigado.

*"Meeting the basic energy needs of the poorest people on this planet is a moral and social imperative that can and must be pursued in concert with sustainability objectives."
(Lighting the way: Toward a sustainable energy future)*

Resumo

Este estudo tem o propósito de analisar a viabilidade técnica e econômica da implementação de Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) em Habitações de Interesse Social (HIS) no Brasil, tomando como modelo uma unidade residencial hipotética nos moldes do Programa Minha Casa Minha Vida (MCMV). Para fundamentar a análise, construiu-se um sólido referencial teórico que perpassa a evolução e o marco regulatório da energia solar, bem como a cronologia de políticas públicas e o panorama atual do Deficit Habitacional brasileiro. A partir desse referencial, foram estabelecidos parâmetros técnicos para o dimensionamento do SFCR, e definidos diferentes cenários de atendimento à demanda de energia residencial, de forma a aumentar a abrangência do estudo. Para a análise de viabilidade técnica, os cenários propostos foram submetidos à simulação no software PVsyst, que respaldou o bom desempenho e a viabilidade para todos os casos. Para a análise de viabilidade econômica, os cenários propostos foram submetidos ao cálculo de indicadores financeiros (VPL, TIR e Payback), buscando avaliar as suas compatibilidades frente às diferentes faixas de renda do programa MCMV. Os resultados obtidos respaldaram a viabilidade abrangente do cenário 1, que corresponde ao atendimento integral da demanda, enquanto revelaram limitações seletivas para a aplicação dos cenários 2 e 3. Por fim, conclui-se que os resultados obtidos reiteram a premissa de integração entre as agendas de combate ao Deficit Habitacional e de diversificação da Matriz Energética a partir de fontes renováveis, por meio da implementação de SFCR em HIS do programa MCMV.

Palavras-chaves: Energia Solar Fotovoltaica. Habitação de Interesse Social. Programa Minha Casa Minha Vida.

Abstract

This study aims to analyze the technical and economic viability of the implementation of Grid-connected Photovoltaic Systems (SFCR) in Housing of Social Interest (HIS) in Brazil, using as a model a hypothetical residential unit according to the Minha Casa Minha Vida program model. In order to support that analysis this study builds an effective theoretical framework that goes through the evolution and the regulation mark of solar energy, as well as the chronology of related public policies and the current panorama of housing deficit in Brazil. Based on this reference, technical parameters were established for the SFCR sizing, and different scenarios for attending the residential energy demand were defined, in order to increase the scope of the study. For the technical viability analysis, the scenarios were subjected to simulation in the PVsyst software, which supported the high performance and viability for all cases. For the economic viability analysis, the scenarios were submitted to the calculation of indicators (VPL, TIR and Payback), seeking to assess their compatibility against the different income zones of the MCMV program. The results obtained support the embracing viability of scenario 1, which corresponds to the full service of the energy demand, while revealing selective limitations for the application of scenarios 2 and 3. Finally, it is concluded that the results obtained confirm the premise of integration between the housing deficit issue agenda and diversification of the energy matrix by renewable sources agenda.

Key-words: Photovoltaic Solar Energy. Housing of Social Interest. Minha Casa Minha Vida Program.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Material publicitário de 1956, para divulgação da Bell Solar Battery, do Bell Laboratory. Fonte: (PERLIN, 2004)	36
Figura 2 – Média anual da Irradiação Global Horizontal no território Brasileiro. Fonte: (PEREIRA et al., 2017)	39
Figura 3 – Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuídas de Energia Solar Fotovoltaica por UF (MW) Fonte: (EPE, 2020a)	40
Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira em 2018 Fonte: (EPE, 2020a)	40
Figura 5 – Matriz Elétrica Brasileira em 2019 Fonte: (EPE, 2020a)	41
Figura 6 – Evolução da Geração Total em Micro e Minigeração Distribuídas. Fonte: (EPE, 2020a)	46
Figura 7 – Evolução do Deficit Habitacional Brasileiro. Fonte: (DOMINGOS; JUNIOR, 2017)	56
Figura 8 – Deficit Habitacional por Região no ano de 2015. Fonte: (FJP, 2015)	57
Figura 9 – Componentes do Deficit Habitacional por região. Fonte: (FJP, 2015)	58
Figura 10 – Comparativo entre o deficit habitacional em 2009 e as metas da primeira fase do PMCMV. Fonte: (GRAMIGNOLLI, 2015)	61
Figura 11 – Quantidade de Unidades Habitacionais contratadas por faixa de financiamento do PMCMV até 2015. Fonte: (LEONARDO; TEIXEIRA, 2019)	62
Figura 12 – Unidades contratadas na Faixa 1, até junho de 2018. Fonte: (FGV, 2018)	63
Figura 13 – Exemplo de proposta comercial de Unidade Habitacional Térrea. Reprodução: (IPROJETEI, 2020)	68
Figura 14 – Exemplo de Conjunto Habitacional com Unidades Unifamiliares. Reprodução: Google Imagens, 2020	69
Figura 15 – SAS utilizado no PMCMV. Reprodução: Google Imagens, 2020	73
Figura 16 – Conjunto Habitacional do PMCMV equipado com SAS. Reprodução: Google Imagens	74
Figura 17 – Empreendimento piloto do PMCMV com implementação de GDFV. Reprodução: Google Imagens, 2020	74
Figura 18 – Capacitação da comunidade local pelo Projeto de Geração de Renda e Energia, Juazeiro (BA). Reprodução: Google Imagens, 2020	75
Figura 19 – Esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede (<i>On-grid</i>). Fonte: (CAMARGO, 2017)	95
Figura 20 – Comparativo entre as tecnologias de painéis fotovoltaicos baseados em silício: (a) Monocristalino e (b) Policristalino. Fonte: (ZILLES et al., 2016)	100

Figura 21 – Dimensões do Painel Solar CS3W-395P da Canadian Solar. Fonte: (MINHACASASOLAR, 2021)	102
Figura 22 – Microinversor solar MI-1200 da Hoymiles. Fonte: (HOYMILES, 2021) .	105
Figura 23 – Comparativo entre as conexões de painéis fotovoltaicos (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: (PINHO; GALDINO et al., 2014)	106
Figura 24 – Diagrama simplificado para instalação de 3 painéis no microinversor Hoymiles MI-1200. Fonte: Adaptado de (HOYMILES, 2021)	107
Figura 25 – Caixa de junção MSB-244-16-1000-MDM-BC da Merz. Fonte: (MERZ, 2021)	109
Figura 26 – Seção transversal do cabo condutor fotovoltaico Energyflex BR Afitox 120° (Cu) da Nexans. Fonte: (NEXANS, 2018)	111
Figura 27 – Diagrama Unifilar do SFCR proposto para o Cenário 1. Fonte: Do autor.	114
Figura 28 – Tela de pré-dimensionamento no PVsyst. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	120
Figura 29 – Tela de entrada de parâmetros do sistema, no pré-dimensionamento. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	121
Figura 30 – Resultados da simulação de pré-dimensionamento. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	122
Figura 31 – Menu de simulação de SFCR no PVsyst. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	124
Figura 32 – Variantes criadas para a simulação. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	125
Figura 33 – Menu de seleção dos equipamentos e configuração dos arranjos. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	126
Figura 34 – Menu de seleção do tipo de instalação dos módulos. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)	128
Figura 35 – Exemplo de simulação de sombreamento no PVsyst. Reprodução: Google Imagens	128
Figura 36 – Energia produzida: comparação entre o valor teórico e o valor simulado. Fonte: Do autor, 2021	130
Figura 37 – Energia produzida: comparação entre o valor simulado e a demanda mensal. Fonte: Do autor, 2021	131

Lista de tabelas

Tabela 1 – Capacidade Instalada (MW). Fonte: (EPE, 2020a)	41
Tabela 2 – Geração Elétrica Brasileira (GWh). Fonte: (EPE, 2020a)	42
Tabela 3 – Principais Instrumentos Normativos do Setor Elétrico Brasileiro até 2004. Fonte: Adaptado de (MIAN, 2015)	44
Tabela 4 – Investimento anual do Programa MCMV por região. Fonte: (BUONFIGLIO, 2018)	63
Tabela 5 – Diretrizes para Elaboração de Projetos relevantes no contexto desse estudo. Fonte: (MCIDADES, 2018)	66
Tabela 6 – Especificações Arquitetônicas das UH relevantes no contexto desse estudo. Fonte: (MCIDADES, 2018).	67
Tabela 7 – Especificações para Sistemas Elétricos das UH relevantes no contexto desse estudo. Fonte: (MCIDADES, 2018)	68
Tabela 8 – Especificações Urbanísticas dos Empreendimentos relevantes no contexto desse estudo. Fonte: Adaptado de (MCIDADES, 2018)	69
Tabela 9 – Irradiação Solar Média por Região. Fonte: Adaptado de (MARTINS et al., 2017)	85
Tabela 10 – Consumo Médio Residencial por Região. Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)	86
Tabela 11 – Deficit Habitacional por Região em 2015. Fonte: Adaptado de (FJP, 2015)	86
Tabela 12 – Prioridade de escolha da região. Fonte: Do autor, 2021	87
Tabela 13 – Índice de posse de eletrodomésticos na Região Sul. Fonte: Adaptado de (ELETROBRAS, 2020)	91
Tabela 14 – Equipamentos que serão utilizados na projeção da demanda elétrica da UH hipotética. Fonte: Do Autor.	92
Tabela 15 – Consumo Mensal Médio dos equipamentos da UH hipotética. Fonte: Adaptado de (PROCEL, 2021).	93
Tabela 16 – Modelos de painéis fotovoltaicos selecionados para comparação. Fonte: Do autor.	101
Tabela 17 – Modelos de inversores fotovoltaicos selecionados para comparação. Fonte: Do autor.	104
Tabela 18 – Modelos comerciais de caixas de junção selecionados para comparação. Fonte: Do autor.	109
Tabela 19 – Lista dos equipamentos do SFCR. Fonte: Do autor.	112
Tabela 20 – Variáveis utilizadas no projeto de atendimento à 75% da demanda integral. Fonte: Do autor.	115

Tabela 21 – Equipamentos utilizados no projeto de atendimento à 75% da demanda integral. Fonte: Do autor.	115
Tabela 22 – Variáveis utilizadas no projeto de atendimento à 50% da demanda integral. Fonte: Do autor.	116
Tabela 23 – Equipamentos utilizados no projeto de atendimento à 50% da demanda integral. Fonte: Do autor.	116
Tabela 24 – Orçamento final do SFCR para Cenário 1. Fonte: Do autor.	136
Tabela 25 – Orçamento final do SFCR para o Cenário 2. Fonte: Do autor.	137
Tabela 26 – Orçamento final do SFCR para o Cenário 3. Fonte: Do autor.	137
Tabela 27 – Projeção da geração do SFCR para os próximos 10 anos. Fonte: Do autor.	138
Tabela 28 – Histórico de reajuste das Tarifas Residenciais. Fonte: (ANEEL, 2021b)	139
Tabela 29 – Projeção da economia gerada pelo SFCR para os próximos 10 anos. Fonte: Do autor.	140
Tabela 30 – Condições de financiamento da Fase 3 do PMCMV, para cada faixa de renda. Fonte: (MDR, 2020) e (MATOSO, 2016).	141
Tabela 31 – Cálculo do VPL em função do tempo (t) em anos. Fonte: Do autor. . .	143
Tabela 32 – Valores Presentes Líquidos para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV. Fonte: Do autor.	144
Tabela 33 – Taxas Internas de Retorno para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV. Fonte: Do autor.	145
Tabela 34 – Tempos de Retorno dos Investimentos para cada cenário e cada faixa do programa MCMV, em anos. Fonte: Do autor.	146

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNH	Banco Nacional da Habitação
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CD	Custo de Disponibilidade
CDHU	Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CG	Central Geradora
CGCR	Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNPq	Conselho Nacional de Pesquisa
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CTA	Centro Técnico de Aeronáutica
DH	Deficit Habitacional
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCP	Fundação Casa Popular
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FGV	Fundação Getúlio Vargas
FJP	Fundação João Pinheiro
FNHIS	Fundo Nacional de Habitação de Interesse Social

GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HIS	Habitação de Interesse Social
IME	Instituto Militar de Engenharia
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IPE	Instituto de Pesquisas Espaciais
IPTU	Imposto Predial e Territorial Urbano
ITA	Instituto Técnico de Aeronáutica
MCIDADES	Ministério das Cidades
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Técnica Brasileira
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OGU	Orçamento Geral da União
ONG	Organização Não-Governamental
PEC	Proposta de Emenda Constitucional
PL	Projeto de Lei
PMCMV	Programa Minha Casa Minha Vida
PNHR	Programa Nacional de Habitação Rural
PNHU	Programa Nacional de Habitação Urbana
PPH	Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial
Procel	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

ProGd	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SAS	Sistema de Aquecimento Solar
SBPE	Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
SHIS	Sistema de Habitação de Interesse Social
SHM	Sistema de Habitação de Mercado
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNH	Sistema Nacional de Habitação
SNHIS	Sistema Nacional de Habitação de Interesse Social
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
UF	Unidade da Federação
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UH	Unidade Habitacional
UM-HABITAT	Agenda Habitat do Programa das Nações Unidas para os Assentamentos Humanos
USP	Universidade de São Paulo
VPL	Valor Presente Líquido
VRES	Valores Anuais de Referência Específicos

Sumário

Introdução	25
Objetivo Geral	26
Objetivos Específicos	26
Metodologia	29
I FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	33
1 A EVOLUÇÃO DA ENERGIA SOLAR	35
1.1 Descoberta e evolução no mundo	35
1.2 Evolução da Energia Solar no Brasil	37
1.3 Panorama atual da Fotovoltaica no Brasil	39
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O SEU MARCO REGULATÓRIO NO BRASIL	43
2.1 Geração Distribuída	45
2.2 Marco Regulatório da Geração Distribuída no Brasil	46
2.2.1 Resolução Normativa nº 481/2012	47
2.2.2 Resolução Normativa nº 482/2012	47
2.2.3 Resolução Normativa nº 517/2012	48
2.2.4 Resolução Normativa nº 687/2015	49
2.2.5 Portaria nº 538/2015 - ProGD	50
2.2.6 Resolução Normativa nº 786/2017	50
2.2.7 Módulo 3 - PRODIST	50
2.2.8 Projeto de Lei 5.829/2019	51
2.3 Perspectivas para o setor	52
3 HABITAÇÃO DE INTERESSE SOCIAL E O PROGRAMA MINHA CASA MINHA VIDA	55
3.1 O Deficit Habitacional Brasileiro	55
3.2 Políticas Públicas Habitacionais e Habitação de Interesse Social no Brasil	58
3.3 O Programa Minha Casa Minha Vida - PMCMV	61
3.3.1 O Programa Casa Verde e Amarela	64
3.4 A Habitação de Interesse Social enquanto produto	65
3.4.1 Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018	65

3.4.1.1	DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS	66
3.4.1.2	ESPECIFICAÇÕES MÍNIMAS DAS UNIDADES HABITACIONAIS	66
3.4.1.3	ESPECIFICAÇÕES URBANÍSTICAS DOS EMPREENDIMENTOS	69
4	ENERGIA SOLAR E HABITAÇÕES DE INTERESSE SOCIAL	71
4.1	O papel da Energia Solar nas Habitações de Interesse Social	72
4.1.1	Geração Distribuída Fotovoltaica e HIS: Histórico de Experiências Nacionais	72
4.1.2	Benefícios	76
4.1.3	Obstáculos	77
	Aspectos gerais	79
II	DESENVOLVIMENTO	81
5	DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS	83
5.1	Localização do modelo	84
5.1.1	Irradiação Solar Média	85
5.1.2	Consumo Médio Residencial	85
5.1.3	Deficit Habitacional	86
5.1.4	Definição de Critérios e Escolha da Região	86
5.2	Caracterização arquitetônica do modelo	87
5.3	Caracterização energética do modelo	88
5.4	Consumo Elétrico Estimado	92
6	CONCEPÇÃO DO PROJETO FOTOVOLTAICO	95
6.1	Normas técnicas para projetos fotovoltaicos	96
6.2	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	96
6.2.1	Potência total necessária	97
6.2.2	Seleção de equipamentos	99
6.2.2.1	PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	99
6.2.2.2	INVERSOR	103
6.2.3	Configuração do arranjo fotovoltaico	105
6.2.4	Equipamentos periféricos	107
6.2.4.1	CAIXA DE JUNÇÃO	107
6.2.4.2	CONDUTORES	109
6.2.4.3	SISTEMA DE MEDIÇÃO BIDIRECIONAL	111
6.2.4.4	ESTRUTURA DE FIXAÇÃO, MÃO DE OBRA E DEMAIS PERIFÉRICOS	112
6.3	Configuração final do sistema	112
6.3.1	Diagrama unifilar	113
6.4	Cenários alternativos	115

6.4.1	75% da demanda integral	115
6.4.2	50% da demanda integral	116
III	RESULTADOS E DISCUSSÃO	117
7	VIABILIDADE TÉCNICA	119
7.1	PVsys	119
7.2	Pré-dimensionamento	120
7.3	Simulação	123
7.3.1	Localização	124
7.3.2	Variantes	125
7.3.3	Orientação e instalação	125
7.3.4	Equipamentos	125
7.3.5	Perdas	127
7.3.6	Parâmetros opcionais	128
7.4	Análise dos resultados	129
7.4.1	Energia produzida	129
7.4.2	Sazonalidade	131
7.4.3	Índice de Performance	132
7.4.4	Perdas	132
7.4.5	Área ocupada	133
7.5	Considerações	133
8	VIABILIDADE ECONÔMICA	135
8.1	Levantamento dos custos	136
8.1.1	Cenário 1	136
8.1.2	Cenário 2	136
8.1.3	Cenário 3	137
8.2	Levantamento da economia	137
8.2.1	Geração anual	138
8.2.2	Tarifa	139
8.2.3	Economia de energia	140
8.3	Opções de financiamento e Subsídios do PMCMV	141
8.4	Aplicação dos Indicadores Econômicos	142
8.4.1	Valor Presente Líquido	142
8.4.2	Taxa Interna de Retorno	144
8.4.3	Tempo de Retorno do Investimento	145
8.5	Considerações	146
	Considerações Finais	149

REFERÊNCIAS	153
APÊNDICES	161
APÊNDICE A – DIAGRAMA UNIFILAR CENÁRIO 2	163
APÊNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR CENÁRIO 3	165
APÊNDICE C – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO - CENÁRIO 1 . .	167
APÊNDICE D – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO - CENÁRIO 2 . .	177
APÊNDICE E – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO - CENÁRIO 3 . .	187
APÊNDICE F – ANÁLISE ECONÔMICA - EXCEL	197

Introdução

O Brasil conta com uma elevada extensão territorial e uma população superior a 200 milhões de habitantes (IBGE, 2010). Dentre os diversos conflitos sociais enfrentados por um país com essas características, o Deficit Habitacional é, sem dúvida, um ponto a ser tratado com atenção, uma vez que, além de uma necessidade básica, a moradia também é um indicativo do desenvolvimento econômico e social de um país (DUTRA, 2010).

Os estudos mais recentes, de 2015, apontam um deficit superior a 6,3 milhões de moradias, sendo esse número formado por 4 componentes: Habitação Precária, Coabitação Familiar, Ônus Excessivo com Aluguel e Adensamento Excessivo de Moradores em Domicílios Alugados, segundo a metodologia da Fundação João Pinheiro, adotada pelo Governo Federal durante o mandato de Fernando Henrique Cardoso. A partir de tais componentes, o deficit por moradias é classificado como Deficit por Reposição de Estoque e Deficit por Incremento de Estoque (FJP, 2015).

Dentre as principais políticas públicas para combate ao Deficit, o Programa Minha Casa Minha Vida (MCMV), fruto do Plano Nacional de Habitação instituído pelo Governo Federal na gestão de Luiz Inácio Lula da Silva, tem apresentado resultados significativos na atenuação do crescimento do mesmo. Em 2018, quando atingiu o número de 5,3 milhões de Habitações de Interesse Social (HIS) contratadas, o programa já havia movimentado um montante de R\$ 431 bilhões, dados que refletem a enorme responsabilidade social e econômica do programa (BUONFIGLIO, 2018).

Entretanto, o Programa Minha Casa Minha Vida ainda apresenta pontos que precisam de melhoria. Dentre as principais críticas ao programa, a falta de planejamento dos imóveis e a carência de recursos básicos e integração com os serviços urbanos têm sido pautas recorrentes. Devido a essas fragilidades, o programa se encontra em constante reformulação, em busca do aperfeiçoamento de seus critérios de investimento e do provimento de melhores condições habitacionais para os seus beneficiários.

Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica se apresenta como uma temática regular nas propostas de implementação. Esse tema, associado ao conceito de Geração Distribuída, uma modalidade de geração altamente explorada na atualidade, configura um conjunto de instrumentos com o potencial promissor de promover a inclusão social e a cidadania no Brasil, paralelamente se alinhando aos objetivos de desenvolvimento sustentável e diversificação da matriz energética (OLIVEIRA et al., 2018).

A popularização das fontes de energia renováveis na última década reflete significativamente nos números da oferta de energia do Brasil. O Balanço Energético Nacional

2020 aponta um crescimento de 37,6% na capacidade total instalada de Solar Fotovoltaica, entre os anos de 2018 e 2019, junto a um aumento expressivo de 92,2% na geração dessa fonte, no mesmo período. Já para a utilização de Geração Distribuída, foi constatado o aumento de 6.360% da geração total entre os anos de 2015 e 2019, o que evidencia o potencial de expansão da modalidade e sua expressividade no atual cenário elétrico brasileiro (EPE, 2020a).

Dessa forma, esse estudo busca entender se há viabilidade na implementação de Sistemas Fotovoltaicos de Geração Distribuída em Habitações de Interesse Social do Programa Minha Casa Minha Vida.

Sob as óticas técnica e econômica, pretende-se conceber um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCCR) e aplica-lo a uma unidade habitacional hipotética nos moldes do programa, de forma a se promover a discussão sobre a possibilidade de oficialização da proposta através do aprimoramento da legislação vigente.

O sistema fotovoltaico proposto, bem como suas variações de escala, serão submetidos a simulações computacionais e cálculos de indicadores econômicos, de forma a verificar a compatibilidade entre a iniciativa e cada uma das faixas de renda do programa MCMV.

Ressalta-se que a discussão do tema vai além das esferas de combate ao Deficit Habitacional e de diversificação da Matriz Energética, sendo, essa, uma etapa fundamental para o atingimento de tais objetivos, mas também um passo inicial em direção a preceitos tais quais a garantia de inclusão social e dos direitos sociais e o desenvolvimento econômico sustentável.

Objetivo Geral

Realizar uma análise técnica e econômica da implementação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede em uma Habitação de Interesse Social (HIS) hipotética nos moldes do Programa Minha Casa Minha Vida.

Objetivos Específicos

- Apresentar os panoramas da energia solar e do Deficit Habitacional no Brasil e os benefícios da associação entre os temas;
- Caracterizar uma HIS hipotética, estabelecendo os parâmetros necessários para implementação de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede;
- Dimensionar os Sistemas Fotovoltaico Conectado à Rede destinado a atender a demanda integral e replicar a metodologia considerando cenários de demandas reduzidas;
- Verificar a viabilidade técnica dos sistemas projetados, por meio da utilização de simulação computacional;

- Verificar a viabilidade econômica dos sistemas frente às condições de financiamento do programa MCMV, por meio da aplicação de indicadores econômicos.
- Avaliar a viabilidade da integração entre as agendas de combate ao Deficit Habitacional e de diversificação da Matriz Energética a partir de fontes renováveis;

Esse estudo se dividirá em 3 partes principais. A primeira é contendo o referencial teórico, com a contextualização dos panoramas de energia solar, geração distribuída, deficit habitacional e programa MCMV no Brasil. A segunda parte é referente ao desenvolvimento, onde são estabelecidos os parâmetros da HIS hipotética, caracterizados os cenários de atendimento da demanda e dimensionado os respectivos SFCR. A terceira parte contém as análises de viabilidade técnica e econômica da proposta, apresentando os resultados da simulação computacional dos SFCR e da aplicação dos indicadores econômicos.

Metodologia

A elaboração do estudo baseia-se numa pesquisa bibliográfica ancorada em periódicos e artigos científicos que tratam sobre energia solar e políticas públicas energéticas e habitacionais.

Na primeira parte do trabalho tem-se a construção de uma fundamentação teórica consistente, com o intuito de abrir espaço à discussão de duas temáticas substancialmente atuais no contexto brasileiro. Paralelamente, a abordagem teórica e a exploração de dados recentes afetos aos temas de Energia Solar Fotovoltaica, Geração Distribuída, Habitação de Interesse Social e Deficit Habitacional apresentadas, pretendem justificar institucional e legitimamente, o escopo adotado pelo autor para elaboração desse estudo.

Foi utilizado o método da pesquisa descritiva que visa expor as características de determinada população ou de determinado fenômeno. Assim como o estabelecimento de correlações entre variáveis e definir sua natureza. Não tem compromisso de explicar os fenômenos que descreve, embora sirva de base para tal explicação. Complementarmente, trata-se de um estudo exploratório em que não se pretende criar algo novo, mas explorar as inúmeras facetas do assunto abordado (VERGARA, 2004).

Foi realizada uma análise do marco regulatório focado na energia solar e as suas interfaces na expansão dos projetos fotovoltaicos restritos às casas populares, e constitui uma investigação que leva a reflexão acerca das políticas energética e habitacional adotadas no país.

A exploração de um dado marco regulatório e seus efeitos constitui em uma tarefa árdua, que necessita ser realizada por meio de uma pesquisa exploratória, ou seja, a investigação exploratória, que não deve ser confundida com leitura exploratória. É realizada em área na qual há pouco conhecimento acumulado e sistematizado. Por sua natureza de sondagem, não comporta hipóteses que, todavia, poderão surgir durante ou ao final da pesquisa (VERGARA, 2004).

Na segunda parte do trabalho, após a revisão da literatura pertinente ao problema de investigação, será adotada como base para realização do estudo uma Habitação de Interesse Social hipotética, de acordo com os padrões definidos pela legislação do Programa Minha Casa Minha Vida, de modo a se manter a fidelidade do estudo com a realidade e o contexto social.

Os demais parâmetros, como localização e caracterização energética do modelo, serão definidos com base em critérios técnicos, como dados solarimétricos, consumo médio regional e índices de deficit habitacional, além de referências nacionais como a Pesquisa

de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial (PPH) da Eletrobrás, buscando aproximar, ao máximo, o modelo hipotético das características reais de uma HIS.

Uma vez erguido o modelo hipotético de habitação, será concebido um sistema fotovoltaico específico para essa aplicação, considerando fatores técnicos e, sobretudo, prezando pela otimização de custos. O dimensionamento do sistema será baseado nas estimativas de consumo da unidade habitacional hipotética, e servirá de base para a definição da configuração e escolha dos equipamentos.

Como forma de aumentar a abrangência do estudo, serão definidos, paralelamente, cenários de atendimento parcial à demanda elétrica da residência modelo. Ou seja, para fins de se diversificar a abordagem, será definido junto ao cenário 1, de atendimento integral da demanda residencial, os cenários 2 e 3, referentes ao atendimento de 75% e 50% da demanda. Para esses cenários, serão projetados sistemas fotovoltaicos reduzidos, replicando a metodologia inicial. Junto ao sistema precursor, referente ao cenário de atendimento integral, esses sistemas alternativos fornecerão novas perspectivas acerca do abastecimento energético da HIS.

Os conceitos e os dados apresentados inicialmente servirão de sustentação para os dimensionamentos dos Sistemas Fotovoltaicos, de forma a prezar pela sua adequação ao contexto de uma Habitação de Interesse Social do Programa Minha Casa Minha Vida, bem como sua avaliação de viabilidade técnica e econômica.

Na terceira parte do estudo, serão considerados para as análises de viabilidade, fatores inerentes aos contextos da Habitação de Interesse Social e da Geração Distribuída a partir de fonte Solar Fotovoltaica, prezando pela representação fidedigna dos aspectos técnicos e econômicos.

A adoção desses aspectos é essencial para a determinação da viabilidade de integração do sistema de geração à unidade habitacional, uma vez que, a partir deles, serão obtidos dados fundamentais como o potencial de geração e o tempo de retorno financeiro do investimento.

Nessa etapa, a metodologia adotada para a realização do referido estudo assume então caráter primordialmente quantitativo, uma vez que será baseada na coleta de informações e em seu posterior tratamento, por meio de técnicas estatísticas (GIL, 2008).

Para a análise de viabilidade técnica, os cenários propostos serão simulados no software PVsyst®, que a partir da entrada de parâmetros como região e modelos de equipamentos utilizados, realiza simulações e retorna resultados sobre o desempenho do sistema proposto, de modo a se atingir o máximo de precisão nos resultados de geração do sistema (MERMOUD; WITTMER, 2021).

A simulação no software permitirá considerar fatores demasiado complexos para o

dimensionamento analítico, tais como sazonalidade, perda e degradação do sistema, e os resultados gerados fornecerão respaldo mais confiável da viabilidade do sistema.

Já para a análise econômica, os dados de geração, tarifas de energia, opções de financiamento e custos do sistema, serão submetidos aos cálculos de indicadores econômicos que auxiliarão na determinação da viabilidade das propostas. Nessa etapa, será adotado o software Microsoft Excel, de forma a se replicar a metodologia do cálculo dos indicadores para os vários cenários considerados.

Serão utilizados os indicadores: Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Tempo de Retorno do Investimento. Esse exercício possibilitará o entendimento acerca da viabilidade econômica na prática, observando as alternativas de financiamento disponíveis.

Em vista disso, os próximos passos, desde a caracterização do modelo hipotético de HIS, até as análises de viabilidade, consistem em:

1. Caracterizar o modelo hipotético de residência, considerando: localização, aspectos estruturais, aspectos energéticos e perfil de consumo, baseado em referências regionais e nas características arquitetônicas e elétricas especificadas na Portaria n° 660.
2. A partir do perfil de consumo, definir cenários de suprimento integral e parcial da demanda.
3. A partir da demanda e dos dados solarimétricos locais, calcular a potência nominal do sistema a ser dimensionado.
4. Selecionar, a partir de pesquisa de mercado, os equipamentos adequados ao sistema, considerando preço, eficiência e quantidade.
5. Dimensionar, com base nas normas técnicas nacionais, regionais e da distribuidora local, o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, especificando o modelo, a quantidade e o arranjo dos equipamentos.
6. Replicar a metodologia de dimensionamento para os cenários alternativos.
7. Simular os parâmetros estimados e os cenários propostos no software de simulação fotovoltaica PVSyst®.
8. Avaliar o desempenho de cada cenário, com base nos resultados da simulação, para determinar a viabilidade técnica.
9. Submeter as informações sistematizadas de geração, custos, tarifas e opções de financiamento, aos cálculos dos indicadores econômicos, combinando os três cenários com as 4 faixas de renda do programa MCMV.

10. Avaliar os resultados dos indicadores para determinar a viabilidade econômica.

Posto isto, este roteiro será minuciosamente tratado no decorrer do estudo, prezando não somente pela confiabilidade dos resultados, mas também pela garantia de replicação.

Parte I

Fundamentação Teórica

1 A Evolução da Energia Solar

Desde o surgimento da agricultura, a humanidade utiliza o sol como recurso essencial para sua sobrevivência. Seja para cultivo de alimentos, para secagem de carnes, couros e peles ou como fonte de calor, a energia solar é peça fundamental no processo de desenvolvimento do ser humano e da humanidade (KEMERICH et al., 2016). Em tempos mais recentes, com o avanço da tecnologia e a necessidade crescente de eletricidade, essa fonte de energia passou de um papel coadjuvante para protagonista, na busca pela geração limpa e eficiente. Dessa forma, neste capítulo serão apresentados alguns pontos importantes da linha do tempo da evolução da energia solar, sob a ótica nacional e internacional.

1.1 Descoberta e evolução no mundo

Apesar dos primeiros registros da conversão de energia solar em elétrica para uso comercial e industrial remeterem à década de 1950, o seu processo de descoberta teve início em 1839, através do físico francês Alexandre-Edmond Becquerel. Através da exposição luminosa de duas placas de metal banhadas em eletrólitos, Becquerel pôde observar que a incidência de luz era capaz de produzir uma diferença de potencial. Esse experimento tornou Becquerel o precursor no processo de descoberta do Efeito Fotovoltaico (BECQUEREL, 1839).

Em 1877, W. G. Adams e R. E. Day, ambos norte-americanos, deram continuidade ao trabalho do engenheiro eletricitista inglês Willoughby Smith e publicaram o primeiro artigo em revista científica acerca das propriedades fotocondutoras do Selênio, apresentando o primeiro aparato fotovoltaico da história, ainda com eficiência menor que 1% (ADAMS; DAY, 1877).

A baixa eficiência do modelo de Adams e Day deu início a uma busca pelo entendimento do fenômeno fotoelétrico e dos materiais semicondutores. Busca essa, que mais tarde contaria com a contribuição de outros grandes nomes da física internacional, como Charles Fritts, Heinrich Hertz e Albert Einstein, que ganhou o prêmio Nobel da física em 1921 pela sua descoberta da Lei do Efeito Fotoelétrico (YOUNG et al., 2009).

Quase um século de estudos depois do experimento de Adams e Day, em 1954, o laboratório norte-americano Bell Laboratory apresentou os avanços dos pesquisadores D.M. Chapin, C. Fuller e G. Pearson e patenteou a primeira célula solar em Silício, com 2cm² de área e eficiência de 4.5%, publicando simultaneamente o primeiro artigo científico sobre as aplicações desse material para conversão de energia (CHAPIN; FULLER;

PEARSON, 1954).

Dois anos depois, em 1956, iniciou-se a comercialização de células fotovoltaicas (FERREIRA, 1993), porém seus custos desproporcionalmente altos de produção limitou as suas aplicações a casos industriais extremamente específicos, ao exemplo dos primeiros satélites espaciais equipados com aparato fotovoltaico, lançados a partir de 1958 (BRITO; SERRA, 1948).



Figura 1 – Material publicitário de 1956, para divulgação da Bell Solar Battery, do Bell Laboratory. Fonte: (PERLIN, 2004)

Até o final dos anos 1960, não houveram eventos significativos no desenvolvimento da tecnologia solar, porém a partir dos anos 1970, mais especificamente em 1973, com a segunda eclosão da crise do petróleo, observou-se um crescente interesse na implantação e exploração de energias renováveis. Esse interesse foi mais expressivo nos países cujas matrizes energéticas dependiam, quase que exclusivamente, de fontes fósseis, como foi o caso da Alemanha, Japão, Estados Unidos, e China, que iniciaram, então, uma corrida pelo remodelamento de suas matrizes energéticas (AFONSO, 2012).

A década de 1980 deu início a uma nova expansão dos investimentos voltados para o segmento de fontes renováveis, com destaque para a energia eólica e solar, tendo o primeiro ápice um ritmo anual médio de crescimento de 40%. Nessa ocasião, os Estados Unidos lideraram o avanço nas tecnologias fotovoltaicas, com a meta ambiciosa de, até os anos 2000, serem capazes de suprir até 5,5% do consumo nacional, mas em 1988 foram ultrapassados por Alemanha e Japão (FERREIRA, 1993).

Na década de 1990, com a descoberta de novas reservas fósseis e a queda no preço

dos barris de petróleo, os investimentos em fotovoltaica esfriaram, mas ainda assim, nessa década, foi atingida a eficiência de 24,7% nas células solares e a potência instalada ao redor do mundo superou a faixa de 1GW (VALLÈRA; BRITO, 2006).

Nos anos 2000, iniciativas como o Programa de Sistemas de Energia Fotovoltaica, assinado entre 23 países, e o Protocolo de Kyoto, em mais de 170, promoveram diversos projetos na área de fotovoltaica, o que possibilitou um aumento de 100% da potência instalada, em relação à década anterior (VALLÈRA; BRITO, 2006). A Alemanha seguiu na liderança em investimentos, seguida pela China e Itália (ALVES, 2014).

Na década seguinte, com o aumento de visibilidade da causa, o surgimento de diversas campanhas e acordos de incentivo, e os programas de subsídios governamentais, o investimento mundial em Energia Solar atingiu a marca de US\$ 211 bilhões, enquanto o investimento em usinas hidrelétricas ficou na casa do US\$ 40 bilhões (ALVES, 2014), o que destaca a importância destas campanhas, programas e subsídios para o crescimento e promoção da energia fotovoltaica no mundo.

1.2 Evolução da Energia Solar no Brasil

Quando comparado ao cenário internacional, o Brasil apresenta um desenvolvimento tardio, no que diz respeito ao investimento em fontes como solar e eólica. Dentre outros fatores, tal atraso pode ser encarado como fruto da inicial comodidade gerada pela alta disponibilidade de recursos hídricos, aliada ao baixo incentivo de investimentos e estudos, que à época eram restritos, basicamente, a universidades e centros de pesquisa (FERREIRA, 1993).

O despertar nacional para essa nova e promissora tecnologia veio em 1952, com a implantação do primeiro laboratório voltado especificamente para pesquisa em energia solar, ligado ao Centro de Mecânica Aplicada, do Ministério do Trabalho, Indústria e Comércio (FERREIRA, 1993).

Na mesma década, no ano de 1958 o Instituto Nacional de Tecnologia apresentou o projeto de uma caldeira solar com superfícies seletivas e realizou o I Simpósio Brasileiro de Energia Solar, no Rio de Janeiro, sob o financiamento do Conselho Nacional de Pesquisas (FERREIRA, 1993).

Na década de 1960, os estudos nacionais se resumiram à área de fornos, destiladores, aquecedores e secadores solares, com destaque para os centros de pesquisas militares, como o Centro Técnico de Aeronáutica (CTA) e o Instituto Técnico de Aeronáutica (ITA) (FERREIRA, 1993).

Na década seguinte, apesar da fartura de recursos hídricos ter amenizado os reflexos da crise petrolífera internacional no Brasil, pequenos avanços foram suscitados nos

grupos de pesquisa espalhados pelo país. Em 1973, aconteceu em João Pessoa o II Simpósio Brasileiro de Energia Solar, e em 1974 a Universidade de São Paulo juntamente com a Universidade Estadual de Campinas, iniciou através de uma tese de mestrado, os estudos sobre superfícies seletivas e células fotovoltaicas de silício. Por fim, em 1979, a empresa Fone-Mat iniciou a comercialização de módulos fotovoltaicos no Brasil, a partir da importação de células (FERREIRA, 1993).

Nos anos 1980, surgiu a primeira companhia nacional de energia solar, Heliodinâmica S.A. e diversos grupos já focavam suas pesquisas em seus interesses particulares, dentre eles: O Instituto de Pesquisas Espaciais (IPE), de São José dos Campos, já desenvolvia células solares para aplicações em satélites; A Universidade de São Paulo (USP) pesquisava técnicas para otimização da fabricação das células, conseguindo resultados na redução de reflexão e rendimentos de até 12,5%, com custos menos onerosos; O Instituto Militar de Engenharia (IME) investiu em células solares baseadas em Cádmio e Cobre, obtendo eficiência de até 7%; e, por fim a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) atuava na pesquisa de células solares a base de Silício Amorfo e óxidos condutivos transparentes (FERREIRA, 1993).

No final da década de 1980 e início de 1990, assim como no cenário internacional, surgiram diversos programas de incentivo, como é o caso do PRO-Solar, e acordos internacionais, como o Programa Eldorado, onde o governo alemão, por meio da empresa Siemens, forneceu apoio, por meio de equipamentos e assistência técnica, à projetos de energias renováveis no Brasil. Além disso, a década de 1990, também foi o marco inicial da migração de empresas estrangeiras da área de fotovoltaica, para competir no mercado brasileiro (FERREIRA, 1993).

Novamente enfrentando a crise petrolífera, a década seguinte ao início do novo século trouxe uma nova torrente de investimentos e pesquisas para a área de energias renováveis (AFONSO, 2012) e, em abril de 2002, o Governo Federal instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), constituindo o primeiro passo rumo ao inevitável remodelamento da matriz energética brasileira, que, apesar de considerada uma referência internacional em energias renováveis, ainda dependia quase que exclusivamente de recursos hídricos (SILVA et al., 2011).

1.3 Panorama atual da Fotovoltaica no Brasil

Apesar de a energia proveniente da geração hidrelétrica ainda ser dominante na matriz energética brasileira, a última década trouxe avanços regulamentares e tecnológicos significativos, no que diz respeito ao desenvolvimento da energia solar fotovoltaica. Como é possível ver na Figura 2, dada a extensão territorial do Brasil e suas taxas de irradiação, é possível visualizar um ambiente geográfico propício à exploração dessa fonte para geração de energia elétrica, não só de maneira centralizada, mas também distribuída.

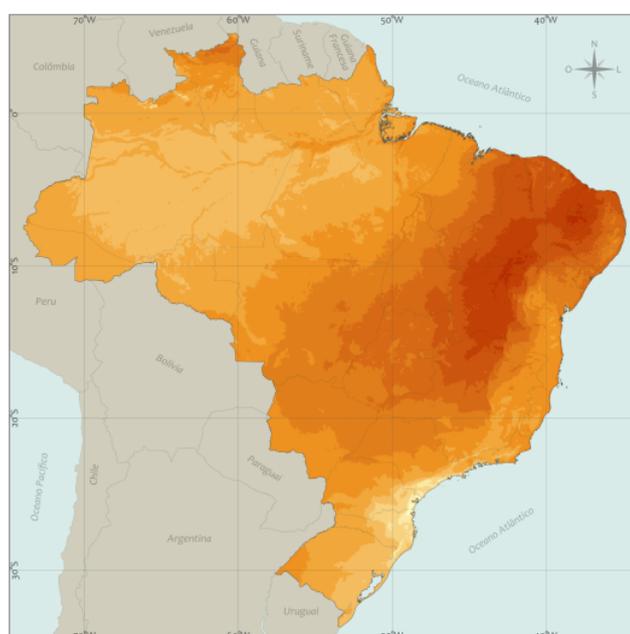


Figura 2 – Média anual da Irradiação Global Horizontal no território Brasileiro. Fonte: (PEREIRA et al., 2017)

Entretanto, analisando a Figura 3, apresentada a seguir, é possível perceber certa incoerência entre a média anual de irradiação solar no território brasileiro e a capacidade real instalada de empreendimentos descentralizados de geração de energia elétrica baseada em fonte solar fotovoltaica. Essa incoerência, ressalta-se, é referente a capacidade de Geração Distribuída fotovoltaica instalada, não levando em consideração os empreendimentos de maior porte.

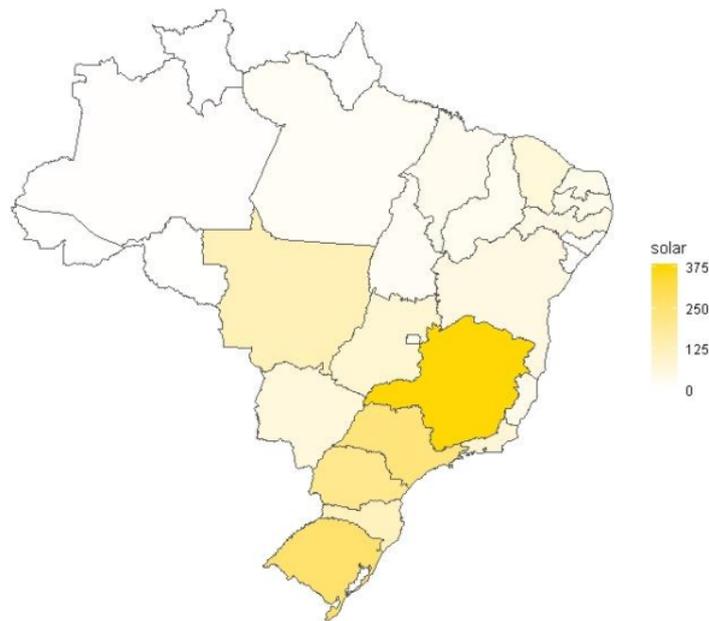


Figura 3 – Capacidade Instalada de Micro e Minigeração Distribuídas de Energia Solar Fotovoltaica por UF (MW) Fonte: (EPE, 2020a)

Tal incompatibilidade, fruto do contraste social, é nitidamente verificável na região Nordeste e retrata um cenário onde o poder aquisitivo é um fator obstatante na busca pela descentralização, diversificação e dispersão geográfica da matriz elétrica brasileira.

Apesar disso, o setor segue em movimento. O Balanço Energético Nacional 2020, aponta um crescimento de 0,5% para 1%, da representatividade da geração fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, como é ilustrado nas Figuras 4 e 5, apresentadas a seguir:

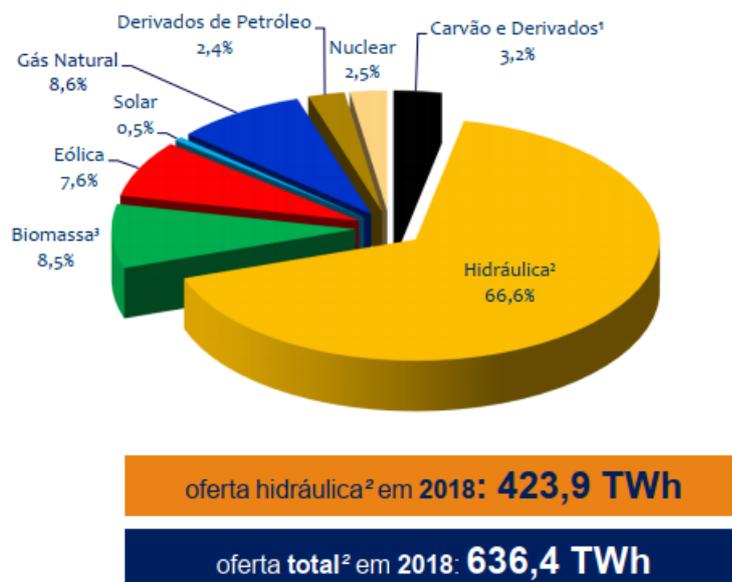


Figura 4 – Matriz Elétrica Brasileira em 2018 Fonte: (EPE, 2020a)

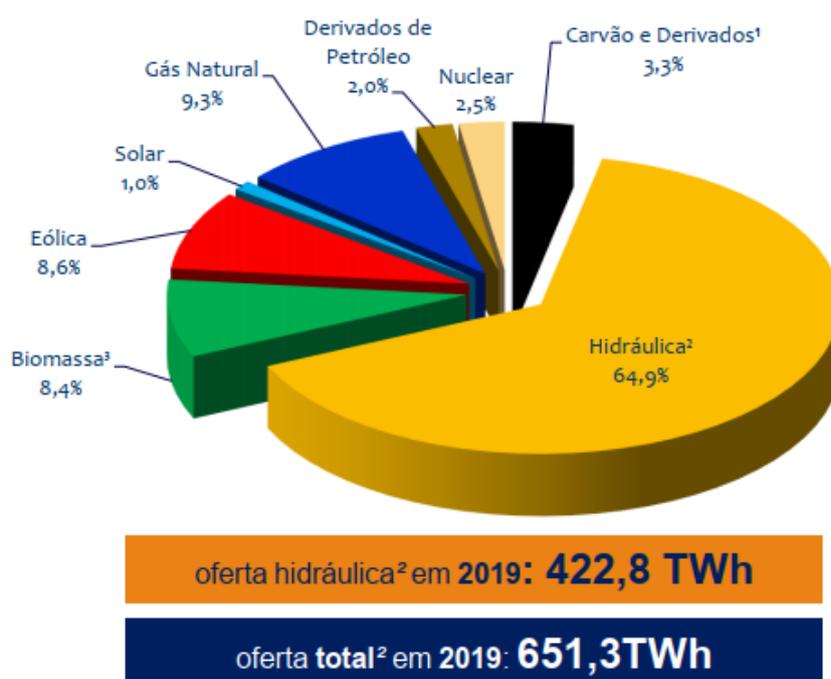


Figura 5 – Matriz Elétrica Brasileira em 2019 Fonte: (EPE, 2020a)

É válido destacar que, embora a redução da oferta de energia proveniente de geração hidrelétrica e derivados do petróleo tenham diminuído de um ano para o outro, a oferta total teve um aumento de 2,28% para o mesmo período, o que equivale a 14,9 TWh. Essa diferença de oferta, além de ilustrar o peso das fontes renováveis dentro da matriz elétrica, realça a importância do investimento no setor.

