

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO
À REDE NO RIO GRANDE DO SUL

por

Alex Willian Petter

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Abril de 2019

AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO
À REDE NO RIO GRANDE DO SUL

por

Alex Willian Petter
Engenheiro Metalúrgico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PROMEC,
da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Letícia Jenisch Rodrigues

Aprovada por:

Prof^a. Dr^a. Aline Cristiane Pan.....CAMPUS LITORAL/UFRGS

Prof. Dr. Arno Krenzinger.....PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Cirilo Seppi Bresolin.....DEMEC/UFRGS

Prof. Dr. Fernando Marcelo Pereira
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 29 de Abril de 2019.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul, que foi eleita pelo Ministério da Educação como a melhor universidade federal do Brasil, em 2018, pelo sétimo ano consecutivo, por sua excelência.

Agradeço a toda população do Brasil, que trabalha árduos 153 dias por ano para pagar os impostos que, entre outras aplicações, mantém o ensino público em funcionamento. Levo comigo o sentimento de respeito e o dever de retribuição.

Agradeço ao PROMEC pela oportunidade de realização deste trabalho e pelo apoio técnico ao longo do processo.

Agradeço a minha orientadora, Professora Dr^a Letícia Jenisch Rodrigues, por sua paciência, atenção e ensinamentos transmitidos ao longo do desenvolvimento desta dissertação.

Agradeço à Univates, pela disponibilização de dados fundamentais para o enriquecimento deste trabalho. Aos professores Odorico Konrad e Rodrigo Spinelli, que permitiram que isto acontecesse, obrigado.

Agradeço ao time da Renobrax - Energias Renováveis pelas discussões técnicas diárias que muito agregam e pela disponibilização do software para simulação de produção.

Agradeço ao Engenheiro Sergio Esteves pela confiança depositada, a qual nos permitiu a construção do sistema fotovoltaico.

Agradeço ao Engenheiro Roberto Zimmermann, pela atenção e disponibilidade.

Agradeço ao meu amigo e sócio, Engenheiro Stevan Ruschel da Silveira, pelo apoio e pelo conhecimento técnico passado no desenvolvimento de todo este trabalho, ajudando desde a construção das premissas até o entendimento das conclusões do mesmo.

Agradeço a minha família e a todos os meus amigos, por deixarem os dias especialmente mais leves.

Agradeço à Nathália, companheira da minha vida, pelo amor, pelo energizante brilho no olho que me motiva diariamente e pela compreensão às minhas ausências em todos os dias e noites que foram dedicados a este trabalho.

Agradeço a minha mãe, Nadir, que me presentou com seus valores e é minha fonte de inspiração. Não existem palavras que expressem o tamanho da minha gratidão.

Agradeço ao meu pai, Wilson (*in memoriam*), por iluminar meu caminho.

Agradeço a Deus, por arquitetar as belezas da vida.

RESUMO

Este trabalho tem o intuito avaliar a efetiva geração de energia elétrica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), enquadrado na modalidade de Geração Distribuída, pelo período de um ano, e compará-la com resultados de simulação em PVSyst, além de avaliar dados climáticos de estação meteorológica local e compará-los com a base de dados de irradiação utilizada para simulação, assim como realizar uma avaliação do retorno financeiro do projeto nas principais distribuidoras de energia elétrica do Rio Grande do Sul (RS) e estimar o impacto ambiental da geração de energia do SFCR em termos da redução na emissão de dióxido de carbono. O SFCR, de 40,32 kWp, está instalado na cidade de Arroio do Meio, situada em uma região com alta concentração de instalações fotovoltaicas no RS. Em 2018, o SFCR entregou 54.811 kWh de energia elétrica, com Produtividade anual de 1.359 kWh/kWp, Rendimento Global do Sistema de 86,78% e Fator de Capacidade de 15,52%. Identifica-se que os resultados de simulação para a entrega de energia ficaram 15% acima do que o SFCR efetivamente produziu em 2018, o que ocorre, principalmente, em função da Irradiação Global Horizontal medida de 2018 ser 13% inferior à irradiação utilizada pelo PVSyst, através de seu banco de dados Meteororm 7.1. Portanto, assume-se que 2018 não correspondeu a um ano típico de irradiação solar. Por outro lado, o SFCR entregou em 2018 um Rendimento Global do Sistema de 86,78%, superior ao estimado em simulação, de 85,12%, sendo este um indicativo de uma instalação bem realizada. Ainda, verifica-se que o investimento em um SFCR, nas características desse projeto, é atrativo financeiramente para as três principais distribuidoras de energia do RS.

Palavras-chave: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede; Geração Distribuída; Produtividade de SFCR; Compensação de Energia Elétrica.

ABSTRACT

The objectives of this work are to evaluate the effective electricity generation of a grid connected photovoltaic system (SFCR), in a Distributed Generation contract, for a period of one year, and to compare it with PVSyst simulation results, besides evaluating climate data from a local weather station and compare them with the irradiation database used for simulation, as well as evaluate the financial return of the project at the main electricity distributors in Rio Grande do Sul (RS) and estimate the environmental impact of SFCR's energy generation in terms of the reduction in carbon dioxide emissions. The SFCR, 40.32 kWp, is installed in the city of Arroio do Meio, located in a region with high concentration of photovoltaic installations in RS. In 2018, the SFCR delivered 54,811 kWh of electricity, with annual Productivity of 1,359 kWh/kWp, Performance Ratio of 86.78% and Capacity Factor of 15.52%. It is identified that the simulation results for energy delivery were 15% higher than the SFCR actually produced in 2018, which is mainly due to the Global Horizontal Irradiation measure of 2018 being 13% lower than the irradiation used by PVSyst, through its Meteonorm 7.1 database. Therefore, it is assumed that 2018 did not correspond to a typical year of solar irradiation. On the other hand, the SFCR delivered in 2018 a Performance Ratio of 86.78%, higher than the estimated in simulation, of 85.12%, which is indicative of a well-executed installation. Also, it is verified that the investment in a SFCR, following the characteristics of this project, is financially attractive to the three main distributors of energy of the RS.

Keywords: Grid Connected Photovoltaic System; Distributed Generation; PV System Productivity; Net Metering.

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Objetivos.....	3
1.2	Organização do Trabalho.....	3
2	REVISÃO DA LITERATURA.....	5
3	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	9
4	MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	13
4.1	Potencial Solar no Brasil	15
4.2	Cenário das Instalações de Geração Distribuída no Brasil	16
4.3	Potencial Solar no Rio Grande do Sul	24
4.4	Cenário das Instalações Fotovoltaicas no Rio Grande do Sul	26
4.5	Emissão de Dióxido de Carbono pela Produção de Energia Elétrica	50
5	METODOLOGIA.....	35
5.1	Dados do Sistema Fotovoltaico	35
5.2	Sigilo de Dados.....	40
5.3	Coleta e Avaliação dos Dados de Experimentais	40
5.4	Coleta e Avaliação dos Dados da Estação Meteorológica.....	43
5.5	Premissas para Simulação da Geração de Energia	45
5.6	Premissas para Avaliação Financeira	46
6	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	50
6.1	Simulação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	53
6.2	Dados Experimentais	57
6.3	Dados de Estação Meteorológica.....	61
6.4	Comparação dos Resultados	62

6.5	Avaliação Financeira	68
6.6	Variação do Retorno Financeiro de Acordo com a Distribuidora	76
6.7	Emissões de Dióxido de Carbono.....	77
7	CONCLUSÕES.....	79
7.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	80
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	82
APÊNDICE A	Aspectos Construtivos do SFCR.....	87
APÊNDICE B	Relatório de Saída do PVSyst	100
APÊNDICE C	Outras Fontes de Dados Climáticos	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Matriz Elétrica Mundial. [EPE, 2018]	1
Figura 1.2	Emissão mundial de GEE por setor da economia. [Adaptado de IPCC, 2014]	2
Figura 3.1	Área Residencial com Geração Distribuída. [Sunlynk, 2018]	9
Figura 3.2	Sistemas elétricos no presente e no futuro. [Adaptado de EPE, 2018]	12
Figura 4.1	Histórico de consumo anual de energia elétrica no Brasil, de 1995 a 2017.....	13
Figura 4.2	Média diária da irradiação global horizontal no Brasil. [INPE, 2017]	15
Figura 4.3	Irradiação Global Horizontal Total Diária no RS. [Adaptado de INPE, 2017] ..	25
Figura 4.4	Produtividade de sistemas fotovoltaicos no RS. [Adaptado de INPE, 2017]	25
Figura 4.5	Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no RS, em números absolutos. [Adaptado de ANEEL, 2018].....	30
Figura 4.6	Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede, por Mês, no RS. [Adaptado de ANEEL, 2018]	30
Figura 4.7	Cenário de instalações fotovoltaicas por percentual de municípios gaúchos.....	31
Figura 4.8	Mapa de quantidade de instalações fotovoltaicas por município do RS.....	32
Figura 5.1	Cronograma do projeto e das atividades relacionadas a este trabalho.	35
Figura 5.2	Localização do município de Arroio do Meio. [Wikipédia, 2018]	36
Figura 5.3	Layout da instalação.....	37
Figura 5.4	Inversor PVI-12.5-TL-OUTD. [ABB, 2016]	38
Figura 5.5	Módulo de comunicação Wi-Fi VSN700 instalado no quadro elétrico.	41
Figura 5.6	Plataforma de monitoramento. [Adaptado de Aurora Vision, 2018]	41
Figura 5.7	Localização da Estação Meteorológica da Univates. [Adaptado do software Google Earth, 2018]	43
Figura 5.8	Estimativa de CAPEX de sistemas fotovoltaicos para o consumidor final, baseado na potência nominal e no ano. [Adaptado de Greener, 2018]	49
Figura 6.1	Gráfico Mensal da Energia Gerada.	54
Figura 6.2	Gráfico do Impacto da Irradiação Global Horizontal na Energia Gerada.....	54
Figura 6.3	Gráfico Mensal de Rendimento Global do Sistema e Temperatura.....	55
Figura 6.4	Diagrama de perdas emitido pelo PVSyst.....	56
Figura 6.5	Energia Produzida pelo SFCR ao longo de 2018.....	58
Figura 6.6	Energia Produzida em cada SFV ao longo de 2018.....	59