Outro dado relevante, trago pelo Balanço Energético Nacional 2020, é o aumento da capacidade instalada e da geração elétrica advinda de fonte solar fotovoltaica no período de um ano. Na Tabela 1, apresentada a seguir, é possível observar o aumento de 37,6% da capacidade instalada no último ano, em comparação com as demais fontes.

Fonte	2018	2019	2019/2018
Hidrelétrica	104.139	109.058	4,7%
Térmica	40.523	41.219	1,7%
Eólica	14.390	15.378	6,9%
Solar	1.798	2.473	37,6%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Capacidade Disponível	162.840	170.118	4,5%

Tabela 1 – Capacidade Instalada (MW). Fonte: (EPE, 2020a)

Já na Tabela 2, é apresentado o balanço da geração elétrica entre os anos de 2018 e 2019. Mais uma vez, percebe-se a discrepância do crescimento da fonte Solar Fotovoltaica

em comparação com as demais, tendo alcançado um aumento de 92,2% em um período de um ano. Outro ponto interessante que é possível destacar é a redução de 25,5% na geração a partir de derivados do petróleo.

Fonte	2018	2019	2019/2018
Hidrelétrica	388.971	397.877	2,3%
Gás Natural	54.622	60.448	10,7%
Eólica	48.475	55.986	15,5%
Biomassa	52.267	52.543	0,5%
Nuclear	15.674	16.129	2,9%
Carvão Vapor	14.204	15.327	7,9%
Derivados do Petróleo	9.293	6.926	-25,5%
Solar Fotovoltaica	3.461	6.655	92,2%
Outras	14.429	14.438	0,1%
Geração Total	601.396	626.328	4,1%

Tabela 2 – Geração Elétrica Brasileira (GWh). Fonte: (EPE, 2020a)

Destaca-se que, devido ao crescimento significativo notado nos últimos anos e apesar de ainda haver espaço considerável no cenário brasileiro para expansão do setor fotovoltaico, o governo já estuda a possibilidade de redução de subsídios cruzados ao uso dessa fonte. Entretanto, considerando o cenário atual e observando os dados apresentados, percebe-se que, apesar da existência de diversos fatores que são reflexos de um investimento tardio por parte do governo e dificultam o pleno desenvolvimento do setor (AGUIAR, 2013), os atuais subsídios e regulação da energia solar fotovoltaica, aliados à promoção de campanhas e programas de incentivo, bem como ao cenário internacional de redução de custos, têm criado um ambiente adequado para que essa fonte aumente cada vez mais sua representatividade na matriz energética brasileira (BARROS, 2014).

Adicionalmente, considerando o cenário atual de desenvolvimento populacional e social do país, bem como a vasta disponibilidade de irradiação solar no território nacional, a alternativa de geração solar também se apresenta como uma opção promissora para reduzir as falhas do atual sistema baseado em geração hidrelétrica, tais como questões ambientais e sociais inerentes à construção represas e os custos onerosos de transmissão e distribuição dada distância dos centros urbanos (CRUZ, 2015).

2 Geração Distribuída e o seu Marco Regulatório no Brasil

Conforme visto no capítulo anterior, apesar de já possuir uma matriz energética majoritariamente composta por fontes renováveis, o Brasil não tem se mostrado contrário a tendência internacional de buscar, principalmente nas energias solar e eólica, uma alternativa à utilização de fontes não renováveis.

Nesse processo, a regulamentação desempenha papel vital, tendo como principal objetivo o amparo legal a todos os agentes envolvidos (AFONSO, 2012) desde o gerador até o consumidor. Apesar disso, (FERRAÇO, 2016), em um estudo mais aprofundado do setor elétrico, aponta a contradição presente no mecanismo regulatório, listando-o como o principal entrave para a transição energética, uma vez que o contexto sobre o qual foi construído se mostra ultrapassado frente as circunstâncias atuais, e sua “rigidez estrutural” não é favorável a quaisquer tipos de alterações.

Esse efeito, apontado por Ferração, é chamado de *lock-in* (trancamento, na tradução livre) e ilustra casos onde uma determinada premissa, seja ela institucional, política, tecnológica ou comportamental, é definida, mas não por ser a melhor opção, mas por sua consolidação através do tempo. O *lock-in* é alastrado nos casos onde os agentes tomadores de decisão começam a impor, em suas decisões, as suas preferências em busca de benefícios pessoais e aumento de poder, “trancando” as instituições e agentes responsáveis por realizar as mudanças. Ferração aponta o atual entrave para a transição energética brasileira como decorrência desse alastramento de *lock-in* (FERRAÇO, 2016). Apesar de (SOARES et al., 2019) concordar com Ferração, acrescenta que o reconhecimento e estudo do impasse já representa um avanço preliminar, compreendido no processo de transição.

O sistema regulatório do setor elétrico brasileiro, alvo de críticas de Ferração, tem seu início com a Constituição Federal de 1988, que determinou, como competência da União, a exploração de serviços e instalações de energia elétrica, bem como o aproveitamento energético dos cursos de água (BRASIL, 1988). Todavia, a estruturação do modelo atualmente vigente, só obteve sua consolidação em 2004, através da Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004), que dispunha sobre a comercialização da energia elétrica. Na Tabela 3, apresentado abaixo, destacam-se os principais mecanismos regulatórios referentes à estruturação do setor elétrico brasileiro até o ano de 2004.

Instrumento Normativo	Ementa
Lei nº 8.987/95	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal.
Lei nº 9.074/95	Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
Lei nº 9.427/96	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica.
Lei nº 9.478/97	Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo.
Lei nº 9.648/98	Autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS e institui o Operador Nacional do Sistema.
Lei nº 10.438/02	Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica.
Lei nº 10.847/04	Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
Lei nº 10.848/04	Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.

Tabela 3 – Principais Instrumentos Normativos do Setor Elétrico Brasileiro até 2004.
Fonte: Adaptado de (MIAN, 2015)

Como é possível observar, o marco regulatório do setor elétrico brasileiro iniciou sua reestruturação nos anos 1990, durante o governo de Fernando Henrique Cardoso, quando ocorreu a privatização e a desverticalização do setor elétrico. Paralelamente à privatização, se fez necessário a remodelagem do setor elétrico de forma a se tornar o ambiente atrativo aos investidores, principalmente no que se refere a fixação de tarifas (KAWALL, 2000).

Na ocasião, era crucial não somente a construção de um arcabouço regulatório, como também a instituição de órgãos que dessem o suporte técnico, fiscalizassem e garantissem o suprimento energético, atuando nos principais problemas como ineficiência econômica, vulnerabilidade a revezes financeiros e o serviço da dívida elevado (KAWALL, 2000).

Outro ponto importante a se destacar foi a promulgação da Lei nº 10.438 no início da década seguinte, ainda sob a gestão de Fernando Henrique Cardoso, que, dentre outras medidas, instituía o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, o PROINFA, com o objetivo principal de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica brasileira (BRASIL, 2002).

2.1 Geração Distribuída

Dentre as disposições instituídas no ano de 2004 pela Lei nº 10.848 (BRASIL, 2004), também é válido destacar o Parágrafo 8 do artigo 2º, que determina:

§ 8º No atendimento à obrigação referida no caput deste artigo de contratação da totalidade do mercado dos agentes, deverá ser considerada a energia elétrica: I - contratada pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas de distribuição de energia elétrica até a data de publicação desta Lei; e II - proveniente de: a) geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas; (...) (BRASIL, 2004)

Nesse contexto, a Geração Distribuída (GD) se apresenta como uma ferramenta valiosa na trajetória rumo a transição e diversificação da matriz energética brasileira. Porém, desde 2001 quando foi utilizado pela primeira vez no contexto regulatório nacional, através da Resolução Nº 7 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que instituiu o Comitê Técnico para Gestão da Demanda de Energia e Fontes Renováveis (COSTA, 2018), o termo Geração Distribuída já passou por diversas reformulações teóricas, para se adequar às necessidades descritivas particulares de cada autor (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008).

Dessa forma, para fins conceituais, (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008) propõem uma definição mais extensiva para Geração Distribuída, que visa atender aos interesses de todos os agentes envolvidos:

GD é a denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por ocorrer em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição geográfica da geração de energia elétrica em determinada região. (SEVERINO; CAMARGO; OLIVEIRA, 2008)

Ou seja, ao contrário do modelo convencional de Geração Centralizada (GC), onde uma Central Geradora (CG) (geralmente caracterizada como uma unidade de grande porte localizada fora do ambiente urbano), é responsável pela geração da energia e depende de um extenso sistema de transmissão e distribuição para abastecer as Unidades Consumidoras (UC), no sistema de Geração Distribuída a energia é gerada em Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida (CGCR) localizadas próximas às UCs (SCOLARI, 2019).

Dentre as vantagens do modelo de GD, a principal é a proximidade com a UC, o que reduz as perdas inerentes a transmissão da energia, além de aliviar os sistemas de transmissão e distribuição (TIEPOLO, 2015). Também é possível citar a independência de CG de grande porte para abastecimento de demandas locais, abertura do mercado energético e a redução dos riscos de planejamento (FILHO; AZEVEDO, 2013). Quanto

as desvantagens, tem-se a dependência de fatores climáticos, a incompatibilidade entre o horário de pico da geração e o horário de pico do consumo, e a possibilidade de sobrecarga no sistema de transmissão e distribuição, dada a possibilidade de injeção do montante excedente na rede (COSTA, 2018).

Apesar da maioria significativa da geração de energia no Brasil ainda ser proveniente da Geração Centralizada, é possível ver na Figura 6 a popularização da GD nos últimos anos. A figura ilustra o aumento expressivo da geração total distribuída no Brasil nos últimos anos, de 35 GWh em 2015 para 2.226 GWh em 2019. O destaque principal é para a fonte solar fotovoltaica, que obteve os valores de 1.659 GWh e 1.992 MW de geração e potência instalada respectivamente. Dentre outros fatores, essa popularização contribui para dispersão geográfica da geração em si e, conseqüentemente, para a pretendida diversificação e transição da matriz energética brasileira.

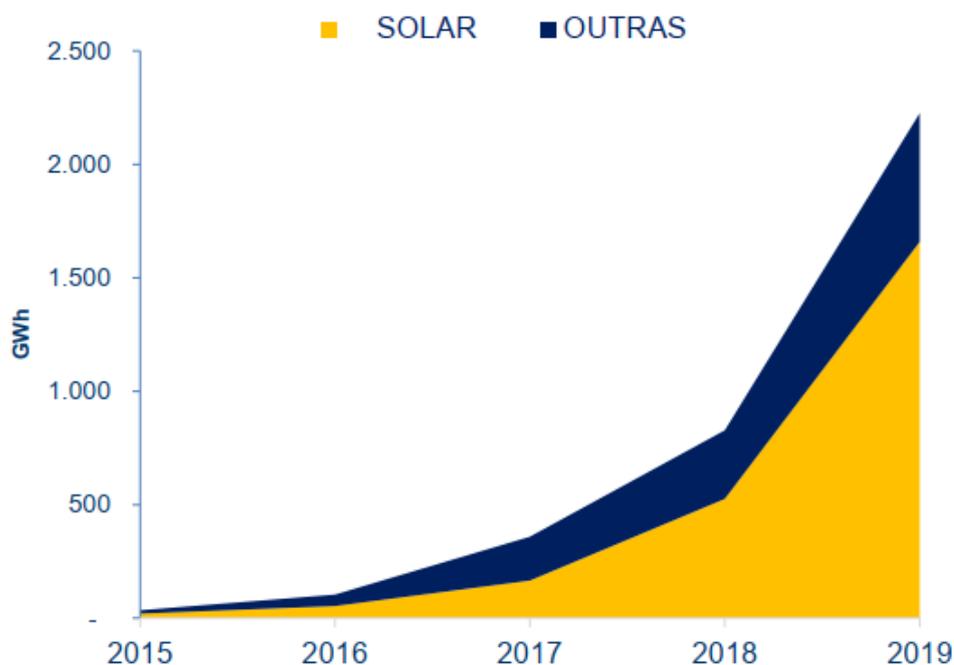


Figura 6 – Evolução da Geração Total em Micro e Minigeração Distribuídas. Fonte: (EPE, 2020a)

2.2 Marco Regulatório da Geração Distribuída no Brasil

A Lei nº 10.848/04 (BRASIL, 2004), foi o marco inicial do processo regulatório da Geração Distribuída no Brasil. Entretanto, houve outros instrumentos normativos que contribuíram para a popularização e regulação deste tipo de geração. Apresenta-se a seguir, um breve detalhamento dos mecanismos regulatórios mais significativos para a Geração Distribuída no Brasil.

2.2.1 Resolução Normativa nº 481/2012

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa Nº 481, que tinha como única medida a alteração da REN nº 77 de 2004 que estabelecia a redução das tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição (TUST e TUSD) para determinados empreendimentos de geração, como designava o Art. 1º, transcrito a seguir:

Art. 1º Estabelecer, na forma desta Resolução, os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW, os de geração caracterizados como pequena central hidrelétrica e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, de potência instalada menor ou igual a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada (...) (ANEEL, 2012a).

Através da publicação da REN nº 481, a ANEEL acrescia um parágrafo na resolução anterior garantindo um desconto de 80% sobre o TUSD e TUST para os empreendimentos que entrassem em operação comercial nos próximos 5 anos, até a data limite de 31 de dezembro de 2017.

Adicionalmente, alteração garantia a porcentagem de desconto indicada nos 10 primeiros anos de operação do empreendimento em questão. Quando extrapolado o prazo, o desconto seria reduzido para 50%, valor também estipulado para os empreendimentos que entrassem em operação após a data limite.

2.2.2 Resolução Normativa nº 482/2012

Publicada conjuntamente com a REN nº 481, a Resolução Normativa Nº 482 tinha dois propósitos principais: o primeiro era o de estabelecer os critérios para acesso à rede de distribuição pelas Centrais Geradoras de Capacidade Reduzida, limitadas a microgeração e minigeração distribuída, e o segundo era o de estabelecer o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) (ANEEL, 2012b).

Nessa ocasião, a Resolução estabeleceu as seguintes definições:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa (ANEEL, 2012b).

Embora o foco da Resolução não seja especificamente a energia solar fotovoltaica, com a sua publicação, a REN nº 482/12 se tornou um fator significativo na disseminação dessa fonte, viabilizando o acesso de consumidores aos sistemas fotovoltaicos cujo uso, anteriormente, era limitado apenas a concessionárias, indústrias e universidades (SCOLARI, 2019).

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica, estabelecido pela Resolução, determinava que o excedente da geração poderia ser injetado na rede em troca de créditos de energia ativa a serem compensados em até 36 meses após o faturamento. Essa medida nivelou o Brasil ao cenário internacional, no que diz respeito a compensação de energia, uma vez que o sistema brasileiro se enquadra na definição do sistema “*Net Metering*”, que atualmente é o mais utilizado no mundo dada a sua facilidade de implementação e fiscalização (SCOLARI, 2019).

2.2.3 Resolução Normativa nº 517/2012

Menos de um ano após a publicação da REN nº 481/12 e da REN nº 482/12, em dezembro de 2012, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 517. Suas medidas consistiam na alteração de pontos específicos da REN nº 482, trazendo mudanças de definições e de critérios previamente estabelecidos (ANEEL, 2002).

Em seu Art. 1º, a REN nº 517 alterou a definição vigente de SCEE, que passou a vigorar como:

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda. (...) (ANEEL, 2002).

Outras medidas importante implementadas com a publicação da REN nº 517 foram: a determinação de limite para a potência instalada dos empreendimentos de micro e minigeração distribuída participantes do sistema de compensação, que ficou restrita à carga instalada ou à demanda contratada, a depender do tipo de unidade consumidora (alta ou baixa tensão), e a delegação dos custos de eventuais reforços e melhorias no sistema de distribuição de forma integral às distribuidoras.

2.2.4 Resolução Normativa nº 687/2015

Três anos depois, em novembro de 2015, a REN nº 482 volta a ser alvo de alterações com a publicação da Resolução Normativa nº 687. Dentre os objetivos principais almejados com a nova intervenção, estavam a simplificação do processo de conexão e o aumento do público alvo atendido pela REN nº 482 (RIOS, 2019).

Em seu Artigo 1º, transcrito a seguir, a REN nº 687 modifica as definições de Micro e Minigeração Distribuída e de SCEE, além de incluir as definições de reforço e melhoria, e discriminar três modalidades elegíveis para a compensação de energia, destacadas a seguir.

Art. 1º Alterar o art. 2º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 2º.....

VI – empreendimento com múltiplas unidades consumidoras: caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma unidade consumidora e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento, com microgeração ou minigeração distribuída, e desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, sendo vedada a utilização de vias públicas, de passagem aérea ou subterrânea e de propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento;

VII – geração compartilhada: caracterizada pela reunião de consumidores, dentro da mesma área de concessão ou permissão, por meio de consórcio ou cooperativa, composta por pessoa física ou jurídica, que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras nas quais a energia excedente será compensada;

VIII – autoconsumo remoto: caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada.” (ANEEL, 2015).

Com a criação dessas modalidades, a REN nº 687 abriu aos geradores/consumidores uma série de novas possibilidades para a efetivação da compensação dos créditos adquiridos, adequando o sistema brasileiro às diferentes categorias do *net metering* internacional (COSTA, 2018).

Dentre as demais medidas instituídas pela REN nº 687, destaca-se o aumento do prazo para a compensação dos créditos de energia, passando de 36 meses (REN nº 482) para 60 meses, o que resultou no aumento da atratividade para investidores (COSTA, 2018).

2.2.5 Portaria nº 538/2015 - ProGD

Em dezembro de 2015, através da Portaria nº 538, o Ministério de Minas e Energia (MME) instituiu o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com os objetivos de:

- I - promover a ampliação da geração distribuída de energia elétrica, com base em fontes renováveis e cogeração;
- II - incentivar a implantação de geração distribuída em:
 - a) edificações públicas, tais como escolas, universidades e hospitais; e
 - b) edificações comerciais, industriais e residenciais. (MME, 2015).

A Portaria nº 538, adicionalmente estabeleceu Valores Anuais de Referência Específicos (VRES) para a geração distribuída para os casos de solar fotovoltaica e cogeração a gás natural, definindo as fórmulas para cálculo e os responsáveis pela atualização anual desses valores.

Por fim, no âmbito do ProGD, a Portaria nº 538 também instituiu um Grupo de Trabalho composto por membros das principais entidades relacionadas ao tema, como o MME, a ANEEL, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com as atribuições de zelar pelos objetivos do programa e gerar relatórios para acompanhamento.

2.2.6 Resolução Normativa nº 786/2017

Publicada em outubro de 2017, a Resolução Normativa nº 786 da ANEEL consistiu essencialmente em mais uma etapa de modificação da REN nº 482/12. Dessa vez, visando a alteração da definição de minigeração distribuída, que passa a abranger mais empreendimentos, vigorando com a seguinte redação:

- II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; (ANEEL, 2017b).

2.2.7 Módulo 3 - PRODIST

Aprovados pela Resolução Normativa nº 345, em dezembro de 2008, os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) foram implementados com o objetivo principal de normatizar os aspectos técnicos inerentes aos sistemas de distribuição de energia.

O PRODIST, inicialmente composto por 8 módulos, continha todas as regras vigentes acerca do sistema e desempenhava a função de manual, padronizando os procedimentos referentes ao acesso, funcionamento e desempenho das instalações de distribuição, além de delegar as funções e responsabilidades aos agentes do setor.

Dentre os atuais 11 módulos do PRODIST, este estudo destaca o módulo 3 que, conforme a própria redação, tem como objetivo:

Estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes. (ANEEL, 2017a).

Desde a sua aprovação, em 2008, o módulo 3 do PRODIST passou por diversas revisões, de modo a se adaptar ao novo contexto que era gerado pela popularização da GD, tendo como alteração mais significativa a inclusão, pela REN nº 482/12, de uma seção específica para estabelecer os critérios de acesso de empreendimentos de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição.

Dentre os tópicos abordados na Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, estão as etapas para viabilização do acesso, os requisitos de projetos, os procedimentos de implementação e vistoria das instalações e os requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão.

2.2.8 Projeto de Lei 5.829/2019

Aprovado pela Câmara dos Deputados no dia 18 de agosto de 2021, o PL 5.829 de 2019, segundo sua própria redação:

Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. (CAMARA, 2021)

A proposta apresentada pretende revisar diversos critérios vigentes para empreendimentos de micro e minigeração distribuídas, com o objetivo de garantir a segurança jurídica e estimular o desenvolvimento desse tipo de geração no cenário brasileiro.

Dentre os principais alvos de revisão do projeto tem-se, como ponto de interesse para esse estudo, a reformulação do SCEE no que diz respeito ao conflito entre o Custo de Disponibilidade (CD) e a compensação de créditos.

No sistema atualmente vigente, é restrita a utilização dos créditos de energia para quitação do custo de disponibilidade da rede. Essa restrição pode resultar em uma interpretação de duplicidade da cobrança, uma vez que além dos créditos, que compensarão o consumo, o cliente ainda deverá necessariamente pagar uma taxa extra, referente ao CD, que será calculado com base na quantidade de fases que alimentam a UC.

Em contraste a isso, a proposta revê o critério, adicionando gradualmente uma nova componente tarifária responsável pela remuneração das distribuidoras, porém, permitindo que a totalidade do consumo seja compensada pelos créditos de energia, desde que o consumo total e a energia injetada na rede sejam maiores do que o valor mínimo previsto pelo custo de disponibilidade. Para os casos em que o consumo e a produção sejam menores que o CD, o consumidor deverá pagar apenas o complementar, para que se atinja o valor mínimo.

Para fins de transição, a proposta garante aos empreendimentos que iniciarem sua operação em até um ano após a publicação da Lei, a possibilidade de manter os termos da legislação atualmente vigente, até o prazo máximo de dezembro de 2045, considerado direito adquirido.

Outros pontos que merecem destaque, no Projeto de Lei, são: a instituição de uma valor caução, equivalente a 2% do valor total, para projetos maiores que 500 kW, no momento da solicitação de acesso. Mudança para o título de geradoras, para as usinas cuja capacidade de geração seja maior que 75 kW, desobrigando o pagamento de um valor fixo mensal pela demanda contrata junto à distribuidora.

A proposta integral do PL 5.829/2019 representa um avanço significativo na consolidação da Geração Distribuída no Brasil, trazendo segurança jurídica para os agentes geradores/consumidores e, paralelamente, assegurando os interesses financeiros das distribuidoras e transmissoras.

Ressalta-se que, embora possa trazer implicações futuras para o escopo desse estudo, uma vez que o PL 5.829/2019 ainda se encontra em tramitação serão considerados os critérios vigentes de compensação e custo de disponibilidade.

2.3 Perspectivas para o setor

É possível perceber nos mecanismos regulatórios brasileiros, medidas alinhadas rumo a transição energética. Medidas essas, que favorecem o agente no contexto de geração distribuída, compensação de energia e conexão à rede de distribuição, mas também visam a divisão equilibrada e não-onerosa dos encargos inerentes a esses contextos, equilibrando, dessa forma, os interesses dos agentes com os benefícios resultantes para a sociedade (RIOS, 2019).

Adicionalmente, ressalta-se que as constantes alterações dos instrumentos normativos vigentes demonstram, na tentativa de aprimoramento da regulação, uma forma de favorecer a dispersão da geração distribuída e, conseqüentemente o aumento da atratividade do uso de fontes renováveis de energia, em especial a solar fotovoltaica, o que caracteriza um avanço rumo a diversificação da matriz energética.

3 Habitação de Interesse Social e o Programa Minha Casa Minha vida

Para se entender a importância da moradia como direito comum a todo cidadão e assegurado pela Constituição Federal, é necessária a construção de uma base conceitual, no que tange a fundamentação dos direitos sociais.

A Constituição Federal, ao instituir em seu Art. 1º, a Dignidade da Pessoa Humana como um de seus fundamentos, criou uma base sólida para a definição de seus objetivos fundamentais, dentre os quais este estudo destaca:

III - erradicar da pobreza e da marginalização e a redução das desigualdades sociais e regionais (...) (BRASIL, 1988)

A instituição dos instrumentos legais utilizados para alcançar estes objetivos, igualmente alinhados aos fundamentos da Constituição Federal, resultou nos chamados Direitos Fundamentais que, individualmente, explicitam a essência da Dignidade da Pessoa Humana (SARLET, 2018).

Dessa forma, (BARIN, 2006), ao descrever a relação entre Direitos Fundamentais e Dignidade da Pessoa Humana como “íntima e indissociável”, destaca a dualidade na qual um conceito depende e se baseia no outro. Isto é, enquanto a Dignidade da Pessoa Humana fundamenta e justifica os Direitos Fundamentais, os próprios Direitos Fundamentais zelam e garantem a Dignidade da Pessoa Humana.

Dentre as cinco categorias de Direitos Fundamentais assegurados pela Constituição, este estudo destaca os Direitos Fundamentais Sociais, estabelecidos no Art. 6º:

São direitos sociais a educação, a saúde, a alimentação, o trabalho, a **moradia**, o transporte, o lazer, a segurança, a previdência social, a proteção à maternidade e à infância, a assistência aos desamparados, na forma desta Constituição. (BRASIL, 1988)

Portanto, à luz deste artigo, o Direito à Moradia se mostra, primordialmente, como uma obrigação do Estado, abandonando a relação de dependência com a capacidade econômica ou produtiva do indivíduo (LANNON, 2006).

3.1 O Deficit Habitacional Brasileiro

Apesar do estabelecido na Constituição Federal, a realidade da questão habitacional no Brasil está longe de ser considerada adequada. Na Figura 7, apresentada abaixo,

é possível ver a evolução do deficit habitacional no país a partir de 2011. De acordo com estudos mais recentes, realizados pela Fundação João Pinheiro em 2015, o deficit habitacional ultrapassou a marca de seis milhões de domicílios, sendo aproximadamente 87% em região urbana (FJP, 2015).

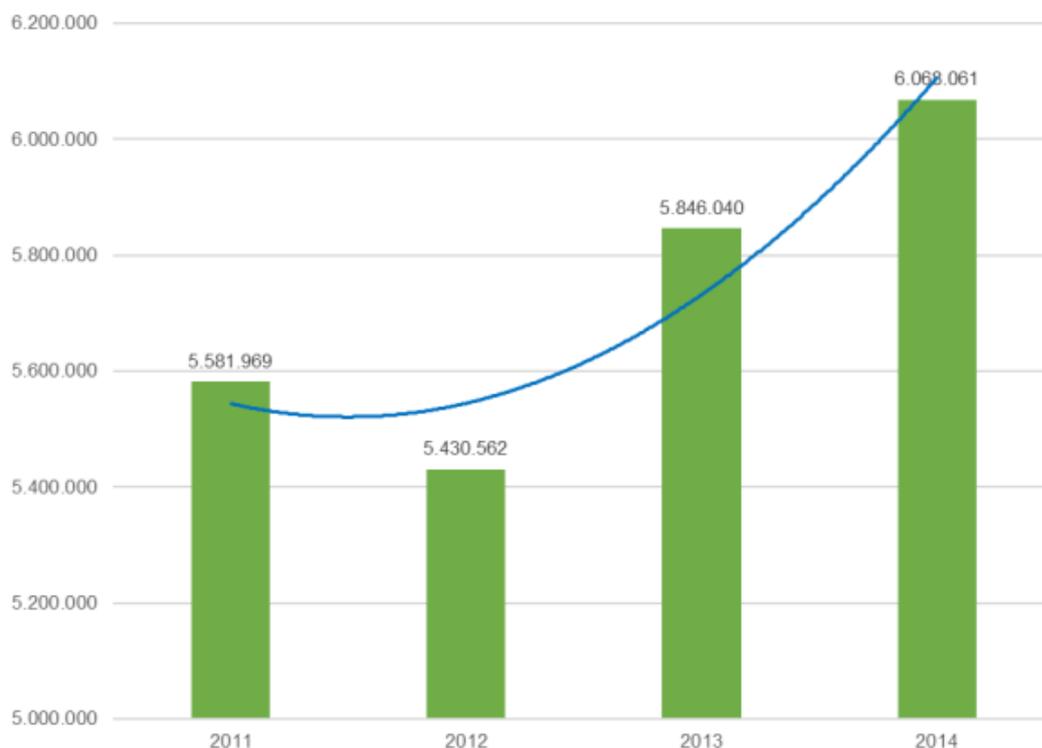


Figura 7 – Evolução do Deficit Habitacional Brasileiro. Fonte: (DOMINGOS; JUNIOR, 2017)

A redução desse deficit ocorre nos primeiros anos desse período. Vale ressaltar que mais de 80% desse deficit corresponde a parcela de famílias com renda inferior a três salários mínimos. Em 2011, essa parcela representava 81% do total. Três anos depois, em 2014, este valor chegou a 83,9% (DOMINGOS; JUNIOR, 2017).

A Figura 8, apresentada a seguir, evidencia que o deficit habitacional concentra-se no meio urbano, com representatividade de 87% (FJP, 2015). As regiões mais populosas como Sudeste e Nordeste apresentam, em termos percentuais, maiores carências de domicílios. Por outro lado, no meio rural essa questão se apresenta de forma mais amena, reflexo do fato de que a população brasileira se concentra, majoritariamente, no meio urbano.

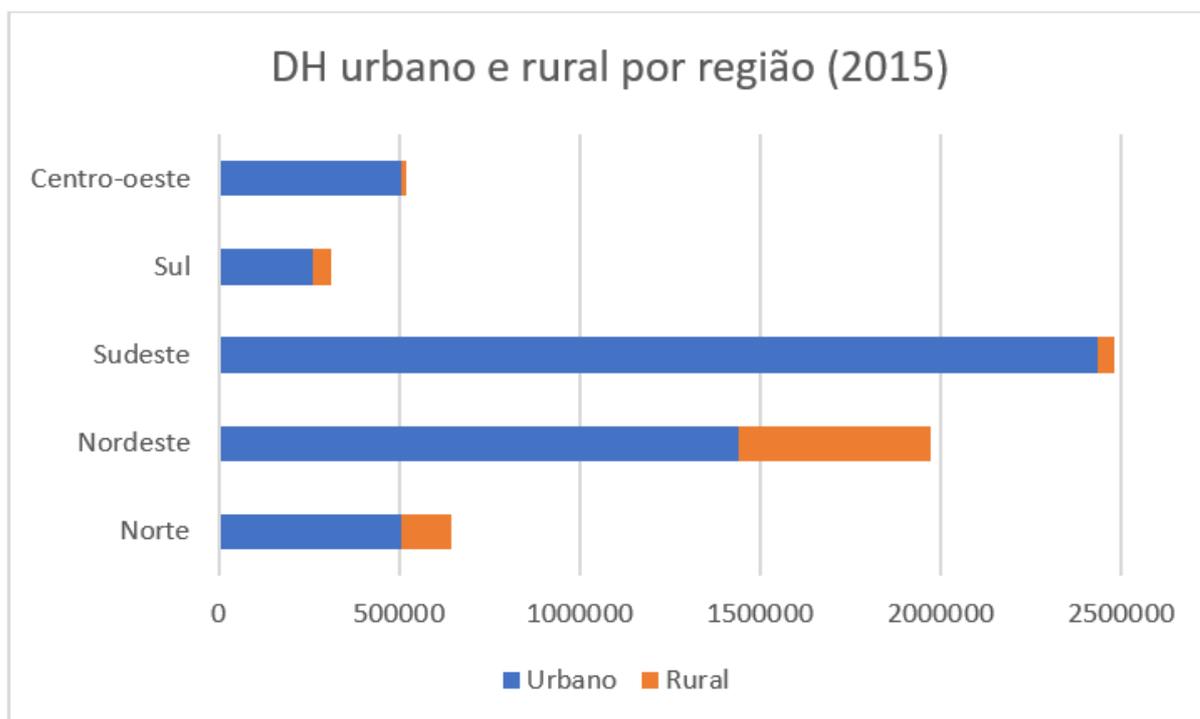


Figura 8 – Deficit Habitacional por Região no ano de 2015. Fonte: (FJP, 2015)

O conceito de deficit habitacional subordina-se a adoção de uma metodologia específica para sua determinação. No caso brasileiro, essa metodologia variou de acordo com a política habitacional e governo vigentes, até 1995, início do mandato de Fernando Henrique Cardoso, quando se adotou a metodologia proposta pela Fundação João Pinheiro (FJP) que, com adaptações (BUONFIGLIO, 2018) e incorporada pelo Ministério das Cidades (LANNON, 2006), permanece até a atualidade.

Tomando-se, então, por base a definição da Fundação João Pinheiro, tem-se que:

O conceito de deficit habitacional (...) está ligado diretamente às deficiências do estoque de moradias. Engloba aquelas sem condições de serem habitadas em razão da precariedade das construções ou do desgaste da estrutura física e que por isso devem ser repostas. Inclui ainda a necessidade de incremento do estoque, em função da coabitação familiar forçada (famílias que pretendem constituir um domicílio unifamiliar), dos moradores de baixa renda com dificuldades de pagar aluguel e dos que vivem em casas e apartamentos alugados com grande densidade. Inclui-se ainda nessa rubrica a moradia em imóveis e locais com fins não residenciais. O deficit habitacional pode ser entendido, portanto, como deficit por reposição de estoque e deficit por incremento de estoque. (FJP, 2015)

Dessa forma, a metodologia FJP define o Deficit Habitacional como o somatório de diversos componentes e, por fim, o classifica em duas categorias. A primeira categoria relacionada aos casos de precariedade de moradia, onde não há a necessidade direta de

aquisição de um novo terreno, e a segunda categoria referente aos casos de coabitação familiar, sobrecarga de aluguel e moradia em locais com fins não-residenciais. O segundo caso, demanda a aquisição de novo terreno, o que torna a solução ainda mais complexa (BUONFIGLIO, 2018).

Na figura 9, a seguir, é possível observar a distribuição das componentes do Deficit Habitacional filtradas por região. É notável que nas regiões mais populosas, o Ônus Excessivo com Aluguel é um problema expressivo. Por outro lado, nas demais regiões, casos de Coabitação Familiar e Habitação Precária ainda constituem parcelas significativas do deficit.

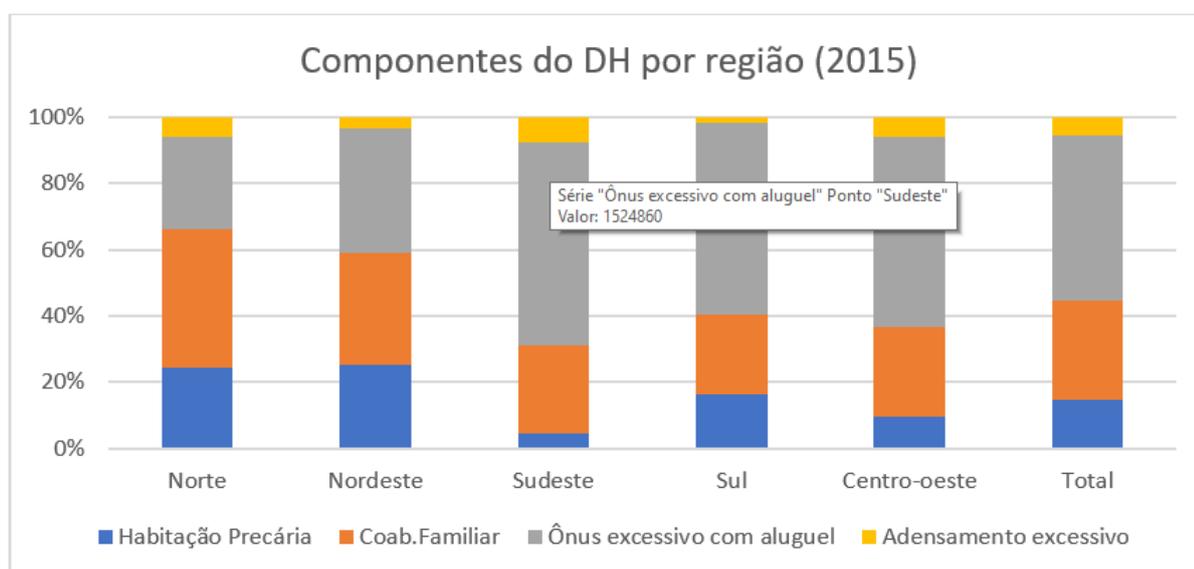


Figura 9 – Componentes do Deficit Habitacional por região. Fonte: (FJP, 2015)

3.2 Políticas Públicas Habitacionais e Habitação de Interesse Social no Brasil

O problema habitacional no Brasil tem sua trajetória permeada por programas e planos habitacionais que eram desativados com a mesma frequência com que surgiam novos. Apesar da obrigação Constitucional, promulgada em 1988, que garantia ao cidadão o direito à moradia, a realidade era a dependência significativa dos recursos Estatais e pouca priorização no que concerne a questões habitacionais da época (RAMOS; NOIA, 2016). Assim exposto, neste subcapítulo serão destacados alguns pontos de interesse na cronologia das políticas públicas habitacionais do Brasil.

O deficit habitacional pode ser visto como resultado de um contexto histórico composto pelo tardio processo de urbanização, consequência da industrialização, e pelo

exponencial crescimento demográfico no Brasil do século XX (SINGER, 2002). Esse contexto, aliado ao caráter de urgência do problema e à carência de respaldos acadêmicos, contribuiu para a dispersão da ideia errônea de que a produção massiva de residências seria a solução de um problema cujo único agravante era o aumento da população, bem como para a negligência de quaisquer fatores econômicos ligados ao caso (NASCIMENTO; BRAGA, 2009).

Após algumas manobras e tentativas falhas no início do século, foi no primeiro Governo Vargas, enquanto a industrialização e a consequente aceleração da transição urbana demandam uma maior atenção por parte do Estado (CARDOSO; SANJUAN, 2019), que houve a implantação das primeiras medidas políticas e econômicas favoráveis e se iniciou o incentivo de estudos, congressos e produções intelectuais voltadas para o déficit habitacional e os meios de enfrentá-lo (NASCIMENTO; BRAGA, 2009). Nessa ocasião, houve rigorosos incentivos do governo para que a iniciativa privada assumisse a frente dos empreendimentos habitacionais (RAMOS; NOIA, 2016).

À exemplo das tentativas prévias, a Fundação Casa Popular (FCP), primeira Política Pública Nacional de Habitação instituída em 1946, fruto das medidas adotadas no Governo Vargas, também se revelou ineficaz na solução do problema habitacional, tendo produzido menos de 17 mil unidades até ser dissolvida em 1964 (RAMOS; NOIA, 2016).

Algumas décadas depois, em 1964, com as mudanças trazidas pelo início do Regime Militar, o Governo Federal instituiu o Banco Nacional da Habitação (BNH), subordinado ao Sistema Nacional de Habitação (SNH), que estabelecia uma Política Nacional de Habitação e Planejamento Territorial a ser definida pelo Ministério do Planejamento, cujo objetivo seria o incentivo para construção de habitações de interesse social e para o financiamento da casa própria, voltados principalmente para pessoas de baixa-renda. (LANNOY, 2006).

A instituição do BNH se baseou em duas ações do Governo que ressignificaram a participação estatal na questão habitacional: a criação do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS) e do Sistema Brasileiro de Poupança e Empréstimo (SBPE), que garantiram os recursos para a execução dos projetos habitacionais (LANNOY, 2006).

Alguns anos após a criação do SNH e do BNH, percebeu-se a ineficiência do sistema que, apesar das tentativas realizadas através da criação de diversos programas, não era capaz de atingir seus objetivos principais, que consistem primordialmente na questão social em prover moradia à população de baixa renda. Tal processo resultou na extinção do BNH em 1986, e acarretou o aumento da crise habitacional nos anos seguintes (RAMOS; NOIA, 2016).

Em 1995, no início do mandato de Fernando Henrique Cardoso, os estudos e pesquisas executados pela Fundação João Pinheiro, bem como a definição de uma metodologia

apropriada, posteriormente adotada como oficial pelo Governo Federal, impulsionaram a criação de Políticas Públicas mais adequadas ao contexto brasileiro e às carências habitacionais de cada região (RAMOS; NOIA, 2016)

Alguns anos depois, em 2003, o Governo Federal, sob o mandato de Luiz Inácio Lula da Silva, instituiu o Ministério das Cidades, responsável pela Política de Desenvolvimento Urbano e a Política Setorial de Habitação, e no ano seguinte a nova Política Nacional de Habitação, juntamente com os respectivos sistemas e planos necessários para a sua efetivação. Dentre as modificações decorrentes da nova política, destaca-se a subdivisão do SNH em Sistema de Habitação de Interesse Social (SHIS) e Sistema de Habitação de Mercado (SHM) (LANNNOY, 2006).

Já em 2005, após 13 anos de tramitação no Congresso Nacional sob pressão do Instituto Cidadania, ONG anteriormente coordenada pelo então presidente Lula (SHIMBO, 2010), foi criado o Sistema Nacional de Habitação de Interesse Social (SNHIS), que visava a organização dos agentes envolvidos com a questão habitacional sob uma única bandeira (SOUSA, 2017) e tinha como principal fruto, o Fundo Nacional de Habitação de Interesse Social (FNHIS), que reunia todos os recursos (federais, estaduais e municipais) para combate ao déficit habitacional e os destinava à intervenções como produção de moradias, regularização fundiária e melhorias habitacionais para famílias de baixa renda (LANNNOY, 2006).

Apesar de os primeiros usos do termo “Habitação de Interesse Social” ou HIS datarem da época do BNH, quando era utilizado para referir-se a toda e qualquer iniciativa de produção de moradia para população de baixa renda, a partir da criação do SNHIS e do FNHIS, houve uma popularização do conceito, que passa a contar com requisitos básicos para sua caracterização, como o financiamento integralmente sob responsabilidade do Estado (podendo, todavia, a produção ser delegada a iniciativas privadas) e a destinação em favor da população vulnerável (SOUSA, 2017).

Quanto ao viés social da HIS, (SOUSA, 2017) destaca que o mesmo pode não estar diretamente ligado a questões econômicas, podendo permear também por aspectos culturais e ambientais. Já (BUONFIGLIO, 2018), atribui o conceito formulado ao desenrolar das políticas públicas habitacionais da década, que culminou posteriormente na criação do Plano Nacional de Habitação (PlanHab), que mais tarde seria colocado em prática com a implementação do Programa Minha Casa Minha Vida (MOURA; FERREIRA, 2014).

A HIS foi em realidade um conjunto de ações para o tratamento da questão habitacional em nível nacional que consolidou um marco regulatório importante no país; a Política Nacional de Habitação (2004); a Lei Federal que instituiu o Sistema Nacional de Habitação (SNH, Lei nº 11.124, de 16 de junho de 2005) e o PlanHab, aprovado em 2009. Tal legislação carimbou a política urbana brasileira com seu rótulo IS de “interesse social”. (BUONFIGLIO, 2018)

A iniciativa em expandir o SHIS constitui em uma etapa importante para a política de habitação no Brasil de modo que se possa efetivamente diminuir o deficit habitacional e levar a população de baixa renda o acesso à moradia própria.

3.3 O Programa Minha Casa Minha Vida - PMCMV

Instituído em julho de 2009, ainda no governo de Lula, o Programa Minha Casa Minha Vida, era o fruto de uma década de política habitacional reformulada, buscando efetivar o Plano Nacional de Habitação anunciado no mesmo ano. O programa surgiu como meio de incentivo à produção habitacional voltado prioritariamente para a população de mais baixa renda que representava a maior parcela do deficit habitacional (RAMOS; NOIA, 2016).

O PMCMV, dividido em duas frentes, o Programa Nacional de Habitação Urbana (PNHU) e o Programa Nacional de Habitação Rural (PNHR), contava com recursos do Orçamento Geral da União (OGU) e do Fundo de Garantia do Tempo de Serviço (FGTS) (BUONFIGLIO, 2018).

Em sua primeira fase, a meta era oferecer um milhão de moradias para famílias com renda inferior a dez salários mínimos, o que correspondia a um investimento total de R\$ 34 bilhões (RAMOS; NOIA, 2016).

A Figura 10, abaixo, compara a perspectiva inicial de atuação do PMCMV por regiões do país, com a situação do deficit habitacional regional no mesmo período. É possível notar a coerência entre a demanda de residências e as metas estabelecidas para a primeira fase do programa.

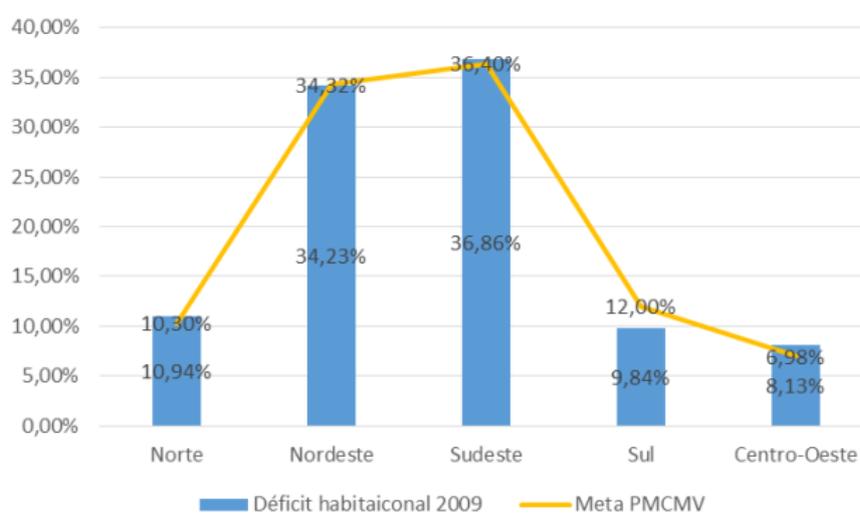


Figura 10 – Comparativo entre o deficit habitacional em 2009 e as metas da primeira fase do PMCMV. Fonte: (GRAMIGNOLLI, 2015)

De modo a aproximar as parcelas do imóvel e o contexto financeiro das famílias, o PMCMV determinou inicialmente três faixas de financiamento com condições, subsídios e benefícios diferentes. A primeira para famílias com renda inferior a três salários mínimos (400 mil residências), a segunda para famílias com renda entre três e seis salários mínimos (400 mil residências) e a terceira fase para famílias com renda entre 6 e 10 salários mínimos (200 mil residências) (SOUSA, 2017). A Figura 11, abaixo, apresenta a quantidade de Unidades Habitacionais contratadas em cada faixa de financiamento do programa, até o ano de 2015.

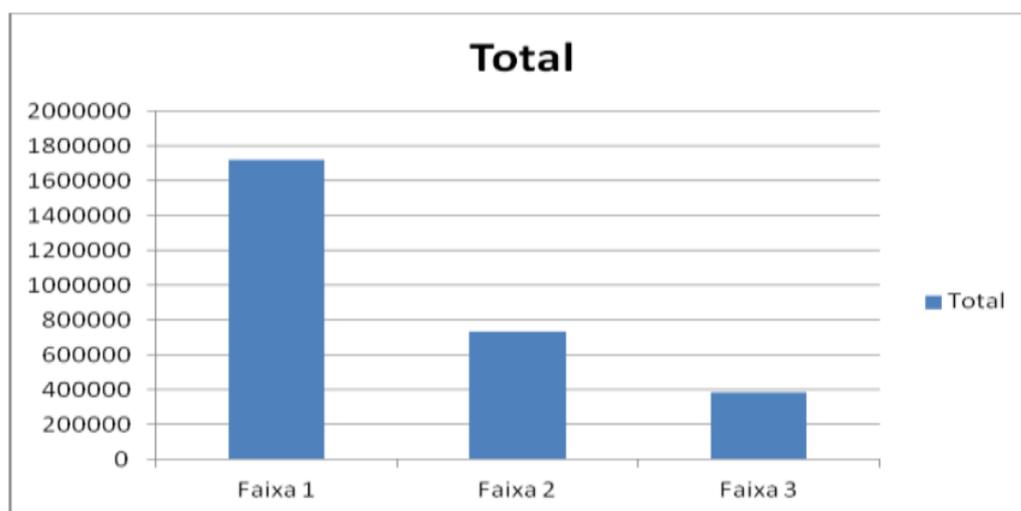


Figura 11 – Quantidade de Unidades Habitacionais contratadas por faixa de financiamento do PMCMV até 2015. Fonte: (LEONARDO; TEIXEIRA, 2019)

A primeira fase do programa se encerrou em 2011, atingindo a marca de R\$ 86 bilhões investidos em moradias (BUONFIGLIO, 2018) e, em 2013, no governo de Dilma Rousseff, iniciou-se a segunda fase com a meta de construção de 2 milhões de residências em dois anos. Dentre as mudanças e adequações realizadas nos critérios do programa, pode-se citar a destinação de uma maior quantidade de unidades para a população de mais baixa renda (60% da produção) e a definição de valores absolutos para determinação das faixas (RAMOS; NOIA, 2016).

Já no ano de 2014, quando o programa atingiu a marca de R\$ 244 bilhões investidos em habitação, foi anunciada a sua terceira e mais recente fase, juntamente com alterações nos critérios, uma nova faixa de financiamento e uma nova meta de três milhões de HIS que seriam entregues a partir do ano seguinte (BUONFIGLIO, 2018).

A Tabela 4, apresentada a seguir, destaca o investimento total anual do Programa MCMV por região, nas duas primeiras fases do programa.

Brasil - Regiões	Investimento anual (R\$ bilhões)						
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	%
Centro-Oeste	1,397	3,909	4,444	7,128	7,769	4,5	12%
Nordeste	3,632	10,443	5,788	13,982	15,903	11,029	25%
Norte	0,588	2,523	1,856	3,379	4,262	2,278	6%
Sudeste	5,959	15,586	13,116	22,921	18,168	17,319	38%
Sul	2,821	7,043	6,92	9,982	9,439	10,194	19%
Totais	14,397	39,504	32,124	57,392	55,541	45,32	100%
Total investido de 2009 a 2014	244,278						

Tabela 4 – Investimento anual do Programa MCMV por região. Fonte: (BUONFIGLIO, 2018)

Até a metade de 2018, quando o programa atingiu a marca de 5,311 milhões de unidades contratadas, um montante de R\$ 430,974 bilhões já havia sido movimentado. Desse valor, 62% foi destinado a faixa 2, que correspondia a 51% das unidades contratadas. A menor parcela de investimentos e contratos ficou com a faixa 1,5, novidade da terceira fase do programa, correspondente a 3% e 2%, respectivamente (FGV, 2018).

Embora o programa tenha passado por diversas reformulações de critérios, em busca do aprimoramento de condições e de se atingir a parcela mais carente da população, as consequências decorrentes não tiveram resultados vantajosos. A faixa 1 do programa, desde de 2015 tem apresentado os menores valores de unidades contratadas da história do programa, corroborando as críticas às estratégias de auxílio a população de baixa renda (FGV, 2018).

Na figura 12, apresentada a seguir, é possível notar com clareza o decaimento abrupto nas contratações da Faixa 1.

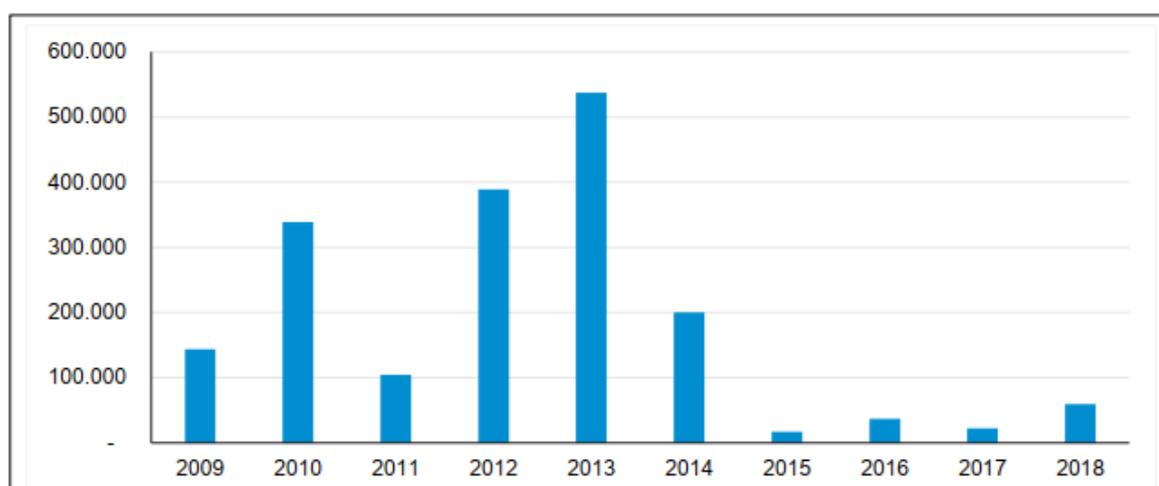


Figura 12 – Unidades contratadas na Faixa 1, até junho de 2018. Fonte: (FGV, 2018)

O estudo publicado pela Fundação Getúlio Vargas, em 2018, a respeito dos resulta-

dos do programa justifica o decaimento pela expansão imobiliária, que teve lugar nos anos de 2013 e 2014, e a decorrente valorização do preço da terra, o que refletiu negativamente na produção de HIS e no atendimento às famílias mais necessitadas (FGV, 2018).

No relatório de avaliação mais recente do MCMV, publicado em dezembro de 2020, a Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria do Ministério da Economia, conclui que, além de estagnar o déficit, o programa contribuiu para a sua redução em aproximadamente 400 mil UH, do ponto de vista conservador, ou 2,1 milhões de UH se considerada uma perspectiva mais otimista. Apesar disso, o relatório também aponta as dificuldades do programa em atingir a população de mais baixa renda, e atribui a falha aos critérios de seleção que devem ser melhorados buscando a eficácia (SECAP, 2020).

3.3.1 O Programa Casa Verde e Amarela

Anunciado em agosto de 2020, o programa Casa Verde e Amarela foi idealizado como uma reformulação do programa MCMV, porém revestido pela bandeira patriótica do governo atual em antagonismo ao governo criador da renomada política pública precursora.

A proposta, sustentada pela familiar premissa de enfrentamento ao déficit habitacional e à inadequação de domicílios, promete otimizar a colaboração entre as esferas federal, estadual e municipal de forma a se atingir com precisão as componentes do déficit, além de modificar as condições de financiamento para alcançar, de fato, a população de baixa renda.

Dentre as principais modificações feitas em comparação com a terceira fase do MCMV, tem-se a reformulação das faixas de renda, onde retorna-se ao estado anterior, com apenas 3 classificações. Essa adequação foi feita a partir da retirada da faixa 1 do programa, apontada como detentora da maior taxa de inadimplência dos beneficiários, no intuito de reduzir a participação no governo no fornecimento de subsídios (MELO, 2021).

Essa medida, aliada ao aumento dos custos de produção e paralisação dos limites de gastos, retorna inevitavelmente ao problema inicial da baixa qualidade das UH e da falta de recursos básicos e de integração com os serviços urbanos, além de regressar ao formato de política habitacional pré-MCMV que favorecia a classe média e excluía o acesso à moradia dos mais necessitados (MELO, 2021).

Diante da incerteza gerada pela reformulação brusca e recente da política habitacional, e considerando que o recém-instituído programa Casa Verde e Amarela vigora em sua primeira fase, onde ainda não se tem dados concretos acerca dos resultados da sua atuação, esse estudo se guiará pela experiência obtida nas três fases do programa MCMV, prezando unicamente pelo respaldo técnico e acadêmico gerado pelo período de vigência do programa anterior.

Destaca-se, contudo, que essa escolha não implica na inviabilização da aplicação da proposta no modelo atual da política habitacional, apenas busca se basear em critérios e resultados consolidados, de forma a oferecer respaldo substancial para a sua implementação.

3.4 A Habitação de Interesse Social enquanto produto

A concepção de uma Habitação de Interesse Social (HIS) é guiada por uma série de parâmetros que visam, simultaneamente, fazer jus ao caráter social do projeto, prezando pela adequação do modelo ao menor escopo financeiro possível, e resguardar, ao futuro morador, condições mínimas para habitação e qualidade de vida.

No contexto do Programa MCMV, esses parâmetros são formalizados, e enquanto Política Pública, regulamentados através de instrumentos normativos específicos, que conferem aos empreendimentos uma uniformidade dos aspectos técnicos e urbanísticos envolvidos.

A regulação em vigor atualmente é estabelecida pela Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018, do extinto Ministério das Cidades, que consiste em um valioso instrumento normativo do Programa Minha Casa Minha Vida.

A seguir encontram-se listados os principais pontos da referida portaria, que serão considerados nesse estudo, de modo a se prezar pela fidedignidade dos aspectos do programa e do contexto real ao qual ele está inserido.

3.4.1 Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018

A Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018, trata sobre as diretrizes para elaboração de projetos e estabelece também as especificações técnicas mínimas para cada unidade habitacional no âmbito do PMCMV ([MCIDADES, 2018](#)).

O normativo é composto por apenas cinco artigos, sendo os três primeiros referentes a descrição do conteúdo de seus anexos, que contemplam as diretrizes e especificações do projeto em si. Em seguida, o quarto e o quinto artigo são referentes a revogação do normativo anterior e a entrada em vigor do atual, respectivamente.

A seguir serão destacados, nos anexos da Portaria, os pontos mais significativos para a realização desse estudo.

3.4.1.1 DIRETRIZES PARA ELABORAÇÃO DE PROJETOS

O primeiro anexo da portaria traz as diretrizes para a elaboração dos projetos do programa. Desde especificações relativas à quantidade de UH em conjuntos habitacionais, até os requisitos para determinação dos terrenos e respectivas integrações com os sistemas urbanos do entorno. Abaixo, são elencados alguns tópicos, referentes às condições urbanísticas mínimas para a inserção dos empreendimentos.

Tópico do Anexo	Diretrizes
3.1	O empreendimento deverá estar inserido na área urbana ou em zonas de expansão.
3.3	O empreendimento deverá ser dotado de infraestrutura urbana básica: vias de acesso e de circulação pavimentadas, drenagem pluvial, calçadas, guias e sarjetas, rede de energia elétrica e iluminação pública, rede para abastecimento de água potável, soluções para o esgotamento sanitário e coleta de lixo.
3.3.1.	As redes de energia elétrica e iluminação pública, abastecimento de água potável, as soluções para o esgotamento sanitário e as vias de acesso ao empreendimento, deverão estar operantes até a data de entrega do empreendimento ou da respectiva etapa.
3.1 (repetido)	Os projetos dos empreendimentos deverão ser elaborados visando a promoção de condições dignas de habitabilidade, acesso a serviços básicos de infraestrutura e equipamentos sociais, bem como sua adequada inserção no território do Município. Para tanto deverão ser observadas as seguintes diretrizes, agrupadas em Eixos Estruturadores do Desenho Urbano: - Conectividade; - Mobilidade e Acessibilidade; - Diversidade; - Infraestrutura e sustentabilidade; - Sistema de Espaços Livres.
3.1.4 – d)	O projeto do empreendimento deverá prever estratégias para a redução do consumo de energia e propiciar, quando possível, a utilização de fontes renováveis de energia (solar, eólica, fotovoltaica, etc.)

Tabela 5 – Diretrizes para Elaboração de Projetos relevantes no contexto desse estudo.
Fonte: (MCIDADES, 2018)

3.4.1.2 ESPECIFICAÇÕES MÍNIMAS DAS UNIDADES HABITACIONAIS

Nesse Anexo da Portaria, são apresentadas primeiramente, as principais especificações requeridas para a unidade habitacional no que tange os aspectos arquitetônicos, como divisão interna dos espaços e quantidade mínima de cômodos. No mesmo Anexo são abordados, dentre outros aspectos, os requisitos para o sistema elétrico, como quantidade de pontos de energia e iluminação.

As especificações impostas nesse Anexo são baseadas nas exigências da norma de Desempenho de Edificações Habitacionais (ABNT NBR 15.575). (MCIDADES, 2018)

Tópico do Anexo	Diretrizes
Área útil mínima da UH (descontando as paredes)	A área da UH deve ser suficiente para atender o programa mínimo da UH e as exigências de mobiliário para cada cômodo, a seguir definidas, respeitadas as seguintes áreas úteis mínimas: a) Casas: 36,00 m ² , se área de serviço for externa, ou 38,00 m ² , se a área de serviços for interna. b) Apartamentos / Casas Sobrepostas: 39,00 m ² .
Programa mínimo da UH	Sala + 1 dormitório casal + 1 dormitório para duas pessoas + cozinha + área de serviço + banheiro. Estas especificações não estabelecem área mínima de cômodos.
Dormitório casal	Quantidade mínima de móveis: 1 cama (1,40 m x 1,90 m); 1 criado mudo (0,50 m x 0,50 m); e 1 guarda-roupa (1,60 m x 0,50 m). Circulação mínima entre mobiliário e/ou paredes de 0,50 m.
Dormitório duas pessoas	Quantidade mínima de móveis: 2 camas (0,90 m x 1,90 m); 1 criado mudo (0,50 m x 0,50 m); e 1 guarda-roupa (1,50 m x 0,50 m). Circulação mínima entre as camas de 0,80 m. Demais circulações, mínimo 0,50 m.
Cozinha	Largura mínima da cozinha: 1,80 m. Quantidade mínima: pia (1,20 m x 0,50 m); fogão (0,55 m x 0,60 m); e geladeira (0,70 m x 0,70 m). Previsão para armário sob a pia e gabinete.
Sala de estar/refeições	Largura mínima sala de estar/refeições: 2,40 m. Quantidade mínima de móveis: sofás com número de assentos igual ao número de leitos; mesa para 4 pessoas; e Estante/Armário TV.
Banheiro	Largura mínima do banheiro: 1,50 m. Quantidade mínima: 1 lavatório sem coluna, 1 vaso sanitário com caixa de descarga acoplada, 1 box com ponto para chuveiro - (0,90 m x 0,95 m) com previsão para instalação de barras de apoio e de banco articulado, desnível máx. 15 mm; Assegurar a área para transferência ao vaso sanitário e ao box.
Área de serviço	Quantidade mínima: 1 tanque (0,52 m x 0,53 m) e 1 máquina (0,60 m x 0,65 m). Prever espaço e garantia de acesso frontal para tanque e máquina de lavar.
Pé-direito mínimo	Pé-direito mínimo de 2,50 m, admitindo-se 2,30 m no banheiro.
Ampliação - casas	A unidade habitacional deverá ser projetada de forma a possibilitar a sua futura ampliação sem prejuízo das condições de iluminação e ventilação natural dos cômodos pré-existentes.
Área de estacionamento	Vagas de estacionamento conforme definido na legislação municipal.

Tabela 6 – Especificações Arquitetônicas das UH relevantes no contexto desse estudo. Fonte: (MCIDADES, 2018).

A seguir, são destacados alguns tópicos referentes aos sistemas elétricos, estabelecidos segundo as normas NBR 60.669/2004 e NBR 5410/2004.

Tópico do Anexo	Diretrizes
Pontos de tomadas elétricas	Deverão atender à NBR NM 60.669/2004 e NBR 5410/2004 com no mínimo 4 na sala, 4 na cozinha, 2 na área de serviço, 2 em cada dormitório, 1 tomada no banheiro e mais 1 ponto elétrico para chuveiro. Tomadas baixas a 0,40 m do piso acabado, interruptores, interfonos, campainha e outros a 1,00 m do piso acabado. Prever ponto específico para máquina de lavar roupa.
Pontos de iluminação nas áreas comuns	Plafon simples com soquete para todos os pontos de luz. Instalar luminária completa e com lâmpada fluorescentes com Selo Procel ou ENCE nível A no PBE para as áreas de uso comum. Instalação de sistema automático de acionamento das lâmpadas - minuteria ou sensor de presença - em ambientes de permanência temporária.
Circuitos elétricos	Prever circuitos independentes para iluminação, tomadas de uso geral, tomadas de uso específico para cozinha e para o chuveiro, dimensionados para a potência usual do mercado local. Prever DR e ao menos 02 (dois) posições de disjuntor vagas no Quadro de Distribuição. Prever ponto específico para máquina de lavar roupa

Tabela 7 – Especificações para Sistemas Elétricos das UH relevantes no contexto desse estudo. Fonte: (MCIDADES, 2018)

A Figura 13, apresentada a seguir, retrata uma proposta comercial para um modelo de unidade habitacional unifamiliar térrea, semelhante aos parâmetros de Habitação de Interesse Social do PMCMV.



Figura 13 – Exemplo de proposta comercial de Unidade Habitacional Térrea. Reprodução: (IPROJETEI, 2020)

3.4.1.3 ESPECIFICAÇÕES URBANÍSTICAS DOS EMPREENDIMENTOS

Em seu terceiro anexo, a Portaria nº 660, trata das diretrizes referentes à alocação urbanística, bem como os requisitos mínimos para o planejamento da área pública dos empreendimentos. Observa-se também, nesse anexo a listagem de Sistemas de Aquecimento Solar (SAS) dentre os sistemas propostos na seção de infraestrutura e sustentabilidade.

Tópico do Anexo	Diretrizes
Iluminação de áreas condominiais internas	Lâmpadas fluorescentes com Selo Procel ou ENCE nível A no PBE. Sistema automático de acionamento das lâmpadas - minuteria ou sensor de presença - em ambientes de permanência temporária.
Iluminação de áreas condominiais externas	Programação de controle por horário ou fotossensor.
Sistema de Aquecimento Solar (SAS)	Conforme disposto na Portaria nº 643 de 13 de novembro de 2017.

Tabela 8 – Especificações Urbanísticas dos Empreendimentos relevantes no contexto desse estudo. Fonte: Adaptado de (MCIDADES, 2018)

A Figura 14, a seguir, ilustra a uniformidade das Unidades Térreas Unifamiliares de um Conjunto Habitacional do PMCMV, de acordo com as diretrizes do Anexo 3 da Portaria nº 660.



Figura 14 – Exemplo de Conjunto Habitacional com Unidades Unifamiliares. Reprodução: Google Imagens, 2020

Dessa forma, é notável que se partindo das especificações fornecidas pela Portaria nº 660, tem-se, concebido, um modelo legítimo de Habitação de Interesse Social, baseado em uma Política Pública Habitacional que, após nove anos de aperfeiçoamento, se revela como um objeto de estudo adequado a relevância do tema.

4 Energia Solar e Habitações de Interesse Social

Tendo em vista a trajetória de implementação do Programa Minha Casa Minha Vida, pode-se notar uma valiosa ferramenta do governo brasileiro no combate ao déficit habitacional.

Ainda que possua pontos a serem melhorados, o programa vem apresentando resultados melhores que seus antecessores, tendo desacelerado o crescimento do Déficit Habitacional, atuando principalmente na componente referente a habitações precárias (FGV, 2018). Esses resultados, aliados à movimentação econômica e geração de empregos inerentes à efetivação da proposta, conferem ao PMCMV um potencial de expansão promissor.

Complementarmente, a quantidade de critérios reformulados com o passar das fases do programa, as diferentes opções de financiamento e a dispersão geográfica compatível com o problema, demonstram passos em direção a correção das imprecisões do programa, tais como a alocação dos recursos federais, estaduais e municipais e a dificuldade de se atingir a parcela mais carente da população.

Entretanto, vale-se ressaltar que a moradia isoladamente não garante uma qualidade de vida digna aos beneficiários do programa. Dentre as principais críticas recorrentes, a falta de planejamento dos imóveis e a carência de recursos básicos e integração com os serviços urbanos muitas vezes se mostram como fatores adversos à conquista da dignidade na qual a Constituição se fundamenta.

Exemplos dessas adversidades podem ser elencados por meio de estudos de casos como o realizado por (DALBERTO, 2015) em um empreendimento do MCMV no interior de São Paulo. Dentre os principais problemas destacados pelos beneficiários, a localização remota, a falta de articulação com as estruturas sociais e comerciais e o chamado “custo de morar” expõem os ônus decorrentes de um planejamento urbano falho.

Em contraste com os problemas apontados, o Instituto Brasileiro de Administração Municipal, traz a definição de uma habitação adequada, traduzida por (FERNANDES, 2003) do documento Agenda Habitat, do Programa das Nações Unidas para os Assentamentos Humanos (UM-HABITAT):

Habitação adequada para todos é mais do que um teto sobre a cabeça das pessoas. É também possuir privacidade e espaço adequados, acessibilidade física, garantia de posse, estabilidade estrutural e durabilidade, iluminação adequada, aquecimento e ventilação, infraestrutura básica adequada, como fornecimento de água, esgoto e coleta de lixo, qualidade ambiental adequada e fatores relacionados à saúde, localização adequada

e acessível em relação a trabalho e instalações básicas: tudo deveria ser disponível a um custo acessível (FERNANDES, 2003).

(SOUSA, 2017) afirma que independente das restrições orçamentárias características de políticas públicas, os programas habitacionais de interesse social devem focar na otimização de seus projetos, tendo sempre o beneficiário como referência para as melhorias e adaptações. (BUONFIGLIO, 2018), acrescenta que a HIS, enquanto política pública, é inacabada e deve ser sempre suscetível a mudanças. A partir desses fatores, conclui-se como mandatória a adoção de medidas que visem o aperfeiçoamento do programa, no sentido de se melhorar a qualidade de vida dos seus beneficiários.

4.1 O papel da Energia Solar nas Habitações de Interesse Social

Em estudo realizado acerca do déficit habitacional e do Programa Minha Casa Minha Vida, a Fundação Getúlio Vargas ressalta a necessidade de compatibilidade entre as políticas públicas habitacionais e urbanas, sugerindo, ainda, a integração de ambos em uma reformulação mais abrangente da política urbana (FGV, 2018).

Paralelamente, a Fundação João Pinheiro corrobora a premissa, afirmando que analisar a questão habitacional sem considerar as demais políticas urbanas é um erro que pode levar a inviabilização dos programas habitacionais. O estudo ainda acrescenta que essa consequência está diretamente relacionada a interdependência existente entre moradia e os demais aspectos do planejamento urbano, tais como energia elétrica, saneamento básico e transporte, cuja harmonização pode exigir mais do que simples incrementos em casos individuais (FJP, 2015).

Dessa forma, partindo do princípio que quaisquer medidas que promovam a integração entre os empreendimentos habitacionais e as demais esferas da política urbana devem ser endossadas e aperfeiçoadas, esse estudo resgata os conceitos de Geração Distribuída e de Energia Solar Fotovoltaica como ferramentas compatíveis com o atual contexto habitacional e suas adversidades.

4.1.1 Geração Distribuída Fotovoltaica e HIS: Histórico de Experiências Nacionais

A utilização de energia solar em empreendimentos do MCMV não é uma novidade. Desde sua primeira fase, o programa vem promovendo, através do incentivo do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e do Ministério das Cidades, a instalação de SAS nas habitações de interesse popular, tendo entregue, nessa fase, mais 41.449 unidades, pertencentes à 136 empreendimentos e 69 municípios, equipadas com esse sistema (MAIA; LIMA; GOMES, 2019).

O sistema consiste em uma estrutura para aquecimento de água baseada em energia solar, sendo composto por placas coletoras, que absorvem a radiação solar e a transfere para a água que circula por tubulações de metal, e por um reservatório térmico, que armazena a água aquecida até o momento de utilização.



Figura 15 – SAS utilizado no PMCMV. Reprodução: Google Imagens, 2020

Porém, foi a partir da sua segunda fase, quando o programa implementou a obrigatoriedade da instalação de SAS em unidades habitacionais térreas, que o mesmo foi, de fato, popularizado por todo o país, atingindo, até 2016, a marca de 381 mil residências equipadas, o que corresponde a uma parcela de 21% do total de unidades contratadas para a Faixa 1.

Já em sua terceira fase, o programa contou com a publicação da Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017 (MCIDADES, 2017), que estabeleceu a obrigatoriedade de medidas para redução do consumo de energia elétrica por meio de sistemas de geração de energia solar, por SAS ou Sistemas Fotovoltaicos (SFV), para unidades habitacionais térreas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste, admitindo, para isso, a elevação do valor do imóvel em até R\$ 3.000,00 (três mil reais) (MAIA; LIMA; GOMES, 2019).



Figura 16 – Conjunto Habitacional do PMCMV equipado com SAS. Reprodução: Google Imagens

Paralelos a esses marcos de destaque na cronologia do programa, houve também iniciativas pontuais com projetos pilotos de energia solar fotovoltaica aplicada em empreendimentos do MCMV. Sob diversos títulos e critérios, essas iniciativas vieram acompanhadas de inúmeros estudos de caso, que forneceram dados e subsídios para a comprovação da sinergia existente entre a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) e as Habitações de Interesse Social.



Figura 17 – Empreendimento piloto do PMCMV com implementação de GDFV. Reprodução: Google Imagens, 2020

Uma dessas iniciativas, batizada de Projeto de Geração de Renda e Energia, teve

destaque devido seu caráter altamente social. O projeto teve seu início em 2012, na cidade de Juazeiro (BA) e consistiu na instalação de SFV em mil residências, pertencentes a dois empreendimentos do MCMV, e alcançou a potência total instalada de 2,1 MWp, o suficiente para abastecer 3.600 unidades habitacionais (MME, 2019).

Dentre as particularidades do projeto, estava o envolvimento da comunidade local na instalação dos equipamentos, promovendo, além dos benefícios inerentes a integração GD-MCMV, a capacitação de moradores para operação e manutenção dos sistemas (CUNHA; TORRES; SILVA, 2018).



Figura 18 – Capacitação da comunidade local pelo Projeto de Geração de Renda e Energia, Juazeiro (BA). Reprodução: Google Imagens, 2020

O sucesso da iniciativa repercutiu de forma que, sete anos depois, em 2019, o projeto foi reportado pelo Ministério de Minas e Energia, no relatório final do ProGD, como um dos exemplos de empreendimentos com implementação bem-sucedida da Geração Distribuída:

O projeto se mostrou socialmente bem sucedido, trazendo melhorias ao condomínio, capacitando moradores em instalação de sistemas fotovoltaicos, e distribuindo renda aos moradores (MME, 2019).

O levantamento dessas experiências, aliado à pesquisa exploratória, permite a construção de um compêndio dos fatores benéficos que a integração da Geração Distribuída, a partir de Sistemas Fotovoltaicos, aos empreendimentos de Habitação de Interesse Social do Programa Minha Casa Minha Vida podem acarretar, bem como os obstáculos à implementação da proposta. Nos tópicos a seguir, serão elencados os principais benefícios e obstáculos constatados.

4.1.2 Benefícios

Sobre o emprego de Geração Distribuída e Energia Solar Fotovoltaica como ferramentas sociais, (OLIVEIRA et al., 2018) destaca:

A geração distribuída, aliada à exploração da energia solar fotovoltaica, constitui a melhor política energética com o fulcro de promover a inclusão social e a cidadania no Brasil, além de se alinhar ao paradigma do desenvolvimento sustentável (OLIVEIRA et al., 2018).

Partindo-se desse pressuposto, há de destacar que conciliação da Geração Distribuída, por meio de SFV, às unidades do MCMV, não só cumpre a premissa de aperfeiçoamento contínuo do programa, implementando melhorias para beneficiários, como também constitui ganhos mais extensivos que envolvem, também, os demais agentes do setor.

Paralelos a potencialização das vantagens individuais inerentes às duas iniciativas, os benefícios da integração proposta vão além das esferas de combate ao déficit habitacional e de diversificação da matriz energética. A seguir, pretende-se destacar as principais vantagens que decorrem da conciliação da Geração Distribuída aos empreendimentos do Programa Minha Casa Minha Vida, para diferentes contextos e agentes envolvidos.

Pelo ponto de vista do usuário final do programa, possivelmente o maior favorecido, a incorporação de um sistema de geração residencial atuaria significativamente na redução de gastos com energia elétrica. Em caráter secundário, destaca-se a recente aprovação da PEC nº 13/2019 (BRASIL, 2019), que confere a possibilidade de redução no valor do IPTU para residências que adotem medidas sustentáveis, através do programa intitulado IPTU Verde.

Essas modestas reduções, se consideradas frente ao contexto econômico de uma casa popular, possibilitaria uma economia significativa, e conseqüente aumento de poder aquisitivo, antagonicamente ao cenário atual, onde há comprometimento de parcela expressiva da renda familiar com as despesas de energia e IPTU (MANSUR, 2018).

Adicionalmente, nos casos não raros de empreendimentos MCMV localizados afastados de regiões urbanas e de seus sistemas, a geração centralizada nas próprias unidades mitigaria as falhas decorrentes dos sistemas de transmissão e distribuição.

Ampliando a perspectiva de análise, as construtoras responsáveis pelos empreendimentos também seriam beneficiadas com a integração. O retorno é previsto pelo aumento de visibilidade, decorrente do comprometimento da empresa com questões sustentáveis e ambientais, bem como pela atração de investidores, bancos financiadores e clientes (SOUZA; FERREIRA, 2019).

Já para o setor elétrico, destacam-se como benefícios a redução de inadimplências no sistema de distribuição, bem como a diminuição de perdas não técnicas, que represen-

tam dois problemas complexos que afetam tanto as distribuidoras, quanto os consumidores (MANSUR, 2018).

Por fim, frente a baixa eficiência energética das unidades habitacionais e a crescente demanda de energia provocada pela entrega de novas residências, a possibilidade de aumento do potencial de geração não deve ser negligenciada, sendo benéfica tanto para os empreendimentos, quanto para o setor elétrico (CABRAL, 2014).

4.1.3 Obstáculos

Semelhante aos processos individuais de combate ao Deficit Habitacional e de promoção da Geração Distribuída, a aliança proposta entre as duas agendas brasileiras também possui seus entraves particulares.

Analisando-se pelo ponto de vista do principal interessado, o beneficiário, levanta-se, primordialmente, a questão financeira. É de claro entendimento que a perspectiva de implementação de melhorias significativas desacompanhada de um aumento de valores é utópica. Entretanto, o desafio principal consiste no zelo pelo caráter social do programa, defendendo a não oneração dos custos de implementação, às famílias de baixa renda beneficiárias.

A adaptação dos sistemas de geração para empreendimentos multifamiliares pode ser árdua, uma vez que a disponibilidade de área dos telhados será reduzida, e a demanda de energia aumentada.

Adicionalmente, sabe-se que a popularização da Geração Distribuída demanda empenho para a implementação de reforços e melhorias nos equipamentos e linhas de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa premissa, alinhada aos empreendimentos do MCMV e à possibilidade de implementação em unidades multifamiliares, demandaria, adicionalmente, adaptação das concessionárias, de forma a se adaptar todo o sistema ao novo cenário de geração (SOUZA; FERREIRA, 2019).

Por fim, cabe destacar outro obstáculo, de caráter menos técnico, para a efetivação das medidas propostas: a lentidão das entidades regulatórias e legislativas, inerente à promulgação de políticas públicas. A trajetória de tramitação nos estágios do processo legislativo pode ser um fator antagônico ao progresso intrínseco às iniciativas.

Dessa forma, a análise dos pontos elencados nesse capítulo confirma a sinergia existente entre as agendas de combate ao Deficit Habitacional e de diversificação da Matriz Energética. A Geração Distribuída, se apresenta como uma ferramenta útil, porém em seus estágios iniciais de exploração, frente à uma Política Habitacional robusta porém necessitada de adequações. Assim, o tópico levantado por esse estudo, se mostra legitimamente pertinente apesar de anteriormente explorado, podendo futuramente representar um fator de mudança nas políticas habitacionais e energéticas do Brasil.

Aspectos gerais

Não obstante as falhas observadas e as críticas ao programa, o Minha Casa Minha Vida tem atuado como ferramenta importante na política habitacional, agindo na atenuação do deficit através do combate aos seus componentes. Adicionalmente, estima-se que o programa foi responsável pela adição de R\$ 333 bilhões na economia do país, aumentando a renda e os postos de trabalho formais do setor e da cadeia (FGV, 2018).

Em seu estudo sobre o Programa Minha Casa Minha Vida e seus reflexos no Deficit Habitacional, a Fundação Getúlio Vargas destaca:

O aspecto mais relevante de qualquer avaliação do programa diz respeito aos seus impactos sociais: mais de cinco milhões de famílias foram beneficiadas, destacando que o grupo mais favorecido foi aquele que compõe o perfil das famílias com pouco ou nenhum acesso a recursos do mercado imobiliário. Isso implicou a redução de componentes do deficit e impediu o seu crescimento em ritmo maior ao que efetivamente foi verificado entre 2009 e 2017. (FGV, 2018)

Essa consideração, fundamentada no estudo realizado em 2018, expõe não só a importância social, mas também realça a magnitude da escala de atuação do programa, reafirmando com dados recentes o papel do Estado na garantia de uma moradia digna como direito social de forma a se zelar pela Dignidade da Pessoa Humana.

O conceito de Unidade Habitacional erguido através das especificações do PMCMV, independentemente de suas variações, proporciona uma visão clara do escopo sobre o qual esse estudo pretende se estruturar. A concepção desse modelo será determinante para se traçar um perfil de consumo da residência, parâmetro fundamental para o dimensionamento do sistema fotovoltaico e análise de viabilidade técnica e econômica.

Os estudos realizados por (MANSUR, 2018), comprovam que a geração de energia solar em empreendimentos do MCMV é benéfica à operação do Setor Elétrico, mesmo no caso de não haver futura ampliação do programa. Da perspectiva otimista, foi prevista uma redução de 6,38% dos custos de operação, transmissão e distribuição, o que comprova a viabilidade da inserção, no que se refere ao Setor Elétrico.

Adicionalmente, ampliando a perspectiva da análise, (SOUZA; FERREIRA, 2019), em estudo recente, realizado através de pesquisa com beneficiários do MCMV, constaram a predileção da população por residências equipadas com sistemas de geração fotovoltaicos, mesmo para casos onde essa opção incluísse aumento nos valores de investimento.

Ressalta-se ainda, que as dimensões do PMCMV, que já atingiu o número de 4,3 milhões de Habitações de Interesse Social entregues, implicam em responsabilidades subs-

tanciais para com a sociedade. Em um empreendimento dessa escala, quaisquer melhorias que visem aumentar a eficiência e o desempenho dos projetos trará resultados significativos para a economia do país e dos beneficiários (BOSA et al., 2017), ao mesmo tempo em que, considerando o contexto energético atual, quaisquer medidas que visam a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira têm como objetivo sua complementação, e não a substituição (MANSUR, 2018).

Por fim, destaca-se aqui, a conclusão número 1 do relatório Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho, preparado sob a coordenação do brasileiro José Goldemberg e do ganhador do Prêmio Nobel de Física 1997, Steven Chu (CUNHA; TORRES; SILVA, 2018):

Atender às necessidades de energia básica das pessoas mais pobres deste planeta é um imperativo moral e social que pode e deve ser buscado juntamente com objetivos de sustentabilidade. (BORBA; GASPARG, 2007)

Bem como o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável número 7, da Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, definido na Assembleia Geral das Nações Unidas e internalizado no Brasil, através do Decreto nº 8.892/2016 (CUNHA; TORRES; SILVA, 2018):

Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos. (BRASIL, 2016)

Parte II

Desenvolvimento

5 Definição de parâmetros

Conforme elucidado anteriormente, a metodologia proposta para o desenvolvimento desse estudo exige a prévia definição de premissas conceituais e parâmetros técnicos, cuja importância se dá tanto para a legitimação do estudo, quanto para o dimensionamento do sistema fotovoltaico que será o produto final da iniciativa.

Adicionalmente, uma vez definidos, esses parâmetros serão essenciais para a análise de viabilidade técnica e econômica do projeto, o que reflete a importância de uma estimativa ponderada e responsável, visando a confiabilidade e legitimidade do estudo.

Dentre as variáveis envolvidas no contexto desse trabalho destacam-se, em um primeiro momento, aquelas referentes ao modelo hipotético de HIS. Esse modelo, embora regido pela Portaria nº 660, de 2018, ainda está sujeito a inúmeras variações estruturais e geográficas que, aliadas ao caráter quantitativo da análise, podem verter em resultados de baixa confiabilidade.

Assim exposto, de forma a mitigar essa possibilidade e prezar pela fidedignidade do estudo, nesse capítulo serão estabelecidas as características do modelo genérico e hipotético de HIS.

Entretanto, é importante ressaltar que a proposta de implementação, foco desse estudo, não permeia as vias de alteração estrutural no projeto arquitetônico da habitação. Dentre outros fatores, isso se dá de forma a prezar pela viabilidade e exequibilidade do projeto em eventuais habitações que foram planejadas sem ponderações acerca de fatores como eficiência energética e térmica da residência.

Destaca-se que, apesar de louvável, a observância de tais fatores fugiria ao escopo desse trabalho em particular, principalmente pela acentuação do conflito conceitual já existente entre o caráter social da iniciativa e o indesejável ônus financeiro correlato ao investimento proposto. Apesar disso, entende-se que adoção de uma política de Eficiência Energética ostensiva para HIS se apresenta não como uma ideia utópica, mas como um passo necessário na busca pela sustentabilidade.

Dito isso, a definição do modelo que servirá como objeto de estudo para esse trabalho, será limitada aos seguintes aspectos:

- **Localização do modelo:** A localização geográfica é fator determinante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, uma vez que ela está diretamente ligada às constantes solarimétricas e à disponibilidade de radiação solar para o projeto. No contexto desse estudo, essa localização poderá ser limitada a um estado, uma região ou até mesmo uma Zona Bioclimática.

- **Caracterização Arquitetônica do Modelo:** Nesse ponto serão definidas variáveis relativas ao aspecto estrutural da HIS hipotética que possam vir a ser fatores limitantes como, por exemplo, a área útil para instalação dos módulos fotovoltaicos, ou fatores de aumento de demanda como, por exemplo a quantidade de cômodos.
- **Caracterização Energética do Modelo:** No que diz respeito à demanda energética, faz-se necessário o levantamento da quantidade de tomadas e lâmpadas, bem como uma estimativa dos eletrodomésticos.
- **Consumo Elétrico Estimado:** A partir da caracterização energética, será traçado um perfil de consumo da residência, que será considerado referência principal para determinação da demanda de energia que o projeto deverá atender.

Esses aspectos fornecerão, não só os parâmetros necessários para o dimensionamento de um projeto fotovoltaico adequado ao contexto da habitação, mas também serão fundamentais para garantir a replicabilidade do sistema.

5.1 Localização do modelo

Conforme exposto, a limitação de um escopo geográfico para o dimensionamento do sistema fotovoltaico traz consigo a determinação de variáveis relativas à disponibilidade da fonte de energia do projeto.

Ao contrário de um projeto de dimensionamento habitual, onde esse aspecto é o ponto de partida, definido e imutável, nesse estudo ele assume uma característica arbitrária, desde que seja legitimamente justificável.

Para tanto, essa escolha deve se justificar segundo três variáveis individuais. São elas: a Irradiação Solar Média, o Consumo Médio Residencial e o Deficit Habitacional. Faz-se necessário analisar essas variáveis segundo uma mesma "unidade de medida", de tal forma que a delimitação final alinhe os pontos de interesses particulares de cada uma, prezando pela assertividade da escolha.

No que diz respeito à padronização dessa "unidade de medida", e considerando as diversas escalas de delimitação geográfica, como cidades, estados, regiões e Zonas Bioclimáticas, entende-se que analisar esses aspectos segundo uma ótica regional é o mais adequado e confiável, dada a disponibilidade e a compatibilidade dos dados segregados segundo esse filtro.

Ou seja, a partir desse ponto, cada variável supracitada será detalhada e analisada segundo um filtro regional, destacando em cada caso os pontos de interesse e as premissas para uma comparação confiável entre elas.

5.1.1 Irradiação Solar Média

Por se tratar do combustível necessário à geração fotovoltaica, a disponibilidade do recurso solar se apresenta como um fator determinante para a viabilidade do projeto. Essa disponibilidade pode ser avaliada através dos dados de Irradiância Solar (W/m^2) e Irradiação Solar (Wh/m^2) do local.

A Irradiância Solar incidente em uma superfície é a resultante das componentes direta e difusa, ou seja, é o somatório da radiação incidente do sol diretamente na superfície em questão, mais a radiação proveniente das demais direções, fruto do espalhamento provocado pelos gases e demais partículas da atmosfera. A integral da irradiância no tempo é chamada de irradiação solar (MARTINS et al., 2017).

Dessa forma, ao se analisar a irradiação solar de um determinado local é possível avaliar a disponibilidade de radiação solar e estimar o potencial de geração fotovoltaica.

Sob a ótica de análise regional, a Tabela 9, apresentada abaixo, elenca os dados de Irradiação Solar Média segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.

Região	Irradiação Solar Média (kWh/m^2)
Nordeste	5,483
Centro-oeste	5,082
Sudeste	4,951
Norte	4,825
Sul	4,444

Tabela 9 – Irradiação Solar Média por Região. Fonte: Adaptado de (MARTINS et al., 2017)

5.1.2 Consumo Médio Residencial

Outro fator a se considerar para a escolha da região para esse estudo é o Consumo Médio Residencial, que reflete a demanda mensal média de energia elétrica das residências em cada região do país.

A análise desse dado, além de aproximar ainda mais o estudo ao contexto cultural e social no qual ele se insere, e fundamentar a escolha da região, visa estabelecer parâmetros que, futuramente, servirão de base para avaliação da estimativa de consumo, de forma a se verificar a sua aproximação com a realidade.

A Tabela 10, a seguir, apresenta os dados de Consumo Médio Residencial por região, segundo o Anuário Estatístico de Energia Elétrica, da EPE.

Região	Consumo Médio Residencial (kWh/mês)
Centro-oeste	187,4
Sul	181,2
Sudeste	172,9
Norte	167,6
Nordeste	125,2

Tabela 10 – Consumo Médio Residencial por Região. Fonte: Adaptado de (EPE, 2020b)

5.1.3 Deficit Habitacional

Por fim, o último conjunto de dados a ser considerado na escolha da região é a estimativa de deficit habitacional. Para essa análise será considerado o deficit habitacional total por região, de forma a mitigar a diferença de representatividade entre os deficits rural e urbano a depender da região.

Segundo os dados da FJP, já apresentados anteriormente, o ranking de deficit habitacional por região pode ser visto abaixo.

Região	Deficit Habitacional em 2015
Sudeste	2.482.855
Nordeste	1.971.856
Sul	734.115
Norte	645.537
Centro-oeste	521.381

Tabela 11 – Deficit Habitacional por Região em 2015. Fonte: Adaptado de (FJP, 2015)

5.1.4 Definição de Critérios e Escolha da Região

Uma vez apresentados os dados, faz-se necessário o estabelecimento de critérios para a seleção da região para o estudo. Cada um dos aspectos tratados, representados pelos conjuntos de dados, deve ser analisado segundo a premissa de replicabilidade do projeto, bem como o caráter social previamente descrito.

No que diz respeito à irradiação solar, entende-se que a escolha de uma região com baixos índices se mostra mais adequada, uma vez que traz consigo a possibilidade de replicação do projeto para outras regiões, sem prejuízo no atendimento das demandas energéticas das habitações.

Da mesma forma, para a escolha da região segundo o consumo médio residencial, entende-se que deve ser escolhida uma região com altos índices de consumo, uma vez que, para o caso de replicação do projeto para outras regiões, não haveria prejuízo no atendimento energético.

Por fim, dada a proposta social desse estudo e a problemática levantada por ele, entende-se que, sob a ótica do Deficit Habitacional a escolha da região deve priorizar os altos índices.

Assim exposto, se torna possível a construção de um ranking de prioridade de escolha da região, segundo cada variável, conforme mostra a tabela abaixo:

Prioridade	Irradiação Solar	Consumo Residencial	Deficit Habitacional
1º	Sul	Centro-oeste	Sudeste
2º	Norte	Sul	Nordeste
3º	Sudeste	Sudeste	Sul
4º	Centro-oeste	Norte	Norte
5º	Nordeste	Nordeste	Centro-oeste

Tabela 12 – Prioridade de escolha da região. Fonte: Do autor, 2021

Percebe-se que, apesar de não haver convergência clara entre os critérios das três variáveis, a região Sul se destaca como prioridade em primeiro, segundo e terceiro lugar, respectivamente, caracterizando uma hipótese de "piores cenário possível" (*Worst Case Scenario*), onde há baixa disponibilidade de recurso solar e alta demanda energética residencial.

Assim, entende-se que o dimensionamento do sistema fotovoltaico para uma habitação hipotética localizada na região Sul do país se mostra como a opção mais viável, em termos de escopo de projeto, atendendo satisfatoriamente os critérios previamente estabelecidos.

Ressalta-se, porém, que caso o sistema projetado se mostre inviável para as condições adotadas de pior cenário, a iniciativa deste estudo não deve ser condenada para aplicações em outras regiões. À exemplo disso, destaca-se a região Nordeste que se caracteriza como cenário ideal, segundo a disponibilidade solar e consumo residencial, além de apresentar o segundo maior deficit habitacional do Brasil. Condições essas, que indicam um cenário mais propício ao sucesso da iniciativa.

5.2 Caracterização arquitetônica do modelo

Conforme dito anteriormente, o modelo de HIS esboçado na Portaria nº 660 de 2018, apesar de ser restringido por especificações técnicas mínimas, ainda possui lacunas em pontos fundamentais para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico. Dessa forma, nessa seção serão adotadas premissas de projeto, no que diz respeito ao âmbito arquitetônico da habitação.

Seguindo o roteiro do Anexo II da portaria, o primeiro tópico a ser definido diz respeito à área útil da unidade habitacional, que para fins de aproximação desse estudo, será considerada igual a área útil do telhado, disponível para instalação de módulos fotovoltaicos.

Segundo as diretrizes da portaria, a área útil mínima para unidades habitacionais térreas é de 36 m² para os casos onde a área de serviço é externa e 38 m² para os casos onde for interna. Assim, de forma a prezar pela possibilidade de instalação nas menores unidades disponíveis, será considerada a UH com área útil de 36m² (MCIDADES, 2018).

No que diz respeito aos cômodos, a portaria não especifica a área mínima para cada um, mas estabelece a quantidade total igual a 6, sendo eles: sala, quarto de casal, quarto para 2 pessoas, cozinha, área de serviço e banheiro (MCIDADES, 2018).