Figura 6.7	Rendimento Global do Sistema, <i>PR</i> , ao longo dos meses de 2018.....	60
Figura 6.8	Gráfico comparativo entre os dados mensais reais de Irradiação Global Horizontal, de 2013 a 2018.	61
Figura 6.9	Irradiação Global Horizontal anual, medida pela estação meteorológica da Univates, de 2013 a 2018.	62
Figura 6.10	Impacto da Irradiação Global Horizontal medida sobre a energia produzida pelo SFCR.	63
Figura 6.11	Estimativa de produção, simulada em PVSyst, e a produção de energia.....	64
Figura 6.12	Comparação entre os resultados de Irradiação Global Horizontal da base de dados do PVSyst (Meteonorm) e os resultados da estação meteorológica.....	65
Figura 6.13	Sombreamento causado por sujidade.	66
Figura 6.14	Sombreamento causado por vegetação.	67
Figura A.1	Etapas de implantação do SFCR.	87
Figura A.2	Área destinada à instalação do SFCR.	88
Figura A.3	Ilustração de entrada aérea. [RGE Sul, 2014]	89
Figura A.4	Ramal de entrada concluído.	89
Figura A.5	Perfuração do solo para fundações tipo estacas.	90
Figura A.6	Montagem dos moldes para fundações tipo sapata associada.	90
Figura A.7	Visão geral da propriedade durante a etapa de construção das fundações.	91
Figura A.8	Abertura de canaletas no solo para posterior alocação de eletrodutos.	91
Figura A.9	Detalhe da fixação por chumbadores de ancoragem mecânica.	92
Figura A.10	Fixação da estrutura metálica sobre fundações tipo sapata associada.	92
Figura A.11	Fixação da estrutura metálica sobre fundações tipo estaca.	93
Figura A.12	Módulos fotovoltaicos parcialmente fixados.	93
Figura A.13	Fixação de módulos fotovoltaicos sendo realizada pela equipe técnica.	94
Figura A.14	Visão geral do SFCR após concluída a fixação dos módulos.	94
Figura A.15	Detalhe da passagem de cabos de CC pelas canaletas das estruturas.	95
Figura A.16	Detalhe da central de inversores em processo de montagem.	95
Figura A.17	Detalhe de uma caixa de passagem aberta, com cabeamento exposto.....	96
Figura A.18	Detalhe da antena de comunicação fixada à central de inversores.	96
Figura A.19	Interface do sistema de monitoramento Aurora Vision. [Aurora Vision, 2019].	97

Figura A.20	(a) Registro do display do medidor bidirecional apresentando o código FP003, correspondente ao consumo de energia elétrica, sendo este de 2 kWh. (b) Registro do display do medidor bidirecional, apresentando o código FP103, correspondente à geração de energia elétrica, sendo esta de 3.932 kWh.	99
Figura B.1	Página 1/3 dos resultados da simulação em PVSyst.	100
Figura B.2	Página 2/3 dos resultados da simulação em PVSyst.	101
Figura B.3	Página 3/3 dos resultados da simulação em PVSyst.	102
Figura C.1	Mapa de Irradiação Global Horizontal, extraído do Atlas Solar Global, para a mesma região da estação meteorológica da Univates e do SFCR. [Adaptado de World Bank Group, 2018].....	104
Figura C.2	Mapa de Irradiação Global Horizontal, extraído do Atlas Solar do RS, para a mesma região da estação meteorológica da Univates e do SFCR. [Adaptado de Camargo Schubert Engenheiros Associados et al., 2018].....	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1	Estratificação de consumo por classe para no ano de 2017. [Adaptado de EPE, 2018]	14
Tabela 4.2	UCs com GD, por estado, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	16
Tabela 4.3	Classificação por Quantidade Total de Instalações das UCs com GD, por estado, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018].....	18
Tabela 4.4	Classificação por Potência Instalada Total das UCs com GD, por estado, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	18
Tabela 4.5	Contribuição percentual de cada estado ao PIB nacional e o percentual de cada estado dentro do total de instalações de GD.	19
Tabela 4.6	Classificação por Quantidade Total de Instalações das UCs com GD, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	21
Tabela 4.7	Classificação por Potência Instalada Total das UCs com GD, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	22
Tabela 4.8	UCs com GD, por fonte, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	22
Tabela 4.9	UCs com GD, por modalidade de contrato, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	23
Tabela 4.10	UCs com GD no RS, por fonte, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	26
Tabela 4.11	Classificação por Quantidade Total de Instalações das UCs com UFV, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	27
Tabela 4.12	Classificação por Potência Instalada Total das UCs com UFV, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	28
Tabela 4.13	UCs com UFV, por modalidade de contrato, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]	29
Tabela 4.14	Amostragem de municípios gaúchos com o maior número de instalações.	33
Tabela 4.15	Amostragem de municípios gaúchos com maior densidade fotovoltaica dentre os municípios com maior representatividade no PIB.	34
Tabela 4.16	Dedução do fator de emissão de CO ₂	51
Tabela 5.1	Especificações dos módulos JMK320PP. [Adaptado de Jinko Solar, 2016]....	36
Tabela 5.2	Características elétricas das strings.....	37

Tabela 5.3	Especificações do inversor PVI-12.5-TL-OUTD. [Adaptado de ABB, 2016].	39
Tabela 5.4	Amostra dos dados fornecidos pela Univates.	44
Tabela 5.5	Valores de entrada utilizados na simulação em PVSyst.	45
Tabela 6.1	Indicadores de desempenho do SFCR.	61
Tabela 6.2	Entradas utilizadas para modelagem financeira.	69
Tabela 6.3	Fluxo de caixa do SFCR.	72
Tabela 6.4	Resultados consolidados para o SFCR instalado na área de concessão da RGE Sul.	75
Tabela 6.5	Comparação de resultados entre as três principais distribuidoras de energia elétrica do RS.	76
Tabela C.1	Dados do Atlas Solar Global para a localização da estação meteorológica da Univates. [Adaptado de World Bank Group, 2018]	105
Tabela C.2	Dados do Atlas Solar do RS, interpolados para uma coordenada de Lajeado, localizada à 2,3 km da estação meteorológica da Univates. [Adaptado de Camargo Schubert Engenheiros Associados et al., 2018]	106
Tabela C.3	Resultados da simulação realizada em PVSyst 6.72 com o banco de dados meteorológicos de satélite <i>NASA-SSE</i> , com período de medição de 1983 a 2005.	106
Tabela C.4	Comparação entre as diferentes fontes.	107

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CAPEX	<i>capital expenditure</i> ou despesas de capital
CDA	Custo de Disponibilidade Anual
CFSR	<i>Climate Forecast System Reanalysis</i>
CFSv2	<i>Climate Forecast System Version 2</i>
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CONSEMA	Conselho Estadual do Meio Ambiente
CP	Consulta Pública
EAG	Energia Anual Gerada
EOL	Central Geradora Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de Capacidade
FDI	Fator de Dimensionamento de Inversores
FEPAM	Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler
GEE	Gases de efeito estufa
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Tecnológicas
iot	<i>internet of things</i> ou internet das coisas
IP	<i>Ingress Protection</i> ou Grau de proteção
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
MC4	<i>Multi-Contact 4 mm Diameter</i>
MCTIC	Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações

MERRA2	<i>Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2</i>
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> ou rastreamento do ponto de máxima potência
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
NBR	Norma Brasileira
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> ou Temperatura Nominal de Operação da Célula
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTD	Norma Técnica de Distribuição
PAYBACK	Tempo de Retorno Sobre o Investimento
PIB	Produto Interno Bruto
PIS/PASEP	Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PR	<i>Performance Ratio</i> ou Rendimento Global do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional
PROMEC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
REN	Resolução Normativa
RIC	Regulamento de Instalações Consumidoras
ROI	<i>Return On Investment</i> ou Retorno Sobre o Investimento
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
SSE	<i>Surface meteorology and Solar Energy</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i> ou Condições Padrão de Ensaio
TE	Tarifa de Energia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC	Unidade consumidora
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
UFV	Central Geradora Solar Fotovoltaica
Univates	Universidade do Vale do Taquari
UTE	Usina Termelétrica
VPL	Valor Presente Líquido
WRF	<i>Weather Research and Forecasting Model</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Latinos

$B1$	Tarifa baixa tensão residencial normal
CO_2	Dióxido de carbono
FC_n	Fluxo de caixa no período “n”
f_R	Frequência de saída nominal AC
GHI	<i>Global Horizontal Irradiation</i> ou Irradiação Global Horizontal
h_t	Irradiação inclinada no plano do arranjo
G_{ref}	Irradiância de 1 kW/m ² nas condições padrão
hab	Habitantes
I	Corrente
i	Custo do capital
I_{ACMAX}	Máxima corrente de saída AC
I_{MP}	Corrente no ponto de máxima potência
$I_{MPPTMAX}$	Máxima corrente de entrada CC por <i>MPPT</i>
I_{SC}	Corrente de curto-circuito
kWh_{Fases}	custo de disponibilidade mensal, em kWh, associado ao número de fases da UC onde os créditos são compensados
n	Enésimo período no tempo
N_{UCS}	Número de UCs cadastradas no sistema de compensação de créditos
Pot	Potência
Pot_{ACR}	Potência nominal AC
Pot_{ACMAX}	Máxima potência de saída AC
Pot_{CCR}	Potência nominal CC
Pot_{MP}	Ponto de máxima potência
$Pot_{MPPTMAX}$	Máxima potência de entrada CC por <i>MPPT</i>
Pot_{SFCR}	Potência CC do SFCR

t	Tonelada
t_{CDA}	Período de análise para composição do <i>CDA</i>
V_{ACR}	Tensão nominal da rede AC
V_{CCMAX}	Máxima tensão CC de operação
V_{CCMIN}	Mínima tensão CC de operação
V_{CCR}	Tensão CC nominal
V_{MAX}	Máxima tensão de entrada CC
V_{MP}	Tensão no ponto de máxima potência
V_{OC}	Tensão de circuito aberto
V_{START}	Tensão CC de partida
Y_f	Produtividade do sistema

Símbolos Gregos

α_{ISC}	Coeficiente de temperatura I_{SC}
β	Inclinação da superfície de captação
β_{VOC}	Coeficiente de temperatura V_{OC}
γ_{PMP}	Coeficiente de temperatura P_{MP}
ΔP_{MP}	Variação da potência máxima do módulo com a temperatura
ΔV_{OC}	Variação da tensão de circuito aberto
ΔT	Variação de temperatura da célula
η	Eficiência

1 INTRODUÇÃO

A matriz de energia elétrica mundial é baseada, principalmente, em termelétricas a partir de combustíveis fósseis não renováveis (65,1%), como o carvão (38,3%), derivados do petróleo (3,7%) e gás natural (23,1%). Além disso, 10,4% são provenientes de fonte nuclear. Apenas os 24,5% restantes são provenientes de fontes renováveis, com grande destaque para a hidráulica (16,6%) [EPE, 2018]. A Figura 1.1 apresenta a configuração da matriz elétrica mundial.