Outro fator a ser considerado é estrutura do telhado, que refletirá na orientação, inclinação e posicionamento dos módulos fotovoltaicos. Como será tratado no próximo capítulo, por se tratar de um projeto destinado ao hemisfério Sul, a literatura recomenda que os módulos estejam voltados para o Norte, com inclinação numericamente igual a latitude local.

Considerando essa referência, para fins de simplificação, será adotada a premissa de que a unidade habitacional hipotética possui o telhado com tal configuração que permita a instalação dos módulos segundo a orientação e a inclinação recomendadas. Ressalta-se que tal concessão, apesar de inviável do ponto de vista arquitetônico e estrutural, configura apenas uma simplificação, de forma a se possibilitar a realização do estudo com um parâmetro mais próximo do ideal.

Ainda, é necessário pontuar que a adoção dessas condições para o telhado do modelo hipotético também consiste em uma tentativa de se definir uma estrutura genérica, de forma a se aproximar ao máximo da realidade encontrada em assentamentos do programa MCMV.

Assim, tem-se definido que o telhado do modelo hipotético terá estrutura adequada à instalação dos painéis segundo a melhor orientação e angulação possível, ou seja, direcionado para o Norte, com inclinação equivalente a latitude do local escolhido.

5.3 Caracterização energética do modelo

Tendo estabelecido as características estruturais da unidade habitacional, o próximo passo consiste na caracterização energética. Nesse ponto faz-se necessário definir a quantidade de pontos de energia nos cômodos, além da quantidade e tipo das lâmpadas utilizadas, bem como uma previsão dos eletrodomésticos.

Dando continuidade à listagem de requisitos do Anexo II da Portaria nº 660, de

2018, tem-se especificado a quantidade mínimo de tomadas por cômodo como: 4 na sala, 4 na cozinha, 2 na área de serviço, 2 em cada quarto, 1 no banheiro, além de 1 ponto elétrico disponível para chuveiro e outro para a máquina de lavar, totalizando 17 pontos na residência (MCIDADES, 2018).

Para iluminação será adotada a premissa de utilização de lâmpadas do tipo LED, devido à sua comprovada eficiência em relação aos demais modelos, com potência média de 9W. A contabilização considerará o mínimo de 1 lâmpada por cômodo além de 2 lâmpadas extras para a área externa, totalizando 8 lâmpadas.

Outra etapa fundamental para estimar a demanda energética da unidade habitacional consiste no levantamento dos eletrodomésticos utilizados. A Portaria já fornece um direcionamento nesse sentido, ao determinar a observação dos requisitos mínimos para instalação dos seguintes eletrodomésticos: fogão, geladeira, chuveiro elétrico, máquina de lavar e TV (MCIDADES, 2018).

Considerando os avanços mais recentes do PMCMV onde sistemas de aquecimento de água por energia solar foram implementados nas unidades habitacionais a partir da segunda fase, esse estudo não irá contabilizar o consumo de um chuveiro elétrico no cálculo de demanda elétrica da residência.

Outro conjunto de dados relevantes para a determinação dos eletrodomésticos que irão compor a demanda elétrica da UH hipotética é proveniente da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos na Classe Residencial (PPH), realizada no ano de 2019 pela Eletrobrás, com o intuito de traçar um perfil de comportamento e as características de consumo elétrico da população brasileira (ELETROBRAS, 2020).

A pesquisa desenvolvida pela Eletrobrás, dentre outras coisas, detalhou a posse e hábitos de uso de diversos equipamentos elétricos, segregando esses dados por classe de consumo e por Região. A Tabela 13, apresentada a seguir, elenca os equipamentos incluídos na pesquisa com suas respectivas representatividades na classe residencial da região Sul, segundo a pesquisa realizada pela Eletrobrás.

Equipamentos	Representatividade (%)
Refrigerador	99,25
Televisor	96,80
Máquina de Lavar Roupas	90,40
Liquidificador	80,43
Micro-ondas	80,21
Ventilador ou Circulador de Ar	62,24
Secador de Cabelo	45,17
Modem para internet	44,32
Forno Elétrico	39,20
Sanduicheira Elétrica	37,71
Batedeira	37,33
Cafeteira Elétrica	34,88
Aspirador de Pó	32,64
Notebook	32,53
Receptor de TV por assinatura	31,25
Ferro Elétrico	28,75
Aparelho de som	24,64
Computador	23,95
Prancha Alisadora	23,89
DVD/Vídeo/Blu-ray	23,84
Condicionador de Ar	22,83

Freezer	17,71
Conversor Digital Externo	15,41
Roteador sem fio	15,36
Furadeira	14,72
Fogão Elétrico (Cooktop)	14,29
Portão Eletrônico	14,08
Telefone sem fio	11,15
Espremedor de Frutas	09,23
Videogame	08,05
Fritadeira Elétrica sem óleo	07,95
Panela Elétrica	07,63
Tablet	07,47
Máquina de Costura	07,25
Impressora	05,81
Receptor Digital Externo	05,49
Multiprocessador	04,85
Secadora de Roupas	04,16
Máquina de Lavar Louças	04,00
Panificadora	03,31
Purificador de Água	02,67
Aquecedor de Ambientes	02,4
Ebulidor	02,03
Nobreak	01,81
Fritadeira Elétrica com óleo e Enceradeira	01,28

Tabela 13 – Índice de posse de eletrodomésticos na Região Sul. Fonte: Adaptado de (ELETROBRAS, 2020)

Dessa forma, a partir das referências supracitadas e considerando fatores como tempo de uso, potência e caráter social, será adotado, para fins de dimensionamento da demanda elétrica da unidade habitacional hipotética, o critério de pelo menos 25% de representatividade. Dessa forma, limita-se a seleção aos 16 primeiros aparelhos da Tabela 13, além das 8 lâmpadas LED e do fogão, que não foi considerado na PPH devido à sua baixa potência, referente apenas ao acendedor.

A Tabela 14, abaixo, apresenta a seleção final de eletrodomésticos.

Quantidade	Equipamento
8	Lâmpadas LED
1	Fogão
1	Refrigerador
1	Televisor
1	Máquina de Lavar Roupas
1	Liquidificador
1	Micro-ondas

1	Ventilador ou Circulador de Ar
1	Secador de Cabelo
1	Modem para internet
1	Forno Elétrico
1	Sanduicheira Elétrica
1	Batedeira
1	Cafeteira Elétrica
1	Aspirador de Pó
1	Notebook
1	Receptor de TV por assinatura
1	Ferro Elétrico

Tabela 14 – Equipamentos que serão utilizados na projeção da demanda elétrica da UH hipotética. Fonte: Do Autor.

Outro ponto importante a ser tratado nessa seção, diz respeito a conexão da Unidade Habitacional à rede de distribuição. Tendo em vista que o intuito desse estudo é apresentar a energia solar fotovoltaica como uma ferramenta de apoio aos consumidores de baixa renda, entende-se que a conexão à rede de distribuição é essencial não só para os casos onde, a depender da sazonalidade, o sistema fotovoltaico não venha a suprir a demanda da residência, mas também para os casos onde a geração possa superar o consumo residencial, permitindo aos beneficiários a possibilidade de compensação junto à distribuidora local.

Dessa forma, será adotada a premissa de que a unidade habitacional hipotética, bem como o sistema fotovoltaico, serão conectados à rede de distribuição de energia elétrica através de conexão monofásica, de forma a prezar pela possibilidade de compensação de energia e pelo menor custo de disponibilidade da rede.

5.4 Consumo Elétrico Estimado

O último parâmetro a ser estabelecido nesse capítulo se trata do Consumo Elétrico Mensal Estimado para o modelo hipotético. Para se determinar esse valor, faz necessário adotar valores de potência para cada um dos equipamentos previamente selecionados, além de se estimar a quantidade de horas às quais cada equipamento está submetido ao uso.

Uma forma de se simplificar esse processo é por meio dos dados disponibilizados pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica, Procel. O Programa fornece uma estimativa de consumo mensal para diversos aparelhos elétricos e eletrônicos, baseados nas diretrizes de eficiência energética e nos perfis de uso de cada tipo de aparelho ([PROCEL, 2021](#)).

A Tabela 15 traz a estimativa de consumo médio mensal de cada aparelho selecionado, segundo o Procel.

Equipamento	Consumo Médio Mensal (kWh/mês)
Refrigerador	25,20
Ventilador ou Circulador de Ar	17,28
Forno Elétrico	15,00
Televisor	14,25
Micro-ondas	13,98
Aspirador de Pó	07,17
Cafeteira Elétrica	06,56
Secador de Cabelo	05,21
Notebook	04,80
Sandueira Elétrica	03,35
Ferro Elétrico	02,40
Modem para internet	01,92
Máquina de Lavar Roupas	01,76
Receptor de TV por assinatura	01,44
Lâmpada LED	01,08
Liquidificador	00,80
Batedeira	00,40
Fogão	00,27

Tabela 15 – Consumo Mensal Médio dos equipamentos da UH hipotética. Fonte: Adaptado de (PROCEL, 2021).

A partir desses dados e observando a quantidade de lâmpadas da residência, se torna possível realizar o somatório do consumo mensal médio, chegando ao valor de 130,43 kWh/mês. Adicionalmente, se adotará uma margem de segurança de 10% relativa a erros e a outros gastos não estimados, como cargas de celular e demais aparelhos de baixa potência.

Aplicada a margem de segurança, chega-se ao valor de 143,47 kWh/mês, que por questões de simplificação, será arredondado para 145 kWh/mês.

Para se verificar a confiabilidade da estimativa, pode-se utilizar como parâmetro o Consumo Médio Residencial divulgado pela EPE no último Anuário Estatístico de Energia Elétrica. Na comparação, verifica-se que a estimativa representa 86% da média nacional, e 79% do consumo médio residencial da região Sul. Tal fenômeno pode ser justificado por se tratar de uma HIS que, naturalmente, terá o consumo abaixo da média (EPE, 2020b).

Outro parâmetro para comparação pode ser encontrado no estudo realizado pela Companhia de Desenvolvimento Habitacional e Urbano (CDHU) no ano de 2019, referente ao consumo elétrico nas Habitações de Interesse Social entregues pelo Governo de São Paulo. O estudo em questão revelou um perfil de consumo de 140 kWh/mês para as HIS

do estado (VASCONCELLOS et al., 2019). Comparando a estimativa feita nesse estudo à pesquisa feita pela CDHU, verifica-se além da considerável proximidade entre os valores, o fato do consumo estimado para a região Sul apresentar valor superior ao constatado a região Sudeste, tal qual o dado do Anuário Estatístico.

Dessa forma, entende-se que a estimativa feita com base nos dados da Eletrobrás e da Procel se mostra adequada ao prosseguimento do estudo, gerando o parâmetro final para dimensionamento do sistema fotovoltaico que se dará no próximo capítulo.

6 Concepção do Projeto Fotovoltaico

A etapa de dimensionamento de um sistema fotovoltaico vai além da definição de modelo e quantidade de módulos solares. De forma a se obter a melhor eficiência possível, o sistema deve ser projetado buscando atender a demanda, se adequar às condições elétricas do ambiente no qual será inserido e compatibilizar cada um dos equipamentos que o compõem.

Conforme definido anteriormente, o sistema fotovoltaico a ser desenvolvido nesse estudo deve ser conectado à rede de distribuição (SFCR ou *On-grid*). Esse tipo de sistema, ao contrário dos isolados, não requer a utilização de dispositivos de armazenamento de energia, tal qual bancos de baterias, ou de reguladores de carga, o que atenua substancialmente o investimento necessário para sua implementação. A figura 19, apresentada a seguir, ilustra a configuração básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

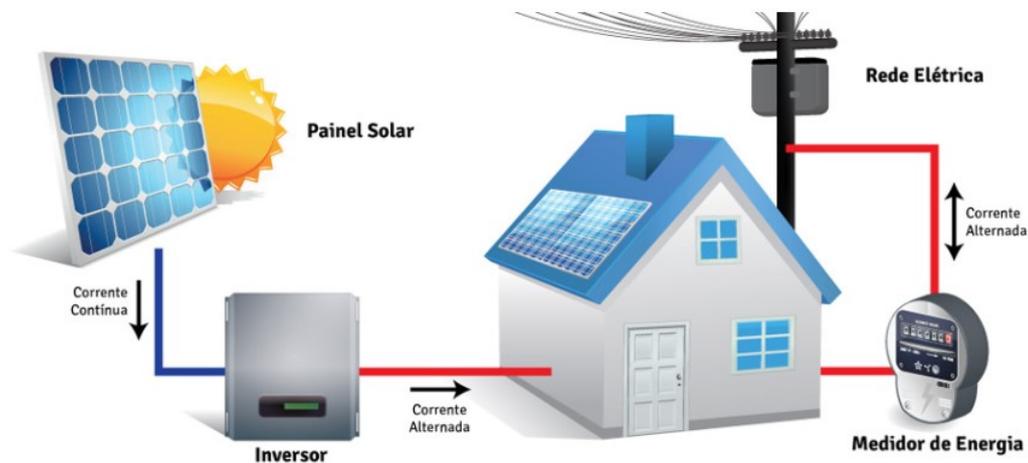


Figura 19 – Esquemático de sistema fotovoltaico conectado à rede (*On-grid*). Fonte: (CAMARGO, 2017)

A configuração elementar de um SFCR, conforme ilustrado acima, é formada pelo gerador fotovoltaico, o inversor e a própria rede de distribuição local. O primeiro, responsável pela geração da energia, alimenta o circuito em corrente contínua, o que justifica e obriga a utilização de um inversor CC/CA, que irá condicionar e converter o fluxo de corrente contínua em corrente alternada, permitindo o abastecimento da residência, bem como a transferência do residual à rede elétrica (ZILLES et al., 2016).

6.1 Normas técnicas para projetos fotovoltaicos

Além dos instrumentos de regulação, já tratados nesse estudo, a concepção e conexão de um SFV à rede elétrica é regida por diversas normas técnicas que garantem a segurança da instalação e da operação do sistema, além de prezar pela integridade da rede e pela qualidade da energia que será injetada nela. Assim, a concepção do modelo proposto será guiada pelo conjunto de normas descrito a seguir.

Em escala nacional, as normas relativas à instalação de um SFCR são definidas pelo Comitê Brasileiro de Eletricidade, da Associação Brasileira de Normas Técnicas ([ALCANTARA, 2017](#)). Dentre as referências oferecidas por esse comitê, no âmbito desse estudo, tem-se a ABNT NBR 16.690, que define os requisitos de projeto para instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos em geral, além das normas ABNT NBR 16.274 e ABNT NBR 16.149, que estabelecem, respectivamente, os requisitos mínimos para documentação e as características da interface de conexão, para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição. Complementarmente, tem-se também as normas de procedimentos para ensaios de conformidade de sistemas e equipamentos, como é o caso da ABNT NBR 16.150 e da ABNT IEC 62.116.

Além das normas técnicas nacionais, o SFCR também deve seguir os padrões estabelecidos pelos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, PRODIST da ANEEL, que regem as atividades técnicas de funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica ([ANEEL, 2021a](#)), especialmente o disposto nos módulos 3 e 8 que compreendem as informações acerca do acesso ao sistema de distribuição e da qualidade da energia, respectivamente.

Por fim, além do disposto nos instrumentos anteriores, a conexão de SFCR está sujeita à pequenas variações de parâmetros e processos de acordo com a região e a concessionária (ou permissionária) local, responsável pela rede de distribuição de energia. Segundo a ANEEL, a região Sul do Brasil é atendida por 51 distribuidoras, que abastecem um total de 13.798.562 unidades consumidoras. Dentre esse montante, 5.224.635 unidades, o equivalente a 37%, são atendidas por uma única distribuidora, a Companhia Paranaense de Energia (COPEL-DIS) ([ANEEL, 2021a](#)), motivo pelo qual esse estudo se baseará nos padrões técnicos locais estabelecidos por essa companhia, através da NTC 905200 ([COPEL, 2014](#)).

6.2 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Após o estabelecimento de todas as premissas e referências necessárias, será descrito a seguir o roteiro e o equacionamento utilizado para concepção do sistema fotovoltaico conectado à rede, destacando-se em cada etapa os parâmetros utilizados e as normas

obedecidas.

Destaca-se que os valores obtidos nesse capítulo, consideram valores ideais dos equipamentos, obtidos em testes laboratoriais sob condições específicas. Esses valores refletem, preliminarmente, a concepção teórica do modelo, uma vez não serão equacionados todos os fatores inerentes à geração de energia, tais como efeitos de sazonalidade, perdas específicas do projeto e índices de sombreamento. Devido à complexidade dessas variáveis, elas só serão abordadas futuramente, durante a análise de viabilidade com base na simulação computacional do projeto concebido.

6.2.1 Potência total necessária

Uma vez definido o consumo médio da unidade habitacional hipotética, o próximo passo consiste no cálculo da potência total necessária. Esse parâmetro será determinante para a escolha dos painéis fotovoltaicos, uma vez que irá estabelecer o valor da potência a ser gerada por eles.

De acordo com o Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (PINHO; GALDINO et al., 2014), publicado pelo Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB), a potência a ser gerada por um SFCR pode ser calculada pela Equação 6.1, apresentada a seguir:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{E(Wh/dia)}{HSP_{MA}(h) * \eta_{SFCR}} \quad (6.1)$$

Onde:

$P_{FV}(Wp)$ - Potência a ser gerada pelos painéis

$E(Wh/dia)$ - Demanda diária média a ser atendida

$HSP_{MA}(h)$ - Média diária anual das Horas de Sol Pleno incidente no local

η_{SFCR} - Eficiência total do SFCR.

A partir da equação acima, é possível notar que a potência a ser gerada pelos painéis consiste, basicamente, na razão entre a demanda diária média da UH e as Horas de Sol Pleno incidente no local. Porém, faz-se necessário considerar, além dessa razão de consumo-incidência, todo o conjunto de perdas técnicas inerentes ao projeto, como por exemplo: queda de tensão no processo de distribuição, poeira na superfície dos painéis, sombreamento, eficiência dos equipamentos e temperatura operacional (PINHO; GALDINO et al., 2014). Essas perdas, são consideradas através do termo η_{SFCR} .

Esse conjunto de perdas, embora essencialmente particular em cada caso e projeto, é passível de ser genericamente dimensionado através de estudos e simulações em laboratórios. Um desses estudos, realizado pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e denominado *Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems* (Parâmetros de Performance para Sistemas Fotovoltaicos conectados à Rede), determinou um valor típico

de eficiência para um SFCR igual a 80%, para operação sob condições padrões de teste, e 73% para operação sob condições de temperatura máxima da células (MARION et al., 2005). Prezando pela premissa conservadora de simulação sob o pior cenário, esse estudo adotará a eficiência de 73% para o sistema.

No que diz respeito às Horas de Sol Pleno, esse valor é o obtido através da razão entre o valor de Irradiação Solar Média do local e a constante de Irradiância Incidente Padrão, que é aproximadamente 1000W/m² para o nível do mar (CEPEL, 2021), conforme mostra a Equação 6.2, abaixo:

$$HSP_{MA}(h) = \frac{I_{SM}(Wh/m^2)}{G_{SCT}(W/m^2)} \quad (6.2)$$

Onde:

HSP_{MA}(h) - Horas de Sol Pleno incidente no local

I_{SM}(Wh/m²) - Irradiação Solar Média do local

G_{SCT}(W/m²) - Irradiância Incidente Padrão.

Uma vez, que a Irradiação Solar Média da Região Sul já foi obtida no capítulo anterior, através do Atlas Brasileiro de Energia Solar, do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (MARTINS et al., 2017), tem-se:

$$HSP_{MA}(h) = \frac{I_{SM}(Wh/m^2)}{G_{SCT}(W/m^2)} = \frac{4444(Wh/m^2)}{1000(W/m^2)} = 4,44h \quad (6.3)$$

Por fim, é necessário determinar a demanda diária média a ser atendida pelo SFCR. A partir do consumo médio mensal estimado como 145 kWh/mês, o próximo passo consiste em abater o valor referente ao custo de disponibilidade do sistema de distribuição.

Conforme a Resolução Normativa N^o 414, de 09 de setembro de 2010, o Custo de Disponibilidade deverá ser aplicado sempre que o consumo da UH for inferior ao mínimo estabelecido de acordo com o tipo de conexão. A Resolução estabelece ainda que a diferença não poderá ser abatida por compensação (ANEEL, 2010), ou seja, o Custo de Disponibilidade corresponde à tarifa mínima a qual o consumidor está sujeito ao se conectar ao sistema de distribuição local e não poderá ser compensado por créditos de energia.

Partindo-se do parâmetro previamente definido, de que a conexão da UH ao sistema de distribuição será do tipo monofásica, uma consulta à REN n^o 414 mostra que o Custo de Disponibilidade nesse caso é igual a 30 kWh/mês (ANEEL, 2010). Ou seja, infere-se que, para reduzir a fatura de energia da UH ao seu valor mínimo, o SFCR deverá gerar o equivalente a 115 kWh/mês.

A partir disso, para se determinar a demanda diária média a ser atendida, divide-se o consumo médio mensal de 115 kWh/mês por 30 dias, o que resulta em E(Wh/dia)

igual a 3,833 kWh/dia. Substituindo todos os valores na Equação 6.4, tem-se:

$$P_{FV}(Wp) = \frac{3833(Wh/dia)}{4,44(h) * 0,73} \simeq 1.183Wp \quad (6.4)$$

Esse valor representa a potência total que o SFCR deverá ter, para suprir a demanda de energia da UH e reduzir a fatura de energia ao seu valor mínimo. Entretanto, conforme descrito na metodologia, esse estudo planeja estabelecer cenários adicionais de suprimento parcial da demanda. Somados à hipótese de suprimento integral, esses cenários serão submetidos às análises de viabilidade, de forma a se diversificar a abordagem e aumentar a abrangência do estudo.

Dessa forma, a metodologia aplicada no cenário de suprimento integral, que será descrita nesse capítulo, será posteriormente replicada, visando conceber modelos paralelos que atendam às demandas menores de 887 Wp e 591 Wp equivalentes à, respectivamente, 75 e 50% da demanda integral.

6.2.2 Seleção de equipamentos

Além do gerador e do inversor, um SFCR também conta com dispositivos periféricos, que atuam na proteção, distribuição e medição da energia gerada. A seguir, serão elencados os equipamentos necessários ao SFCR, segundo as normas supracitadas, juntamente com os diferentes modelos e tecnologias disponíveis para cada uma deles, fazendo a respectiva seleção daqueles mais adequados à proposta do estudo.

6.2.2.1 PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Como componentes principais do sistema de geração fotovoltaica, os painéis fotovoltaicos devem ser cuidadosamente avaliados sob critérios como potência, eficiência, durabilidade e preço, um fator extremamente relevante para esse estudo.

Atualmente, as tecnologias disponíveis no mercado oferecem um leque de possibilidades e combinações para que o consumidor possa escolher aquela que mais se adéqua ao seu projeto ou ao seu orçamento. Embora as pesquisas mais recentes na área, estejam voltadas à tecnologia chamada de Multijunção, que alcança eficiências acima de 40% (PINHO; GALDINO *et al.*, 2014), as células baseadas em silício ainda representam a esmagadora maioria no que se refere à disponibilidade comercial (ZILLES *et al.*, 2016).

Dentre as variações de células fotovoltaicas baseadas em silício comercializadas atualmente, tem-se duas principais categorias: as células de silício monocristalino, e policristalino. A diferença principal entre os dois tipos está diretamente ligada ao processo de produção, onde a otimização do uso da matéria prima reflete, por um lado, na redução

do custo de produção, mas por outro, em uma inevitável queda na eficiência da conversão de energia (GREENPRO, 2004).

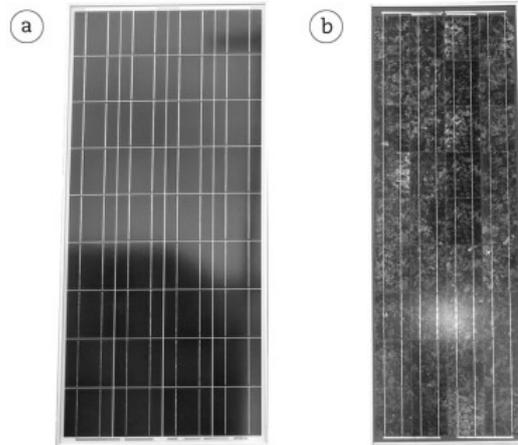


Figura 20 – Comparativo entre as tecnologias de painéis fotovoltaicos baseados em silício: (a) Monocristalino e (b) Policristalino. Fonte: (ZILLES et al., 2016)

Devido ao seu menor custo de produção e a ligeira redução da sua eficiência quando comparada às células monocristalinas, as células policristalinas configuram uma opção financeiramente mais viável e consolidam sua representatividade no mercado fotovoltaico através da sua maior flexibilidade de aplicações, como é o exemplo das fitas fotovoltaicas, onde as células são fabricadas em superfícies maleáveis (CAMARGO, 2017).

Outro valor relevante para o dimensionamento, além do tipo de tecnologia empregada na fabricação é a potência nominal dos equipamentos. Esse dado será fundamental para o cálculo da quantidade de painéis necessários para a alimentação do sistema, conforme representado pelas equações 6.5 e 6.6, a seguir:

$$R = \frac{P_{FV}(W_p)}{P_{NP}(W_p)} \quad (6.5)$$

Onde:

R = Razão entre a potência total do sistema e a potência unitária dos painéis

$P_{FV}(W_p)$ - Potência total a ser gerada

$P_{NP}(W_p)$ - Potência Nominal do painel

Uma vez que a razão entre a potência necessária e a potência unitária dos painéis irá possivelmente retornar um valor decimal, faz-se necessário o arredondamento deste para o menor número inteiro maior ou igual a R, conforme apresentado na equação 6.6:

$$N = \lceil R \rceil \quad (6.6)$$

Onde:

N = Quantidade de painéis necessários

Como a determinação de N depende necessariamente da potência nominal do painel, esse valor será calculado a seguir, e será determinante para a seleção do modelo adequado.

Prezando por uma abordagem diversificada na seleção dos equipamentos, esse estudo fez o levantamento dos principais modelos de painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado brasileiro, incluindo tecnologias de silício mono e policristalino, juntamente com os valores comerciais médios de cada modelo, de forma a se encontrar o modelo mais viável para a aplicação desejada.

De forma a se atender a demanda integral e as demandas parciais com precisão, evitando o sobredimensionamento do sistema e, paralelamente, reduzir o valor do investimento, as principais variáveis a serem consideradas na seleção dos modelos são a razão entre a potência necessária e a quantidade de módulos, ou R , e o valor total dos painéis. Ou seja, os critérios de seleção adotados, pretendem otimizar o projeto, de forma a suprir a demanda gastando o menor valor possível sem gerar energia além do necessário.

A Tabela 16, apresentada abaixo, elenca os principais painéis fotovoltaicos disponíveis atualmente no mercado brasileiro, juntamente com suas potências nominais e preços de mercado¹, além de apresentar os respectivos valores de R , N e valor total a ser gasto em cada modelo².

Modelo	P_{NP} (Wp)	Valor Unitário	R	N	Valor Total
BYD 335PHK-36	335	R\$ 687,27	3,53	4	R\$ 2.749,08
Canadian CS3U-355P	355	R\$ 739,00	3,33	4	R\$ 2.956,00
Canadian CS3W-395P	395	R\$ 817,47	2,99	3	R\$ 2.452,41
Canadian CS3W-415P	415	R\$ 1.121,41	2,85	3	R\$ 3.364,23
Canadian CS3W-420P	420	R\$ 873,27	2,82	3	R\$ 2.619,81
Dah HCM72X9-400W	400	R\$ 1.059,04	2,96	3	R\$ 3.177,12
Globo GBR270P	270	R\$ 594,27	4,38	5	R\$ 2.971,35
Jinko JKM410M	410	R\$ 1.246,15	2,89	3	R\$ 3.738,45
Phono PS450M4H	450	R\$ 1.132,74	2,63	3	R\$ 3.398,22
QCells QPDUO L-G6.3	425	R\$ 1.363,25	2,78	3	R\$ 4.089,75
Resun RS6S-340P	340	R\$ 729,00	3,48	4	R\$ 2.916,00
Trina TSM-DE08MII	375	R\$ 1.069,00	3,15	4	R\$ 4.276,00

Tabela 16 – Modelos de painéis fotovoltaicos selecionados para comparação. Fonte: Do autor.

¹ Valores referentes ao comércio varejista, obtidos por meio de pesquisa online, nos sites de diversos distribuidores de equipamentos fotovoltaicos, no dia 20/07/2021.

² Valores simulados para o cenário de suprimento integral da demanda, ou seja, 1.183Wp.

A partir dos dados apresentados na tabela, é possível notar que o modelo da Canadian Solar, CS3W-395P de 395Wp, se apresenta como uma opção viável para o cenário de suprimento integral da demanda, tanto pelo Valor Total, quanto pelo valor de R, cuja aproximação com N, ilustra a otimização da quantidade de painéis de forma a não permitir o sobredimensionamento do sistema.



Figura 21 – Dimensões do Painel Solar CS3W-395P da Canadian Solar. Fonte: ([MINHA-CASASOLAR, 2021](#))

O modelo escolhido possui tecnologia de silício policristalino, eficiência de 17,88% e conta com diversas certificações nacionais³ e internacionais. Além disso, a fabricante possui representatividade consolidada no mercado brasileiro e fornece 12 anos de garantia do produto ([SOLAR, 2021](#)).

Uma vez determinado o modelo do painel fotovoltaico, será possível calcular a potência nominal total do sistema, conforme a equação 6.7:

$$P_{NT}(Wp) = N * P_{NP}(Wp) \quad (6.7)$$

Onde:

$P_{NT}(Wp)$ - Potência nominal total do SFV

Ou seja:

$$P_{NT}(Wp) = 3 * 395(Wp) = 1185Wp \quad (6.8)$$

³ Registro INMETRO nº 004525/2018

Ressalta-se que a aproximação acurada, obtida entre os valores de P_{NT} e P_{FV} reflete a importância da consideração do valor de R na escolha do módulo fotovoltaico a ser empregado, prezando pela otimização do sistema, de forma que não haja geração de energia sobressalente.

Uma vez definidos a quantidade e potência dos painéis fotovoltaicos, e, por fim, a potência nominal total do sistema, o próximo passo consiste no dimensionamento do inversor.

6.2.2.2 INVERSOR

Conforme apresentado anteriormente, outra peça fundamental em um SFCR é o inversor. Além de fazer a conversão da corrente contínua em corrente alternada, esse aparelho também é responsável pela interface com a distribuidora local, atuando no sincronismo, proteção e monitoramento da energia gerada (COSTA, 2016).

Devido à sua pluralidade de aplicações, os inversores possuem diversos tipos e tecnologias disponíveis no mercado. No contexto de sistemas fotovoltaicos, eles podem ser categorizados, principalmente, entre inversores para sistemas isolados e inversores para sistemas conectados à rede. Embora o princípio de funcionamento seja semelhante, para aqueles destinados a aplicações na rede, existe ainda uma série de exigências e requisitos a serem cumpridos, de forma a atender os termos de segurança e qualidade da energia (PINHO; GALDINO et al., 2014).

Um exemplo dos requisitos a serem cumpridos pelo inversor em um sistema conectado à rede é a imediata desconexão nos casos onde a tensão e a frequência do sistema não estiverem dentro dos limites definidos pela distribuidora. Outra exigência das distribuidoras, normatizada pela NBR IEC 62.116, é que o inversor seja capaz de interromper a geração do sistema nos momentos em que houver falha da rede elétrica, ou seja, que o aparelho possua proteção anti-ilhamento (ZILLES et al., 2016).

Dentre os inversores utilizados em SFCR, tem-se ainda a classificação de acordo com o porte e o posicionamento dos aparelhos em relação aos arranjos fotovoltaicos. Ou seja, de acordo com (PINHO; GALDINO et al., 2014) os inversores podem ser classificados em centrais, multi-strings, string ou microinversor, conforme descrito a seguir:

- Inversores Centrais - aparelhos de grande porte, destinados a aplicações em usinas com potências da ordem de MW.
- Inversores Multi-strings - aparelhos com possibilidade de conexões de mais de uma fileira de módulos, discriminados de acordo com as condições do local.
- Inversor de String - aparelhos de médio porte, destinados à sistemas de microgeração até 10kWp, com possibilidade de conexão de apenas uma fileira.

- Microinversor - inversores de tamanho reduzido, tem sua aplicação restrita à sistemas de pequeno porte. Podem ser comercializados integrados ao módulo fotovoltaico (módulo C.A.).

Além do tipo de sistema fotovoltaico e da sua configuração, outros parâmetros técnicos são fundamentais para o dimensionamento do inversor em um projeto. De acordo com (GREENPRO, 2004), no livro "Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projeto e instalação", a regra geral para dimensionamento do inversor é que a sua potência seja igual a potência total do gerador. Entretanto, o manual estabelece uma margem, de forma a ampliar as possibilidades de acordo com a oferta comercial, conforme a Equação 6.5.

$$0,7 * P_{NT} < P_{INV} < P_{NT} * 1,2 \quad (6.9)$$

Onde:

P_{PV} - Potência total do gerador fotovoltaico

P_{INV} - Potência do Inversor

Ou seja, para o projeto proposto nesse estudo, o intervalo de potência recomendado para o inversor é de 0,82 a 1.42 kW. Esse intervalo será o primeiro critério utilizado para seleção dos modelos, no levantamento de mercado.

Adicionalmente, seguindo as exigências da distribuidora, formalizadas pela NTC 90520, o inversor utilizado deve possuir registro no INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia) (COPEL, 2014). A certificação garante que o aparelho possua todos as funcionalidades necessárias para operar nos padrões de proteção e sincronização necessários à conexão com a rede e assegurar a qualidade da energia gerada.

A Tabela 17, apresentada a seguir, lista os principais inversores presentes no mercado brasileiro que se enquadram na faixa de potência desejada, juntamente com os respectivos preços⁴, potências e números de registro no INMETRO.

Modelo	Potência (W)	Valor (R\$)	Registro INMETRO
APSystems QS1 1200W	1200	R\$ 2.925,00	007215/2018
APSystems YC1000	1000	R\$ 3.105,00	005102/2016
Hoymiles MI-1200	1200	R\$ 1.999,90	004381/2018
INVT MG1KTL	1000	R\$ 2.985,00	008658/2019

Tabela 17 – Modelos de inversores fotovoltaicos selecionados para comparação. Fonte: Do autor.

⁴ Valores referentes ao comércio varejista, obtidos por meio de pesquisa online, nos sites de diversos distribuidores de equipamentos fotovoltaicos, no dia 20/07/2021.

Uma vez que os modelos listados atendem aos requisitos da faixa de potência e registro no INMETRO, o critério final para seleção será o preço de mercado. Dessa forma, fica claro que o modelo MI-1200 da Hoymiles consiste na melhor alternativa dentre as opções. O equipamento oferece a possibilidade de monitoramento remoto da geração, proteção contra efeitos climáticos e vida útil estimada em 25 anos (HOYMILES, 2021).

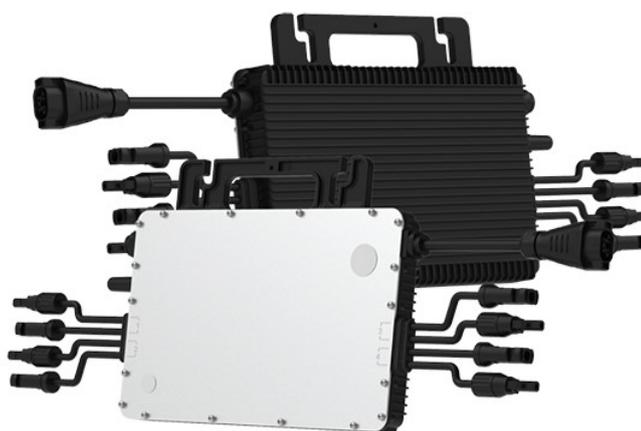


Figura 22 – Microinversor solar MI-1200 da Hoymiles. Fonte: (HOYMILES, 2021)

Dentre as principais características do MI-1200, descritas na folha de especificações técnicas do equipamento, cabe-se destacar duas: a primeira é que o aparelho possui 4 entradas para painéis ou strings. A segunda, é que a tensão máxima de entrada é de 60 V. Essas informações serão determinantes, a seguir, para a definição do arranjo fotovoltaico, ou seja, a configuração segundo a qual serão instalados os painéis.

6.2.3 Configuração do arranjo fotovoltaico

No que diz respeito à eficiência do SFCR, o posicionamento dos painéis fotovoltaicos é um fator de alta relevância. A disposição dos painéis em configurações em série ou paralelo não é arbitrária e, dentre outras implicações, reflete diretamente na tensão e corrente de entrada do inversor (PINHO; GALDINO et al., 2014).

A diferença entre os dois tipos de instalação é esclarecida pelo próprio conceito. Nas conexões em série o painéis fotovoltaicos são ligados em sequência, de forma que o positivo de um é ligado ao negativo de outro. Para esse tipo ligação, a tensão total do arranjo será igual ao somatório das tensões dos painéis, enquanto a corrente total será igual as correntes individuais de cada painel. Já para as ligações em paralelo, os terminais positivos dos painéis são interligados entre si, e o mesmo se aplica aos terminais negativos. A diferença implica na inversão da premissa inicial, ou seja, a tensão se mantém constante, enquanto a corrente é somada.

A figura 23, apresentada a seguir ilustra os efeitos técnicos dos diferentes tipos de conexão em uma curva Corrente X Tensão.

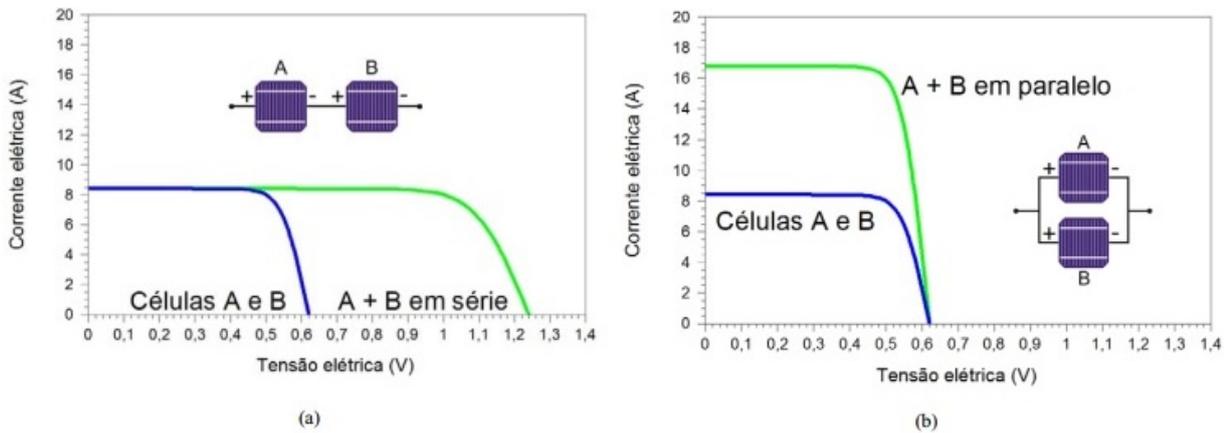


Figura 23 – Comparativo entre as conexões de painéis fotovoltaicos (a) em série e (b) em paralelo. Fonte: (PINHO; GALDINO et al., 2014)

A partir desses conceitos, e considerando que o arranjo do SFV deve ser concebido de forma a compatibilizar os equipamentos para que esses possam operar em harmonia, sem sobrecargas, faz-se necessária a retomada do dado apresentado anteriormente, que define que a tensão máxima de entrada do microinversor é de 60 Volts.

Uma breve consulta às especificações técnicas do painel fotovoltaico selecionado, o CS3W-395P, revela que a tensão de saída unitária do equipamento é igual a 44,1 V. Esse valor, se considerado isoladamente, é compatível com a tensão de entrada do inversor. Contudo, essa compatibilidade fica restrita à instalação de 1 painel por entrada do microinversor, uma vez que a conexão dos painéis em série implicaria no somatório das tensões individuais de cada um.

Por outro lado, é sabido que o microinversor selecionado possui capacidade para 4 conexões, o que permite a ligação dos 3 painéis do SFV, um em cada entrada, de forma a se obedecer a limitação de tensão do inversor sem a necessidade de inclusão de equipamentos ou quaisquer prejuízos para a geração.

Ou seja, essa limitação, apesar de impossibilitar a configuração em série dos 3 painéis em uma única entrada, não inviabiliza a utilização do conjunto escolhido, apenas restringe a instalação do sistema à um painel por entrada, conforme o diagrama apresentado na figura 24.

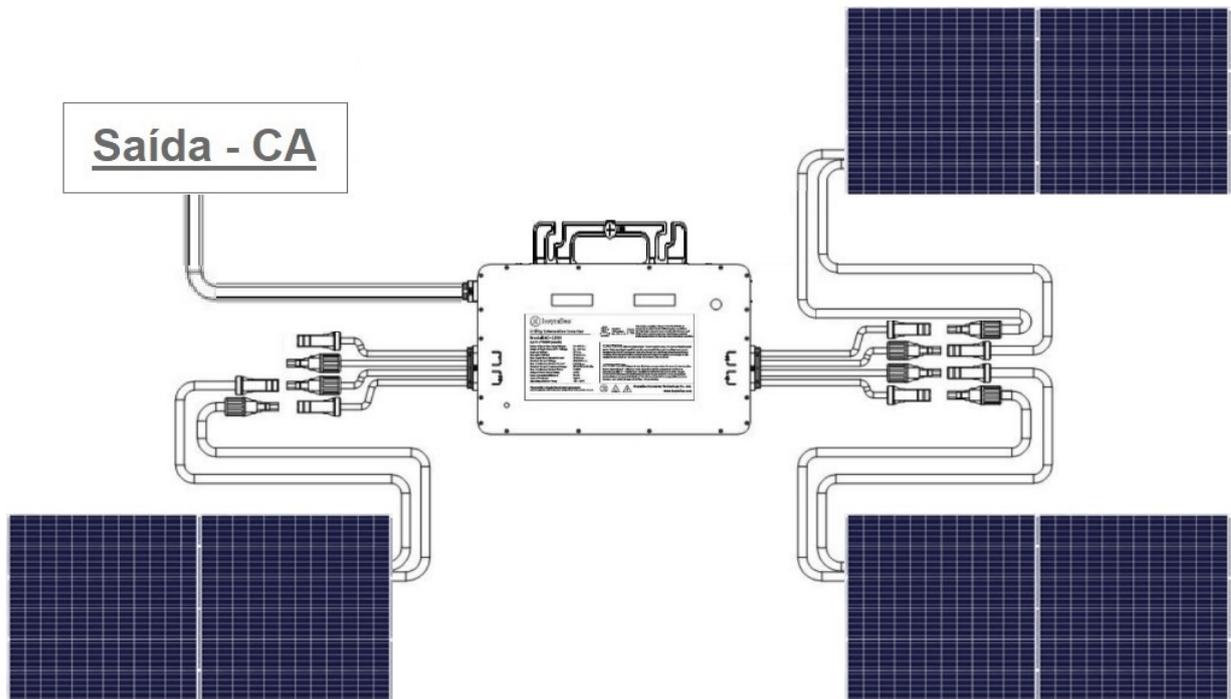


Figura 24 – Diagrama simplificado para instalação de 3 painéis no microinversor Hoymiles MI-1200. Fonte: Adaptado de (HOYMILES, 2021)

No esquemático simplificado, apresentado acima, é possível notar que, das 4 entradas disponíveis do microinversor, apenas 3 estão sendo utilizadas. Entretanto, apesar da fidelidade do diagrama em relação ao dimensionamento do projeto, ainda são necessários alguns dispositivos e equipamentos para a correta representação do SFCR. Estes dispositivos, serão tratados a seguir, como Equipamentos Periféricos.

6.2.4 Equipamentos periféricos

Dentre os equipamentos ainda não dimensionados no contexto desse projeto, estão os dispositivos de proteção e medição, o cabeamento e as estruturas de fixação. Cada um desses equipamentos, além de desempenhar o seu papel técnico, caracteriza uma nova etapa de planejamento dentro do projeto que não deve ser negligenciada.

A seguir, serão individualmente conceituados, caracterizados e definidos, cada um dos equipamentos periféricos necessários à correta implementação do SFCR, prezando-se pela máxima fidelidade às normas técnicas anteriormente citadas e às características do estudo.

6.2.4.1 CAIXA DE JUNÇÃO

O primeiro elemento periférico a ser tratado é a caixa de junção, popularmente conhecida como *String Box*. Esse equipamento, instalado entre o arranjo fotovoltaico e

o inversor, contempla uma série de dispositivos que visam, simultaneamente, proteger o restante do SFCR de eventuais surtos, sobretensões e sobrecorrentes que vierem a ocorrer nos painéis, e oferecer a possibilidade de isolamento do sistema, para segurança dos operadores, no caso de manutenção.

A instalação de uma caixa de junção no circuito CC do SFCR não é arbitrária, e é normatizada pela ABNT NBR 16.690, apesar de haver a possibilidade de supressão do equipamento se o inversor adotado cumprir com as especificações de proteção. De acordo com a norma, o conceito de caixa de junção é:

Invólucro no qual subarranjos fotovoltaicos, séries fotovoltaicas ou módulos fotovoltaicos são conectados em paralelo, e que pode alojar dispositivos de proteção e/ou de manobra (ABNT, 2019).

Segundo a norma, a necessidade de instalação da caixa de junção está diretamente ligada a necessidade de um dispositivo interruptor seccionador que ofereça a possibilidade de isolamento dos painéis (ABNT, 2019). Entretanto, conforme estabelecido na ABNT NBR 5.410, também é necessário a inclusão de dispositivos de proteção, que atuarão impedindo a propagação de surtos elétricos provenientes dos painéis (ABNT, 2004).

Dessa forma, de acordo com (LOSSIO, 2015), os principais componentes de uma caixa de junção em SFCR são: dispositivos interruptores seccionadores CC (disjuntor), fusíveis de proteção em CC para atuar em casos de sobrecorrente e dispositivos de proteção contra surto em CC (DPS) para atuar em casos de sobretensão. Os dispositivos, assim como os contatos com cabos devem estar isolados em um invólucro com grau de proteção contra poeira e jatos de água (IP55).

Diferentes dos painéis e inversores, a caixa de junção pode ser montada pelo próprio projetista, desde que inclua os dispositivos normatizados e desempenhe o papel técnico adequado. Embora essa opção aparente se financeiramente mais viável, para fins de simplificação e padronização, será adotado nesse estudo um modelo comercial de fácil acesso no mercado brasileiro, assim como foi feito para os painéis e inversor.

Após a realização de um levantamento nas principais distribuidoras de equipamentos seguindo o critério de que a caixa de junção deve suportar no mínimo 3 entradas e prover 3 saídas, reuniu-se uma amostra de 4 equipamentos, listados na Tabela 18, juntamente com a quantidade de entradas e saídas e o valor de mercado⁵ de cada modelo.

⁵ Valores referentes ao comércio varejista, obtidos por meio de pesquisa online, nos sites de diversos distribuidores de equipamentos fotovoltaicos, no dia 20/07/2021.

Modelo	Entradas	Saídas	Valor (R\$)
Merz MSB-244-16-1000-MDM-BC	4	4	R\$ 997,97
Embrastec SF-3E/3S	3	3	R\$ 1.199,02
Clamper SB-1000-18ka	3	3	R\$ 2.193,00
Agatec Solar 1000/16-1000v Life	3	3	R\$ 1.156,66

Tabela 18 – Modelos comerciais de caixas de junção selecionados para comparação. Fonte: Do autor.

Baseando-se no levantamento acima, percebe-se que apesar de possuir mais entradas, o modelo MSB-244-16-1000-MDM-BC da Merz se destaca pela competitividade do preço. Dadas as quantidades de entradas e saídas, entende-se que o modelo será adequado às aplicações do projeto, além de possuir, assim como o inversor, suporte para um painel fotovoltaico extra, possibilitando uma eventual expansão do sistema por parte do morador.



Figura 25 – Caixa de junção MSB-244-16-1000-MDM-BC da Merz. Fonte: (MERZ, 2021)

6.2.4.2 CONDUTORES

Outro componente indispensável para um sistema elétrico é o condutor. O seu dimensionamento é variável em cada projeto, uma vez que depende dos fatores técnicos como correntes, temperaturas e distâncias, aos quais o projeto será submetido.

Para a aplicação em sistemas fotovoltaicos, a seleção dos condutores também é regida pela ABNT NBR 16.690. Dentre os requisitos impostos pela norma (ABNT, 2019), considerados relevantes para esse estudo, tem-se que os condutores devem:

- Ser adequados para aplicações em Corrente Contínua;
- Suportar a tensão e a temperatura máxima à qual será submetida;
- Ser resistente à água e à radiação UV, quando expostos ao tempo;

- Possuir características retardadoras de chamas;
- Possuir caracterização por cor, de acordo com a função do condutor (neutro, fase ou aterramento);
- Possuir flexibilidade classe 5;
- Possuir isolamento e proteção individual⁶.

É importante ressaltar que as características especificadas acima, embora genéricas em alguns pontos, são previstas para o SFCR no trecho inserido entre os painéis fotovoltaicos e o quadro geral de distribuição da residência (ABNT, 2019). Os demais condutores, tanto residenciais quanto de alimentação da concessionária estão sujeitos à normas específicas voltadas para essas aplicações e, embora possuam fundamental importância para o sucesso do projeto, não serão abordados nesse dimensionamento, uma vez que já são próprios do projeto elétrico residencial do programa MCMV e não sofrerão alteração com a implementação do SFCR.

No geral, para aplicações em micro e minigeração distribuída, os fabricantes de painéis fotovoltaicos convencionalmente fornecem na folha técnica dos produtos uma recomendação quanto a seção nominal dos cabos a serem utilizados na instalação, de forma a suportar a corrente, tensão e temperatura geradas pelos equipamentos. De acordo com o fabricante do painel fotovoltaico selecionado, a seção nominal recomendada para instalação do sistema é de 4 mm² (SOLAR, 2021).

Uma vez que as diferentes marcas de condutores presentes no mercado nacional apresentam baixíssima variação de preço e características técnicas padronizadas de acordo com as normas, a seleção daquela que será utilizada nesse projeto será arbitrária e guiada pela representatividade junto aos distribuidores.

Nesse sentido, a marca de condutores Nexans se destaca atualmente no mercado brasileiro, estando presente na maioria das lojas virtuais de equipamentos fotovoltaicos com preço médio⁷ de R\$ 6,00 por metro de fio.

⁶ Requisito obrigatório aplicável para cabos singulares ou múltiplos.

⁷ Valor referente ao comércio varejista, obtido por meio de pesquisa online, nos sites de diversos distribuidores de equipamentos fotovoltaicos, no dia 20/07/2021.



Figura 26 – Seção transversal do cabo condutor fotovoltaico Energyflex BR Afitox 120° (Cu) da Nexans. Fonte: (NEXANS, 2018)

Os cabos da linha Energyflex da Nexans são feitos de cobre estanhado e obedecem a todos os requisitos da ABNT NBR 16.690 e ainda seguem padrões de normas internacionais de qualidade de segurança. O modelo com seção nominal de 4 mm² suporta temperaturas de até 120 °C, correntes de 44 A e tensões de até 1 kV, características suficientes para a aplicação proposta no estudo (NEXANS, 2018).

6.2.4.3 SISTEMA DE MEDIÇÃO BIDIRECIONAL

Apesar da possibilidade de monitoramento da energia gerada pelo SFV através do inversor, ainda existe a necessidade de se medir quanta energia está sendo consumida imediatamente na residência e quanta energia está sendo injetada na rede de distribuição.

Para isso, o Módulo 3 do PRODIST estabelece a obrigatoriedade de instalação de um Sistema de Medição Bidirecional, em empreendimentos de microgeração distribuída, que deve ser capaz de distinguir a energia consumida na unidade, da energia injetada na rede (ANEEL, 2017a).

Em complemento, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, responsabiliza a distribuidora local, técnica e financeiramente, pela adequação, instalação, operação e manutenção do sistema de medição bidirecional em casos de conexão de microgeração distribuída (ANEEL, 2012b).

A partir disso, entende-se que, apesar de compor o SFCR e, conseqüentemente, fazer parte do projeto elétrico, o sistema de medição bidirecional é de inteira responsabilidade da distribuidora local, não implicando em despesa financeira para o consumidor. Ou seja, o equipamento será incluído no projeto para fins de adequação técnica, mas será

justificadamente desconsiderado na relação final de custos.

6.2.4.4 ESTRUTURA DE FIXAÇÃO, MÃO DE OBRA E DEMAIS PERIFÉRICOS

Para fins de simplificação, nos parâmetros definidos para esse estudo, foi determinado que o telhado da unidade habitacional hipotética atenderia às necessidades de instalação dos painéis, no que diz respeito à inclinação e orientação.

Entretanto, é nítido que em uma aplicação não-hipotética, as chances de compatibilidade entre a inclinação e orientação do telhado da residência e os valores apropriados para o sistema de geração é quase nula, o que implica em um gasto adicional para a adequação dessas variáveis através da estrutura de fixação.

A estruturas de fixação presentes no mercado brasileiro tem seus valores variando entre R\$ 200,00 e R\$ 1000,00, a depender do tipo de telhado, da necessidade de correção de angulação ou elevação e do material da estrutura⁸. No geral, cada kit, composto pelos trilhos, travas e parafusos, suporta a instalação de 4 painéis de potência entre 270 e 500 W, o que limita a demanda do projeto à um kit.

Dessa forma, ainda partindo da premissa de simplificação, mas prevendo a necessidade de adaptação do projeto à realidade de cada residência, será estabelecida uma margem de 20% no orçamento, que deverá ser suficiente para cobrir os custos de fixação dos painéis, bem como gastos adicionais, ainda não estimados, como conectores, fusíveis e materiais de isolamento, além do transporte e mão de obra de instalação.

6.3 Configuração final do sistema

Finalizado o dimensionamento e seleção de todos os equipamentos que comporão o SFCR, o próximo passo consiste na correta esquematização do sistema. De forma a facilitar a visualização e a comparação entre os equipamentos dimensionados e os utilizados, a Tabela 19, a seguir, traz a lista completa dos equipamentos previamente selecionados, bem como suas respectivas quantidades exatas ou estimadas.

Equipamento	Modelo	Quantidade
Caixa de Junção	Merz MSB-244-16-1000-MDM-BC	1 un.
Condutores	Nexans Energyflex BR Afitox (Cu)	30 m
Inversor	Hoymiles MI-1200	1 un.
Painel Fotovoltaico	Canadian CS3W-395P	3 un.
Sistema de Medição Bidirecional	Genérico	1 un.

Tabela 19 – Lista dos equipamentos do SFCR. Fonte: Do autor.

⁸ Valores referentes ao comércio varejista, obtidos por meio de pesquisa online, nos sites de diversos distribuidores de equipamentos fotovoltaicos, no dia 20/07/2021

A partir dessa lista e da descrição prévia de cada equipamento, já é possível organizar um diagrama simplificado, que represente o SFV isolado do circuito elétrico da residência, semelhante ao da Figura 19, apresentada anteriormente.

Entretanto, esse tipo de diagrama não é totalmente fiel ao projeto, uma vez que não representa de fato a integração entre o SFV, o circuito elétrico residencial e a rede de distribuição. Além disso, esse diagrama não contém informações técnicas suficientes para respaldar a instalação do sistema.

Assim, como requisito imposto pela norma de acesso da distribuidora, baseada nas obrigações do PRODIST, a representação gráfica do SFCR deve ser feita no formato de um diagrama unifilar (COPEL, 2014).

6.3.1 Diagrama unifilar

O diagrama unifilar é a representação gráfica da instalação elétrica do sistema, contendo todos os parâmetros técnicos necessários para a sua avaliação e instalação. No caso de um SFCR, essa representação deve incluir todo o circuito desde o painel fotovoltaico até a conexão à rede de distribuição, passando pelo projeto elétrico da residência.

Entretanto, no caso em estudo, o foco se dará na interface entre o sistema e a rede de distribuição, omitindo o circuito elétrico residencial a partir do quadro de distribuição geral, uma vez que a unidade habitacional adotada é hipotética.

No diagrama apresentado a seguir, é possível ver à direita os três painéis fotovoltaicos se conectando, por meio dos cabos de 4 mm², à caixa de junção, onde tem-se a representação dos dispositivos de proteção e seccionamento. Em seguida, os três pares de cabos, referentes ao positivo e negativo dos painéis, saem da caixa de junção e se conectam às três entradas do microinversor. Nesse ponto, se encerra o circuito de corrente contínua.

A saída do inversor se conecta ao quadro geral, onde são representadas as eventuais ramificações de alimentação da residência, bem como os respectivos disjuntores e um dispositivo de proteção contra surtos adicional. Após a distribuição pela residência, a energia sobressalente seguirá por um disjuntor geral, de 50 A, responsável por interromper a alimentação em caso de sobrecarga proveniente da rede.

Saindo do quadro geral da residência, tem-se então o sistema de medição bidirecional, provido pela distribuidora, que será responsável por registrar separadamente a energia consumida e a energia injetada na rede. Adicionalmente, foi inserido um novo disjuntor de 50 A. Após a passagem por esse medidor, a energia sobressalente é por fim injetada no sistema de distribuição da Copel.

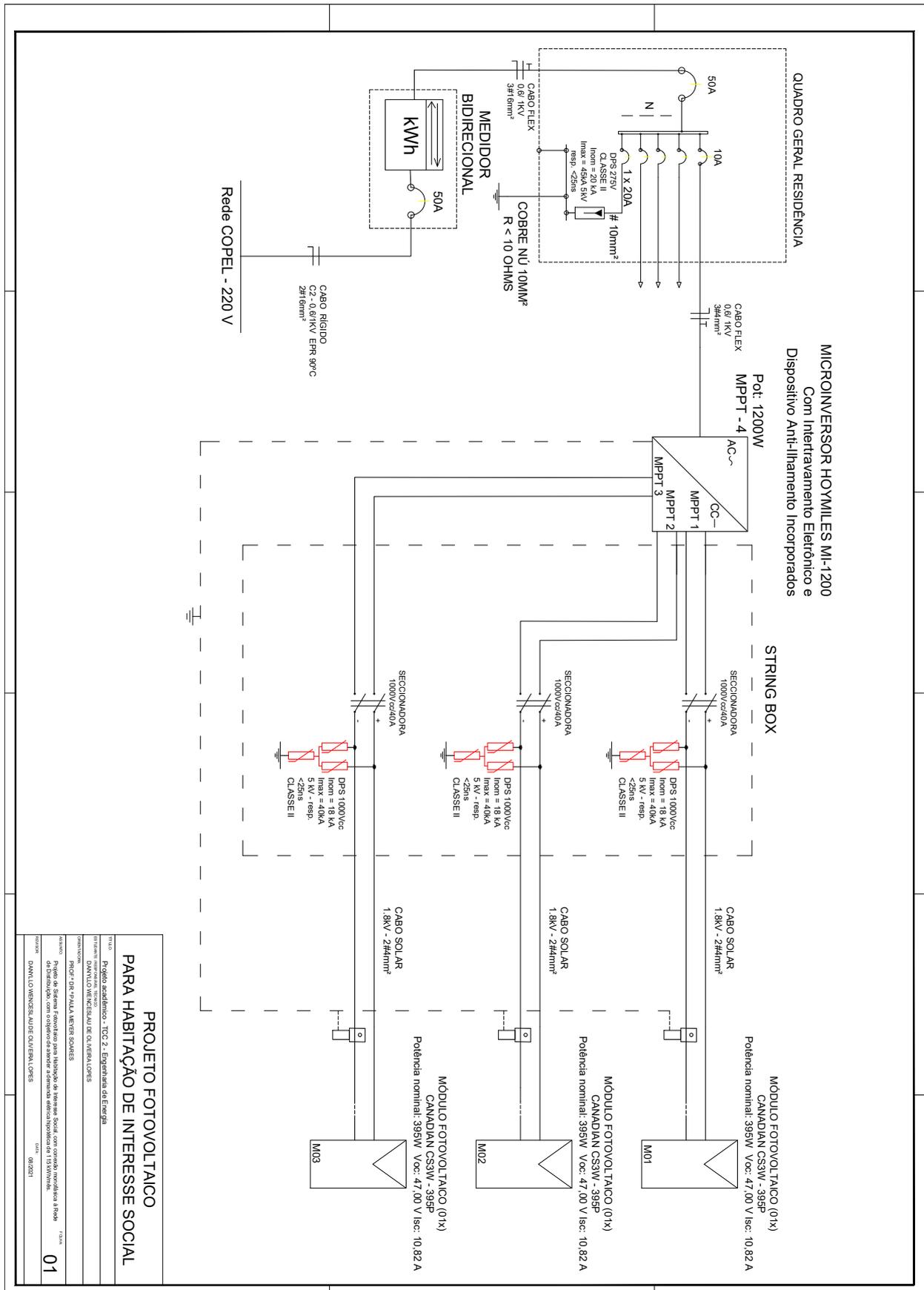


Figura 27 – Diagrama Unifilar do SFCCR proposto para o Cenário 1. Fonte: Do autor.

6.4 Cenários alternativos

Conforme estabelecido anteriormente, o roteiro descrito nesse capítulo será replicado, visando atender demandas menores de energia e, dessa forma, pluralizar a abordagem do estudo. Ou seja, a metodologia desenvolvida até esse ponto, será replicada, visando conceber sistemas menores, capazes de atender parcialmente a demanda da residência.

Os cenários alternativos propostos são equivalentes a 75% e 50% da demanda integral utilizada no dimensionamento principal, calculados após o desconto do valor referente ao custo de disponibilidade. A partir disso, a metodologia desenvolvida será mantida, adotando-se os mesmos critérios e parâmetros do cenário anterior.

6.4.1 75% da demanda integral

Para esse cenário alternativo, será adotada a demanda mensal de 86,25 kWh, o que resulta em um valor anual de 1035 kWh. Aplicando-se a metodologia roteirizada, obtêm-se os dados descritos na Tabela 20.

Variável	Valor Utilizado	Unidade de Medida
P_{FV}	887	Wp
E	2875	Wh/dia
HSP_{MA}	4,44	h
η_{SFCR}	0,73	-
I_{SM}	4444	Wh/m ²
G_{SCT}	1000	W/m ²
R	2,65	-
N	3	Un

Tabela 20 – Variáveis utilizadas no projeto de atendimento à 75% da demanda integral. Fonte: Do autor.

A partir dos valores dimensionados acima, se torna possível a seleção dos equipamentos, ainda segundo os critérios adotados anteriormente, conforme a Tabela 21.

Equipamento	Modelo	Quantidade
Caixa de Junção	Merz MSB-244-16-1000-MDM-BC	1 Un.
Condutores	Nexans Energyflex BR Afitox (Cu)	30 m
Inversor	APSystems YC 1000	1 Un.
Painel Solar	BYD 335PHK-36	3 Un.
Sistema de Medição Bidirecional	Genérico	1 Un.

Tabela 21 – Equipamentos utilizados no projeto de atendimento à 75% da demanda integral. Fonte: Do autor.

A partir dos equipamentos selecionados, é possível definir a configuração do sistema, conforme o diagrama unifilar no Apêndice A.

6.4.2 50% da demanda integral

Da mesma forma, aplicou-se a metodologia pela terceira vez, no intuito de se redimensionar o SFCR para adequá-lo ao atendimento da demanda de 50%, equivalente a 57 kWh/mês. Os dados obtidos podem ser vistos na Tabela 22.

Variável	Valor Utilizado	Unidade de Medida
P_{FV}	591	Wp
E	1916	Wh/dia
HSP_{MA}	4,44	h
η_{SFCR}	0,73	-
I_{SM}	4444	Wh/m ²
G_{SCT}	1000	W/m ²
R	1,76	-
N	2	Un.

Tabela 22 – Variáveis utilizadas no projeto de atendimento à 50% da demanda integral. Fonte: Do autor.

Novamente, a partir do dimensionamento acima, foi possível realizar a seleção dos equipamentos mais apropriados para o projeto, dentre os disponíveis no mercado nacional. O resultado da seleção é apresentado abaixo, na Tabela 23

Equipamento	Modelo	Quantidade
Caixa de Junção	Clamper SB 1000V 2E/2S	1 Un.
Condutores	Nexans Energyflex BR Afitox (Cu)	30 m
Inversor	APSystems YC 600	1 Un.
Painel Solar	BYD 335PHK-36	2 Un.
Sistema de Medição Bidirecional	Genérico	1 Un.

Tabela 23 – Equipamentos utilizados no projeto de atendimento à 50% da demanda integral. Fonte: Do autor.

Por fim, os equipamentos selecionados foram arranjados de forma a se adequar as normas da distribuidora, conforme o roteiro anterior. O resultado se encontra no Diagrama Unifilar apresentado no Apêndice B.

Parte III

Resultados e Discussão

7 Viabilidade Técnica

Embora o projeto proposto nesse estudo tenha sido concebido visando a facilidade de acesso e reprodução, isso não é suficiente para garantir a viabilidade da sua execução. Segundo (ENDE; REISDORFER, 2015), além de demanda prevista, disponibilidade de insumos, localização e escala, pontos já tratados durante os capítulos anteriores, para se determinar a viabilidade técnica de um projeto ainda se faz necessário avaliar fatores como sua exequibilidade, sua efetividade e seu desempenho.

Ou seja, apesar da sólida base conceitual e técnica estabelecida antes e durante o desenvolvimento do SFCR proposto, ainda existem alguns fatores inerentes à geração de energia e à implementação do projeto, que precisam ser considerados, de forma a consolidá-lo como tecnicamente viável.

Nesse contexto, a simulação computacional se apresenta como uma ferramenta muito útil para avaliação de projetos, uma vez que possibilita a inclusão de variáveis consideravelmente complexas para serem incluídas em cálculos analíticos. Como exemplo dessas variáveis, é possível citar os efeitos de sazonalidade, as características técnicas particulares de cada modelo de equipamento selecionado e as perdas inerentes à conversão e condução da energia.

A partir disso, dentre um diversificado arcabouço de *softwares* disponíveis para simulação de desempenho de sistemas fotovoltaicos, tem-se aqueles mais complexos e abrangentes, que entregam simulações mais precisas e com maior confiabilidade, como é o caso do PVsyst.

7.1 PVsyst

Desenvolvido na década de 1990, em Genebra, o PVsyst foi concebido para realizar simulações de sistemas de geração solar. O programa conta com extensas bases de dados de equipamentos, como painéis, inversores, baterias e bombas solares, e de referências meteorológicas, além de oferecer a possibilidade de inclusão de novos dados.

Atualmente em sua versão 7.2, o PVsyst é utilizado globalmente nas esferas comerciais e acadêmicas como ferramenta de modelagem de sistemas fotovoltaicos. Suas aplicações abrangem desde sistemas autônomos (*off-grid*) e conectados à rede, até sistemas híbridos e projetos de bombeamento a base de energia solar.

A considerável aceitação e popularidade, tanto no meio acadêmico quanto no comercial, possibilitam que o software esteja em constante processo de aprimoramento pelos desenvolvedores, e de renovação das suas bases de dados de componentes, pelos próprios

usuários. É comum que alguns fabricantes de painéis e inversores já forneçam os arquivos de simulação contendo todas as características técnicas de seus equipamentos.

Uma das vantagens, na utilização do PVsyst, é que ele oferece valores médios, pré-definidos, para diversas variáveis que serão consideradas na simulação. Isso representa uma alternativa valiosa quando aplicado ao contexto hipotético desse estudo, onde se enfrenta a falta de informações de campo e a necessidade de se adotar parâmetros genéricos para simulação.

Devido a sua diversidade de aplicações, o PVsyst oferece níveis diferentes de detalhamento da simulação, com possibilidade de personalização, conforme a necessidade de cada usuário. Nos tópicos que se seguem, será detalhado o roteiro utilizado para gerar os relatórios finais que serão apresentados ao fim desse capítulo, explicitando cada definição feita ou configuração alterada, de forma a se obter o valor confiável.

7.2 Pré-dimensionamento

A opção de Pré-dimensionamento consiste em uma "simulação rápida", que fornecerá parâmetros básicos referentes ao porte do sistema. Apesar de apresentar resultados confiáveis, a precisão desse tipo de simulação não é a mais adequada, uma vez que não considera todas as características climáticas e técnicas ao qual o SFCR será exposto.

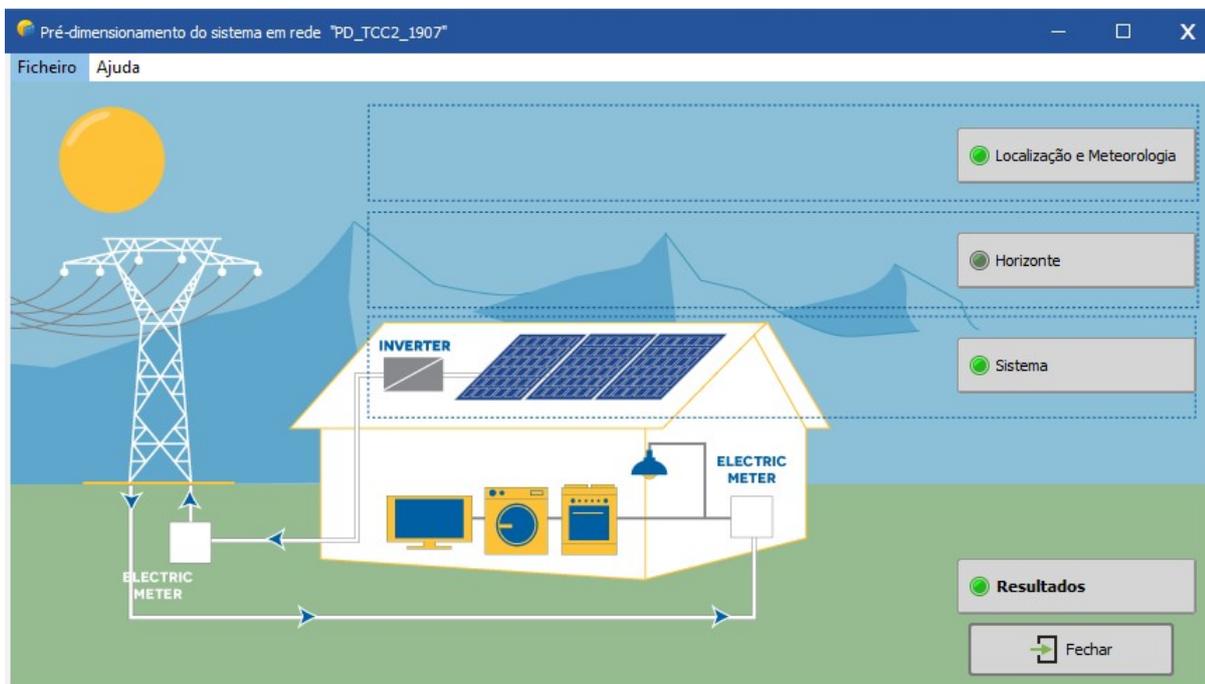


Figura 28 – Tela de pré-dimensionamento no PVsyst. Fonte: (MERMOURD; WITTMER, 2021)

Na figura 28, apresentada acima, tem-se a tela inicial para pré-dimensionamento de um SFCR, no PVsyst. Nota-se que as entradas necessárias para esse tipo de simulação se resumem à localização, às definições do horizonte¹, que serão carregadas com base na localização, e ao sistema fotovoltaico.

Independentemente do tipo de simulação a ser realizada, simples ou complexa, é necessário definir uma localização. Apesar dos parâmetros definidos anteriormente serem referentes à região Sul, o software exige que a localização do projeto seja mais específica, de forma a refinar os dados meteorológicos a serem utilizados. Dessa forma, para fins de simulação, será adotada a cidade de Porto Alegre, capital do estado localizado no extremo sul do país.

Com relação aos parâmetros do horizonte, serão mantidos os valores médios pré-definidos pelo software com base na localização informada. Assim, o próximo passo consiste nas definições acerca do sistema a ser implementado. A figura 29, apresentada a seguir, traz a tela de definição do sistema, para o pré-dimensionamento no PVsyst.

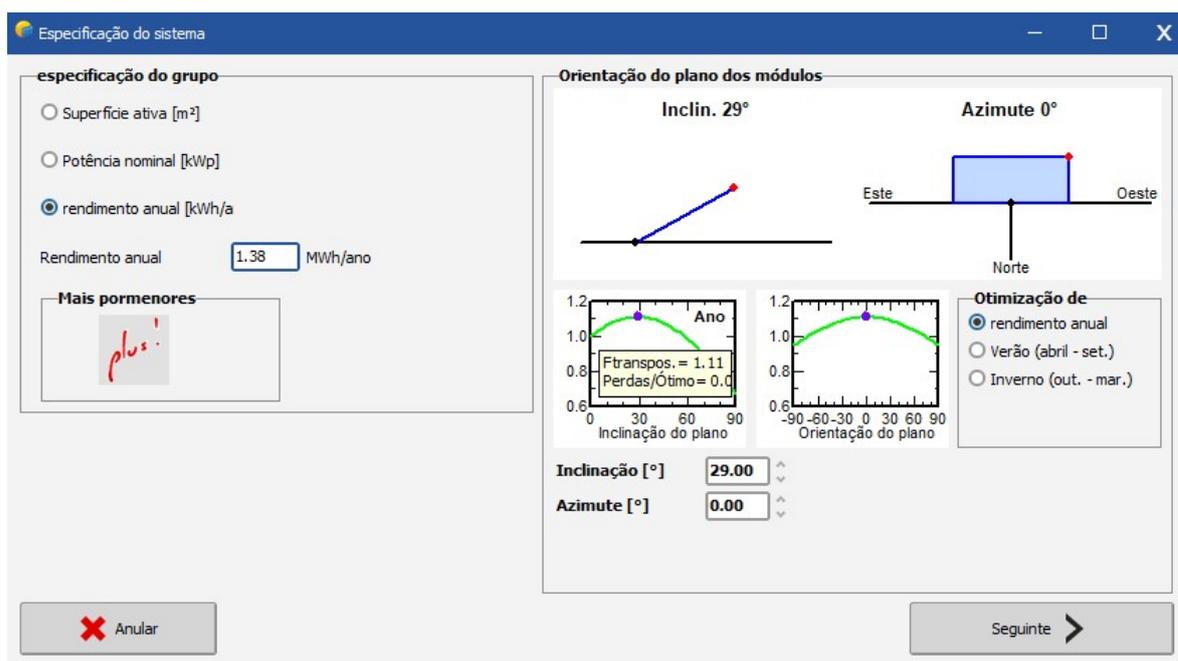


Figura 29 – Tela de entrada de parâmetros do sistema, no pré-dimensionamento. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)

Nessa etapa, são oferecidas 3 possíveis entradas, para pré-dimensionar o sistema, são elas: Superfície ativa, Potência Nominal e Rendimento Anual. A primeira opção é adequada para os casos onde o usuário possui uma área disponível e quer preenchê-la completamente com painéis solares. A segunda é para os casos onde o usuário sabe exatamente a potência nominal necessária. Já a terceira, se refere aos casos onde o usuário

¹ Informações referentes à trajetória solar e ao sombreamento longínquo

possui apenas os valores de demanda de energia e precisa, a partir desse ponto, projetar um sistema que atenda à essa demanda.

No contexto desse estudo, será utilizado o pré-dimensionamento por Rendimento Anual. Uma vez que a demanda mensal média é de 115 kWh, é possível multiplicar esse valor por 12 meses, o que retorna uma demanda anual de 1380 kWh, ou 1.38 MWh/ano, conforme a figura 28.

Em seguida, o próximo parâmetro a ser fornecido é a inclinação e orientação dos painéis. Conforme visto anteriormente, a inclinação ideal é equivalente a latitude do local. Para Porto Alegre, tem-se uma latitude igual a 29°. Já a orientação dos painéis, deverá ser voltada para o Norte, ou seja, o Azimute é igual a 0°.

Ainda pela figura 28, nota-se que o software oferece um painel de otimização da geração com base nos valores orientação e inclinação. Para os parâmetros adotados, percebe-se que o índice se encontra nos pontos máximos das curvas, ou seja, a configuração proposta se trata da melhor opção, nessa localização.

Concluídas todas as etapas de fornecimentos de parâmetros, já é possível realizar a simulação e obter os resultados. A figura a seguir, apresenta os resultados obtidos no pré-dimensionamento do PVsyst.

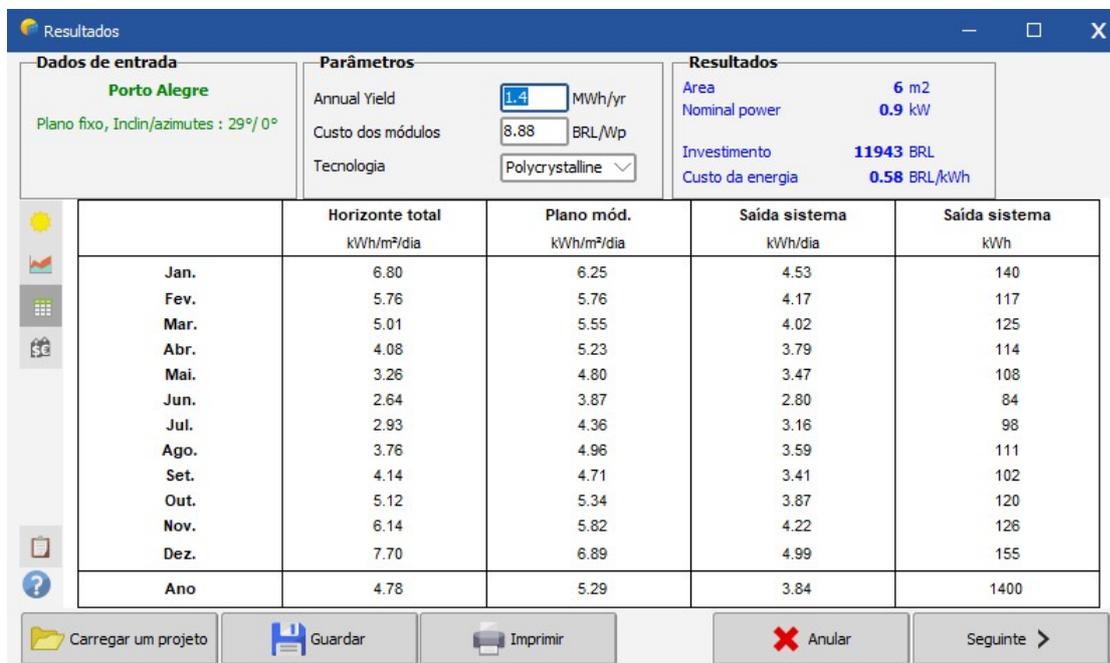


Figura 30 – Resultados da simulação de pré-dimensionamento. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)

Analisando a figura acima, é possível observar algumas informações relevantes. A primeira delas é a potência nominal sugerida para o projeto, que é igual a 0,9 kWp.

Nota-se, que o valor está ligeiramente abaixo daquele calculado no capítulo anterior, na Equação 6.4.

Apesar de chamar a atenção, essa diferença já era prevista, uma vez que nos cálculos do capítulo anterior foi considerada uma eficiência de 73% para o sistema, e no pré-dimensionamento não há nenhum tipo de cálculo de perdas. Aplicando a mesma eficiência estimada anteriormente, à potência nominal estimada no pré-dimensionamento, o valor chega a 1,23 kWp, bem mais próximo do cálculo realizado.

Apesar da baixa confiabilidade, devido a não consideração dos fatores de perda, outro aspecto a ser analisado nos resultados apresentados é a geração de energia. O valor a ser fornecido, inicialmente de 1,38 MWh/ano, foi arredondado para 1,4, e os resultados mensais apresentados já fornecem uma ideia clara de como irá se comportar a geração durante os meses do ano.

Ao mesmo tempo em que se tem meses com geração equivalente a 155 kWh, tem-se também meses com geração abaixo de 90 kWh. Esses fatores de sazonalidade, apesar da garantia de compensação de créditos, são relevantes para a devida análise da capacidade de geração do SFCR e não devem ser desprezados.

Por fim, percebe-se que apesar da variação sazonal, o pré-dimensionamento sugere que um SFCR de potência nominal igual a 0,9 kWp, livre de perdas, não teria problemas em atender a demanda de 1,38 kWh/ano. Porém, sabe-se que na realidade o SFCR não será livre de perdas, o que nos leva à segunda etapa da simulação, onde será realizada a modelagem completa do sistema, incluindo as perdas, características técnicas dos equipamentos, efeitos térmicos e climáticos.

7.3 Simulação

Até esse ponto, os testes computacionais realizados sugerem que os resultados esperados para o projeto concebido no capítulo anterior estão dentro da expectativa. Entretanto, nessa segunda etapa o projeto será submetido à simulação completa e, só então, será possível avaliar com clareza o seu desempenho.

Nesse ponto do estudo, é necessário ponderar novamente sobre os parâmetros que serão adotados na simulação. Apesar da riqueza de abordagens do software, deve-se manter em mente que o projeto visa atender à demanda de uma residência hipotética, o que restringe a possibilidade de adoção de parâmetros específicos como o sombreamento da unidade. Para esses casos, é adequado utilizar os valores médios, pré-definidos pelo software com base em estudos estatísticos e padrões normatizados, que são automaticamente redimensionados a depender das entradas fornecidas pelo usuário. Ou seja, o software irá preencher os valores não definidos pelo usuário, segundo valores padrões ou

segundo estimativas com base nos valores fornecidos.

Assim, é necessário esclarecer que, dentre as diversas possibilidades e ramificações da simulação completa do PVsyst, serão apresentadas a seguir, apenas as definições mais relevantes para o contexto acadêmico do estudo. As demais configurações realizadas, poderão ser consultadas nos relatórios gerados pelas simulações, nos apêndices C, D e E deste trabalho.

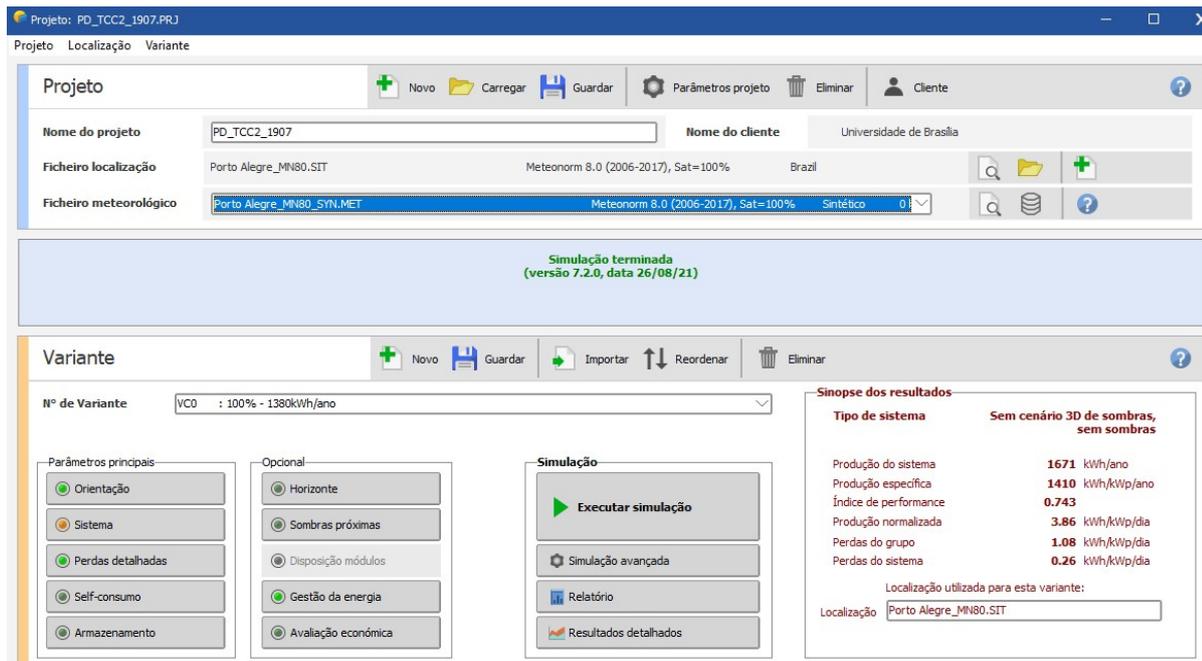


Figura 31 – Menu de simulação de SFCR no PVsyst. Fonte: (MERMOURD; WITTMER, 2021)

A figura 31, apresentada acima, exemplifica o layout da tela de parâmetros da simulação de sistemas conectados à rede, do PVsyst. Nela, é possível ver, no canto inferior esquerdo, as principais abas de entrada de dados, de acordo com cada tema. Nos tópicos a seguir, serão apresentado o roteiro com as principais entradas de dados e configurações definidas para simular o projeto.

7.3.1 Localização

A definição da localização do projeto não é diferente daquela executada na fase de pré-dimensionamento. Novamente, será utilizada a cidade de Porto Alegre, no Rio Grande do Sul, como local de implementação do SFCR. Os dados, referentes às constantes solares e características térmicas e climáticas da cidade são obtidas automaticamente pelo software, através da base de dados da Meteonorm 8.0 (MERMOURD; WITTMER, 2021).

7.3.2 Variantes

Uma vez definido o parâmetro base de localização, o software já permite a entrada de dados nas abas da parte inferior da tela. Porém, antes da definição dos parâmetros seguintes, serão definidas as 3 variantes da simulação, que são referentes aos cenários de atendimento da demanda de energia, estabelecidos anteriormente.

A figura 32, abaixo, revela as 3 variantes criadas para a simulação. Cada uma se refere a um cenário de atendimento da demanda.

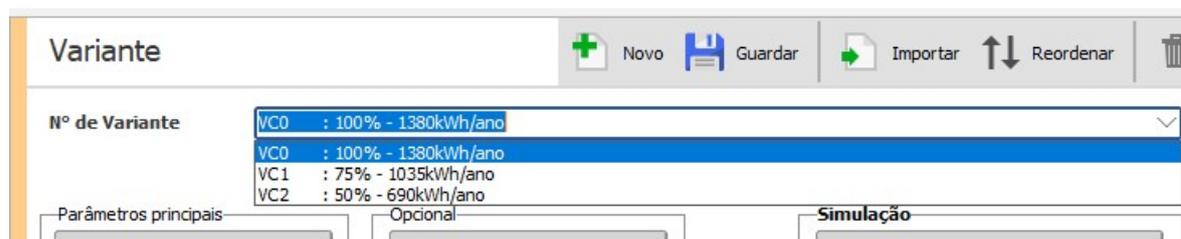


Figura 32 – Variantes criadas para a simulação. Fonte: (MERMOURD; WITTMER, 2021)

7.3.3 Orientação e instalação

Novamente, serão utilizados os valores estabelecidos anteriormente para a orientação e inclinação dos painéis. Entretanto, na simulação completa, o software apresenta as opções de orientação e inclinação disponíveis para cada tipo de configuração dos painéis. As opções permitem diversas variações como a utilização de mais de uma fileira de painéis com orientações distintas, implementação de *trackers*², ajuste de inclinação de acordo com a sazonalidade, dentre outras.

De acordo com o porte do sistema proposto, a opção utilizada será de plano inclinado fixo, ou seja, sem movimentação dos painéis. Para essa opção, o menu de configuração é idêntico ao da figura 28 e as configurações permanecem as mesmas, uma vez que os gráficos de otimização comprovaram a eficácia do padrão adotado.

7.3.4 Equipamentos

Nesse ponto serão indicados, dentre uma diversificada base de dados, os equipamentos que comporão o SFCR. Assim, a partir da seleção previamente realizada no capítulo anterior, a figura 33 apresenta o menu de seleção dos equipamentos, já devidamente preenchido para o cenário de atendimento à demanda integral.

² Dispositivos que acompanham a trajetória solar, durante o dia, otimizando a capacidade de geração dos painéis.

Definição de um sistema em rede, Variante VC0: "100% - 1380kWh/ano"

Sub-grupo

Nome e orientação do sub-grupo
 Nome: Grupo FV
 Oriente: Plano inclinado fixo
 Inclinação: 29°
 Azimute: 0°

Ajuda para o dimensionamento
 Sem pré dim. Introduza Pnom desejado kWp
 ... ou superfície disponível(módulos) m²

Seleção do módulo FV
 Disponíveis: Filtro: Todos os módulos FV
 Canadian Solar Inc. | 395 Wp 32V | Si-poly | CS3W-395P HE | Desde 2018 | Manufacturer 2020
 Utilizar otimizador
 Dimens. das tensões : Vmpp (60°C) 33.5 V
 Vco (0°C) 50.4 V

Seleção do inversor
 Disponíveis: Tensão de saída 230 V Mono 50Hz
 Hoymiles | 1.2 kW | 16 - 60 V | HF Tr | 50 Hz | MI-1200 | Desde 2017
 N.º de inversores: 1 Tensão de funcionamento: 16-60 V Potência global inv. 1.2 kWca
 Utilize multi-MPPT Tensão máxima entrada: 60 V **inversor com 2 MPPT**

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings
 Mod. em série: 1 única possibilidade 1
 Nr. strings: 3
 Perdas sobre-pot. 0.0 %
 Rácio Pnom 0.99
 N° de módulos: 3 Superfície: 7 m²

Condições de funcionamento
 Vmpp (60°C) 33 V
 Vmpp (10°C) 41 V
 Vco (0°C) 50 V
 Irradiân. no plano 1000 W/m²
 Imp (STC) 30.9 A
 Isc (STC) 32.5 A
 Isc (em STC) 32.5 A

a potência do inversor está ligeiramente sobredimensionada.
 Max. dados STC
 Potênc. Máx. em funcionamento 1.1 kW
 (em 1000 W/m² e 50°C)
Potência nom. grupo (STC) 1.2 kWp

Figura 33 – Menu de seleção dos equipamentos e configuração dos arranjos. Fonte: (MERMOUD; WITTMER, 2021)

A partir da figura apresentada, é possível notar alguns pontos importantes para o sucesso da simulação. O primeiro deles é a seleção dos painéis e inversor do cenário 1, nos quadros azul e verde, respectivamente. Os aparelhos foram indicados de acordo com as especificações de suas folhas técnicas, fornecidas pelos fabricantes, de forma a prezar pela correta implementação do modelo previamente selecionado, descartando a possibilidade de variações de características técnicas em uma determinada linha de produtos.

Outro ponto importante da figura 33, é o quadro vermelho, do menu, nomeado como "Ajuda para o dimensionamento", onde está marcada a opção "Sem pré-dim.". O objetivo dessa seção é fornecer ao usuário, a quantidade necessária dos equipamentos selecionados, a partir de um valor pré-dimensionado de potência nominal ou superfície disponível. Entretanto, uma vez que o intuito da simulação é verificar a confiabilidade do projeto elaborado no capítulo anterior, não será utilizada a opção de pré-dimensionamento.

O último ponto importante da figura 33, é referente ao quadro cinza, onde é realizada a configuração do arranjo dos painéis e fornecido um breve resumo do sistema indicado acima. Na seção "Número de Módulos e strings" é importante notar que, conforme previsto, a configuração dos módulos em série é limitada a 1 módulo. Isso fica

evidente pela observação indicando que essa é a "única possibilidade".

Já com relação ao número de módulos em paralelo (*strings*), é possível selecionar um valor entre 1 e 4, que é a limitação de entradas do inversor. Dessa forma, fica comprovado que o arranjo será composto por 3 *strings* de um painel cada.

Por fim, ainda no quadro cinza, é possível ver um alerta do software, a respeito do sobredimensionamento da potência do inversor. É importante ressaltar que esse alerta não se trata de um impedimento para a simulação. Possui apenas caráter informativo de que a potência do inversor poderia ser menor e, ainda assim, atenderia os 3 painéis fotovoltaicos.

A partir dos dados incluídos até esse ponto, já é possível realizar a simulação. Entretanto, na próxima seção ainda será detalhado um aspecto importante, que consiste na indicação dos tipos e índices de perdas que serão analisadas.

7.3.5 Perdas

A definição das perdas a serem incluídas na simulação será, quase que exclusivamente baseada nos valores padrões sugeridos pelo software. Dessa forma, só serão detalhadas nessa seção aquelas que dependem de parâmetros do usuário, que são as perdas térmicas e ôhmicas. Para os demais tipos de perda³ serão adotados valores pré-definidos, exceto para as perdas de equipamento auxiliares, uma vez que o sistema não possui nenhum desse tipo. A lista completa das perdas analisadas pode ser consultada nos relatórios finais de simulação, disponíveis nos Apêndices C, D e E.

Para as perdas térmicas, além dos parâmetros técnicos informados pelo fabricante, já considerados pelo software, o principal fator a ser considerado é a forma como os painéis serão fixados ao telhado, uma vez que isso é determinante para entender os efeitos da ventilação em cada caso.

Uma vez que não é possível estabelecer um padrão de instalação, já que é um aspecto muito particular para cada tipo e formato de telhado, será considerado o caso com ventilação média, ou seja, se adotará a premissa de que a instalação será semi-integrada aos telhados, com condução de ar, conforme a figura 34.

³ Perdas por: Envelhecimento, Indisponibilidade, Correção Espectral, Qualidade dos Módulos, Sujidade e Incidência Indireta

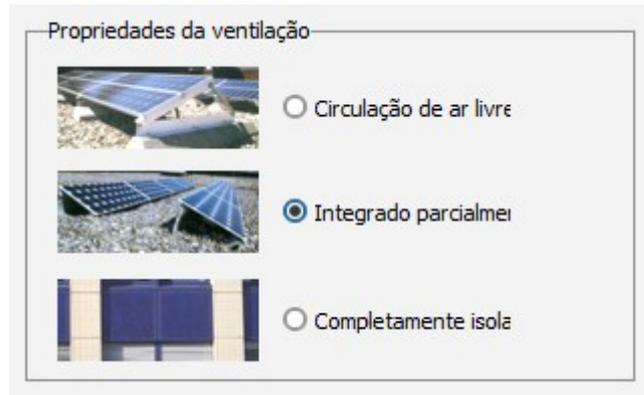


Figura 34 – Menu de seleção do tipo de instalação dos módulos. Fonte: (MERMOURD; WITTMER, 2021)

Com relação às perdas ôhmicas, essas estão diretamente relacionadas aos condutores utilizados em cada etapa do circuito. Conforme estabelecido anteriormente, os cabos serão de cobre com seção transversal de 4 mm^2 . Adicionalmente, é necessário informar uma estimativa do comprimento dos condutores, que será conforme a previsão anterior de 26 m.

7.3.6 Parâmetros opcionais

Além das informações indicadas até esse ponto, o software também permite a inclusão de parâmetros como armazenamento, dispositivos de gestão de energia e sombreamento dos painéis.

Entretanto, entende-se que devido à natureza do projeto, que é conectado à rede, e ao caráter social, que visa reduzir o custo de implementação, não serão adotados quaisquer tipos de dispositivos de armazenamento e gestão de energia.