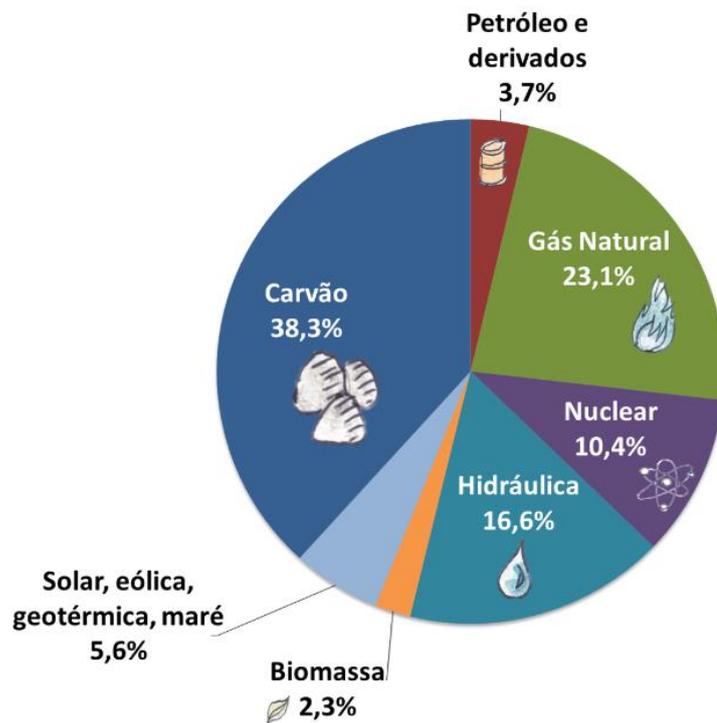


Figura 1.1 – Matriz Elétrica Mundial. [EPE, 2018]

A poluição decorrente da geração de energia elétrica é uma das principais responsáveis pela emissão de gases causadores do efeito estufa (GEE), como pode ser verificado na Figura 1.2, onde IPCC, 2014, estima que a contribuição da produção de eletricidade e calor é responsável por um quarto de toda a emissão mundial destes gases.

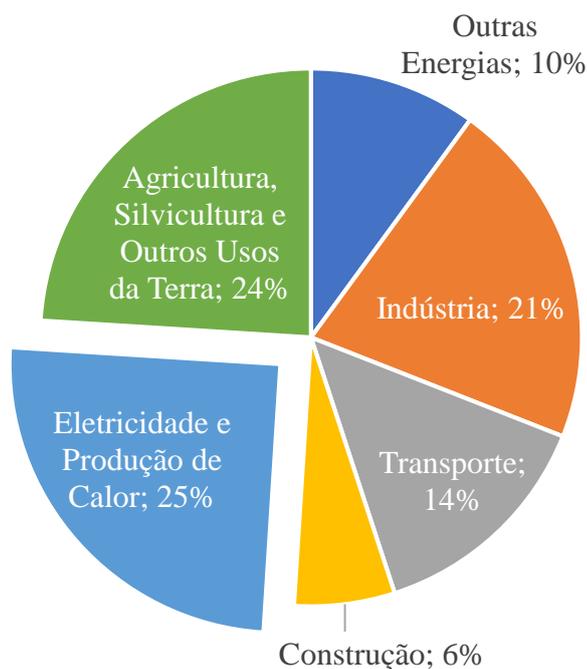


Figura 1.2 – Emissão mundial de GEE por setor da economia. [Adaptado de IPCC, 2014]

Para endossar a importância da substituição da atual matriz energética mundial, baseada em combustíveis fósseis, por uma menos poluente, o Brasil foi um dos 195 países que assinaram o acordo de Paris, o qual tem o objetivo central de fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima. Os compromissos oficiais firmados pelo Brasil para 2025 envolvem a redução da emissão de GEE em 37% abaixo dos níveis de 2005 e em 43% até 2030. Para atingir esses objetivos, o país deve, entre outras metas, alcançar uma participação de 45% de energias renováveis na composição da matriz energética até 2030 [MMA, 2015].

Acordos como o de Paris direcionam as nações no desenvolvimento de suas políticas públicas [MMA, 2015], o que se aplica diretamente ao constante incentivo à instalação de sistemas fotovoltaicos no Brasil, tanto em projetos de grande escala, viabilizados por leilões de energia, como em projetos de pequena escala, viabilizados pelos consumidores na modalidade de geração distribuída (GD, Capítulo 3). Assim, dado o compromisso de redução na emissão de GEE firmado pelo Estado, dada a abundância de irradiação solar em território brasileiro, tratada no Capítulo 4, bem como o crescente número de instalações fotovoltaicas, também

tratado no Capítulo 4, a disponibilização de dados sólidos de geração de energia de sistemas enquadrados na modalidade de GD se faz cada vez mais necessária.

Assim, esta dissertação avalia a efetiva geração de energia elétrica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede, SFCR, no sistema de compensação de energia elétrica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pelo período de um ano. Para avaliar a energia gerada, são realizadas comparações com resultados de simulação em PVSyst e com dados de estação meteorológica local. O sistema está instalado em uma das regiões que possui o maior número de instalações fotovoltaicas do RS, justificando a escolha do local para avaliação técnica e financeira. Além disso, para ilustrar como a geração de energia elétrica a partir da fonte solar pode impactar na redução da emissão de GEE, este assunto é aplicado ao SFCR nos capítulos 4.5 e 6.7.

1.1 Objetivos

A presente dissertação tem como objetivos: avaliar a geração de energia de um SFCR, pelo período de um ano, e compará-la com os resultados de simulação de geração, obtidos através do software PVSyst; avaliar dados climáticos de estação meteorológica local e compará-los com a base de dados de irradiação utilizada para simulação; realizar uma avaliação do retorno financeiro do projeto nas principais distribuidoras de energia elétrica do RS; e avaliar o impacto ambiental da geração de energia do SFCR em termos da redução na emissão de CO₂;

1.2 Organização do Trabalho

O Capítulo 2 contextualiza a GD no Brasil, apresentando o sistema de compensação de energia elétrica. São abordados os conceitos da modalidade, as resoluções que a regem e seus desafios.

O Capítulo 3 trata do mercado de GD, iniciando pelo potencial solar no Brasil e finalizando pelo cenário de instalações realizadas. Esta análise é repetida para o Rio Grande do

Sul. Por fim, mensura-se a o quanto a GD pode agregar para a sustentabilidade ambiental associada à produção de energia elétrica limpa.

No Capítulo 4 é apresentada a metodologia empregada no desenvolvimento deste estudo, tais como: dados técnicos do SFCR, coleta e avaliação dos dados de geração de energia elétrica e dos dados climáticos locais, premissas das simulações realizadas e da avaliação financeira.

No Capítulo 5 os resultados obtidos são apresentados, comparados e discutidos. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões obtidas na avaliação do SFCR.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Estudos técnicos, semelhantes a este trabalho, vêm sendo desenvolvidos nos últimos anos, em diferentes regiões do Brasil. Nesta seção busca-se apresentar alguns deles, destacando os principais aspectos avaliados e resultados obtidos.

Morais et al., 2018, realizaram uma avaliação de desempenho do primeiro ano de operação de um SFCR de 150 kWp, localizado na cidade de Floriano, no estado do Piauí. Foram avaliados os índices de Produtividade do sistema, o rendimento global do sistema (*PR*, do inglês *performance ratio*), o fator de capacidade (*FC*), o valor presente líquido (*VPL*), a taxa interna de retorno (*TIR*) e o tempo de retorno sobre o investimento (*payback*) descontado, o qual considera o valor do dinheiro no tempo. Concluíram que, embora o sistema apresentasse viabilidade técnica e *VPL* positivo, os custos futuros de manutenção, os desgastes naturais do sistema e as incertezas do setor elétrico poderiam reduzir sua viabilidade econômica.

Souza e Oliveira, 2018, correlacionaram dados reais e simulados (PVSystem 6.6.4) de um SFCR de 34 kWp instalado na Universidade Federal de Goiás, em Goiânia/GO. Também fizeram uso de dados meteorológicos da cidade de Goiânia e de dados de satélites. Não obstante, realizaram simulações comparativas, em PVSystem, de um SFCR com as mesmas características que o de Goiânia, porém para as cidades de Curitiba/PR e Natal/RN, obtendo os melhores resultados, em ordem decrescente, para Goiânia, Natal e Curitiba.

Raimo et al., 2018, analisaram o desempenho de um sistema solar fotovoltaico de 70 kWp instalado na cobertura do Instituto Federal de Educação (Campus São Paulo) e obtiveram resultados de Rendimento Global do Sistema de 65,8 %, Produtividade do sistema de 1.115 kWh/kWp e Fator de Capacidade de 13,9 %.

Scarabelot et al., 2018, avaliaram o mecanismo do sistema de compensação de energia elétrica vigente no Brasil a partir do monitoramento contínuo de variáveis energéticas e elétricas de dois SFCR instalados em unidades consumidoras (UC) residenciais na cidade de Turvo/SC. Os sistemas têm potência nominal de 1,25 kWp e 2,08 kWp e, respectivamente, geram 80% e 95% do consumo anual. Possuem Produtividade de 1.300 kWh/kWp e de 1.600 kWh/kWp. A energia elétrica que é injetada na rede representa uma fração equivalente entre 50% e 65% da energia gerada. Foram destacadas as relevantes perdas de créditos de energia elétrica gerada em

função do custo de disponibilidade, bem como o impacto da incidência do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia gerada no estado de Santa Catarina. Principalmente em UCs residenciais, as quais injetam na rede elétrica grande parte da energia gerada, devido ao perfil horário de consumo. Sendo assim, os autores reforçam a importância de incentivos estaduais e federais para impulsionar os SFCR.

Em Oliveira, 2008, o melhor desempenho de um gerador fotovoltaico com seguidor solar azimutal, quando comparado a uma estrutura fixa, foi estudado. Todas etapas do processo de fabricação do seguidor solar, que se deu no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, foram abordadas, bem como a confiabilidade do mecanismo de controle de posição pós instalação. Os resultados indicaram que, para a cidade de Porto Alegre, o melhor ângulo de inclinação da instalação seria de 25°, o qual proporcionaria um ganho médio anual de 11% com relação à configuração em estrutura fixa.

Peraza, 2013, trata sobre a instalação de uma usina solar fotovoltaica centralizada com capacidade instalada de 30 MWp, no RS. Mais especificamente, avaliou a viabilidade de conexão nas linhas de transmissão e subestações existentes, concluindo que a energia produzida pela usina poderia atingir valores próximos a R\$ 250/MWh, mostrando assim competitividade frente aos preços de mercado da época, desde que observadas algumas considerações acerca do projeto, tais como local de instalação, aproveitamento de subestação existente e uso de incentivos fiscais.

Petter e Rodrigues, 2018, avaliaram o perfil do mercado de energia solar fotovoltaica no RS e identificaram que o maior número de instalações de sistemas fotovoltaicos de GD não ocorre nas regiões onde há maior potencial solar, mas nas regiões que possuem maior Produto Interno Bruto (PIB). Ou seja, 80% das instalações estão localizadas em municípios que são responsáveis por 84,5% do PIB do estado. Estes correspondem a 21% do total de municípios. Também traçaram o perfil das instalações de acordo com a classe de consumo, capacidade instalada e modalidade de contrato.

Antoniolli, 2015, analisou a geração de energia de dez SFCR no Brasil, correlacionando-a com dados de irradiação solar de cinco bancos de dados e calculando o Rendimento Global do Sistema para cada SFCR. O autor concluiu que os dados medidos de irradiação solar, de 2012 e 2013, utilizados para o estudo, não apresentaram a confiabilidade necessária para

servirem como base para elaboração de projetos fotovoltaicos, sendo mais apropriado o uso de dados de irradiação solar de longo prazo. Além disso, para a cidade de Florianópolis/SC, por exemplo, a produção de energia nos anos de 2012 e 2013 foi inferior à simulação da geração anual realizada com os bancos de dados das seguintes fontes: *Meteonorm, OLADE, SWERA, RORIZ e NASA*.

Silva et al., 2018, fizeram uso dos resultados de irradiância solar, obtidos a partir da estação meteorológica da Universidade Federal de Goiás, para calcular a irradiação solar, pelo período de dois anos. O estudo verificou o comportamento da temperatura ambiente, da velocidade do vento, do índice de precipitação pluviométrica, da umidade relativa do ar e da irradiância solar pelo período de dois anos. Quando os dados foram relacionados ao potencial de geração de energia solar, concluíram que o melhor desempenho do sistema seria atingido sob condições de maior irradiância solar, menor precipitação pluviométrica, menor temperatura, maior velocidade do vento e menor umidade relativa do ar. Assim, quanto maior for a umidade relativa do ar, serão menores os índices de claridade e de irradiância direta sobre a superfície de captação, ocasionando perda de Produtividade do sistema. Além disso, o aumento da velocidade do vento reduz a temperatura dos módulos fotovoltaicos através da transferência de calor por convecção.

Belém et al, 2018, estimaram a produção de energia elétrica de um sistema fotovoltaico de 3,75 kWp, instalado em Palmas/TO a partir dos dados de irradiação solar, os quais foram coletados de seis diferentes fontes: Instituto Nacional de Pesquisas Tecnológicas (INPE) *High Resolution*, INPE *Moderate Resolution*, *National Aeronautics and Space Administration (NASA) Low Resolution*, *National Renewable Energy Laboratory (NREL) Moderate Resolution*, *Sundata* e Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Também realizaram uma análise da produção real do sistema, relacionando à estimativa de produção e ao tempo de retorno do investimento para a concessionária Energisa. Entre as conclusões, foi identificada uma dispersão de 8 % entre as diferentes fontes de dados de irradiação e uma produção estimada superior a real em 11,27 %. O fator de capacidade real do sistema instalado foi de 19,5 %, com Produtividade de 1710 kWh/kWp. O tempo de retorno estimado do investimento foi de 66 meses.

Rodrigues et al., 2016, analisaram a atratividade financeira (TIR, VPL, Índice de Lucratividade e Payback) do investimento em sistemas fotovoltaicos de 1 kW e 5 kW, para consumo próprio, em treze países, incluindo Austrália, Brasil, China, Alemanha, Índia, Irã, Itália, Japão, Portugal, África do Sul, Espanha, Reino Unido e os Estados Unidos. Foram avaliados aspectos regulatórios, tributários, tarifários, de custos e de irradiação solar. Seguem algumas premissas que foram utilizadas: Rendimento Global do Sistema de 80%, módulo fotovoltaico Solar World 245 Wp, inversor SMA, substituição do inversor nos anos 10 e 20 de operação, vida útil do sistema de 25 anos, escolha das cidades com maior tarifa de energia e irradiação de cada país, custo de instalação, custo de operação e manutenção de 2,5% ao ano para o sistema de 1 kW e de 1,5% ao ano para o sistema de 5 kW, taxa de degradação de 0,7% ao ano, entre outros. Além disso, foram criados quatro cenários de análise, sendo o primeiro com 100% de autoconsumo e 0% de injeção de energia na rede, e o último com 30% de autoconsumo e 70% de injeção na rede. No geral, os resultados mostraram que o maior lucro é obtido na Austrália, Alemanha e Itália. Nestes países, é possível quadruplicar o investimento durante o período de 25 anos com um sistema fotovoltaico de 5 kW. Os piores resultados pertencem ao Brasil, Irã, Japão, África do Sul e Espanha.

Araujo, 2019, estudou um sistema fotovoltaico de 20 kWp instalado em uma propriedade rural na cidade de Medianeira - PR. Para dimensionar o sistema a partir dos dados de consumo de energia, foram realizadas simulações no software PV*SOL. O projeto estimou produtividade de 1452 kWh/kWp e rendimento global do sistema de 86,3%. Porém, em oito meses de operação do sistema, observou-se uma produtividade em média 7% menor que a estimada em simulação, mas um desempenho global em média 3% maior que o da simulação, sendo que o rendimento global médio de 89% é um indicativo de uma instalação bem realizada. No que se refere ao tempo de retorno do investimento, foi estimado um período de 7,8 anos, maior que o de zonas urbanas devido ao menor valor do kWh no meio rural.

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída é basicamente caracterizada pela instalação de geradores de energia elétrica localizados próximos aos pontos de consumo de energia, Figura 3.1. Desde 17 de abril de 2012, quando passou a vigorar a Resolução Normativa (REN) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) nº 482/2012, [ANEEL, 2012], o consumidor brasileiro pôde gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Os consumidores, que no sistema tradicional apenas consumiam energia, passaram a ter, nesse novo modelo, o papel de produtores de energia elétrica.



Figura 3.1 – Área Residencial Ilustrativa com Geração Distribuída. [Sunlynk, 2018]

De forma geral, a presença de pequenos geradores próximos às cargas pode proporcionar diversos benefícios para o sistema elétrico, dentre os quais se destacam os seguintes: a postergação de investimentos em expansão nos sistemas de distribuição e transmissão; o baixo impacto ambiental; a melhoria do nível de tensão da rede no período de carga pesada e a diversificação da matriz energética [ANEEL, 2016].

A REN 482/2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e mini geração aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Sua origem foi resultado de um processo de consulta e participação pública na regulamentação do setor elétrico, mais especificamente, a REN foi instaurada a partir da Consulta Pública (CP) nº 15/2010 e da Audiência Pública nº 42/2011, as quais tinham o objetivo de debater os dispositivos legais que tratavam da conexão de geração distribuída.

O acompanhamento da implantação da REN 482/2012, realizado pela ANEEL e pelos agentes envolvidos, permitiu identificar diversos pontos da regulamentação que necessitavam de aprimoramento. Com o objetivo de reduzir os custos e prazos de conexão, de compatibilizar a REN 482/2012 com as condições gerais de fornecimento da REN 414/2010, de aumentar o público alvo e de melhorar as informações na fatura, a ANEEL realizou a Audiência Pública nº 26/2015. Esta audiência culminou com a publicação da REN 687/2015, [ANEEL, 2015], a qual revisou a REN 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [ANEEL, 2016].

Classificação das centrais geradoras:

- Microgeração: Central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração: Central geradora de energia elétrica com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW, para a fonte hídrica, ou 5 MW para as demais fontes.

Fontes de energia enquadráveis na REN 482/2012:

- Hidráulica;
- Solar;
- Eólica;
- Biomassa;
- Biogás;
- Cogeração Qualificada.

O Sistema de Compensação de Energia Elétrica possibilita que a energia excedente produzida pela unidade consumidora (UC) seja injetada na rede da distribuidora, a qual funciona como uma espécie de bateria virtual, armazenando esse excedente na forma de créditos de energia em kWh, válidos por 60 meses.