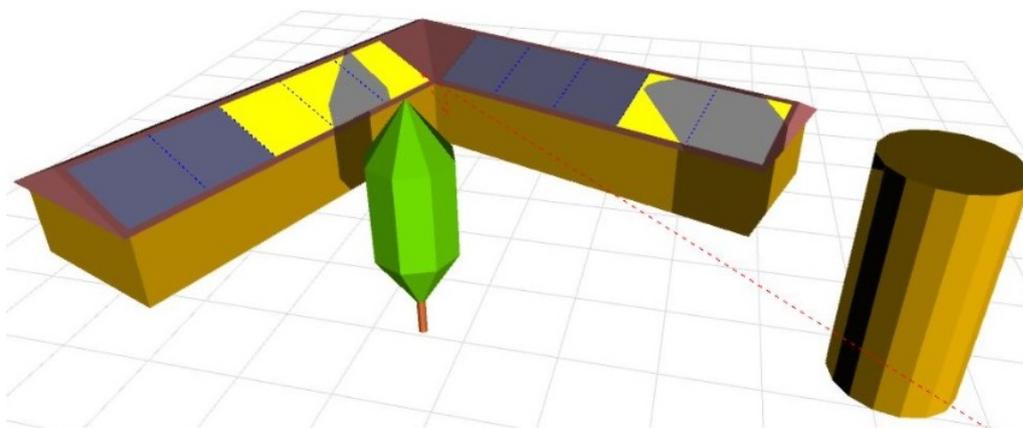


Figura 35 – Exemplo de simulação de sombreamento no PVsyst. Reprodução: Google Images

A figura 35, apresentada acima, ilustra uma simulação onde houve a caracterização do ambiente ao redor do projeto, por meio da adição de elementos de bloqueio da incidência solar, de forma a prever as situações de sombreamento ao longo do dia. Ainda que o PVsyst ofereça essa possibilidade, entende-se que o caráter hipotético da residência base do projeto restringe a sua aplicação.

Porém, uma vez que esse é um fator que não pode ser totalmente desprezado já que é determinante para o desempenho do sistema, o tema voltará a ser abordado após a conclusão da simulação, avaliando a geração real do sistema e se há uma margem segura para eventual índice de sombreamento.

Uma vez finalizada a etapa de definição de parâmetros, já é possível executar a simulação no software e gerar o relatório, que será abordado a seguir.

7.4 Análise dos resultados

Após a entrada dos parâmetros e execução da simulação, o PVsyst gera um relatório acerca do desempenho do sistema projetado. Esse relatório especifica todas as informações que foram utilizadas na simulação, sejam as entradas do usuário ou os valores pré-definidos do software.

Além das opções de personalização do relatório, por meio da adição de logomarcas de empresas e dados de clientes, o software permite também a definição das unidades de medida que serão utilizadas nos gráficos, além da possibilidade de omitir determinadas seções de análise.

A seguir, serão tratados trechos específicos de relatório de simulação, considerados pertinentes ao nível de detalhamento desse estudo. Para cada aspecto analisado, serão comparados os resultados da simulação para os três cenários caracterizados, com os valores teóricos calculados no capítulo 5. A partir disso, espera-se obter critérios para a determinação da viabilidade técnica do projeto.

Ressalta-se que, os relatórios gerados pelo software, em sua íntegra, podem ser consultados nos apêndices C, D e E, ao final deste trabalho.

7.4.1 Energia produzida

O primeiro aspecto a ser tratado, para determinar a viabilidade do projeto, é referente à sua eficácia. Entende-se que o SFCR concebido nesse estudo, tem o propósito fundamental de suprir a demanda energética da residência, reduzindo ou, em um cenário ideal, descartando a necessidade de consumo adicional da rede.

Conforme calculado no capítulo 5, a demanda anual integral de energia da residência hipotética é igual a 1380 kWh. Para os cenários alternativos, tem-se demandas de

1035 kWh/ano e 690 kWh/ano, equivalentes a 75% e 50% da demanda integral, respectivamente. Assim, a eficácia do SFCR pode ser constatada se a quantidade de energia produzida por ele for maior ou igual às demandas de cada cenário.

O relatório do software traz, em sua segunda página, um resumo dos resultados obtidos com a simulação. Nesse resumo, já é possível obter o valor total de energia produzida pelo sistema, sob a ótica anual. Os resultados obtidos, para os três cenários simulados, se encontram representados na figura a seguir:

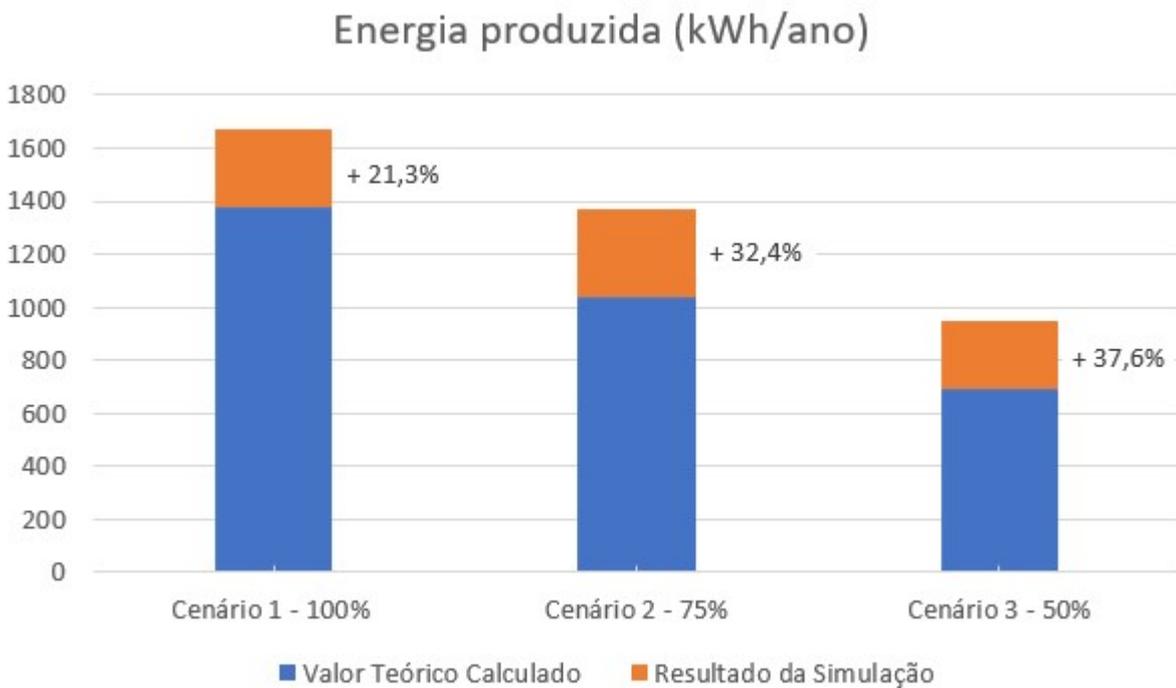


Figura 36 – Energia produzida: comparação entre o valor teórico e o valor simulado. Fonte: Do autor, 2021

Conforme ilustrado na figura 36, para todos os cenários simulados, o SFCR apresentou um desempenho melhor que o esperado, gerando, pelo menos, 21,3% a mais de energia do que o inicialmente previsto.

Embora essa característica não represente um problema direto para o consumidor, ela pode ser nociva quando da avaliação de viabilidade econômica do projeto. No contexto estudado, o sobredimensionamento do SFCR resulta em uma despesa maior para o financiador e, considerando a constância da demanda estimada, uma geração desnecessária de energia, que acumulará mais créditos junto à distribuidora do que o consumidor será capaz de compensar. Esse aspecto será abordado no capítulo seguinte, juntamente com suas implicações e os demais fatores de viabilidade econômica.

Ainda, é necessário lembrar que, na simulação em questão, foram feitas concessões

quanto à orientação e sombreamento dos painéis, que podem não corresponder à realidade dos assentamentos do PMCMV. Dessa forma, apesar do resultado obtido na simulação estar acima do esperado, entende-se que, na aplicação real do SFCR, a energia produzida seria menor, uma vez que estaria sujeita aos fatores mencionados. Ou seja, embora passível de melhoria, a margem obtida nos resultados da simulação pode ser considerada adequada para aplicação em um cenário real, considerando sombreamento e orientação desfavoráveis.

Portanto, do ponto de vista técnico, é possível constatar a eficácia do sistema para todos os cenários simulados, porém ressalta-se que essa eficácia vem acompanhada de uma possibilidade de melhoria, em busca de se aproximar os valores teóricos e simulados, otimizando-se o SFCR projetado.

7.4.2 Sazonalidade

Além da informação prévia do montante gerado anualmente, o relatório da simulação também traz, em sua sexta página, o valor estimado de geração para cada mês, considerando-se os efeitos de sazonalidade do local escolhido para o projeto.

A figura 37, apresentada abaixo, traz os montantes mensais gerados pelo SFCR no cenário de suprimento integral da demanda. Os valores gerados para os demais cenários obedecem ao mesmo padrão de comportamento uma vez que estão submetidos às mesmas condições geográficas, e podem ser consultados nos apêndices D e E.

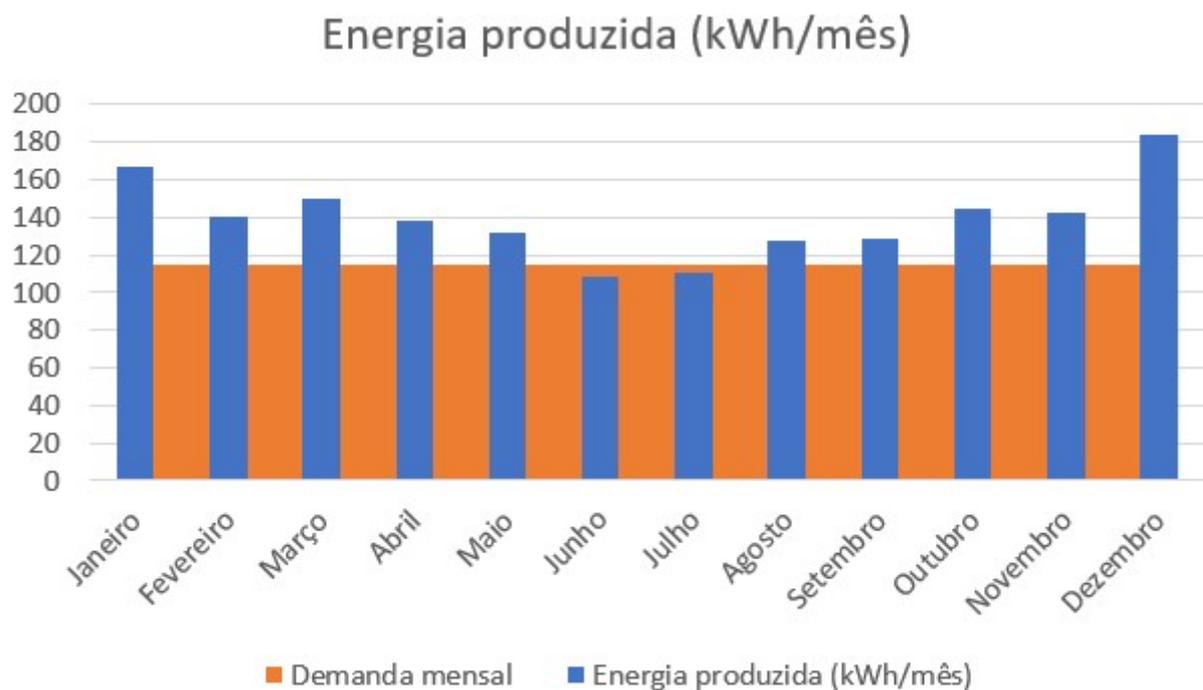


Figura 37 – Energia produzida: comparação entre o valor simulado e a demanda mensal.
Fonte: Do autor, 2021

Pelos resultados simulados, percebe-se que o SF_{CR} foi capaz de superar a demanda da residência em 10, dos 12 meses do ano. Em concordância com o resultado anteriormente abordado, nota-se novamente o sobredimensionamento do sistema e fica ainda mais evidente a quantidade de energia sobressalente.

Nesse ponto, se aplicam as mesmas observações feitas quanto aos fatores de orientação e sombreamento dos painéis, e à possibilidade de melhoria em busca de uma otimização da energia gerada.

7.4.3 Índice de Performance

Outro parâmetro interessante para a avaliação da viabilidade técnica de um projeto fotovoltaico é o Índice de Performance (PR). Segundo (MERMOURD; WITTMER, 2021), o Índice de Performance (ou *Performance Ratio*) de um projeto fotovoltaico é calculado pela razão entre a energia efetivamente produzida e a energia que seria produzida se o sistema estivesse submetido às condições ideais de teste.

O valor do índice de performance de um projeto fotovoltaico reflete as perdas envolvidas, sejam elas técnicas ou por variações de incidência solar, entretanto sem considerar as eficiências particulares de cada equipamento, o que permite a comparação de desempenho de diferentes SFV sob os mesmos critérios (MERMOURD; WITTMER, 2021). Um sistema totalmente livre de perdas teria o seu PR igual a 1, mas no geral os valores de sistemas recém implementados variam entre 0,6 e 0,9 (DIERAUF et al., 2013).

Para os sistemas simulados, constatou-se, ao longo do ano, PR médios de 0,744, 0,718 e 0,747, para os cenários 1, 2 e 3, respectivamente. Ou seja, os resultados obtidos indicam que os sistemas possuem índices de performance medianos e, portanto, aceitáveis.

7.4.4 Perdas

O relatório de simulação também traz, em sua página 7, o diagrama de perdas detalhadas do sistema que ilustra, a partir do total de energia produzida, a subtração das porcentagens relativas às perdas do sistema.

Para o cenário de suprimento integral, o total das perdas do sistema foi igual a 30,15%, valor aproximado àquele inicialmente estimado no capítulo 5, igual a 27%. Para os cenários alternativos 2 e 3, o total de perdas foi igual a 33,84% e 30,34%, respectivamente. Essas variações podem ser atribuídas, dentre outros fatores, às características técnicas específicas dos equipamentos utilizados em cada cenário simulado.

7.4.5 Área ocupada

Outro fator determinante para determinar a viabilidade técnica, diz respeito à exequibilidade do projeto. Nesse sentido, além dos aspectos financeiros envolvidos, tem-se que analisar fatores como a compatibilidade do ambiente para instalação do sistema.

Segundo os parâmetros da Portaria nº 660, de 2018, adotados para a concepção do modelo hipotético, a área útil disponível para instalação dos painéis é de 36 m².

O relatório de simulação traz em sua terceira página, a seção "Características do grupo FV", onde são elencadas as principais características técnicas dos equipamentos que compõe o sistema. Dentre essas informações, tem-se definida a área útil necessária para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

Os resultados obtidos foram 6,6 m², 5,9 m² e 4 m², para os cenários de 100%, 75% e 50%, respectivamente. Dessa forma, percebe-se que a área útil dos telhados das residências é suficiente para a instalação do sistema.

7.5 Considerações

A partir dos resultados analisados, infere-se do ponto de vista técnico que os sistemas concebidos são capazes de atender as demandas com margens para suprir as eventuais perdas por fatores de sombreamento e orientação dos painéis, ou um possível aumento do consumo.

Ainda que os relatórios gerados destaquem pontos de aprimoramento no projeto, no sentido de se otimizar a geração de energia, a análise dos resultados obtidos comprova a eficácia do sistema segundo a premissa adotada de pior cenário possível. Ou seja, sob a ótica da viabilidade técnica, os resultados respaldam a proposta inicial de implementação de sistemas fotovoltaicos em Habitações de Interesse Social, com vias a se consolidar como ferramenta paralela no combate ao déficit habitacional.

Além disso, a comparação entre os resultados simulados para os diferentes cenários, frente à possibilidade de implementação do sistema em regiões de condições solarimétricas mais favoráveis, levanta a hipótese de que mesmo os sistemas menores podem ser capazes de atender a demanda integral estimada. Ou seja, a depender das condições climáticas locais, pode ser possível atender a mesma demanda com um investimento menor.

Por fim, entende-se ainda, que se do ponto de vista individualizado, focado no contexto social de uma HIS, a economia resultante da geração independente de 1380 kWh/ano já é significativa, ampliando-se a análise ao âmbito nacional, projetada na escala de atuação do PMCMV, os resultados são proporcionalmente promissores, com reflexos diretos na diversificação da matriz elétrica brasileira e na atenuação de crises hídricas.

8 Viabilidade Econômica

Enquanto o capítulo anterior centrou-se nos retornos e benefícios do projeto do ponto de vista técnico, esse capítulo por sua vez buscará, por meio da aplicação de indicadores da Engenharia Econômica, avaliar se projeto possui características compatíveis com o contexto social no qual pretende-se inseri-lo.

Contudo, assim como a avaliação realizada no capítulo anterior, a análise de viabilidade econômica também está submetida a critérios e, nesse caso, metodologias que somarão respaldo técnico ao seu parecer final.

De acordo com (SILVA, 2001), a principal função da análise de viabilidade econômica é avaliar as opções dentre uma série de cenários previsíveis, de forma a se antecipar se determinada aplicação de recursos financeiros gerará receita suficiente para saldar as obrigações envolvidas e, se será capaz de trazer retorno ao investidor.

Nesse sentido, aplicando a definição ao contexto desse estudo, a pergunta a ser respondida é se a energia a ser gerada pelo SFCR será capaz de cobrir os custos de implementação em tempo hábil para beneficiar os consumidores.

Apesar de parecer um cálculo simples à primeira vista, a metodologia por trás da análise precisa antecipar as condições envolvidas tanto na geração de energia, tais quais a degradação inerente dos painéis fotovoltaicos, como no universo financeiro relacionado, tais quais reajustes tarifários e opções de financiamento disponíveis.

Além disso, outra premissa fundamental na avaliação de viabilidade econômica de um projeto diz respeito à relação entre o tempo e o dinheiro, ou seja, a alteração do valor do dinheiro ao longo do tempo.

Segundo o (SENAI, 2003), a viabilidade econômica é o principal fator que determina a implantação de um projeto e, segundo (CHRISTMANN, 2014), o processo de análise é baseado, primordialmente, na ordenação e confecção de informações sistematizadas.

Assim, de forma a se considerar todos os fatores envolvidos na análise, ao longo desse capítulo serão elencadas as informações do projeto, definidos os critérios e parâmetros da avaliação e, por fim, aplicados os indicadores financeiros, responsáveis por responder o questionamento principal acerca da viabilidade do investimento.

8.1 Levantamento dos custos

O primeiro ponto a ser abordado, se refere à sistematização das informações dos custos de implementação do projeto. Nesse sentido, serão tratados os custos de cada equipamento do sistema, além da margem anteriormente estipulada de 20% referente aos gastos de estrutura, mão de obra de instalação e transporte.

Conforme apresentado anteriormente, os valores dos equipamentos foram obtidos a partir de pesquisa realizada no comércio varejista. Apesar de isso significar que os custos podem não corresponder à eventual realidade da implementação, que contaria com a amenização dos custos devido à compra em larga escala, entende-se que a adoção desses valores prezaria pela premissa conservadora do pior cenário. Ou seja, se o investimento se provar viável a partir desses parâmetros, ele certamente obterá um melhor desempenho com a eventual redução dos custos.

Diante disso, a seguir serão apresentadas as estimativas de custos totais dos SFCR projetados para cada cenário proposto.

8.1.1 Cenário 1

No cenário 1, referente ao atendimento da demanda integral de 1380 kWh/ano, os equipamentos utilizados totalizaram um investimento de R\$ 5.630,28. Esse valor, acrescido da margem de 20%, retorna um orçamento total de R\$ 6.756,34, conforme apresentado a seguir, na Tabela 24.

Equipamento	Marca	Valor Unit.	Quantidade	Valor total
Painel FV	Canadian	R\$ 817,47	3	R\$ 2.452,41
Inversor	Hoymiles	R\$ 1.999,90	1	R\$ 1.999,90
Caixa de Junção	Merz	R\$ 997,97	1	R\$ 997,97
Cabeamento	Nexans	R\$ 6,00	30	R\$ 180,00
Estrutura, Mão de Obra e Transporte				R\$ 1.126,06
Investimento total necessário				R\$ 6.756,34

Tabela 24 – Orçamento final do SFCR para Cenário 1. Fonte: Do autor.

Considerando-se valor do investimento e a potência total do sistema, de 1185 Wp, para o cenário 1 obteve-se um valor médio de 5,7 R\$/W instalado.

8.1.2 Cenário 2

Para o segundo cenário, referente ao atendimento de 75% da demanda, que equivale a 1035 kWh/ano, o conjunto de equipamentos do SFCR custou R\$ 5.860,86, superando o

valor do cenário anterior devido ao aumento significativo no preço do inversor. Para esse cenário, o valor total do investimento é de R\$ 7.033,03, conforme apresentado na Tabela 25, a seguir:

Equipamento	Marca	Valor Unit.	Quantidade	Valor total
Painel FV	BYD	R\$ 687,27	3	R\$ 2.061,81
Inversor	APSystems	R\$ 2.621,08	1	R\$ R\$ 2.621,08
Caixa de Junção	Merz	R\$ 997,97	1	R\$ 997,97
Cabeamento	Nexans	R\$ 6,00	30	R\$ 180,00
Estrutura, Mão de Obra e Transporte				R\$ 1.172,172
Investimento total necessário				R\$ 7.033,032

Tabela 25 – Orçamento final do SFCR para o Cenário 2. Fonte: Do autor.

Considerando o valor do investimento e a potência do SFCR, de 1005 Wp, obteve-se um valor de 7,0 R\$/W instalado, superando novamente o custo do cenário 1.

8.1.3 Cenário 3

Por fim, para o terceiro cenário, correspondente ao SFCR projetado para atendimento de 50% da demanda, o valor total dos equipamentos foi de R\$ 4.011,21, chegando a R\$ 4.813,45 quando acrescido dos custos de transporte, mão de obra e estrutura.

Equipamento	Marca	Valor Unit.	Quantidade	Valor total
Painel FV	BYD	R\$ 687,27	2	R\$ 1.374,54
Inversor	APSystems	R\$ 1.784,67	1	R\$ 1.784,67
Caixa de Junção	Clamper	R\$ 672,00	1	R\$ 672,00
Cabeamento	Nexans	R\$ 6,00	30	R\$ 180,00
Estrutura, Mão de Obra e Transporte				R\$ 802,24
Investimento total necessário				R\$ 4.813,45

Tabela 26 – Orçamento final do SFCR para o Cenário 3. Fonte: Do autor.

Para esse cenário, o valor do Watt instalado foi de R\$ 7,18, considerando a potência do SFCR, de 670 Wp.

8.2 Levantamento da economia

De forma a se determinar qual o valor, em reais, que o consumidor estará economizando com a implementação de um sistema fotovoltaico, faz-se necessário analisar duas

variáveis separadamente: a quantidade de energia gerada e o preço dessa energia junto à distribuidora local.

Entretanto, conforme dito anteriormente, no âmbito da análise de viabilidade econômica um aspecto que não pode ser negligenciado é o tempo. Para o caso da economia de energia, o tempo atuará tanto sobre a quantidade de energia gerada, uma vez que os painéis inevitavelmente apresentarão resultados menos eficientes conforme o passar do tempo, quanto sobre o preço da energia junto à distribuidora, uma vez que esse valor passa por reajustes tarifários anualmente.

Portanto, a seguir serão analisadas ambas as variáveis supracitadas, bem como o seu comportamento ao longo do tempo.

8.2.1 Geração anual

Conforme visto no capítulo anterior, para todos os cenários propostos, os SFCR apresentaram resultados acima do esperado, gerando quantidades de energia superiores a demanda. Dessa forma, honrando a confiabilidade da simulação realizada no PVsyst, para fins de determinação da energia gerada ao longo do tempo, serão utilizados os resultados de geração conforme os relatórios de simulação presentes nos apêndices desse estudo.

Outro dado extremamente relevante para a determinação da quantidade de energia gerada, também se encontra nos relatórios de simulação do software. Trata-se da taxa de degradação dos painéis, apresentada na terceira página de cada relatório, que corresponde a uma perda da ordem de 0,4% ao ano.

Uma vez obtidos esses valores, basta fazer a projeção de geração para os próximos anos, tendo por base a taxa de degradação, conforme a tabela 27, a seguir.

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
1	1674,00	1370,00	945,50
2	1667,30	1364,52	941,72
3	1660,63	1359,06	937,95
4	1653,99	1353,63	934,20
5	1647,38	1348,21	930,46
6	1640,79	1342,82	926,74
7	1634,22	1337,45	923,03
8	1627,69	1332,10	919,34
9	1621,18	1326,77	915,66
10	1614,69	1321,46	912,00

Tabela 27 – Projeção da geração do SFCR para os próximos 10 anos. Fonte: Do autor.

Conforme esperado, ainda que ao longo de 10 anos a quantidade de energia gerada pelo SFCR de cada cenário tenha decaído, a redução não apresenta riscos às demandas

iniciais, para as quais o sistema foi projetado. Contudo, ressalta-se que, no contexto da análise da economia gerada, a redução é notoriamente significativa e não deve ser negligenciada.

8.2.2 Tarifa

A segunda variável para determinação da economia gerada pelo SFCR, diz respeito à tarifa de energia da distribuidora local. Para o caso em estudo, o valor da tarifa de energia pode ser consultado no site da Copel, e corresponde a 0,83156 R\$/kWh consumidos, já acrescido dos devidos impostos (COPEL, 2021)

Entretanto, conforme dito anteriormente, esse valor passa por processo de reajuste anualmente, envolvendo variáveis geográficas, sazonais, políticas e econômicas, para determinar se a tarifa a ser cobrada do consumidor será menor ou maior que a do ano anterior.

Assim, a estimativa precisa de uma taxa de reajuste da tarifa de energia elétrica para os próximos anos consiste em uma tarefa árdua, devido à quantidade e complexidade dos fatores envolvidos no processo. Contudo, entende-se que o reajuste tarifário pode desempenhar papel decisivo no parecer de viabilidade econômica de um projeto fotovoltaico, sendo impossível de ser negligenciado.

Assim, de forma a se estimar uma taxa anual de reajuste tarifário para os próximos anos, será utilizada a média dos reajustes realizados nos últimos 10 anos, conforme a tabela 28, a seguir:

Ano	Reajuste com relação a tarifa do ano anterior
2012	4,55%
2013	-15,77%
2014	18,05%
2015	30,59%
2016	-1,49%
2017	4,74%
2018	14,83%
2019	1,62%
2020	3,21%
2021	5,63%
Média	6,60%

Tabela 28 – Histórico de reajuste das Tarifas Residenciais. Fonte: (ANEEL, 2021b)

Assim sendo, embora não seja possível determinar com exatidão qual será o reajuste tarifário no futuro, no contexto desse estudo, será utilizada a média dos últimos 10

anos, correspondente a 6,6% a.a., como forma de readequação anual do preço da energia elétrica, de forma a possibilitar a projeção da economia do consumidor ao longo dos anos.

8.2.3 Economia de energia

Uma vez determinados os valores de geração anual do SFCR e da taxa de reajuste tarifário da energia elétrica, o próximo passo consiste no cálculo da economia de energia, no âmbito dos cenários propostos.

Para tanto, será utilizada a equação abaixo, que calcula o valor economizado com a geração e desconta o valor gasto anualmente com o Custo de Disponibilidade que o consumidor ainda terá que pagar, nos termos da regulação vigente do Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

$$Economia(R\$) = (Geracao(kWh) - CD(kWh)) * Tarifa(R\$/kWh) \quad (8.1)$$

Onde:

Economia(R\$) - Valor, em Reais, economizado pelo consumidor

Geração (kWh) - Total de energia gerada pelo SFCR em um ano

CD (kWh) - Custo de Disponibilidade anual

Tarifa (R\$/kWh) - Tarifa da distribuidora local

A partir da equação 8.1, se torna possível fazer a projeção de economia do SFCR para os próximos anos, considerando os seguintes fatores: degradação dos painéis, reajuste tarifário e custo de disponibilidade, conforme apresentado na Tabela 29, a seguir:

Ano	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
1	R\$ 1.092,67	R\$ 839,88	R\$ 486,88
2	R\$ 1.158,85	R\$ 890,45	R\$ 515,66
3	R\$ 1.229,03	R\$ 944,06	R\$ 546,13
4	R\$ 1.303,46	R\$ 1.000,89	R\$ 578,40
5	R\$ 1.382,38	R\$ 1.061,14	R\$ 612,56
6	R\$ 1.466,08	R\$ 1.125,00	R\$ 648,73
7	R\$ 1.554,83	R\$ 1.192,70	R\$ 687,02
8	R\$ 1.648,94	R\$ 1.264,46	R\$ 727,56
9	R\$ 1.748,75	R\$ 1.340,52	R\$ 770,48
10	R\$ 1.854,58	R\$ 1.421,15	R\$ 815,92

Tabela 29 – Projeção da economia gerada pelo SFCR para os próximos 10 anos. Fonte: Do autor.

Percebe-se que, apesar do fator de degradação dos painéis, o valor economizado anualmente tende a aumentar. Isso se justifica pelo fato da taxa de reajuste tarifário

ser muito maior que a taxa de degradação dos painéis, o que já apresenta indícios da viabilidade do sistema.

8.3 Opções de financiamento e Subsídios do PMCMV

Outro fator determinante para a análise, diz respeito às condições de financiamento do sistema fotovoltaico conectado à rede.

Atualmente, no cenário de expansão constante da energia solar fotovoltaica e da geração distribuída, diversas instituições financeiras públicas e privadas oferecem linhas de financiamento para pessoas físicas com condições relativamente mais tênues do que outros tipos de financiamentos e empréstimos.

Entretanto, uma vez que a proposta desse estudo é de que o SFCR seja implementado nas unidades habitacionais do programa MCMV, entende-se que o mais adequado é que as condições de financiamento adotadas para a análise de viabilidade sejam as mesmas do financiamento imobiliário do programa, considerando inclusive os subsídios oferecidos para cada faixa de renda.

Dessa forma, na Tabela 30 apresentada a seguir, se encontram dispostas as principais condições de financiamento oferecidas na última fase do programa MCMV, ou seja, as taxas de juros, os prazos e os subsídios, para cada faixa de renda familiar, sendo elas as faixas 1, 1,5, 2 e 3.

Faixa de renda	Subsídios	Juros (a.a.)	Prazo máximo (anos)
1	90%	-	10
1,5	33%	5%	30
2	12%	7%	30
3	-	9,16%	30

Tabela 30 – Condições de financiamento da Fase 3 do PMCMV, para cada faixa de renda. Fonte: (MDR, 2020) e (MATOSO, 2016).

Ressalta-se que, quanto aos valores de subsídios e juros, as condições apresentadas não são fixas, sendo definidas caso a caso, a partir da análise de crédito e renda familiar de cada possível beneficiário do programa. Entretanto de forma a permitir a padronização da análise, serão considerados, para cada faixa de renda, as condições apresentadas na tabela 30, exceto pela variável do prazo máximo de financiamento, que será considerado o valor 10 anos, conforme a Faixa 1.

Por fim, uma vez apresentada a diversidade de abordagens do programa, a seguir serão aplicados os indicadores econômicos prezando pela particularidade de cada faixa de

renda, de forma a se identificar quais os melhores cenários de implementação frente às diferentes condições de financiamento.

8.4 Aplicação dos Indicadores Econômicos

Uma vez sistematizadas as informações necessárias, o próximo passo da análise consiste na aplicação dos indicadores econômicos. Segundo (SOLDERA; KÜHN, 2018), a principal função dos indicadores econômicos é subsidiar a decisão sobre um investimento.

Dentre os diversos tipos de indicadores existentes, esse estudo focará em três: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno do Investimento (Payback).

A seguir, serão detalhados cada um desses indicadores, apresentando suas metodologias de aplicação, juntamente com suas respectivas fórmulas de cálculo. Em seguida, serão aplicados à natureza desse estudo, buscando respaldo técnico para a análise de viabilidade econômica.

8.4.1 Valor Presente Líquido

O Valor Presente Líquido, ou VPL, representa uma conversão dos valores futuros do investimento, para os parâmetros atuais, de forma a tornar possível a comparação de valores de diferentes períodos, no presente, ou seja, no momento do investimento inicial.

Segundo (SOLDERA; KÜHN, 2018), o principal objetivo da aplicação do VPL é mensurar o valor presente de quantias futuras geradas por uma atividade econômica ao longo de um período pré-estabelecido.

Para isso, faz-se necessário estabelecer parâmetros como o período total do investimento e uma taxa segundo a qual o valor futuro será "corrigido" para o contexto atual. Essa taxa, também conhecida como Taxa Mínima de Atratividade, corresponde ao menor retorno que a atividade deverá gerar para ser atrativa para o investidor. (SOLDERA; KÜHN, 2018)

Assim, o VPL do investimento será calculado, para cada cenário e para cada faixa de financiamento do programa MCMV, conforme a fórmula apresentada a seguir:

$$VPL(R\$) = \sum_{t=0}^n \frac{Economia_t(R\$)}{(1 + TMA)^t} - INV(R\$) \quad (8.2)$$

Onde:

VPL (R\$) - Valor Presente Líquido

Economia_t - Economia no período t

TMA - Taxa Mínima de Atratividade

INV (R\$) - Investimento Inicial

t = período, em anos

A partir do resultado da equação 8.2, é possível determinar a viabilidade econômica do investimento, segundo os seguintes critérios:

- $VPL > 0$: o investimento trará retorno financeiro ao investidor.
- $VPL < 0$: o investimento trará prejuízo financeiro ao investidor.
- $VPL = 0$: o investimento não trará lucro nem prejuízo ao investidor.

Em uma comparação entre diversas alternativas de investimento, aquela com o maior VPL representa a melhor opção para o investidor.

No contexto desse estudo, entende-se que, para ser atrativa, a implementação do SFCR deve gerar um retorno no mínimo igual a taxa de juros do financiamento ao qual este será submetido. Ou seja, para cálculo do VPL do investimento, será utilizada uma Taxa Mínima de Atratividade igual a taxa de financiamento do programa MCMV para cada faixa a ser analisada.

Quanto ao período, conforme estabelecido anteriormente, será utilizado o limite máximo de 10 anos para o cumprimento das obrigações financeiras do investimento, conforme prazo limite para financiamento da Faixa 1, do programa MCMV.

A Tabela 31, apresentada a seguir, exemplifica a metodologia de cálculo do Valor Presente Líquido aplicada ao caso de implementação do Cenário 1, nas condições de financiamento da Faixa 2.

t	Economia	Valor Presente da Economia	Valor Presente Líquido em t
0			-R\$ 5.945,58
1	R\$ 1.092,67	R\$ 1.021,19	-R\$ 4.924,39
2	R\$ 1.158,85	R\$ 1.012,18	-R\$ 3.912,20
3	R\$ 1.229,03	R\$ 1.003,26	-R\$ 2.908,95
4	R\$ 1.303,46	R\$ 994,40	-R\$ 1.914,55
5	R\$ 1.382,38	R\$ 985,62	-R\$ 928,93
6	R\$ 1.466,08	R\$ 976,91	R\$ 47,98
7	R\$ 1.554,83	R\$ 968,27	R\$ 1.016,25
8	R\$ 1.648,94	R\$ 959,70	R\$ 1.975,95
9	R\$ 1.748,75	R\$ 951,20	R\$ 2.927,15
10	R\$ 1.854,58	R\$ 942,77	R\$ 3.869,93

Tabela 31 – Cálculo do VPL em função do tempo (t) em anos. Fonte: Do autor.

Seguindo-se o exemplo acima e aplicando a Equação 8.2, aos dados apresentados anteriormente de Economia, Investimento Inicial e Taxas de financiamento e subsídios

do programa MCMV, obtém-se os resultados apresentados na Tabela 32, a seguir. O detalhamento completo dos cálculos realizados pode ser consultado na reprodução da planilha construída no Excel, que se encontra no Apêndice F desse estudo.

	Faixa 1	Faixa 1,5	Faixa 2	Faixa 3
Cenário 1	R\$ 13.763,93	R\$ 6.363,05	R\$ 3.869,93	R\$ 2.064,79
Cenário 2	R\$ 10.376,94	R\$ 3.645,33	R\$ 1.344,31	-R\$ 262,45
Cenário 3	R\$ 5.908,01	R\$ 1.596,34	R\$ 110,83	-R\$ 906,22

Tabela 32 – Valores Presentes Líquidos para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV. Fonte: Do autor.

Percebe-se que a maioria das opções analisadas apresentam retorno positivo para o investidor, exceto pelas duas opções de implementação do SFCR reduzido para atendimentos parciais da demanda sob as condições de financiamento da Faixa 3 do programa MCMV.

O melhor resultado foi obtido pela faixa 1, aquela que possui maior porcentagem de subsídio e nenhuma taxa de juros no financiamento, sendo que o cenário de atendimento integral da demanda aparenta ser o mais viável.

8.4.2 Taxa Interna de Retorno

O segundo indicador a ser aplicado, é a Taxa Interna de Retorno, ou TIR, que, segundo o (SENAI, 2003), é a taxa capaz de igualar o VPL a zero. Nesse sentido, para determinar a TIR, basta igualar a equação 8.2 a zero e isolar a taxa, conforme a equação a seguir:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{Economia_t(R\$)}{(1 + TIR)^t} - INV(R\$) \quad (8.3)$$

Para se determinar a viabilidade econômica de um projeto com base na TIR, ela deve ser comparada com o a Taxa Mínima de Atratividade inicialmente estabelecida, segundo os seguintes critérios:

- TIR > TMA : investimento viável
- TIR < TMA : investimento inviável.
- TIR = TMA : investimento indiferente.

A partir disso, aplicando a equação 8.3 às informações anteriores, obtém-se os resultados apresentados na Tabela 33. A reprodução da planilha com o detalhamento dos cálculos realizados pode ser consultada no Apêndice F desse trabalho.

	Faixa 1	Faixa 1,5	Faixa 2	Faixa 3
Cenário 1	167,77%	25,82%	18,24%	15,08%
Cenário 2	125,38%	17,43%	11,07%	8,38%
Cenário 3	106,93%	13,35%	7,51%	5,03%

Tabela 33 – Taxas Internas de Retorno para cada cenário e cada faixa de investimento do programa MCMV. Fonte: Do autor.

Se comparadas às taxas de juros das opções de financiamento do programa MCMV, apresentadas na Tabela 30, percebe-se que as TIR calculadas para os diferentes cenários e diferentes faixas evidenciam a viabilidade do investimento, exceto nos casos de implementação dos cenários 2 e 3 segundo as condições da Faixa 3.

Ou seja, os resultados obtidos com a análise das Taxas Internas de Retorno reiteram aqueles obtidos anteriormente com a análise dos Valores Presentes Líquidos.

8.4.3 Tempo de Retorno do Investimento

Por fim, o último indicador a ser aplicado é o Tempo de Retorno do Investimento, ou Payback, que representa o tempo necessário para que o investimento gere renda suficiente para quitar o capital inicial investido.

O payback possui duas formas de cálculo: o payback simples, que considera apenas os valores futuros gerados, sem efetuar a devida correção para o valor presente, e o payback descontado, cuja forma de cálculo considera a variação do valor do dinheiro ao longo do tempo.

No contexto desse estudo, será realizado o cálculo do Payback Descontado, onde os valores gerados pelo investimento (Economia) serão corrigidos, segundo a taxa de juros do financiamento (TMA) até o momento (t) em que o valor aplicado inicialmente seja completamente compensado. Para isso, serão aproveitados os cálculos realizados no âmbito da análise do VPL, conforme as planilhas no Apêndice F.

No caso apresentado na tabela 31, o Payback ocorre entre os anos 5 e 6, quando o valor do VPL passa de negativo para positivo, o que significa que o valor inicial foi totalmente amortizado. Entretanto, para se determinar com maior precisão quando ocorreu o Payback, é necessário aplicar a seguinte fórmula.

$$PaybackDescontado = t + \frac{-VPL_t}{VP_{t+1}} \quad (8.4)$$

Onde:

VPL_t (R\$) - Valor Presente Líquido em t

VP_{t+1} (R\$) - Valor Presente da Economia em t+1
 t = Último período com o VPL negativo.

Assim, para o exemplo da tabela 31, pode-se aplicar a equação 8.4 da seguinte forma:

$$PaybackDescontado = 5 + \frac{-(-928,93)}{976,91} = 5,95anos \quad (8.5)$$

Dessa forma, aplicando a mesma metodologia de cálculo às demais opções de cenários e faixas de financiamento, obtém-se os resultados apresentados na Tabela 34, a seguir. O detalhamento da metodologia pode ser consultada na reprodução das planilhas do Excel, disponibilizadas no Apêndice F.

	Faixa 1	Faixa 1,5	Faixa 2	Faixa 3
Cenário 1	0,62	4,28	5,95	7,39
Cenário 2	0,84	5,76	8,15	10,46
Cenário 3	0,99	6,78	9,73	12,83

Tabela 34 – Tempos de Retorno dos Investimentos para cada cenário e cada faixa do programa MCMV, em anos. Fonte: Do autor.

Novamente, percebe-se que o resultado da análise de Payback Descontado reforça os resultados anteriores, quanto a inviabilidade dos cenários 2 e 3, sob as condições de financiamento da faixa 3.

8.5 Considerações

Do ponto de vista econômico, a aplicação dos indicadores acima evidencia a viabilidade da proposta. Apesar da limitação de aplicação dos cenários 2 e 3 sob condições específicas de financiamento, entende-se que há vantagem na implementação desses cenários em outras faixas de renda do programa.

Entretanto, o resultado reforça a premissa da necessidade de atuação do Estado na implementação da proposta. Quanto a esse ponto, a aplicação dos indicadores destaca a informação que já era de conhecimento geral, quanto maior for o auxílio financeiro do Estado, mais viável se torna a implementação dos sistemas, do ponto de vista do beneficiário.

Entretanto, os resultados dos indicadores aplicados ao cenário 1 quando submetido à ausência de subsídio e alta taxa de juros da Faixa 3, reiteram a viabilidade do projeto, ainda que sem o subsídio estatal.

Ressalta-se, ainda, que os valores cotados para o projeto proposto são referentes ao comércio varejista, que possui preços superiores, se comparados à possibilidade de compra em larga escala. Essa diferença tende a um aumento proporcional às dimensões de atuação do programa MCMV, o que poderia reduzir significativamente o preço individual de cada SFCR, viabilizando ainda mais a proposta.

Olhando com mais atenção cada um dos cenários construídos, é possível observar o melhor desempenho do Cenário 1, tanto pelos resultados dos indicadores, quanto pelo valor do W instalado, significativamente mais barato que os outros cenários.

Ao se observar o valor do investimento necessário à implementação do Cenário 2, percebe-se que o mesmo se torna imediatamente inviável frente ao Cenário 1, uma vez que possui menor potência instalada e maior custo de implementação. Entretanto, ressalta-se que isso se deve, exclusivamente, ao preço do inversor, o que poderia ser futuramente corrigido frente a utilização de um modelo mais barato. Infelizmente, o que não foi possível quando da elaboração desse estudo, devido às restrições de oferta do mercado.

Por fim, fica claro que, com exceção de casos pontuais, a proposta possui sinais claros de viabilidade econômica além de grande potencial de adequação às condições de financiamento específicas de cada faixa de renda do programa MCMV.

Considerações Finais

O panorama atual do deficit habitacional no Brasil, estimado em cerca de 6 milhões de domicílios, distribuído de maneira heterogênea pelo território nacional e predominantemente localizado nos meios urbanos, traz o entendimento de que a política pública deve munir-se de ferramentas estratégicas para o enfrentamento do problema.

No intuito de se promover discussão acerca do papel da Energia Solar no contexto habitacional social, este estudo se propôs a verificar se há viabilidade técnica e econômica na implementação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) em Habitações de Interesse Social (HIS) no âmbito da política pública brasileira Minha Casa Minha Vida (MCMV).

Partindo-se das especificações técnicas do programa MCMV e de referências estaduais, regionais e nacionais, foi concebido um modelo de habitação hipotético que serviu de base para o dimensionamento de um SFCR. O sistema projetado e suas variações de escala foram submetidos à avaliação técnica, a partir de simulação computacional, e econômica, por meio da aplicação de indicadores financeiros, de forma a se determinar se há compatibilidade entre a microgeração distribuída a partir de fonte solar fotovoltaica e o caráter social do programa MCMV.

Os resultados obtidos com o estudo amparam e fomentam a premissa inicial de integração entre as agendas de combate ao deficit habitacional e de diversificação da matriz elétrica brasileira, e consolidam a proposta como uma associação com benefícios bilaterais.

Do ponto de vista técnico, os resultados comprovaram o bom desempenho dos sistemas projetados, mesmo frente à adição de fatores de perdas e efeitos de sazonalidade. A simulação realizada no software PVsyst constatou que os três cenários projetados foram capazes de atender suas respectivas demandas, e ainda estabelecer uma margem extra de energia gerada.

Por um lado, entende-se que essa margem é aceitável e pode ser fundamental para suprir um eventual deficit de energia devido efeitos de sombreamento e desvios na orientação dos painéis, fatores não considerados no planejamento. Por outro, é preciso pontuar que, no contexto estudado, a relevância do aspecto econômico e a possibilidade de aplicação em escala nacional, impõe a necessidade de otimização absoluta do sistema, não deixando espaço para excessos.

Nesse ponto, uma das alternativas para enfrentamento do problema pode estar na adoção de *kits* fotovoltaicos de diferentes portes, que permitam a seleção do sistema

adequado de acordo com as características do local onde será implementado. Ou seja, para casos onde o ambiente externo possuir elementos geradores de sombreamento, ou onde o telhado da UH não for otimizado para a orientação adequada dos painéis, recomenda-se a utilização de um sistema maior, semelhante ao proposto no cenário 1. Para os demais casos, onde o ambiente externo e o telhado se apresentam favoráveis à instalação e geração, propõe-se a utilização de um sistema reduzido, semelhante ao cenário 2. Ressalta-se, entretanto, que a adoção de tal medida, deve ser precedida por uma análise da viabilidade, que considere tanto as despesas pelo sobredimensionamento da proposta atual, quanto as despesas pela diversificação dos equipamentos, na proposta alternativa.

Já do ponto de vista econômico, os 3 cenários propostos foram submetidos às diferentes condições de financiamento disponíveis para as 4 faixas de renda adotadas na terceira fase do programa MCMV. Essa abordagem permitiu verificar a compatibilidade entre as diferentes escalas do sistema e as condições financeiras dos públicos-alvo.

A partir desse cruzamento de informações e da aplicação dos indicadores financeiros (Valor Presente Líquido, Taxa Interna de Retorno e Payback), constatou-se a viabilidade econômica absoluta do cenário 1, desde as condições mais brandas até as mais severas, onde o sistema obteve o retorno do investimento em aproximadamente 7 anos e 5 meses. Tal resultado se deve principalmente aos valores do subsídio e das taxas de juros atrativas, cobrados nessa faixa do programa.

Os cenários 2 e 3 obtiveram resultados semelhantes, a partir da aplicação dos indicadores financeiros, se mostrando viáveis segundo as condições de financiamento disponíveis para as faixas de renda 1, 1,5 e 2, mas inviáveis para a faixa 3, que possui as condições mais árduas do programa. Esses resultados, refletem novamente o papel significativo do subsídio e das taxas de juros na implementação da proposta. Ainda no contexto econômico, apesar dos resultados satisfatórios nos indicadores, o cenário 2 se provou momentaneamente inviável devido à atual oferta de equipamentos no mercado brasileiro. A baixa disponibilidade de modelos de inversores ocasionou a elevação do preço total do sistema proposto, resultando em um custo de investimento superior ao cenário 1, que gera mais energia.