Os créditos de energia podem ser utilizados para abater o consumo da unidade geradora nos meses subsequentes ou em outras UCs previamente cadastradas dentro da mesma área de concessão, onde existem três possibilidades de enquadramento:

- Autoconsumo Remoto: permite que o consumidor instale o sistema gerador em local diferente do local de consumo, desde que ambos estejam em sua titularidade (pessoa física ou pessoa jurídica) e o local de instalação esteja dentro da mesma área de concessão ou permissão do local de consumo. Os créditos de energia podem ser compensados em uma ou mais UCs caso atendam as condições supracitadas.
- Geração Compartilhada: permite que um grupo de consumidores reunidos através de consórcio ou cooperativa instale um sistema gerador em um local diferente dos locais de consumo, desde que o local de instalação esteja dentro da mesma área de concessão ou permissão dos locais de consumo.
- Empreendimento com múltiplas UCs (condomínios): caracterizado pela utilização da energia elétrica de forma independente, no qual cada fração com uso individualizado constitua uma UC e as instalações para atendimento das áreas de uso comum constituam uma UC distinta, de responsabilidade do condomínio, da administração ou o proprietário do empreendimento, com micro ou minigeração distribuída, e desde que as UCs 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 [ANEEL, 2016].

Em constante monitoramento do mercado de energia elétrica, de 30/05/2018 a 17/07/2018, a ANEEL realizou a CP 10/2018 com o objetivo de obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à geração distribuída [ANEEL, 2018]. O crescimento do número de instalações de sistemas de geração distribuída verificado nos últimos três anos gerou

a necessidade de mais discussões entre os *stakeholders* acerca dos impactos e oportunidades deste desenvolvimento.

Os impactos da geração distribuída para as redes de distribuição são difíceis de mensurar, dada a complexidade de operação do Sistema Interligado Nacional, SIN. Em uma projeção de longo prazo, o fluxo bidirecional de energia elétrica será realidade nas redes de distribuição, dado o crescimento da geração distribuída, o aumento de consumidores optantes pelo mercado livre de energia, a entrada das baterias de armazenamento, a modernização das medições, as redes inteligentes (também conhecidas como *smart grids*), a internet das coisas (*iot*, do inglês *internet of things*) e o carregamento de carros elétricos. Não há dúvida que o crescimento organizado será fundamental para o equilíbrio de todos *stakeholders*, o que somente será possível com o uso de instrumentos como o de CP utilizado pela ANEEL, onde ocorrem contribuições dos mais variados setores, desde consumidores, distribuidoras e geradoras. Na Figura 3.2 é possível verificar as diferenças entre o que se tem hoje, em um fluxo unidirecional simplificado, e o que se terá no futuro, com fluxos bidirecionais complexos.

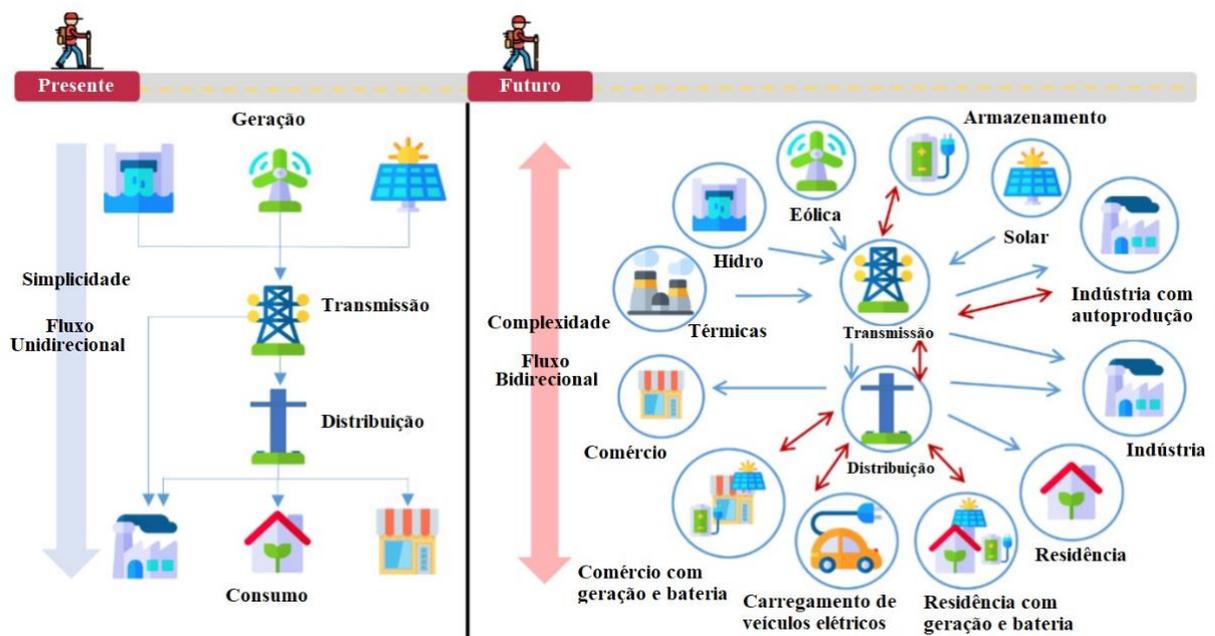


Figura 3.2 – Sistemas elétricos no presente e no futuro. [Adaptado de EPE, 2018]

4 MERCADO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A Figura 4.1 traz o histórico de consumo anual de energia elétrica no Brasil [Adaptado de EPE, 2018]. Na figura verifica-se que o consumo praticamente dobrou em duas décadas. Além disso, economia e consumo de energia elétrica estão intimamente relacionados, basta observar a interrupção das tendências de crescimento em 2008 e em 2014, anos em que o Brasil enfrentou crises econômicas.

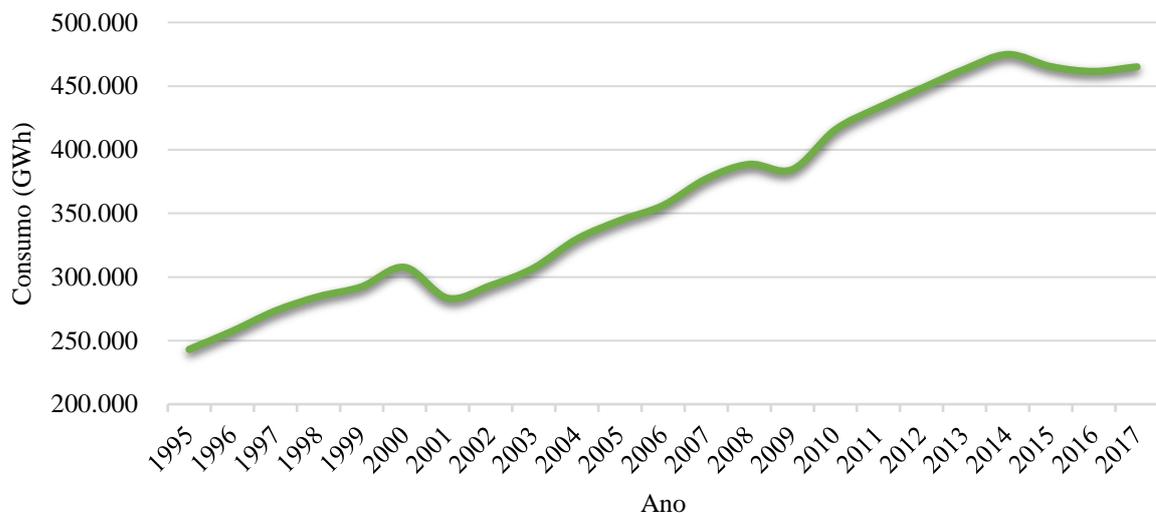


Figura 4.1 – Histórico de consumo anual de energia elétrica no Brasil, de 1995 a 2017.

[Adaptado de EPE, 2018]

O Brasil possui aproximadamente 82,50 milhões de unidades consumidoras, UCs, de energia elétrica com sistema de medição. A informação consta no Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018, da Empresa de Pesquisa Energética, EPE, com dados atualizados preliminarmente até o fim de 2017 [EPE, 2018]. A divisão entre as classes de consumo se dá em 70,90 milhões de UCs residenciais, 5,75 milhões comerciais, 4,50 milhões de produtores rurais, 573 mil instituições do poder público e 528 mil indústrias, Tabela 4.1. Além destas classes de consumo, os 0,2 % restantes dividem-se entre iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

Tabela 4.1 – Estratificação de consumo por classe para no ano de 2017. [Adaptado de EPE, 2018]

Classe	Consumo [GWh]	UCs	Consumo Anual por UC [kWh]	Consumo Mensal por UC [kWh]
Residencial	134.368	70.906.513	1.895	157
Industrial	167.398	528.452	316.769	26.397
Comercial	88.292	5.753.618	15.345	1.278
Rural	28.136	4.498.652	6.254	521
Poder público	15.052	573.444	26.249	2.187
Iluminação pública	15.443	98.756	156.370	13.030
Serviço público	15.196	95.479	159.151	13.262
Consumo próprio	3.277	9.253	354.109	29.509
Total	467.161	82.464.167	5.665	472

As estratégias de desenvolvimento do país têm possibilitado a inserção de fontes renováveis alternativas. Tais fontes, como a solar, reduzem as emissões de gases poluentes pela queima de combustíveis fósseis e contribuem de maneira significativa na diversificação da matriz de energia elétrica, preservando o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Além disso, podem reduzir os custos de geração de energia e os custos de transmissão de energia através da instalação de projetos descentralizados de menor porte ao longo de todo o território nacional, na modalidade de geração distribuída, GD [Petter e Rodrigues, 2018].

Nas seções seguintes apresenta-se o potencial solar brasileiro e do Rio Grande do Sul, o perfil do mercado de GD no Brasil e o perfil das instalações fotovoltaicos no Rio Grande do Sul

4.1 Potencial Solar no Brasil

Na Figura 4.2 é apresentado o mapa do Brasil contendo a média diária da irradiação global horizontal, em escala de cores variando entre 3.500 e 6.250 Wh/m², localizada abaixo do mapa.

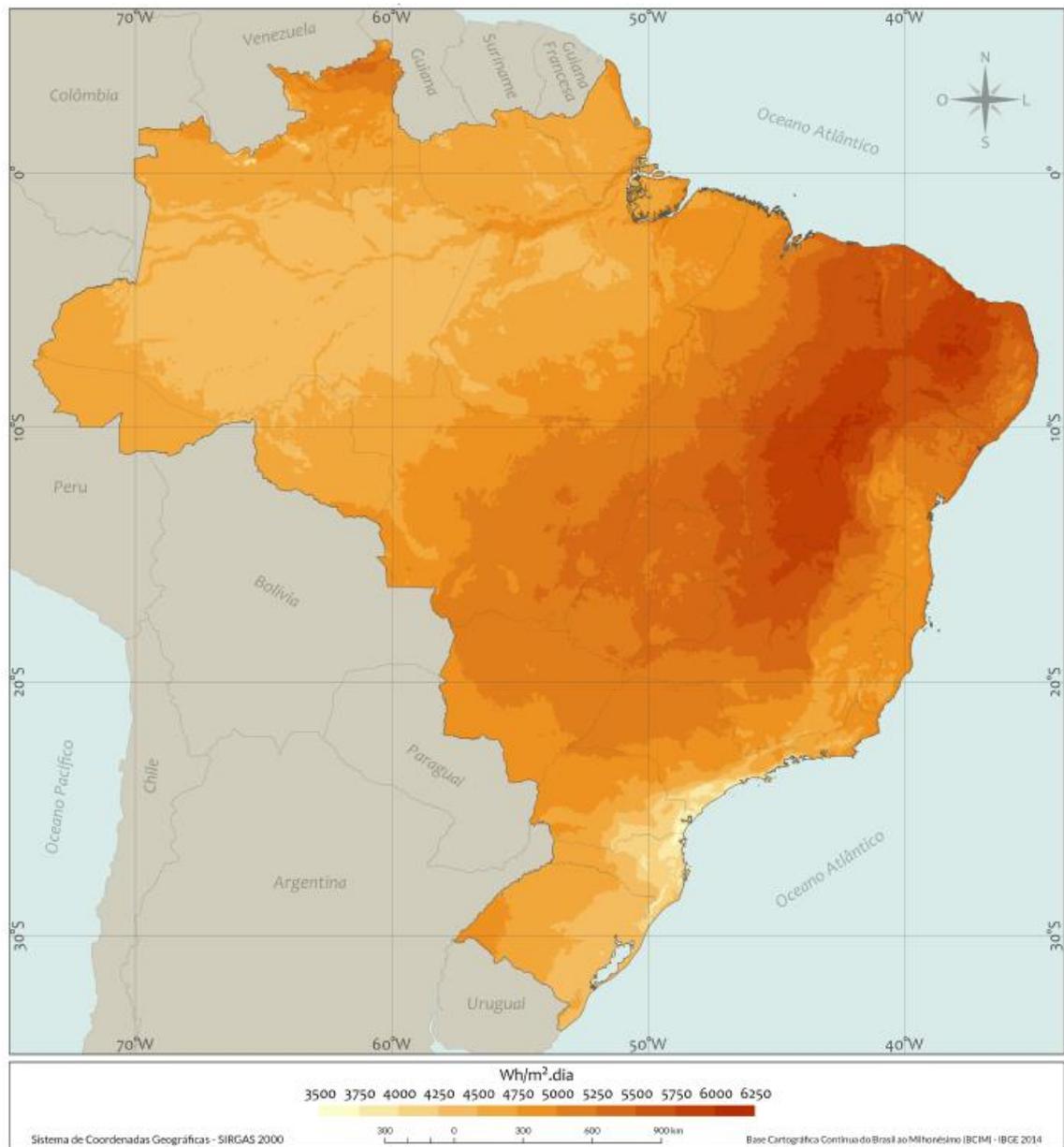


Figura 4.2 – Média diária da irradiação global horizontal no Brasil. [INPE, 2017]

4.2 Cenário das Instalações de Geração Distribuída no Brasil

Em todo o Brasil, até 11 de novembro de 2018, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) registrou um total de 44.961 UCs com sistemas de GD instalados, segundo informações enviadas pelas concessionárias de energia elétrica do país [ANEEL, 2018]. Estes valores são referentes a todas as fontes enquadráveis como GD, não apenas à solar. Estes sistemas são responsáveis pelo envio de créditos em kWh para 62.592 UCs, através do modelo de compensação de energia elétrica, regulado atualmente pela Resolução Normativa (REN) 687/2015 da ANEEL, totalizando uma potência instalada de 553.748 kW [ANEEL, 2018]. A Tabela 4.2 apresenta, para cada estado do Brasil e o Distrito Federal, a quantidade total de instalações de GD, o número total de UCs que recebem os créditos e a potência instalada.

Tabela 4.2 – UCs com GD, por estado, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Pos.	UF	Instalações GD	UCs	Potência Instalada [kW]
1º	MG	8.516	19.536	144.431
2º	RS	5.928	7.173	73.939
3º	SP	8.318	9.388	58.488
4º	SC	3.648	4.549	35.048
5º	PR	3.067	3.081	34.383
6º	CE	1.293	1.564	30.794
7º	RJ	2.946	3.172	29.089
8º	MT	1.101	1.345	20.287
9º	GO	1.822	2.128	18.113
10º	PE	852	1.295	16.022
11º	BA	1.092	1.327	12.624
12º	MS	942	1.717	10.964
13º	RN	667	786	10.873
14º	DF	596	627	8.830
15º	PB	641	882	8.824
16º	PI	455	560	8.076
17º	ES	1.112	1.235	7.945

Tabela 4.3 – UCs com GD, por estado, até 11/11/2018 (continuação). [Adaptado de ANEEL, 2018]

Pos.	UF	Instalações GD	UCs	Potência Instalada [kW]
18°	MA	492	597	5.866
19°	RO	84	108	4.829
20°	PA	367	369	3.496
21°	SE	319	362	3.287
22°	TO	334	361	2.895
23°	AL	229	279	2.814
24°	AM	67	73	639
25°	AC	33	34	531
26°	AP	31	35	415
27°	RR	9	9	245
-	TOTAL	44.961	62.592	553.748

Conforme apresentado na Tabela 4.4, 81,52% do total das instalações de GD estão concentradas em apenas um terço dos estados do Brasil. Ou seja, 9 dos 26 estados, mais o Distrito Federal, sendo que metade das instalações localiza-se em Minas Gerais, São Paulo e Rio Grande do Sul.

Ao avaliar a potência instalada por estado, Tabela 4.5, observa-se:

- 80,32% de toda potência instalada se concentra em apenas 9 estados;
- Mais da metade da potência instalada situa-se nos estados de Minas Gerais, Rio Grande do Sul e São Paulo;
- A potência média por instalação no Brasil é de 12 kW/UC (Unidade Consumidora) e a potência média por UC, a qual considera todas UCs que recebem os créditos, é de 9 kW/UC.

Tabela 4.4 – Classificação por Quantidade Total de Instalações das UCs com GD, por estado, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Pos.	UF	Qtd.	% do Total de Instalações	Qtd. de UCs que Recebem Créditos	% do Total de UCs
1º	MG	8.516	18,94	19.536	31,21
2º	SP	8.318	18,50	9.388	15,00
3º	RS	5.928	13,18	7.173	11,46
4º	SC	3.648	8,11	4.549	7,27
5º	PR	3.067	6,82	3.081	4,92
6º	RJ	2.946	6,55	3.172	5,07
7º	GO	1.822	4,05	2.128	3,40
8º	CE	1.293	2,88	1.564	2,50
9º	ES	1.112	2,47	1.235	1,97
-	TOTAL	44.961	100	62.592	100

Tabela 4.5 – Classificação por Potência Instalada Total das UCs com GD, por estado, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Pos.	UF	Pot. Instalada [kW]	% de Potência	Pot. Média por Instalação [kW/UC]	Pot. Média por UC [kW/UC]
1º	MG	144.431	26,08	17	7
2º	SP	58.488	10,56	7	6
3º	RS	73.939	13,35	12	10
4º	SC	35.048	6,33	10	8
5º	PR	34.383	6,21	11	11
6º	RJ	29.089	5,25	10	9
7º	GO	18.113	3,27	10	9
8º	CE	30.794	5,56	24	20
9º	ES	7.945	1,43	7	6
-	TOTAL	553.748	100	12	9

Petter e Rodrigues, 2018, relacionaram a contribuição de cada estado ao Produto Interno Bruto, PIB, do Brasil com a representatividade de cada estado em termos de quantidade de instalações em GD. Identificaram que os seis estados com o maior número de instalações de GD até setembro de 2017 também eram os seis estados com maior participação no PIB do Brasil, segundo dados de 2014 do IBGE. Além disso, 80% das instalações de GD foram realizadas nos oito estados que são responsáveis por uma fatia de 76% do PIB nacional.

Ao comparar, na Tabela 4.6, os resultados obtidos por Petter e Rodrigues, 2018, com os dados atuais de instalações de GD, conclui-se que a importância do PIB no número de instalações se mantém. Ou seja, atualmente os seis estados com maior participação no PIB nacional também são os seis estados com o maior número de instalações, bem como 82% das instalações estão em nove estados (um terço do país) que são responsáveis por 76% do PIB.

Tabela 4.6 – Contribuição percentual de cada estado ao PIB nacional e o percentual de cada estado dentro do total de instalações de GD.

Pos.	UF	% do PIB nacional	% do Total de Instalações
		[IBGE 2014]	[ANEEL 2018]
1º	MG	8,9	18,95
2º	SP	32,2	18,51
3º	RS	6,2	13,19
4º	SC	4,2	8,12
5º	PR	6,0	6,82
6º	RJ	11,6	6,55
7º	GO	2,9	4,05
8º	CE	2,2	2,88
9º	ES	2,2	2,47
10º	MT	1,8	2,45
11º	BA	3,9	2,43
12º	MS	1,4	2,10
13º	PE	2,7	1,90
14º	RN	0,9	1,48
15º	PB	0,9	1,43

Tabela 4.7 – Contribuição percentual de cada estado ao PIB nacional e o percentual de cada estado dentro do total de instalações de GD (continuação).