Destaca-se que os cenários concebidos para alimentação da UH ampliaram a perspectiva de análise e forneceram respaldo científico para a abordagem, uma vez comprovada a viabilidade técnica, e viabilidade econômica relativa a 83% das combinações realizadas com as condições de financiamento do programa.

Porém, apesar de promissores, os resultados obtidos ainda possuem limitações. A necessidade de conexão à rede, a dependência de subsídio estatal e as perdas por efeitos de sombreamento e orientação dos telhados são alguns dos aspectos que ainda dificultam a atuação precisa nas componentes do déficit habitacional. Essas e as demais limitações devem ser revistas e ajustadas, de forma a tornar o projeto 100% eficiente e adequado ao

contexto social.

Apesar da premissa de *Worst Case Scenario* adotada e dos resultados favoráveis obtidos, que reiteram o potencial do projeto, não se pode negligenciar a realização de estudos específicos antes da implementação do projeto em cada região do Brasil. Esses estudos podem revelar variáveis e elementos regionais característicos que podem potencializar ou atenuar a capacidade de geração do sistema e a demanda energética residencial.

No que diz respeito à um consumo elétrico responsável e consciente, a proposta desenvolvida apresentou potencial significativo de aplicação. Entretanto, se faz necessário considerar desafios alheios ao âmbito técnico e econômico, como é o caso do aspecto comportamental do usuário. Em vias de se evitar o aumento do consumo devido ao efeito rebote, é recomendado que a iniciativa envolva o beneficiário do programa em campanhas que promovam a eficiência energética dentro do contexto familiar individual, prezando pelo uso consciente da energia gerada.

Em uma escala mais abrangente, ressalta-se que a viabilidade constatada nos resultados desse estudo deve servir como um primeiro passo, para a mobilização dos agentes envolvidos, desde o Estado e os agentes financeiros, até as empreiteiras e beneficiários, para se adotar medidas mais profundas de eficiência energética no âmbito da política habitacional brasileira, como mudanças nos padrões construtivos das UH, incentivo à utilização de eletrodomésticos certificados e uso consciente da energia. Tais medidas devem ser paralelas à quaisquer iniciativas de melhoria da qualidade de vida do usuário e, uma vez implementadas, atuam diretamente no perfil de consumo e geração de uma residência.

Não obstante, frente à atual crise hídrica que vem sendo enfrentada pelo Setor Elétrico Brasileiro, os resultados aqui listados obtêm mérito e potencial significativos se consideradas as dimensões de atuação do programa MCMV e a dispersão do déficit habitacional. A constante popularização da geração distribuída a partir de fonte fotovoltaica representa um avanço para o Setor e configura uma valiosa oportunidade de incentivo por parte do Estado. Oportunidade essa, que pode ser aliada a outras diretrizes e agendas do Governo Federal.

Essa constatação, além de corroborar, junto aos dados técnicos e econômicos, a premissa inicial do estudo, ainda fornece indícios da possibilidade de aplicação do sistema em Habitações de Interesse Social externas ao programa MCMV, como é o caso do recém instituído programa Casa Verde e Amarela que, apesar de possuir objetivos em comum, apresenta critérios, condições de financiamento e diretrizes singulares, em relação ao antecessor.

Por fim, conclui-se que a iniciativa proposta tem o potencial de revestir as políticas públicas de combate ao déficit habitacional brasileiro com uma identidade mais

social, além de configurar uma oportunidade viável e promissora de dispersão da geração distribuída fotovoltaica pelo Brasil, contribuindo diretamente para superação dos desafios energéticos atuais e futuros.

Referências

- ABNT, A. B. de N. T. *NBR 5.410: Instalações elétricas de baixa tensão*. [S.l.]: ABNT, 2004. Citado na página 108.
- ABNT, A. B. de N. T. *NBR 16.690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto*. [S.l.]: ABNT, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 108, 109 e 110.
- ADAMS, W. G.; DAY, R. E. V. the action of light on selenium. *Proceedings of the Royal Society of London*, The Royal Society London, v. 25, n. 171-178, p. 113–117, 1877. Citado na página 35.
- AFONSO, G. S. Análise dos instrumentos normativos de suporte à geração solar fotovoltaica distribuída conectada à rede de distribuição. 2012. Citado 3 vezes nas páginas 36, 38 e 43.
- AGUIAR, A. B. Os facilitadores e os dificultadores tecnológicos que impactam na utilização de energia solar como alternativa inovadora de energia elétrica em minas gerais. 2013. Citado na página 42.
- ALCANTARA, E. Estudo de viabilidade técnica e econômico-financeira para a implementação de sistema fotovoltaico em condomínio residencial com conexão à rede de distribuição de energia elétrica. 2017. Citado na página 96.
- ALVES, G. H. Estudo sobre a utilização de energia solar no brasil para uso residencial. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2014. Citado na página 37.
- ANEEL. Resolução normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica., 2002. Citado na página 48.
- ANEEL. Resolução normativa nº 481, de 17 de abril de 2012. *Diário Oficial da União [DOU] de 20 de abril de 2012.*, Agência Nacional de Energia Elétrica., 2012. Citado na página 47.
- ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. *Diário Oficial da União [DOU] de 19 de abril de 2012*, Agência Nacional de Energia Elétrica., 2012. Citado 3 vezes nas páginas 47, 48 e 111.
- ANEEL. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. *Diário Oficial da União [DOU] de 02 de dezembro de 2015.*, Agência Nacional de Energia Elétrica., 2015. Citado na página 49.
- ANEEL. Módulo 3. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017. Citado 2 vezes nas páginas 51 e 111.
- ANEEL. Resolução normativa nº 786, de 17 de outubro de 2017. *Diário Oficial da União [DOU] de 27 de outubro de 2017.*, Agência Nacional de Energia Elétrica., 2017. Citado na página 50.

- ANEEL. *Mapa das Distribuidoras - Painel do PowerBI*. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Citado na página 96.
- ANEEL. *Power BI - Tarifas Residenciais - Efeitos dos reajustes tarifários*. 2021. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 139.
- ANEEL, A. N. d. E. E. Resolução normativa nº 414. Brasil, 2010. Citado na página 98.
- BARIN, É. F. *A Efetivação do Direito Social-Constitucional à Moradia como pressuposto a Dignidade da Pessoa Humana (Fundamento do Estado Democrático de Direito)*. 2006. 134 f. Tese (Doutorado) — Dissertação (Programa de Pós Graduação em Direito—Mestrado)—Universidade de . . . , 2006. Citado na página 55.
- BARROS, L. V. Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro. 2014. Citado na página 42.
- BECQUEREL, M. Mémoire sur les effets électriques produits sous l'influence des rayons solaires. *Comptes rendus hebdomadaires des séances de l'Académie des sciences*, v. 9, p. 561–567, 1839. Citado na página 35.
- BORBA, M. C. V.; GASPAS, N. F. Um futuro com energia sustentável: iluminando o caminho. *Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo*, 2007. Citado na página 80.
- BOSA, A. M. et al. Análise de eficiência energética de projetos de residências do programa minha casa minha vida. Florianópolis, SC, 2017. Citado na página 80.
- BRASIL. 10.438 de de 26 de abril de 2002. *Diário Oficial da União [DOU] de 29 de Abril de 2002*, v. 1, 2002. Citado na página 44.
- BRASIL. 10.848 de 15 de março de 2004. *Diário Oficial da União [DOU] de 16 de março de 2004*, v. 16, 2004. Citado 3 vezes nas páginas 43, 45 e 46.
- BRASIL. Decreto nº 8.892, de 27 de outubro de 2016: Cria a comissão nacional para os objetivos de desenvolvimento sustentável. Brasília, 2016. Citado na página 80.
- BRASIL, S. F. do. Constituição da república federativa do brasil. *Brasília: Senado Federal, Centro Gráfico*, 1988. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 55.
- BRASIL, S. F. do. Proposta de emenda constitucional nº 13, de 12 de março de 2019. 2019. Citado na página 76.
- BRITO, M. C.; SERRA, J. M. Células solares para a produção de energia elétrica. *Physical Review*, v. 74, p. 230, 1948. Citado na página 36.
- BUONFIGLIO, L. V. Habitação de interesse social. *Mercator (Fortaleza)*, SciELO Brasil, v. 17, 2018. Citado 9 vezes nas páginas 15, 25, 57, 58, 60, 61, 62, 63 e 72.
- CABRAL, K. M. Eficiência energética em residências unifamiliares de baixa renda. 2014. Citado na página 77.
- CAMARA, S. *Projeto de Lei 5.829 de 2019*. 2021. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151>>. Citado na página 51.

- CAMARGO, L. T. Projeto de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. *Londrina: Universidade de Londrina*, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 13, 95 e 100.
- CARDOSO, H. R.; SANJUAN, P. E. C. P. O déficit habitacional no brasil: a relevância dos instrumentos privados na implementação de políticas públicas de moradia. *O déficit habitacional no Brasil: a relevância dos instrumentos privados na implementação de políticas públicas de moradia*, 2019. Citado na página 59.
- CEPEL, C. d. P. d. E. E. *Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito*. 2021. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Citado na página 98.
- CHAPIN, D. M.; FULLER, C.; PEARSON, G. A new silicon p-n junction photocell for converting solar radiation into electrical power. *Journal of Applied Physics*, American Institute of Physics, v. 25, n. 5, p. 676–677, 1954. Citado na página 36.
- CHRISTMANN, R. A. Análise de investimentos—um sistema de apoio à decisão. 2014. Citado na página 135.
- COPEL. *Normas Técnicas Copel—NTC 905200*. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 96, 104 e 113.
- COPEL, C. P. de E. *Taxas e Tarifas - COPEL*. 2021. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpweb/copel-distribuicao/taxas-tarifas/>>. Citado na página 139.
- COSTA, L. E. Simulação de ambientes com geração distribuída segundo resolução normativa 482/687 em Brasília. 2018. Citado 3 vezes nas páginas 45, 46 e 49.
- COSTA, T. M. G. Metodologia para projeto de microgeração fotovoltaica. Universidade Federal de Minas Gerais, 2016. Citado na página 103.
- CRUZ, D. T. Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: propostas para desenvolvimento do setor. 2015. Citado na página 42.
- CUNHA, F. B. F.; TORRES, E. A.; SILVA, M. S. Geração de renda e energia em Juazeiro (ba). *Bahia Análise & Dados*, v. 27, n. 1, p. 70–98, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 75 e 80.
- DALBERTO, F. Minha casa minha vida, um estudo de caso: O conjunto residencial Emílio Bosco no município de Sumaré/SP. *Monografia, UNICAMP, Campinas, SP*, 2015. Citado na página 71.
- DIERAUF, T. et al. Weather-corrected performance ratio. 2013. Citado na página 132.
- DOMINGOS, N. F.; JUNIOR, V. F. O déficit habitacional no Brasil frente as políticas públicas de habitação. *Anais do Seminário Científico do UNIFACIG*, n. 2, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 56.
- DUTRA, L. G. B. A atuação do governo Lula no combate ao déficit habitacional brasileiro: o caso do programa Minha Casa Minha Vida. *Monografia—Ciências Econômicas da Universidade Federal de Santa Catarina*, 2010. Citado na página 25.
- ELETRONBRAS, C. E. B. Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso de equipamentos elétricos: ano-base 2019. *Relatório Brasil. Rio de Janeiro: ELETRONBRAS/PROCEL*, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 15, 89 e 91.

- ENDE, M. V.; REISDORFER, V. K. *Elaboração e análise de projetos. Colégio Politécnico UFSM*, 2015. Citado na página 119.
- EPE. Balanço energético nacional 2020: Ano base 2019. *Empresa de Pesquisa Energética*, 2020. Citado 7 vezes nas páginas 13, 15, 26, 40, 41, 42 e 46.
- EPE, E. de P. E. Anuário estatístico de energia elétrica. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 15, 86 e 93.
- FERNANDES, M. Agenda habitat para municípios. *Rio de Janeiro: IBAM*, p. 159–160, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.
- FERRAÇO, A. L. Transição energética no brasil: entraves e possibilidades no âmbito. 2016. Citado na página 43.
- FERREIRA, M. J. G. Inserção da energia solar fotovoltaica no brasil. 1993. Citado 3 vezes nas páginas 36, 37 e 38.
- FGV. Análise das necessidades habitacionais e suas tendências para os próximos dez anos. *Associação Brasileira de Incorporadoras Imobiliárias – ABRAINC. Produto 2 – Relatório Técnico Final.*, 2018. Citado 6 vezes nas páginas 13, 63, 64, 71, 72 e 79.
- FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. 2013. Citado na página 45.
- FJP. Déficit habitacional no brasil 2011-2012. *Belo Horizonte: Fundação João Pinheiro. Centro de Estatística e Informações*, 2015. Citado 8 vezes nas páginas 13, 15, 25, 56, 57, 58, 72 e 86.
- GIL, A. C. *Métodos e técnicas de pesquisa social*. [S.l.]: 6. ed. Editora Atlas SA, 2008. Citado na página 30.
- GRAMIGNOLLI, M. A. d. C. Políticas habitacionais no brasil: um olhar sobre o programa minha casa minha vida. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 61.
- GREENPRO, A. P. C. Energia fotovoltaica-manual sobre tecnologias, projecto e instalação. *Europa: Comissão Europeia*, p. 43, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 100 e 104.
- HOYMILES. *Hoymiles Datasheet Inversor MI-1200*. 2021. Disponível em: <<http://hoymiles.com.br>>. Citado 3 vezes nas páginas 14, 105 e 107.
- IBGE. Censo demográfico, 2010. *Características da População e dos Domicílios. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística*, 2010. Citado na página 25.
- IPROJETEI. *Exemplo de proposta comercial de Unidade Habitacional Terrea*. Disponível em: <<https://www.iprojetei.com.br/pt/projeto/74/planta-de-casa-pequena-com-2-dormitorios-invetido->>, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 68.
- KAWALL, C. L. F. Privatização do setor elétrico no brasil. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. Citado na página 44.
- KEMERICH, P. D. da C. et al. Paradigmas da energia solar no brasil e no mundo. *Revista Eletrônica Em Gestão, Educação E Tecnologia Ambiental*, v. 20, n. 1, p. 241–247, 2016. Citado na página 35.

- LANNON, C. P. d. O descompasso das políticas públicas para a solução do déficit habitacional. 2006. Citado 4 vezes nas páginas 55, 57, 59 e 60.
- LEONARDO, V. S.; TEIXEIRA, M. A. C. Relações intergovernamentais nas políticas públicas: Uma análise da implementação do programa habitacional brasileiro minha casa minha vida (pmcmv). *Revista Estudos e Pesquisas em Administração*, v. 3, n. 1, p. 15–32, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 62.
- LOSSIO, B. R. M. Diagnóstico de um dado sistema fotovoltaico aplicado à região do lago sul-df considerando os aspectos técnicos, econômicos e de políticas públicas. 2015. Citado na página 108.
- MAIA, D. S.; LIMA, Y. S.; GOMES, L. de C. Energia solar em habitações populares: Uma experiência na política habitacional brasileira. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 72 e 73.
- MANSUR, B. G. *Metodologia para estimar o impacto do potencial de geração fotovoltaica nos projetos Minha Casa Minha Vida na operação do sistema elétrico brasileiro*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 76, 77, 79 e 80.
- MARION, B. et al. Performance parameters for grid-connected pv systems. In: IEEE. *Conference Record of the Thirty-first IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2005*. [S.l.], 2005. p. 1601–1606. Citado na página 98.
- MARTINS, F. R. et al. Atlas brasileiro de energia solar. INPE, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 15, 85 e 98.
- MATOSO, F. *Governo lança terceira fase do programa Minha Casa, Minha Vida*. 2016. Disponível em: <<http://g1.globo.com/politica/noticia/2016/03/governo-lanca-terceira-fase-do-programa-minha-casa-minha-vida.html>>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 141.
- MCIDADES. Portaria nº 643, de 13 de novembro de 2017. *Diário Oficial da União [DOU] de 14 de novembro de 2017.*, Ministério das Cidades - Brasil, 2017. Citado na página 73.
- MCIDADES. Portaria nº 660, de 14 de novembro de 2018. *Diário Oficial da União [DOU] de 16 de novembro de 2018.*, Ministério das Cidades - Brasil, 2018. Citado 8 vezes nas páginas 15, 65, 66, 67, 68, 69, 88 e 89.
- MDR, M. do D. R. *Programa Minha Casa, Minha Vida (MCMV)*. 2020. Disponível em: <<https://www.gov.br/mdr/pt-br/assuntos/habitacao/minha-casa-minha-vida/programa-minha-casa-minha-vida-mcmv>>. Citado 2 vezes nas páginas 16 e 141.
- MELO, S. S. de. Análise comparativa entre programas governamentais de habitação: Programa minha casa minha vida e programa casa verde e amarela. Pontifícia Universidade Católica de Goiás, 2021. Citado na página 64.
- MERMOUD, A.; WITTMER, B. Manual do usuário - pvsyst versão 7.2. *Switzerland*, 2021. Citado 10 vezes nas páginas 14, 30, 120, 121, 122, 124, 125, 126, 128 e 132.
- MERZ. *Caixa de junção MSB-244-16-1000-MDM-BC da Merz*. 2021. Disponível em: <<https://www.merz-schaltgeraete.de/pt-BR/#products>>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 109.

MIAN, H. M. Análise regulatória da participação da energia solar fotovoltaica e estudo do melhor mecanismo de suporte para inseri-la na matriz elétrica brasileira. 2015. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 44.

MINHACASASOLAR. *Painel 395W Canadian Solar - CS3W-395P*. 2021. Disponível em: <https://www.minhacasasolar.com.br/produto/painel-solar-395w-canadian-solar-cs3w-395p-79326?utm_source=&utm_medium=&utm_campaign=&gclid=CjwKCAjwjdOIBhA_EiwAHz8xm1_DNA0YCPEZU_iBWdUIBkfbkBD22MP18Z29gfGSZQ7TmQIR8ak25hoC3MIQAvD_BwE>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 102.

MME. Portaria n° 538, de 15 de dezembro de 2015. *Diário Oficial da União [DOU] de 15 de dezembro de 2015.*, Ministério de Minas e Energia - Brasil, 2015. Citado na página 50.

MME. Relatório final. *Ministério de Minas e Energia - Brasil - Relatório Técnico Final Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD.*, 2019. Citado na página 75.

MOURA, G. G.; FERREIRA, L. de F. Plano nacional de habilitação: atual cenário do programa minha casa minha vida. *CaderNAU*, v. 7, n. 1, p. 65–80, 2014. Citado na página 60.

NASCIMENTO, D. M.; BRAGA, R. C. de Q. Déficit habitacional: um problema a ser resolvido ou uma lição a ser aprendida? *Risco Revista de Pesquisa em Arquitetura e Urbanismo (Online)*, n. 9, p. 98–109, 2009. Citado na página 59.

NEXANS. *Cabo Energyflex BR afitox 120° (Cu)*. 2018. Disponível em: <<http://www.nexans.com.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 111.

OLIVEIRA, T. P. M. d. et al. Potencial inclusivo da energia solar: análise dos aspectos jurídicos. Universidade Presbiteriana Mackenzie, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 76.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar (2a edição). *São José dos Campos: Inpe*, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 39.

PERLIN, J. Silicon solar cell turns 50. 2004. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 36.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. et al. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. *Rio de Janeiro*, v. 1, p. 47–499, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 14, 97, 99, 103, 105 e 106.

PROCEL, P. N. de Conservação de E. E. *Estimativa de Consumo Médio Mensal de Eletrodomésticos*. 2021. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BE6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000%7D>>. Citado 3 vezes nas páginas 15, 92 e 93.

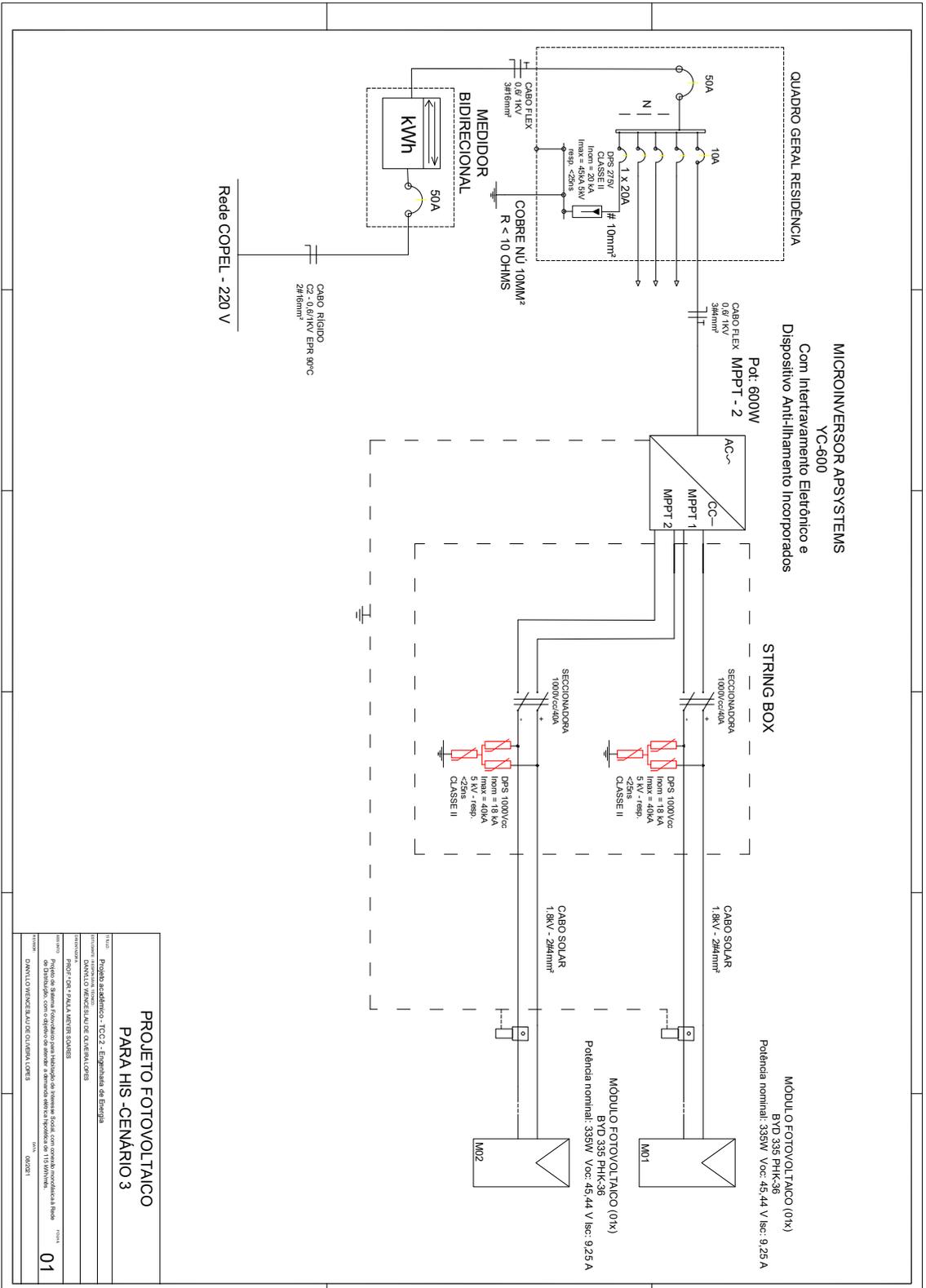
RAMOS, J. da S.; NOIA, A. C. A construção de políticas públicas em habitação e o enfrentamento do déficit habitacional no brasil: uma análise do programa minha casa minha vida. *Desenvolvimento em Questão*, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, v. 14, n. 33, p. 65–105, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 58, 59, 60, 61 e 62.

- RIOS, H. S. Análise da variação de atratividade em empreendimentos de geração fotovoltaica frente as mudanças de regulamentação. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 52.
- SARLET, I. W. *Dignidade da Pessoa Humana e Direitos Fundamentais:: Na Constituição Federal de 1988*. [S.l.]: Livraria do Advogado Editora, 2018. Citado na página 55.
- SCOLARI, B. S. Panorama da inserção da geração fotovoltaica conectada à rede amparada pela ren n° 482/2012 da aneel no brasil, no paraná e em curitiba. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 48.
- SECAP. Relatório de avaliação - programa minha casa minha vida. *Secretaria de Avaliação, Planejamento, Energia e Loteria, Secretaria Especial de Fazenda, Ministério da Economia*, 2020. Citado na página 64.
- SENAI, R. Série manuais de produção mais limpa - estudo de viabilidade econômica. 2003. Citado 2 vezes nas páginas 135 e 144.
- SEVERINO, M. M.; CAMARGO, I. M. d. T.; OLIVEIRA, M. A. G. d. Geração distribuída: discussão conceitual e nova definição. Sociedade Brasileira de Planejamento Estratégico (SBPE), 2008. Citado na página 45.
- SHIMBO, L. Z. *Habitação social, habitação de mercado: a confluência entre Estado, empresas construtoras e capital financeiro*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2010. Citado na página 60.
- SILVA, A. et al. A importância da utilização das energias renováveis para a construção de um desenvolvimento econômico sustentável para o brasil e para a bahia. *Diálogos e Ciência*, v. 27, 2011. Citado na página 38.
- SILVA, J. P. d. *Análise financeira das empresas*. [S.l.]: São Paulo: Atlas, 2001. Citado na página 135.
- SINGER, P. Economia política da urbanização. 2ª edição. *São Paulo: Contexto*, 2002. Citado na página 59.
- SOARES, M. F. V. et al. Análise comparativa de políticas públicas e desenvolvimento regulatório da energia solar fotovoltaica no brasil e na alemanha. Universidade Federal de Minas Gerais, 2019. Citado na página 43.
- SOLAR, C. C. *Canadian Solar Datasheet HiKu CS3W-P*. 2021. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/br/>>. Citado 2 vezes nas páginas 102 e 110.
- SOLDERA, D.; KÜHN, D. D. Indicadores de viabilidade financeira: Considerações sobre instrumentos de análise. *WIVES, Daniela Garcez; KÜHN, Daniela Dias (Org.). Gestão e planejamento de agroindústrias familiares. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2018. p. 41-59*, 2018. Citado na página 142.
- SOUSA, I. G. Habitação social no programa minha casa minha vida: avaliação do residencial pitangueiras, são josé de ribamar/ma, sob as preferências do usuário. 2017. Citado 3 vezes nas páginas 60, 62 e 72.

- SOUZA, T. M.; FERREIRA, M. E. M. Desafios da energia fotovoltaica e ações de sustentabilidade para o programa habitacional “minha casa, minha vida”. *BIOFIX Scientific Journal*, v. 4, n. 1, p. 64–69, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 76, 77 e 79.
- TIEPOLO, G. Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do paraná. *Curitiba: SIBI/PUCPR*, 2015. Citado na página 45.
- VALL RA, A. M.; BRITO, M. C. Meio século de história fotovoltaica. *Gazeta de Física*, v. 1, n. 2, p. 17, 2006. Citado na página 37.
- VASCONCELLOS, S. et al. Eficiência energética em his - experiências cdhu. *Governo do Estado de São Paulo*, 2019. Citado na página 94.
- VERGARA, S. C. Projetos e relatórios de pesquisa em administra o. são paulo: Atlas, 2004. vergara, sylvia constant. *Projetos e relatórios de pesquisa em administra o. São Paulo: Atlas*, 2004. Citado na página 29.
- YOUNG, H. D. et al. Física iv:  tica e física moderna. 12^o edi o. *Editora*, 2009. Citado na página 35.
- ZILLES, R. et al. *Sistemas fotovoltaicos conectados   rede elétrica*. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. Citado 5 vezes nas páginas 13, 95, 99, 100 e 103.

Apêndices

APÊNDICE B – Diagrama unifilar Cenário 3



**PROJETO FOTOVOLTAICO
PARA HIS - CENÁRIO 3**

TÍTULO	Projeto arquitetônico, TCC 2 - Engenharia de Energia
PROFESSOR	DANIELO FERREIRA DE OLIVEIRA LOPES
ORIENTADOR	DR. JEFFERSON DE PAULA ANDRÉ SOARES
DISCIPLINA	Projeto de Engenharia de Energia
SEMESTRE	01
DATA	02/2023

APÊNDICE C – Relatório de Simulação - Cenário 1



Versão 7.2.0

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto de TCC 2

Cenário 1: 100% - 1380kWh/ano

Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês

Potência sistema: 1185 Wp

Porto Alegre - Brasil





Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 100% - 1380kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Resumo do projeto

Localização geográfica Porto Alegre Brasil	Localização Latitude -30.03 °S Longitude -51.23 °W Altitude 52 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Porto Alegre Meteonorm 8,0 (2006-2017), Sat=100% - Sintético		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Simulação para o ano n° 10	Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês		
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 29 / 0 °	Sombras próximas Sem sombras	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)	
Informação do sistema Grupo FV		Inversores	
Número de módulos	3 unidades	Número de unidades	1 Unidade
Pnom total	1185 Wp	Pnom total	1200 W
		Rácio Pnom	0.988

Resumo dos resultados

Energia produzida	1674 kWh/ano	Produção específica	1412 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	74.40 %
-------------------	--------------	---------------------	------------------	--------------------	---------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos especiais	8
Avaliação P50 – P90	9



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 100% - 1380kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 29 / 0 °

Configuração dos sheds

No 3D scene defined

Modelos utilizados

Transposição Perez
Difuso Perez, Meteorom
Cicumsolar separado

Horizonte

Sem horizonte

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante Canadian Solar Inc.
Modelo CS3W-395P HE
(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária 395 Wp
Número de módulos FV 3 unidades
Nominal (STC) 1185 Wp
Módulos 3 Strings x 1 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 1078 Wp
Umpp 35 V
I mpp 31 A

Potência FV total

Nominal (STC) 1 kWp
Total 3 módulos
Superfície módulos 6,6 m²

Inversor

Fabricante Hoymiles
Modelo MI-1200
(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária 1.20 kWca
Número de inversores 1 Unidade
Potência total 1.2 kWca
Tensão de funcionamento 16-60 V
Rácio Pnom (DC:AC) 0,99

Potência total inversor

Potência total 1.2 kWca
N.º de inversores 1 Unidade
Rácio Pnom 0,99

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo

Fração perdas 3,0 %

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância
Uc (const.) 20,0 W/m²K
Uv (vento) 0,0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC

Res. global do grupo 55 mΩ
Fração perdas 4,4 % em STC

Perdas diodo série

Queda de tensão 0,7 V
Fração perdas 1,8 % em STC

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas -0,6 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas 2,0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas 0,1 %

Degradação média dos módulos

Ano n° 10
Fator de perda 0,4 %/ano

Mismatch devido à degradação

RMS da dispersão de Imp 0,4 %/ano
RMS da dispersão de Vmp 0,4 %/ano

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Perfil personalizado

20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 100% - 1380kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Perdas do grupo

Correção espectral

Modelo FirstSolar

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 100% - 1380kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Perdas do sistema

Indisponibilidade do sistema

Fração tempo	2.0 %
	7.3 dias,
	3 períodos

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor	230 Vac mono
Fração perdas	0.2 % em STC

Inversor: MI-1200

Secção cabos (1 Inv.)	Cobre 1 x 2 x 4 mm ²
Comprimento dos cabos	10 m



PVsyst V7.2.0

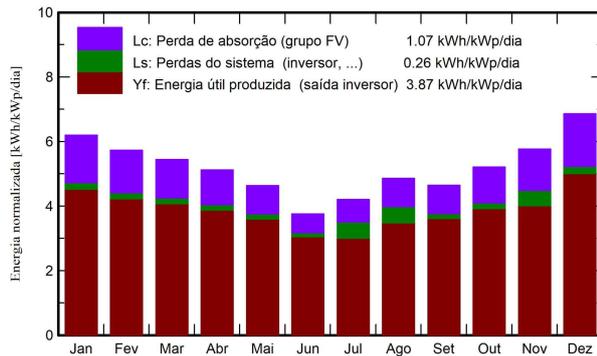
VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Resultados principais

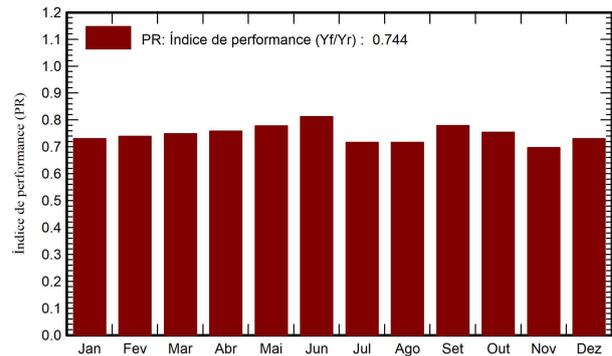
Produção do sistema

Energia produzida 1674 kWh/ano Produção específica 1412 kWh/kWp/ano
Índice de performance (PR) 74.40 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

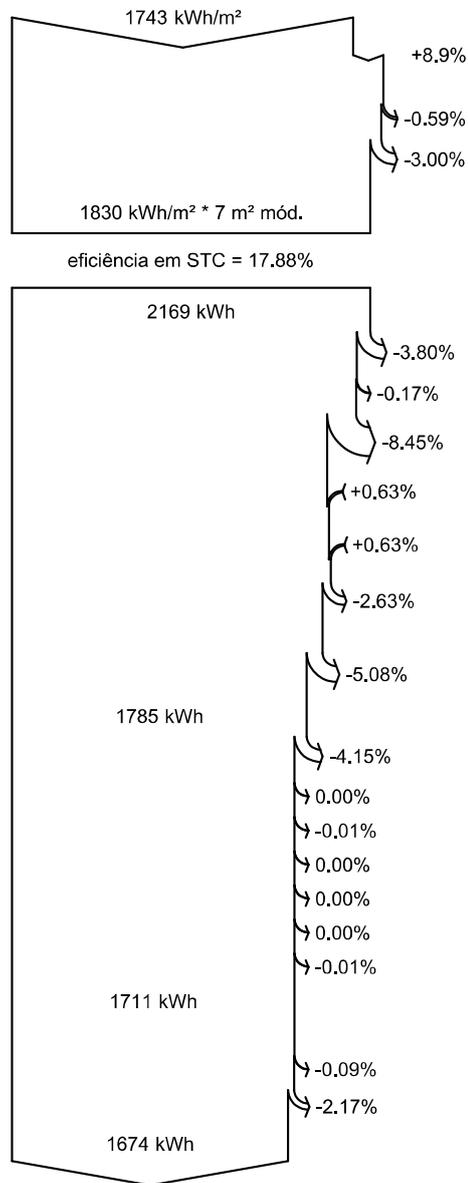
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	rácio
Janeiro	210,7	84,56	26,20	192,1	184,9	173,9	166,4	0,731
Fevereiro	161,2	81,67	25,82	160,4	154,4	146,7	140,4	0,739
Março	155,4	77,71	24,12	168,8	162,7	156,4	149,8	0,749
Abril	122,4	47,78	20,80	153,4	148,2	144,1	137,9	0,759
Mai	101,2	33,05	17,34	143,5	138,9	138,2	132,2	0,778
Junho	79,3	39,03	14,40	112,7	109,0	113,1	108,5	0,812
Julho	90,7	34,93	13,55	130,4	126,2	129,0	110,7	0,717
Agosto	116,7	53,73	16,46	150,6	145,5	146,4	127,9	0,717
Setembro	124,1	69,99	17,91	139,3	134,4	134,2	128,6	0,779
Outubro	158,6	76,45	20,78	161,6	155,6	150,8	144,3	0,754
Novembro	184,3	85,37	22,62	173,0	166,3	159,8	142,8	0,697
Dezembro	238,7	82,70	25,02	212,5	204,4	192,2	184,0	0,731
Ano	1743,2	766,97	20,39	1898,3	1830,5	1784,7	1673,5	0,744

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		



Diagrama de perdas



Irradiação horizontal total

Incidência global no plano dos sensores

Fator de IAM no global

Fator de perdas de sujidade

Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV

Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)

Perdas devidas à degradação dos módulos (para o ano #10)

Perdas devido ao nível de irradiância

Perdas devido à temperatura do grupo

Correção espectral

Perdas qualidade módulos

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiadas (incluindo 0.5% para a dispersão da degradação)

Perdas ôhmicas da cablagem

Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Consumo noturno

Energia disponível à saída do inversor

Perdas ôhmicas CA

Indisponibilidade do sistema

Energia injetada na rede

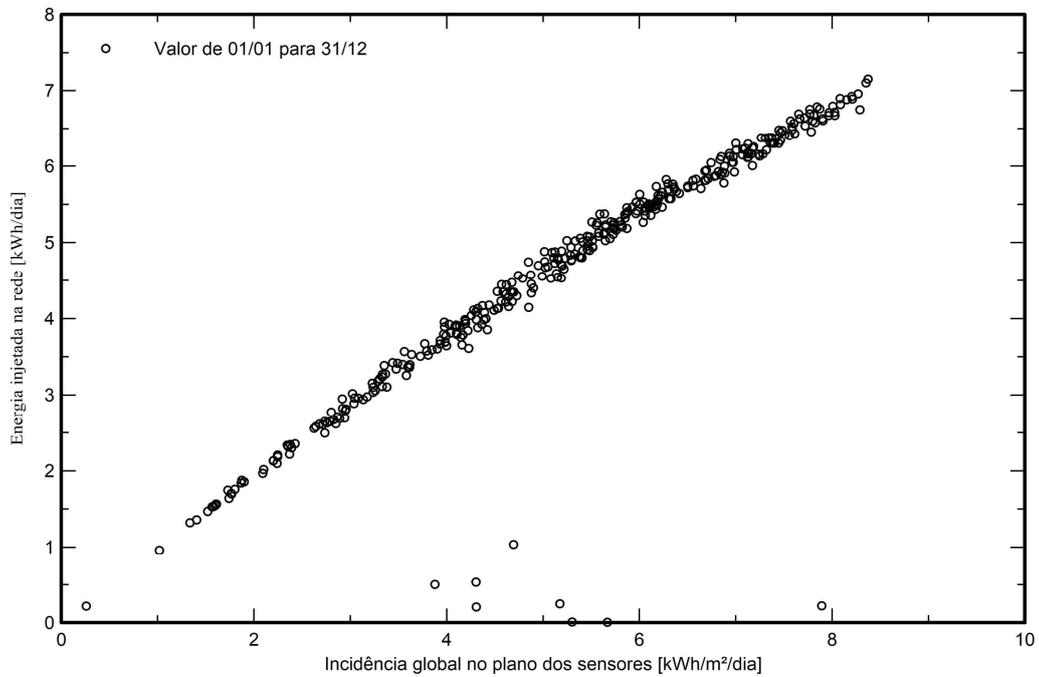


PVsyst V7.2.0

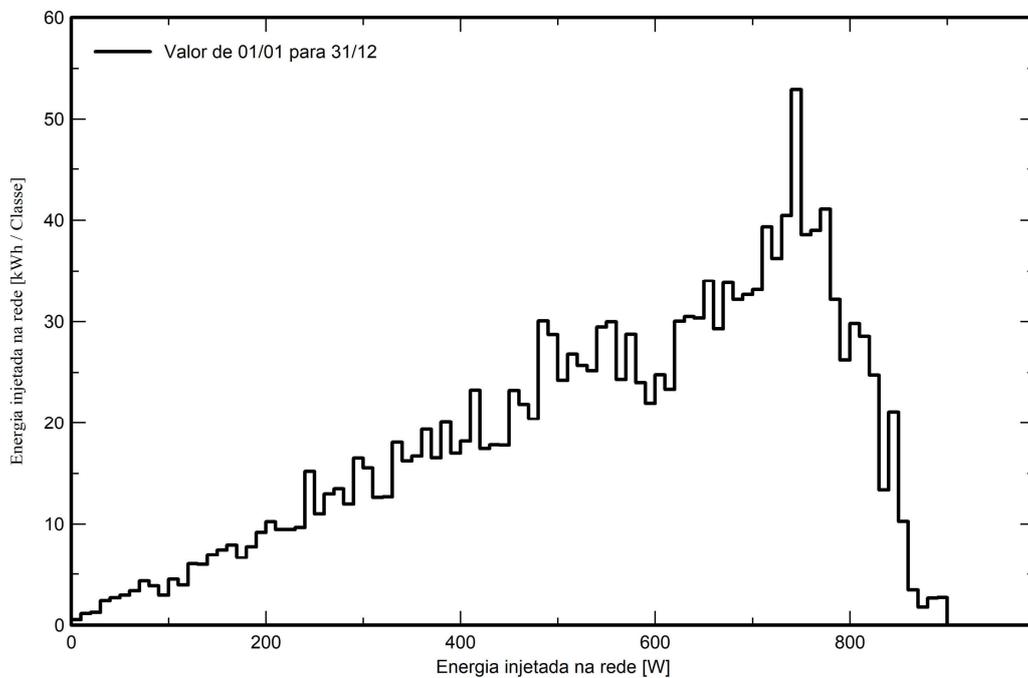
VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V7.2.0

VC0, Data da simulação: 25/08/21 04:47
com v7.2.0

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Fontes de dados meteorológicos (2006-2017), Sat=100%
Tipo Não definido
Variação de um ano para o outro (Variância) 0,5 %

Desvio especificado

Variação global (meteorologia e sistema)

Variação (Soma quadrática) 1,9 %

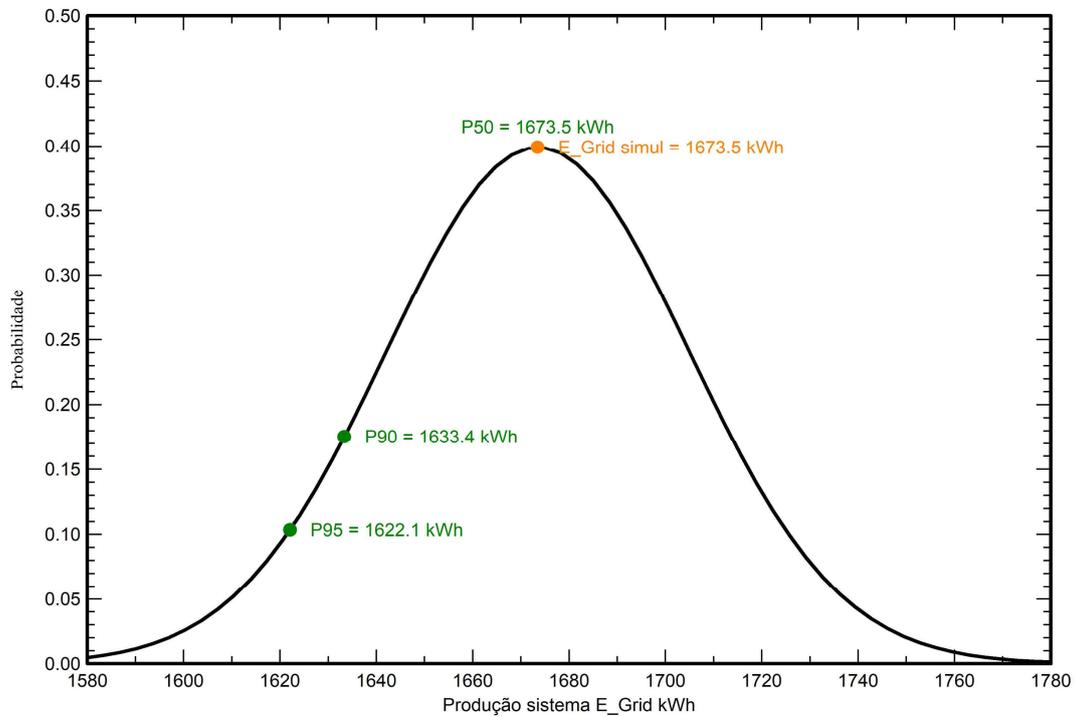
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1,0 %
Incerteza eficiência do inversor	0,5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1,0 %
Incerteza acerca da degradação	1,0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	31,3 kWh
P50	1673,5 kWh
P90	1633,4 kWh
P95	1622,1 kWh

Distribuição de probabilidade



APÊNDICE D – Relatório de Simulação - Cenário 2



Versão 7.2.0

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto de TCC 2

Cenário 2: 75% - 1035kWh/ano

Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês

Potência sistema: 1005 Wp

Porto Alegre - Brasil





Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 75% - 1035kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Resumo do projeto

Localização geográfica Porto Alegre Brasil	Localização Latitude -30.03 °S Longitude -51.23 °W Altitude 52 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Porto Alegre Meteonorm 8,0 (2006-2017), Sat=100% - Sintético		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Simulação para o ano n° 10	Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês		
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 29 / 0 °	Sombras próximas Sem sombras	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)	
Informação do sistema Grupo FV		Inversores	
Número de módulos	3 unidades	Número de unidades	1 Unidade
Pnom total	1005 Wp	Pnom total	1130 W
		Rácio Pnom	0.889

Resumo dos resultados

Energia produzida	1370 kWh/ano	Produção específica	1363 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	71.83 %
-------------------	--------------	---------------------	------------------	--------------------	---------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos especiais	8
Avaliação P50 – P90	9



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 75% - 1035kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 29 / 0 °

Configuração dos sheds

No 3D scene defined

Modelos utilizados

Transposição Perez
Difuso Perez, Meteorom
Cicumsolar separado

Horizonte

Sem horizonte

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante

BYD

Modelo

BYD-335-PHK-36

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária

335 Wp

Número de módulos FV

3 unidades

Nominal (STC)

1005 Wp

Módulos

3 Strings x 1 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp

917 Wp

Umpp

34 V

I mpp

27 A

Potência FV total

Nominal (STC)

1 kWp

Total

3 módulos

Superfície módulos

5,9 m²

Superfície célula

5,2 m²

Inversor

Fabricante

APsystems

Modelo

YC1000-3-480

(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária

1.13 kWca

Número de inversores

1 Unidade

Potência total

1.1 kWca

Tensão de funcionamento

16-55 V

Rácio Pnom (DC:AC)

0,89

Potência total inversor

Potência total

1.1 kWca

N.º de inversores

1 Unidade

Rácio Pnom

0,89

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo

Fração perdas 3,0 %

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância

Uc (const.)