Pos.	UF	% do PIB nacional [IBGE 2014]	% do Total de Instalações [ANEEL 2018]
16°	DF	3,4	1,33
17°	MA	1,3	1,09
18°	PI	0,7	1,01
19°	PA	2,2	0,82
20°	TO	0,5	0,74
21°	SE	0,6	0,68
22°	AL	0,7	0,51
23°	RO	0,6	0,19
24°	AM	1,5	0,15
25°	AC	0,2	0,07
26°	AP	0,2	0,07
27°	RR	0,1	0,02

Na Tabela 4.8 são apresentados os dados das instalações com GD, no Brasil, a partir da classe de consumo [ANEEL, 2018]. Observa-se que aproximadamente 76% das UCs com GD estão enquadradas na classe residencial e 17% na classe comercial. Desta forma, as classes rural, industrial, poder público, serviço público e iluminação pública somam apenas 8% do total de unidades instaladas. Não obstante, a EPE [EPE, 2018] traçou o perfil do consumo de energia elétrica no Brasil, mostrando que 86% de todas unidades consumidoras brasileiras são residenciais. Assim, ao comparar os resultados de ANEEL, 2018, com EPE, 2018, identifica-se que há uma tendência de aproximação da proporção de UCs com GD na classe residencial (76%) com a proporção de residências (86%) entre todas as classes de consumo.

Quando se avalia em termos da potência instalada em cada classe de consumo, a classe residencial detém apenas 29% da potência total, Tabela 4.7. Já a classe comercial destaca-se, uma vez que apresenta 17% do total de unidades, mas 46% da potência total instalada. Assim, tem-se como consequência uma potência média por instalação de 34 kW/UC na classe

comercial, o que é aproximadamente oito vezes superior à potência média por instalação de 4 kW/UC da classe residencial. O setor industrial, que ocupa a fatia de 3% do total de instalações, detém a maior potência média por instalação, de 58 kW/UC, resultando em 13% do total da potência instalada.

Tabela 4.8 – Classificação por Quantidade Total de Instalações das UCs com GD, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Classe de Consumo	Quantidade	Quantidade de UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% do Total de Instalações
Residencial	33.985	38.595	162.016	75,59
Comercial	7.455	18.705	252.912	16,58
Rural	1.926	3.181	52.371	4,28
Industrial	1.203	1.520	69.353	2,68
Poder Público	336	531	15.397	0,75
Serviço Público	50	54	1.642	0,11
Iluminação pública	6	6	58	0,01

A menor potência média por instalação se dá na classe residencial em função do menor consumo (média de 158 kWh/mês) de energia elétrica que esta classe apresenta frente às demais. Analogamente, observa-se a maior potência média por instalação na Indústria, que é o setor que apresenta os maiores consumos de energia elétrica por UC (média de 26.397 kWh/mês).

Conforme a Tabela 4.10, entre as fontes de energia enquadráveis como GD, tem-se a Central Geradora Solar Fotovoltaica, UFV, a Usina Termelétrica, UTE, a Central Geradora Eólica, EOL e a Central Geradora Hidrelétrica, CGH [ANEEL, 2012]. A fonte solar, objeto deste trabalho, destaca-se nos sistemas de GD, uma vez que 44.721 unidades são de UFVs, correspondendo a mais de 99% do total de instalações. Em termos de potência instalada, as UFVs acumulam 452.429 kW, correspondendo a 82% do total.

Tabela 4.9 – Classificação por Potência Instalada Total das UCs com GD, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Classe de Consumo	Qtd.	Quantidade de UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% de Potência	Potência Média por Instalação [kW/UC]	Potência Média por UC [kW/UC]
Comercial	7.455	18.705	252.912	45,67	34	14
Residencial	33.985	38.595	162.016	29,26	5	4
Industrial	1.203	1.520	69.353	12,52	58	46
Rural	1.926	3.181	52.371	9,46	27	16
Poder Público	336	531	15.397	2,78	46	29
Serviço Público	50	54	1.642	0,30	33	30
Iluminação pública	6	6	58	0,01	10	10

Tabela 4.10 – UCs com GD, por fonte, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Fonte	Qtd.	UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% do Total de Instalações	% de Potência	Potência Média por Instalação [kW/UC]	Potência Média por UC [kW/UC]
CGH	61	7.422	55.719	0,14	10,06	913	8
EOL	57	100	10.314	0,13	1,86	181	103
UFV	44.721	54.557	452.429	99,47	81,70	10	8
UTE	122	513	35.285	0,27	6,37	289	69
TOTAL	44.961	62.592	553.748	100,00	100,00	12	9

A baixa potência média por instalação da UFV frente a outras fontes deve-se às suas características gerais. Todas as demais fontes ainda apresentam empecilhos técnico-financeiros para projetos de baixa potência, tais como alimentação do gerador com insumos (UTE), local

adequado e estudo de impacto ambiental (CGH) e infraestrutura somada a conhecimento do potencial eólico no exato local de instalação (EOL).

Uma última proposta de análise de como a GD está inserida no mercado é através da modalidade de contrato. Tem-se 87,9% do total de instalações na modalidade de Geração na Própria UC e 11,7% na modalidade de Autoconsumo Remoto, totalizando 99,52% do mercado, segundo disponibilizado por ANEEL, 2018, e demonstrado na Tabela 4.11.

Tabela 4.11 – UCs com GD, por modalidade de contrato, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Modalidade	Qtd.	UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% do Total de Instalações	% de Potência	Potência Média por Instalação [kW/UC]	Potência Média por UC [kW/UC]
Geração na Própria UC	39.505	39.505	389.179	87,87	70,28	10	10
Autoconsumo Remoto	5.241	22.075	147.305	11,66	26,60	28	7
Geração Compartilhada	189	868	16.706	0,42	3,02	88	19
Múltiplas UCs	26	144	558	0,06	0,10	21	4
Total	44.961	62.592	553.748	100,00	100,00	12	9

Além disso, ainda na Tabela 4.9, pode-se identificar uma diferença considerável da potência média de sistemas com Geração na Própria UC (10 kW/UC) frente à modalidade de Autoconsumo Remoto (28 kW/UC) e Geração Compartilhada (88 kW/UC). A baixa potência média dos sistemas com Geração na Própria UC deve-se aos 75% dos sistemas de GD que estão instalados em unidades residenciais, as quais têm consumo inferior às demais classes. Já a potência média superior dos demais sistemas deve-se à característica básica destas modalidades, que é a reunião de UCs para consolidação de um projeto.

Após a entrada em vigor da REN 687/2015 ANEEL, que aprimorou a REN 482/2012 ANEEL, a Geração Compartilhada passou a apresentar uma tendência de crescimento em termos de potência instalada, pois deu início à possibilidade de formação de consórcios ou cooperativas de consumidores para instalação de usinas e compartilhamento dos créditos de energia produzidos por esta entre os integrantes do grupo.

4.3 Potencial Solar no Rio Grande do Sul

O estado do RS está localizado na região Sul do Brasil, com clima temperado do tipo subtropical, que apresenta considerável sazonalidade. Na Figura 4.3 é apresentado o mapa do RS contendo a Média Diária de Irradiação Global Horizontal, com escala de cores variando entre 3.500 e 6.250 Wh/m², localizada abaixo do mapa. Verifica-se que a irradiação varia entre 4.000 Wh/m² e 5000 Wh/m², sendo a Irradiação Global Horizontal Média de 4.530 Wh/m² por dia ou 1.654 kWh/m² por ano [INPE, 2017]. Aliás, é possível observar que a região Oeste do estado é a de maior potencial solar e uma pequena fatia da região Leste/Nordeste é a de menor potencial.

A Figura 4.4 apresenta um mapa do Rio Grande do Sul contendo a Produtividade em termos de kWh/kWp, a concentração de cidades e a população em cada uma delas (círculos azuis). O rendimento global do sistema representa o desempenho de um gerador solar fotovoltaico e, para confecção do mapa e simplificação de análises, o Instituto Nacional de Pesquisas Tecnológicas, INPE, 2017, adotou o valor de 80% como premissa de um sistema fotovoltaico instalado corretamente. Portanto, para cada 1 kWp instalado no RS, haverá uma produção anual de energia variando entre 1200 kWh e 1550 kWh, ou seja, é possível que haja até 30% de diferença na produção de energia dependendo da região de instalação.