20,0 W/m²K

Uv (vento)

0,0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC

Res. global do grupo 55 mΩ

Fração perdas 3,8 % em STC

Perdas díodo série

Queda de tensão 0,7 V

Fração perdas 1,8 % em STC

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas -0,8 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas 2,0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas 0,1 %

Degradação média dos módulos

Ano nº 10

Fator de perda 0,4 %/ano

Mismatch devido à degradação

RMS da dispersão de Imp 0,4 %/ano

RMS da dispersão de Vmp 0,4 %/ano

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1,526, n(AR)=1,290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 75% - 1035kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Perdas do grupo

Correção espectral

Modelo FirstSolar

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 75% - 1035kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Perdas do sistema

Indisponibilidade do sistema

Fração tempo	2.0 %
	7.3 dias,
	3 períodos

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor	277 Vac mono
Fração perdas	0.1 % em STC

Inversor: YC1000-3-480

Secção cabos (1 Inv.)	Cobre 1 x 2 x 4 mm ²
Comprimento dos cabos	10 m



PVsyst V7.2.0

VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Resultados principais

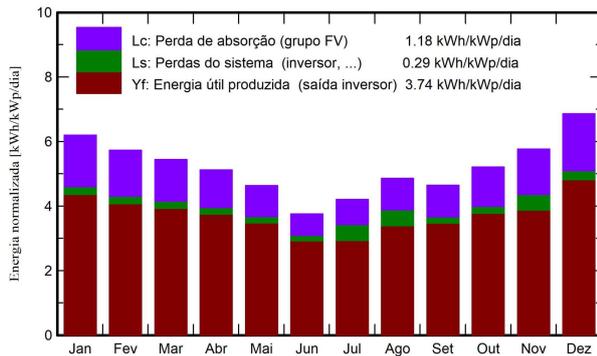
Produção do sistema

Energia produzida 1370 kWh/ano

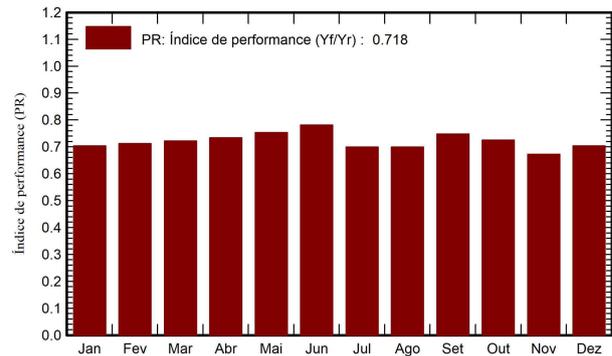
Produção específica
Índice de performance (PR)

1363 kWh/kWp/ano
71.83 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

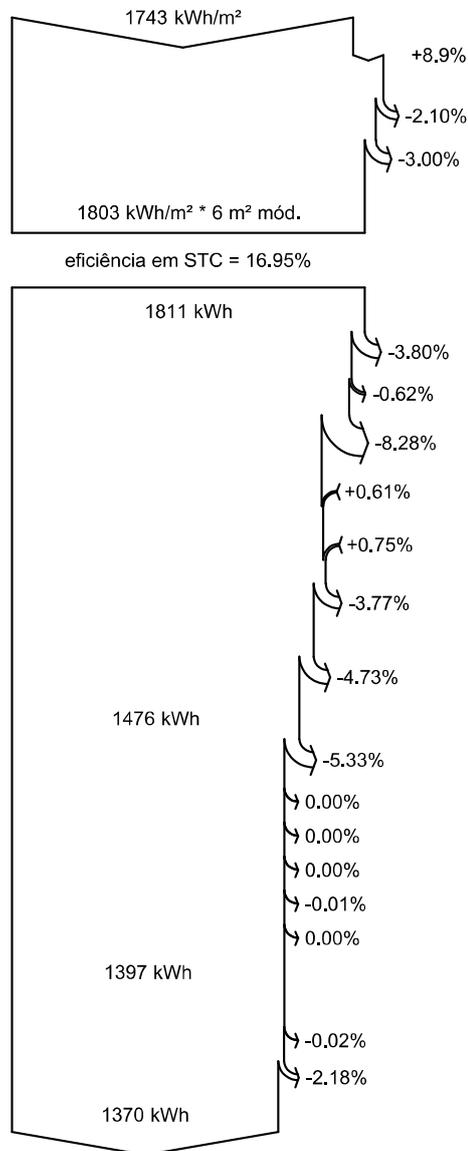
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	rácio
Janeiro	210,7	84,56	26,20	192,1	181,6	143,7	135,9	0,704
Fevereiro	161,2	81,67	25,82	160,4	151,9	121,3	114,7	0,712
Março	155,4	77,71	24,12	168,8	160,2	129,5	122,5	0,722
Abril	122,4	47,78	20,80	153,4	146,2	119,5	113,1	0,733
Mai	101,2	33,05	17,34	143,5	137,3	114,7	108,6	0,753
Junho	79,3	39,03	14,40	112,7	107,6	93,5	88,4	0,781
Julho	90,7	34,93	13,55	130,4	124,7	106,9	91,6	0,699
Agosto	116,7	53,73	16,46	150,6	143,7	121,2	105,8	0,699
Setembro	124,1	69,99	17,91	139,3	132,4	110,8	104,8	0,748
Outubro	158,6	76,45	20,78	161,6	153,1	124,6	117,8	0,725
Novembro	184,3	85,37	22,62	173,0	163,2	131,7	116,9	0,673
Dezembro	238,7	82,70	25,02	212,5	200,6	158,8	150,3	0,704
Ano	1743,2	766,97	20,39	1898,3	1802,7	1476,1	1370,3	0,718

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		



Diagrama de perdas



Irradiação horizontal total

Incidência global no plano dos sensores

Fator de IAM no global

Fator de perdas de sujidade

Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV

Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)

Perdas devidas à degradação dos módulos (para o ano #10)

Perdas devido ao nível de irradiância

Perdas devido à temperatura do grupo

Correção espectral

Perdas qualidade módulos

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiadas (incluindo 1.7% para a dispersão da degradação)

Perdas óhmicas da cablagem

Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Energia disponível à saída do inversor

Perdas óhmicas CA

Indisponibilidade do sistema

Energia injetada na rede

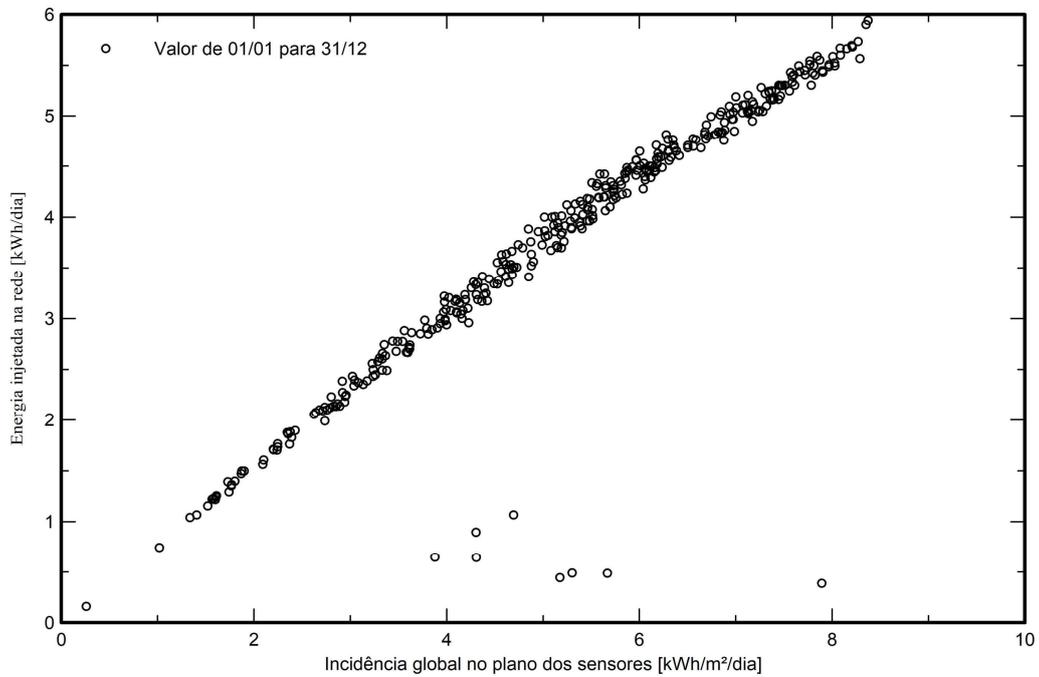


PVsyst V7.2.0

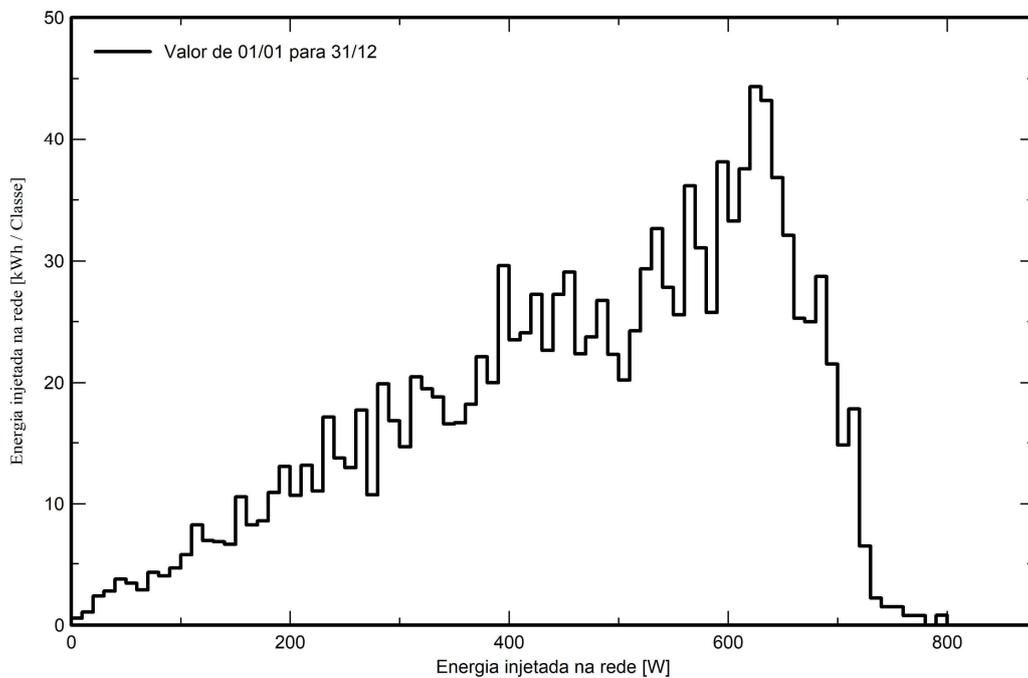
VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V7.2.0

VC1, Data da simulação: 25/08/21 05:15
com v7.2.0

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Fontes de dados meteorológicos (2006-2017), Sat=100%
Tipo Não definido
Variação de um ano para o outro (Variância) 0,5 %

Desvio especificado

Variação global (meteorologia e sistema)

Variação (Soma quadrática) 1,9 %

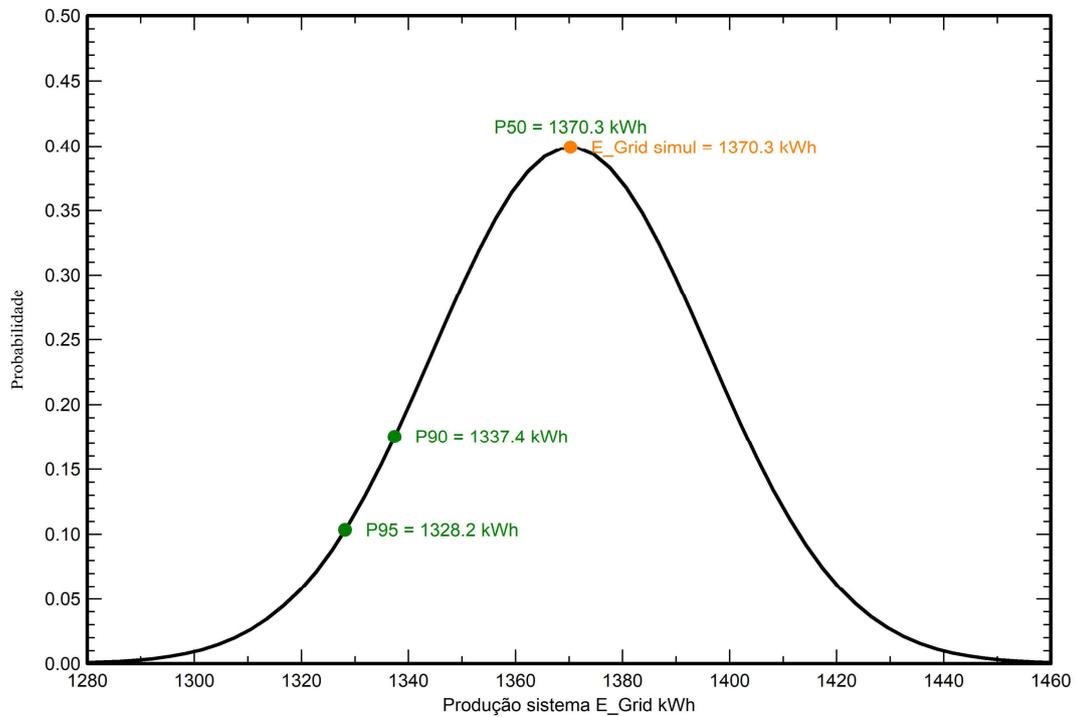
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1,0 %
Incerteza eficiência do inversor	0,5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1,0 %
Incerteza acerca da degradação	1,0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	25,6 kWh
P50	1370,3 kWh
P90	1337,4 kWh
P95	1328,2 kWh

Distribuição de probabilidade



APÊNDICE E – Relatório de Simulação - Cenário 3



Versão 7.2.0

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto de TCC 2

Cenário 3: 50% - 690kWh/ano

Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês

Potência sistema: 670 Wp

Porto Alegre - Brasil





Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 50% - 690kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Resumo do projeto

Localização geográfica Porto Alegre Brasil	Localização Latitude -30.03 °S Longitude -51.23 °W Altitude 52 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Porto Alegre Meteonorm 8,0 (2006-2017), Sat=100% - Sintético		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Simulação para o ano n° 10	Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês		
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 29 / 0 °	Sombras próximas Sem sombras	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)	
Informação do sistema Grupo FV		Inversores	
Número de módulos	2 unidades	Número de unidades	1 Unidade
Pnom total	670 Wp	Pnom total	600 W
		Rácio Pnom	1.117

Resumo dos resultados

Energia produzida	949.5 kWh/ano	Produção específica	1417 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	74.66 %
-------------------	---------------	---------------------	------------------	--------------------	---------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Resultados principais	6
Diagrama de perdas	7
Gráficos especiais	8
Avaliação P50 – P90	9



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 50% - 690kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Projeto para Habitação Social - Consumo Médio de 145kWh/mês

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 29 / 0 °

Configuração dos sheds

No 3D scene defined

Modelos utilizados

Transposição Perez
Difuso Perez, Meteorom
Cicumsolar separado

Horizonte

Sem horizonte

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Carga ilimitada (rede)

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante

BYD

Modelo

BYD-335-PHK-36

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária

335 Wp

Número de módulos FV

2 unidades

Nominal (STC)

670 Wp

Módulos

2 Strings x 1 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp

611 Wp

Umpp

34 V

I mpp

18 A

Potência FV total

Nominal (STC)

1 kWp

Total

2 módulos

Superfície módulos

4,0 m²

Superfície célula

3,5 m²

Inversor

Fabricante

APsystems

Modelo

YC600-NA

(Parâmetros definidos pelo utilizador)

Potência unitária

0,60 kWca

Número de inversores

1 Unidade

Potência total

0,60 kWca

Tensão de funcionamento

22-48 V

Rácio Pnom (DC:AC)

1,12

Potência total inversor

Potência total

0,6 kWca

N.º de inversores

1 Unidade

Rácio Pnom

1,12

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo

Fração perdas 3,0 %

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância

Uc (const.)

20,0 W/m²K

Uv (vento)

0,0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC

Res. global do grupo 59 mΩ

Fração perdas 2,7 % em STC

Perdas díodo série

Queda de tensão 0,7 V

Fração perdas 1,8 % em STC

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas -0,8 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas 2,0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas 0,1 %

Degradação média dos módulos

Ano nº 10

Fator de perda 0,4 %/ano

Mismatch devido à degradação

RMS da dispersão de Imp 0,4 %/ano

RMS da dispersão de Vmp 0,4 %/ano

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1,526, n(AR)=1,290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 50% - 690kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Perdas do grupo

Correção espectral

Modelo FirstSolar

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
	0	0	0	0	0	0



Projeto: PD_TCC2_1907

Variante: 50% - 690kWh/ano

PVsyst V7.2.0

VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Perdas do sistema

Indisponibilidade do sistema

Fração tempo	2.0 %
	7.3 dias,
	3 períodos

Perdas de cablagem CA

Linha de saída do inversor até ao ponto de injeção

Tensão inversor	240 Vac mono
Fração perdas	0.1 % em STC

Inversor: YC600-NA

Secção cabos (1 Inv.)	Cobre 1 x 2 x 4 mm ²
Comprimento dos cabos	10 m



PVsyst V7.2.0

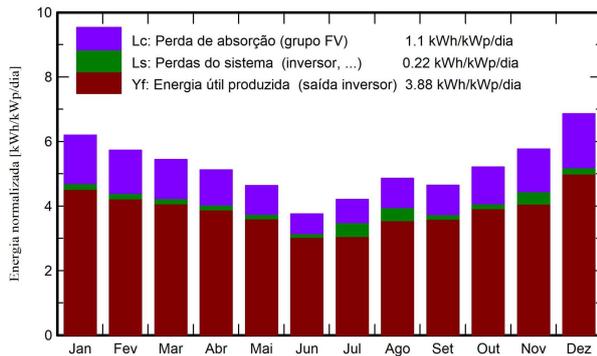
VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Resultados principais

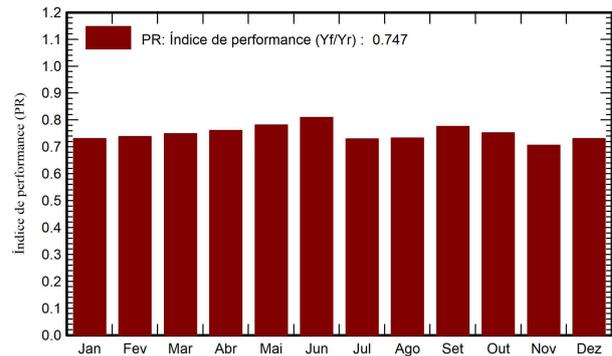
Produção do sistema

Energia produzida 949.5 kWh/ano Produção específica 1417 kWh/kWp/ano
Índice de performance (PR) 74.66 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

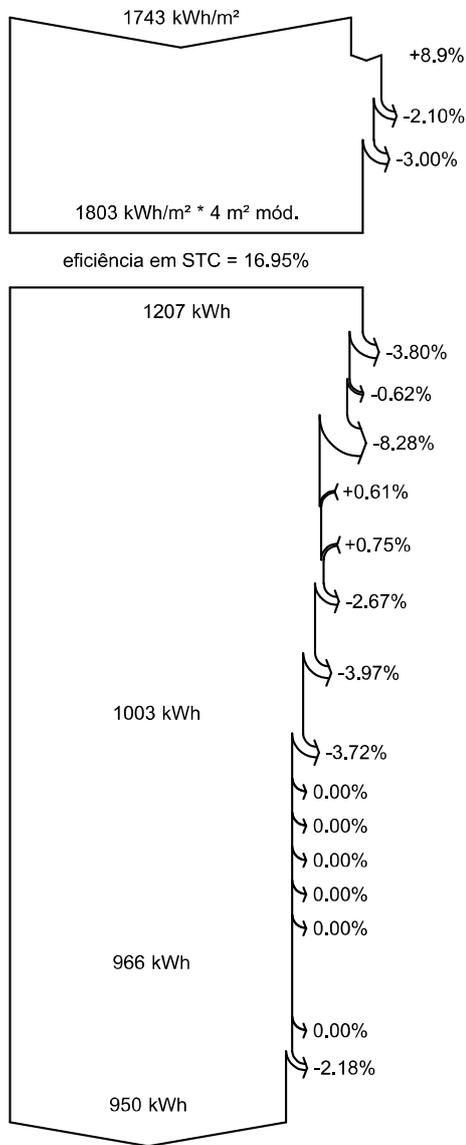
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	rácio
Janeiro	210,7	84,56	26,20	192,1	181,6	97,7	94,0	0,730
Fevereiro	161,2	81,67	25,82	160,4	151,9	82,5	79,3	0,738
Março	155,4	77,71	24,12	168,8	160,2	88,0	84,7	0,749
Abril	122,4	47,78	20,80	153,4	146,2	81,3	78,2	0,761
Mai	101,2	33,05	17,34	143,5	137,3	78,0	75,0	0,781
Junho	79,3	39,03	14,40	112,7	107,6	63,4	61,1	0,809
Julho	90,7	34,93	13,55	130,4	124,7	72,6	63,7	0,729
Agosto	116,7	53,73	16,46	150,6	143,7	82,3	73,9	0,732
Setembro	124,1	69,99	17,91	139,3	132,4	75,2	72,4	0,776
Outubro	158,6	76,45	20,78	161,6	153,1	84,7	81,4	0,752
Novembro	184,3	85,37	22,62	173,0	163,2	89,5	81,8	0,706
Dezembro	238,7	82,70	25,02	212,5	200,6	108,0	103,9	0,730
Ano	1743,2	766,97	20,39	1898,3	1802,7	1003,3	949,5	0,747

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_Grid	Energia injetada na rede
T_Amb	Temperatura ambiente	PR	Índice de performance
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores		
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras		



Diagrama de perdas



Irradiação horizontal total

Incidência global no plano dos sensores

Fator de IAM no global

Fator de perdas de sujidade

Irradiância efetiva nos sensores

Conversão FV

Energia nominal do grupo (de acordo com eficiência STC)

Perdas devidas à degradação dos módulos (para o ano #10)

Perdas devido ao nível de irradiância

Perdas devido à temperatura do grupo

Correção espectral

Perdas qualidade módulos

Perdas devidas a mismatch, módulos e fiadas
(incluindo 0.6% para a dispersão da degradação)

Perdas óhmicas da cablagem

Energia virtual do grupo no MPP

Perdas inversor funcionamento (eficiência)

Perdas inversor, acima potência nominal

perda inversor, limite de corrente

Perdas inversor, acima tensão nominal

Perdas inversor, limite de potência

Perdas inversor, limite de tensão

Energia disponível à saída do inversor

Perdas óhmicas CA

Indisponibilidade do sistema

Energia injetada na rede

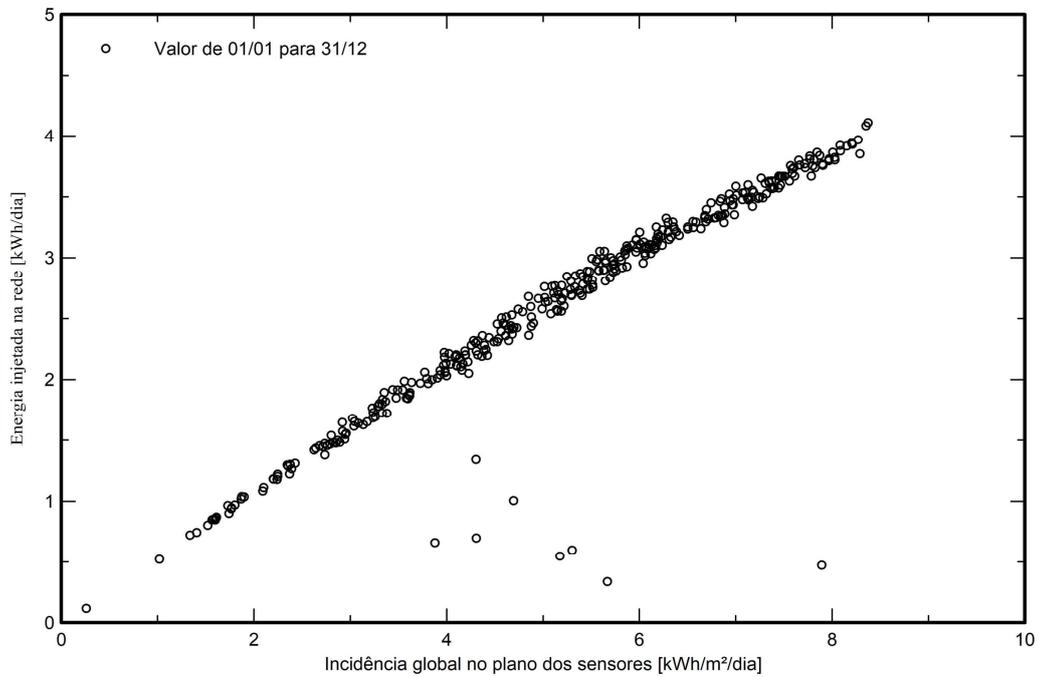


PVsyst V7.2.0

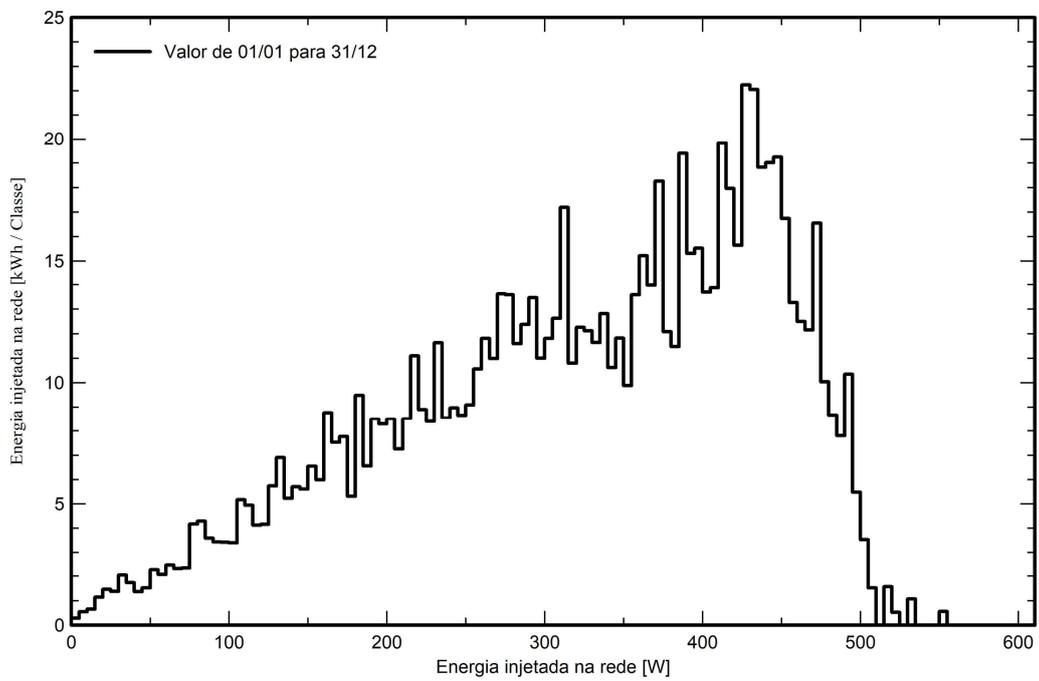
VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema





PVsyst V7.2.0

VC2, Data da simulação: 25/08/21 05:12
com v7.2.0

Avaliação P50 – P90

Dados meteorológicos

Fontes de dados meteorológicos (2006-2017), Sat=100%
Tipo Não definido
Variação de um ano para o outro (Variância) 0,5 %

Desvio especificado

Variação global (meteorologia e sistema)

Variação (Soma quadrática) 1,9 %

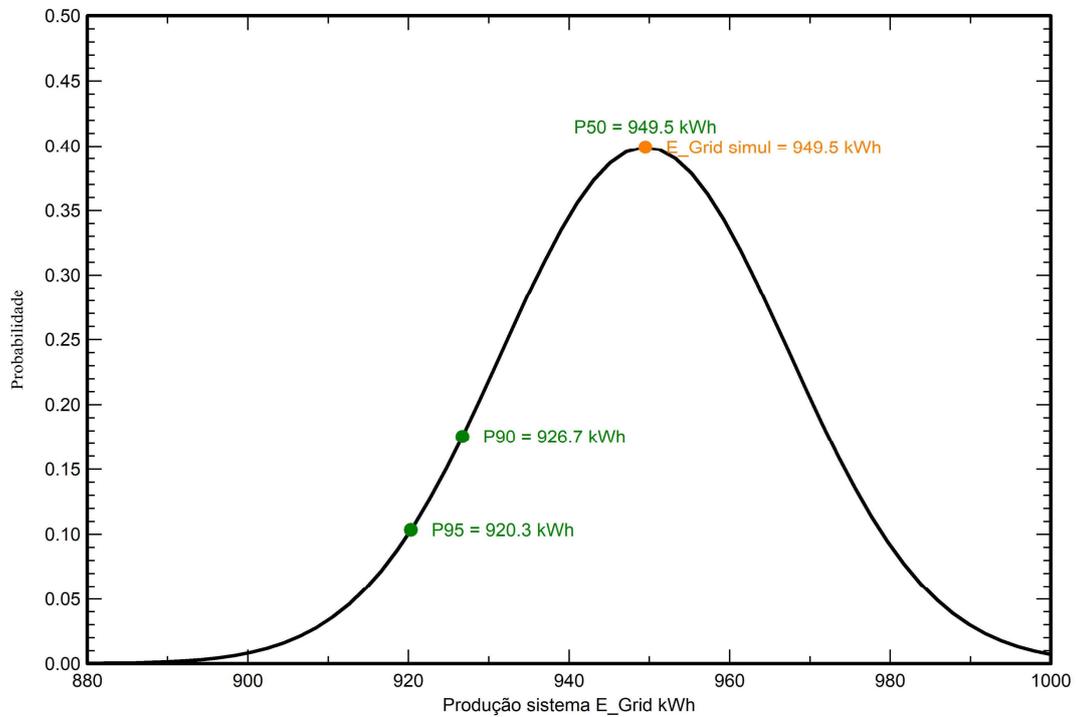
Incertezas sobre a simulação e os parâmetros

Parâm./modelo do módulo FV	1,0 %
Incerteza eficiência do inversor	0,5 %
Incertezas sujidade e mismatch	1,0 %
Incerteza acerca da degradação	1,0 %

Probabilidade de produção anual

Variação	17,8 kWh
P50	949,5 kWh
P90	926,7 kWh
P95	920,3 kWh

Distribuição de probabilidade



APÊNDICE F – Análise Econômica - Excel

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 1 - Faixa 1											
DADOS:											
Investimento total	R\$ 6.756,34	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)		0,83156		RESULTADOS:		VPL			R\$ 13.763,93
Subsídio MCMV	90%	Reajuste tarifário anual médio		6,6%		TIR					167,77%
Financiamento	R\$ 675,63	Geração anual prevista (kWh)		1674		Payback					0,62
Juros (a.a.)		Degradação dos painéis (%/ano)		0,40%							
Período (anos)	10										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 675,63										
Geração - 0,4% de depreciação anual		1674,00	1667,30	1660,63	1653,99	1647,38	1640,79	1634,22	1627,69	1621,18	1614,69
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 1.392,03	R\$ 1.477,97	R\$ 1.569,21	R\$ 1.666,09	R\$ 1.768,95	R\$ 1.878,16	R\$ 1.994,11	R\$ 2.117,21	R\$ 2.247,92	R\$ 2.386,70
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 675,63	R\$ 1.092,67	R\$ 1.158,85	R\$ 1.229,03	R\$ 1.303,46	R\$ 1.382,38	R\$ 1.466,08	R\$ 1.554,83	R\$ 1.648,94	R\$ 1.748,75	R\$ 1.854,58
Valor Presente		R\$ 1.092,67	R\$ 1.158,85	R\$ 1.229,03	R\$ 1.303,46	R\$ 1.382,38	R\$ 1.466,08	R\$ 1.554,83	R\$ 1.648,94	R\$ 1.748,75	R\$ 1.854,58
VP Acumulado	-R\$ 675,63	R\$ 417,04	R\$ 1.575,89	R\$ 2.804,92	R\$ 4.108,38	R\$ 5.490,76	R\$ 6.956,83	R\$ 8.511,66	R\$ 10.160,61	R\$ 11.909,35	R\$ 13.763,93

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 2 - Faixa 1											
DADOS:											
Investimento total	R\$ 7.033,03	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)		0,83156		RESULTADOS:		VPL			R\$ 10.376,94
Subsídio MCMV	90%	Reajuste tarifário anual médio		6,6%		TIR					125,38%
Financiamento	R\$ 703,30	Geração anual prevista (kWh)		1370		Payback					0,84
Juros (a.a.)		Degradação dos painéis (%/ano)		0,40%							
Período (anos)	10										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 703,30										
Geração - 0,4% de depreciação anual		1370,00	1364,52	1359,06	1353,63	1348,21	1342,82	1337,45	1332,10	1326,77	1321,46
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 1.139,24	R\$ 1.209,57	R\$ 1.284,24	R\$ 1.363,53	R\$ 1.447,71	R\$ 1.537,08	R\$ 1.631,97	R\$ 1.732,73	R\$ 1.839,70	R\$ 1.953,27
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 703,30	R\$ 839,88	R\$ 890,45	R\$ 944,06	R\$ 1.000,89	R\$ 1.061,14	R\$ 1.125,00	R\$ 1.192,70	R\$ 1.264,46	R\$ 1.340,52	R\$ 1.421,15
Valor Presente		R\$ 839,88	R\$ 890,45	R\$ 944,06	R\$ 1.000,89	R\$ 1.061,14	R\$ 1.125,00	R\$ 1.192,70	R\$ 1.264,46	R\$ 1.340,52	R\$ 1.421,15
VP Acumulado	-R\$ 703,30	R\$ 136,57	R\$ 1.027,02	R\$ 1.971,08	R\$ 2.971,98	R\$ 4.033,12	R\$ 5.158,12	R\$ 6.350,81	R\$ 7.615,27	R\$ 8.955,79	R\$ 10.376,94

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 3 - Faixa 1											
DADOS:											
Investimento total	R\$ 4.813,45	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)		0,83156		RESULTADOS:		VPL			R\$ 5.908,01
Subsídio MCMV	90%	Reajuste tarifário anual médio		6,6%		TIR					106,93%
Financiamento	R\$ 481,35	Geração anual prevista (kWh)		945,5		Payback					0,99
Juros (a.a.)		Degradação dos painéis (%/ano)		0,40%							
Período (anos)	10										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 481,35										
Geração - 0,4% de depreciação anual		945,50	941,72	937,95	934,20	930,46	926,74	923,03	919,34	915,66	912,00
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 786,24	R\$ 834,78	R\$ 886,32	R\$ 941,03	R\$ 999,13	R\$ 1.060,81	R\$ 1.126,30	R\$ 1.195,83	R\$ 1.269,66	R\$ 1.348,04
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 481,35	R\$ 486,88	R\$ 515,66	R\$ 546,13	R\$ 578,40	R\$ 612,56	R\$ 648,73	R\$ 687,02	R\$ 727,56	R\$ 770,48	R\$ 815,92
Valor Presente		R\$ 486,88	R\$ 515,66	R\$ 546,13	R\$ 578,40	R\$ 612,56	R\$ 648,73	R\$ 687,02	R\$ 727,56	R\$ 770,48	R\$ 815,92
VP Acumulado	-R\$ 481,35	R\$ 5,53	R\$ 521,19	R\$ 1.067,33	R\$ 1.645,73	R\$ 2.258,29	R\$ 2.907,02	R\$ 3.594,04	R\$ 4.321,60	R\$ 5.092,09	R\$ 5.908,01

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 1 - Faixa 1,5											
DADOS:											
Investimento total	R\$ 6.756,34	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)		0,83156		RESULTADOS:		VPL			R\$ 6.363,05
Subsídio MCMV	33%	Reajuste tarifário anual médio		6,6%		TIR					25,82%
Financiamento	R\$ 4.526,75	Geração anual prevista (kWh)		1674		Payback					4,28
Juros (a.a.)	5,00%	Degradação dos painéis (%/ano)		0,40%							
Período (anos)	10										
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 4.526,75										
Geração - 0,4% de depreciação anual		1674,00	1667,30	1660,63	1653,99	1647,38	1640,79	1634,22	1627,69	1621,18	1614,69
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 1.392,03	R\$ 1.477,97	R\$ 1.569,21	R\$ 1.666,09	R\$ 1.768,95	R\$ 1.878,16	R\$ 1.994,11	R\$ 2.117,21	R\$ 2.247,92	R\$ 2.386,70
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 4.526,75	R\$ 1.092,67	R\$ 1.158,85	R\$ 1.229,03	R\$ 1.303,46	R\$ 1.382,38	R\$ 1.466,08	R\$ 1.554,83	R\$ 1.648,94	R\$ 1.748,75	R\$ 1.854,58
Valor Presente		R\$ 1.040,64	R\$ 1.051,11	R\$ 1.061,68	R\$ 1.072,36	R\$ 1.083,13	R\$ 1.094,01	R\$ 1.104,99	R\$ 1.116,07	R\$ 1.127,26	R\$ 1.138,55
VP Acumulado	-R\$ 4.526,75	-R\$ 3.486,11	-R\$ 2.435,00	-R\$ 1.373,31	-R\$ 300,95	R\$ 782,18	R\$ 1.876,19	R\$ 2.981,17	R\$ 4.097,24	R\$ 5.224,50	R\$ 6.363,05

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 2 - Faixa 1,5

DADOS:		RESULTADOS:									
Investimento total	R\$ 7.033,03	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156								
Subsídio MCMV	33%	Reajuste tarifário anual médio	6,6%								
Financiamento	R\$ 4.712,13	Geração anual prevista (kWh)	1370								
Juros (a.a.)	5,00%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%								
Período (anos)	10										
Resultado		VPL	R\$ 3.645,33								
		TIR	17,43%								
		Payback	5,76								
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 4.712,13										
Geração - 0,4% de depreciação anual		1370,00	1364,52	1359,06	1353,63	1348,21	1342,82	1337,45	1332,10	1326,77	1321,46
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 1.139,24	R\$ 1.209,57	R\$ 1.284,24	R\$ 1.363,53	R\$ 1.447,71	R\$ 1.537,08	R\$ 1.631,97	R\$ 1.732,73	R\$ 1.839,70	R\$ 1.953,27
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 4.712,13	R\$ 839,88	R\$ 890,45	R\$ 944,06	R\$ 1.000,89	R\$ 1.061,14	R\$ 1.125,00	R\$ 1.192,70	R\$ 1.264,46	R\$ 1.340,52	R\$ 1.421,15
Valor Presente		R\$ 799,88	R\$ 807,66	R\$ 815,52	R\$ 823,44	R\$ 831,43	R\$ 839,49	R\$ 847,63	R\$ 855,83	R\$ 864,11	R\$ 872,46
VP Acumulado	-R\$ 4.712,13	-R\$ 3.912,25	-R\$ 3.104,59	-R\$ 2.289,07	-R\$ 1.465,63	-R\$ 634,20	R\$ 205,29	R\$ 1.052,92	R\$ 1.908,75	R\$ 2.772,86	R\$ 3.645,33

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 3 - Faixa 1,5

DADOS:		RESULTADOS:									
Investimento total	R\$ 4.813,45	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156								
Subsídio MCMV	33%	Reajuste tarifário anual médio	6,6%								
Financiamento	R\$ 3.225,01	Geração anual prevista (kWh)	945,5								
Juros (a.a.)	5,00%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%								
Período (anos)	10										
Resultado		VPL	R\$ 1.596,34								
		TIR	13,35%								
		Payback	6,78								
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 3.225,01										
Geração - 0,4% de depreciação anual		945,50	941,72	937,95	934,20	930,46	926,74	923,03	919,34	915,66	912,00
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 786,24	R\$ 834,78	R\$ 886,32	R\$ 941,03	R\$ 999,13	R\$ 1.060,81	R\$ 1.126,30	R\$ 1.195,83	R\$ 1.269,66	R\$ 1.348,04
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 3.225,01	R\$ 486,88	R\$ 515,66	R\$ 546,13	R\$ 578,40	R\$ 612,56	R\$ 648,73	R\$ 687,02	R\$ 727,56	R\$ 770,48	R\$ 815,92
Valor Presente		R\$ 463,69	R\$ 467,72	R\$ 471,77	R\$ 475,85	R\$ 479,96	R\$ 484,09	R\$ 488,25	R\$ 492,44	R\$ 496,66	R\$ 500,91
VP Acumulado	-R\$ 3.225,01	-R\$ 2.761,32	-R\$ 2.293,60	-R\$ 1.821,83	-R\$ 1.345,98	-R\$ 866,02	-R\$ 381,93	R\$ 106,33	R\$ 598,77	R\$ 1.095,43	R\$ 1.596,34

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 1 - Faixa 2

DADOS:		RESULTADOS:									
Investimento total	R\$ 6.756,34	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156								
Subsídio MCMV	12%	Reajuste tarifário anual médio	6,6%								
Financiamento	R\$ 5.945,58	Geração anual prevista (kWh)	1674								
Juros (a.a.)	7,00%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%								
Período (anos)	10										
Resultado		VPL	R\$ 3.869,93								
		TIR	18,24%								
		Payback	5,95								
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 5.945,58										
Geração - 0,4% de depreciação anual		1674,00	1667,30	1660,63	1653,99	1647,38	1640,79	1634,22	1627,69	1621,18	1614,69
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 1.392,03	R\$ 1.477,97	R\$ 1.569,21	R\$ 1.666,09	R\$ 1.768,95	R\$ 1.878,16	R\$ 1.994,11	R\$ 2.117,21	R\$ 2.247,92	R\$ 2.386,70
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 5.945,58	R\$ 1.092,67	R\$ 1.158,85	R\$ 1.229,03	R\$ 1.303,46	R\$ 1.382,38	R\$ 1.466,08	R\$ 1.554,83	R\$ 1.648,94	R\$ 1.748,75	R\$ 1.854,58
Valor Presente		R\$ 1.021,19	R\$ 1.012,18	R\$ 1.003,26	R\$ 994,40	R\$ 985,62	R\$ 976,91	R\$ 968,27	R\$ 959,70	R\$ 951,20	R\$ 942,77
VP Acumulado	-R\$ 5.945,58	-R\$ 4.924,39	-R\$ 3.912,20	-R\$ 2.908,95	-R\$ 1.914,55	-R\$ 928,93	R\$ 47,98	R\$ 1.016,25	R\$ 1.975,95	R\$ 2.927,15	R\$ 3.869,93

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 2 - Faixa 2

DADOS:		RESULTADOS:									
Investimento total	R\$ 7.033,03	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156								
Subsídio MCMV	12%	Reajuste tarifário anual médio	6,6%								
Financiamento	R\$ 6.189,07	Geração anual prevista (kWh)	1370								
Juros (a.a.)	7,00%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%								
Período (anos)	10										
Resultado		VPL	R\$ 1.344,31								
		TIR	11,07%								
		Payback	8,15								
Ano	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Investimento	-R\$ 6.189,07										
Geração - 0,4% de depreciação anual		1370,00	1364,52	1359,06	1353,63	1348,21	1342,82	1337,45	1332,10	1326,77	1321,46
Tarifa de energia		R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495	R\$ 1,00731	R\$ 1,07380	R\$ 1,14467	R\$ 1,22022	R\$ 1,30075	R\$ 1,38660	R\$ 1,47812
Economia		R\$ 1.139,24	R\$ 1.209,57	R\$ 1.284,24	R\$ 1.363,53	R\$ 1.447,71	R\$ 1.537,08	R\$ 1.631,97	R\$ 1.732,73	R\$ 1.839,70	R\$ 1.953,27
Custo de Disponibilidade		R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18	R\$ 362,63	R\$ 386,57	R\$ 412,08	R\$ 439,28	R\$ 468,27	R\$ 499,18	R\$ 532,12
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 6.189,07	R\$ 839,88	R\$ 890,45	R\$ 944,06	R\$ 1.000,89	R\$ 1.061,14	R\$ 1.125,00	R\$ 1.192,70	R\$ 1.264,46	R\$ 1.340,52	R\$ 1.421,15
Valor Presente		R\$ 784,93	R\$ 777,75	R\$ 770,64	R\$ 763,58	R\$ 756,58	R\$ 749,64	R\$ 742,75	R\$ 735,92	R\$ 729,16	R\$ 722,44
VP Acumulado	-R\$ 6.189,07	-R\$ 5.404,14	-R\$ 4.626,38	-R\$ 3.855,75	-R\$ 3.092,17	-R\$ 2.335,59	-R\$ 1.585,96	-R\$ 843,21	-R\$ 107,28	R\$ 621,87	R\$ 1.344,31

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 3 - Faixa 2

DADOS:		RESULTADOS:	
Investimento total	R\$ 4.813,45	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156
Subsídio MCMV	12%	Reajuste tarifário anual médio	6,6%
Financiamento	R\$ 4.235,84	Geração anual prevista (kWh)	945,5
Juros (a.a.)	7,00%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%
Período (anos)	10		
Ano	0	1	2
Investimento	-R\$ 4.235,84		
Geração - 0,4% de depreciação anual	945,50	941,72	937,95
Tarifa de energia	R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495
Economia	R\$ 786,24	R\$ 834,78	R\$ 886,32
Custo de Disponibilidade	R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 4.235,84	R\$ 486,88	R\$ 515,66
Valor Presente	R\$ 455,03	R\$ 450,40	R\$ 445,81
VP Acumulado	-R\$ 4.235,84	-R\$ 3.780,81	-R\$ 3.330,41

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 1 - Faixa 3

DADOS UTILIZADOS:		RESULTADOS:	
Investimento total	R\$ 6.756,34	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156
Subsídio MCMV	0	Reajuste tarifário anual médio	6,6%
Financiamento	R\$ 6.756,34	Geração anual prevista (kWh)	1674
Juros (a.a.)	9,16%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%
Período (anos)	10		
Ano	0	1	2
Investimento	-R\$ 6.756,34		
Geração - 0,4% de depreciação anual	1674,00	1667,30	1660,63
Tarifa de energia	R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495
Economia	R\$ 1.392,03	R\$ 1.477,97	R\$ 1.569,21
Custo de Disponibilidade	R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 6.756,34	R\$ 1.092,67	R\$ 1.158,85
Valor Presente	R\$ 1.000,98	R\$ 972,52	R\$ 944,87
VP Acumulado	-R\$ 6.756,34	-R\$ 5.755,36	-R\$ 4.782,83

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 2 - Faixa 3

DADOS:		RESULTADOS:	
Investimento total	R\$ 7.033,03	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156
Subsídio MCMV		Reajuste tarifário anual médio	6,6%
Financiamento	R\$ 7.033,03	Geração anual prevista (kWh)	1370
Juros (a.a.)	9,16%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%
Período (anos)	10		
Ano	0	1	2
Investimento	-R\$ 7.033,03		
Geração - 0,4% de depreciação anual	1370,00	1364,52	1359,06
Tarifa de energia	R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495
Economia	R\$ 1.139,24	R\$ 1.209,57	R\$ 1.284,24
Custo de Disponibilidade	R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 7.033,03	R\$ 839,88	R\$ 890,45
Valor Presente	R\$ 769,40	R\$ 747,28	R\$ 725,79
VP Acumulado	-R\$ 7.033,03	-R\$ 6.263,63	-R\$ 5.516,36

Análise de Viabilidade Econômica - Cenário 3 - Faixa 3

DADOS:		RESULTADOS:	
Investimento total	R\$ 4.813,45	Valor kWh Copel (R\$) (09/09/2021)	0,83156
Subsídio MCMV		Reajuste tarifário anual médio	6,6%
Financiamento	R\$ 4.813,45	Geração anual prevista (kWh)	945,5
Juros (a.a.)	9,16%	Degradação dos painéis (%/ano)	0,40%
Período (anos)	10		
Ano	0	1	2
Investimento	-R\$ 4.813,45		
Geração - 0,4% de depreciação anual	945,50	941,72	937,95
Tarifa de energia	R\$ 0,83156	R\$ 0,88644	R\$ 0,94495
Economia	R\$ 786,24	R\$ 834,78	R\$ 886,32
Custo de Disponibilidade	R\$ 299,36	R\$ 319,12	R\$ 340,18
Balanco total (Economia - CD)	-R\$ 4.813,45	R\$ 486,88	R\$ 515,66
Valor Presente	R\$ 446,02	R\$ 432,75	R\$ 419,86
VP Acumulado	-R\$ 4.813,45	-R\$ 4.367,43	-R\$ 3.934,68