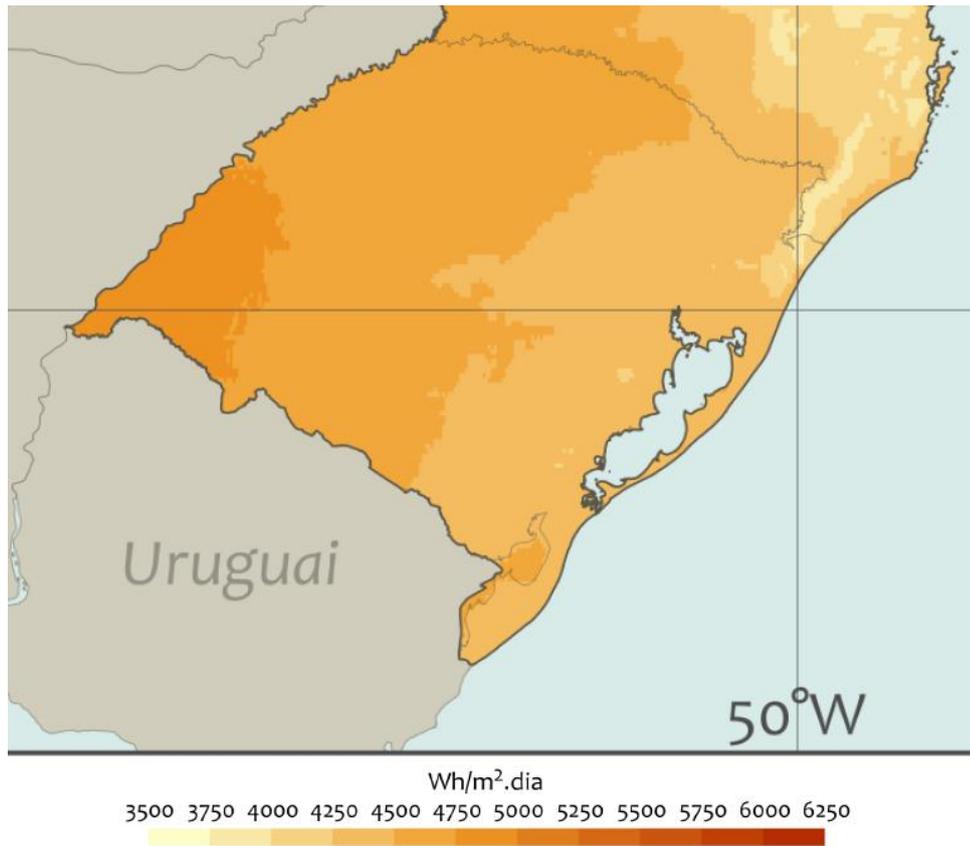


Figura 4.3 – Irradiação Global Horizontal Total Diária no RS. [Adaptado de INPE, 2017]

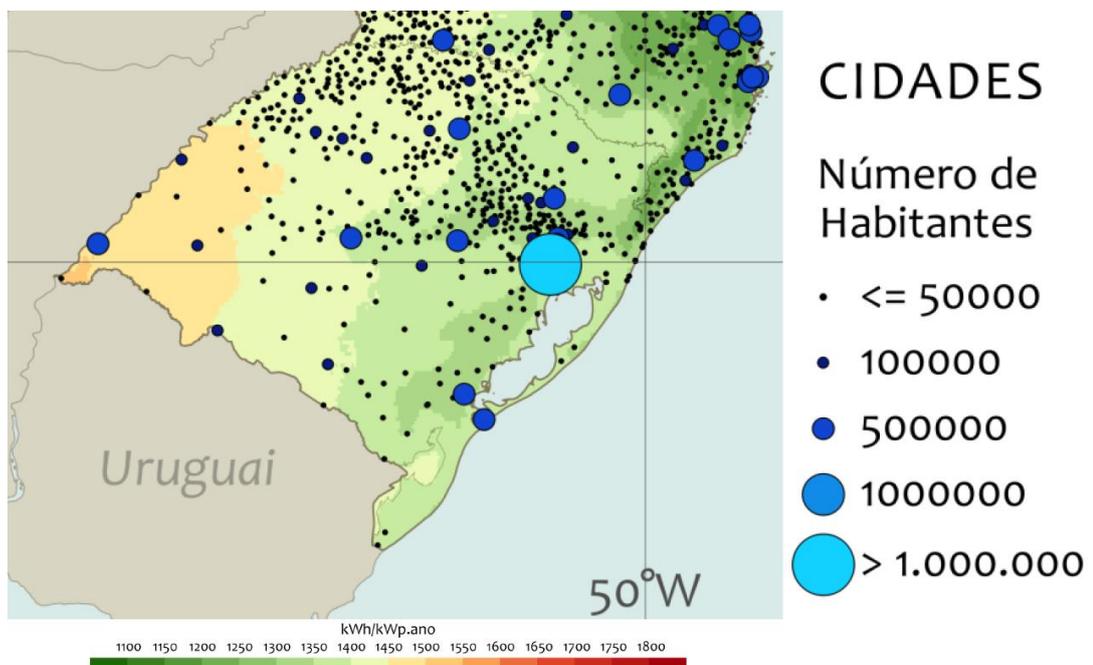


Figura 4.4 – Produtividade de sistemas fotovoltaicos no RS. [Adaptado de INPE, 2017]

Observa-se também que a maior concentração de cidades se dá praticamente na região Centro-Leste do Rio Grande do Sul, contemplando parte da Região dos Vales, da Serra e Metropolitana, as quais tem Produtividade do sistema variando entre 1.300 kWh/kWp e 1400 kWh/kWp.

4.4 Cenário das Instalações Fotovoltaicas no Rio Grande do Sul

O RS apresentou, até 11 de novembro de 2018, 5.927 UCs com sistemas de GD, totalizando aproximadamente 74 MW de potência instalada, segundo informado pelas distribuidoras de energia elétrica do estado à ANEEL [ANEEL, 2018].

Observa-se na Tabela 4.12, gerada a partir dos dados de ANEEL, 2018, que 99,78% do total de unidades com GD no RS são de UFV e que 94% de toda potência instalada em GD é de UFV. Além disso, o RS tem uma GGH, seis EOL e seis UTE, que representam 0,22% em quantidade e 6,20% em potência.

Tabela 4.12 – UCs com GD no RS, por fonte, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Fonte	Qtd.	UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% do Total de Instalações	% de Potência	Potência Média por Instalação [kW/UC]	Potência Média por UC [kW/UC]
CGH	1	1	34	0,02	0,05	34	34
EOL	6	6	21	0,10	0,03	3	3
UFV	5914	7.144	69.329	99,78	93,80	12	10
UTE	6	21	4.528	0,10	6,13	755	216
TOTAL	5927	7172	73.911	100,00	100,00	12	10

Observa-se na Tabela 4.13 que 68% das unidades UFVs conectadas à rede são de classe residencial e 22% são de classe comercial. Desta forma, as classes rural, industrial, poder

público, serviço público e iluminação pública somam apenas 10% do total de unidades instaladas. Ressalta-se a baixa aderência de unidades governamentais à GD a partir de fontes renováveis, tanto no âmbito nacional, quanto estadual.

Tabela 4.13 – Classificação por Quantidade Total de Instalações das UCs com UFV, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Classe de Consumo	Quantidade	UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% do Total de Instalações
Residencial	4.031	4.700	21.129	68,16
Comercial	1.313	1.703	34.687	22,20
Rural	339	451	4.072	5,73
Industrial	205	260	9.095	3,47
Poder Público	24	28	335	0,41
Serviço Público	2	2	12	0,03
Iluminação pública	0	0	0	0,00

Comparando-se os percentuais de quantidade de instalações do RS, que são de 68% para a classe residencial e de 22% para a classe comercial, com os resultados do Brasil, onde se tem 76% e 17% dos sistemas de GD em classes residenciais e comerciais, respectivamente, confirma-se a predominância da classe residencial como principal empregadora das tecnologias de geração de energia a partir de fontes renováveis.

Quando se avalia em termos de potência instalada de UFVs, Tabela 4.14, a classe comercial detém 50% do total da potência total instalada e a classe residencial corresponde por 30%. Assim sendo, a potência média de sistemas comerciais é aproximadamente 5 vezes superior à potência média de sistemas residenciais, ou seja, 26 kW/UC para os sistemas comerciais e de 5 kW/UC para os sistemas residenciais.

Quando avaliadas as modalidades de contrato, Tabela 4.15, 86,59% do total de sistemas fotovoltaicos instalados estão na modalidade de Geração na Própria UC e 13,21% na modalidade de Autoconsumo Remoto, correspondendo a 99,80% do total. Como nos demais índices estaduais já verificados, estes também apresentam uma convergência com os dados nacionais.

Tabela 4.14 – Classificação por Potência Instalada Total das UCs com UFV, por Classe de Consumo, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Classe de Consumo	Qtd.	UCs que Recebem os Créditos	Potência Instalada [kW]	% de Potência	Pot. Média p/ Instalação [kW/UC]	Pot. Média por UC [kW/UC]
Comercial	1.313	1.703	34.687	50,03	26	20
Residencial	4.031	4.700	21.129	30,48	5	4
Industrial	205	260	9.095	13,12	44	35
Rural	339	451	4.072	5,87	12	9
Poder Público	24	28	335	0,48	14	12
Serviço Público	2	2	12	0,02	6	6
Iluminação pública	0	0	0	0,00	0	0

Tabela 4.15 – UCs com UFV, por modalidade de contrato, até 11/11/2018. [Adaptado de ANEEL, 2018]

Modalidade	Qtd.	UCs que Recebem os Créditos	Pot. Instalada [kW]	% Total de Instalações	% de Potência	Pot. Média Instalação [kW/UC]	Pot. Média por UC [kW/UC]
Geração na							
Própria UC	5.121	5.121	12.284	86,59	17,72	2	2
Autoconsumo							
Remoto	781	1.996	56.894	13,21	82,06	73	28
Geração							
Compartilhada	11	25	144	0,19	0,21	13	6
Múltiplas UCs	1	2	8	0,02	0,01	8	4
Total	5.914	7.144	69.329	100,00	100,00	12	10

Assim como no restante do Brasil, no RS também é possível verificar que os sistemas com Autoconsumo Remoto e Geração Compartilhada tem potência média por instalação superior à modalidade de Geração na Própria UC. A potência média por instalação é superior nestas modalidades em função da reunião de consumidores de energia elétrica para consolidação de um projeto.

Para compreender o cenário de instalações UFVs apresentado nas Tabelas desta seção e para estudar os próximos movimentos que acontecerão no mercado, cabe ressaltar que, apesar da REN 482 da ANEEL ser de 2012, um efetivo crescimento no número de instalações passou a ocorrer apenas a partir de 2016. Conforme visualiza-se nos gráficos da Figura 4.5 e da Figura 4.6, em 2014 eram instaladas, em média, apenas 3 UFVs/mês no RS. Em 2015 este número passou para 12 conexões mensais, aumentando para 53 conexões mensais em 2016, para 136 conexões mensais em 2017 e 2018 tem registrado uma média de 345 conexões/mês até outubro. Aliás, outubro de 2018 foi um mês em que foram conectados 719 sistemas à rede, um recorde até então. Assim, o RS finalizou outubro de 2018 com 5.959 conexões de sistemas fotovoltaicos informadas pelas concessionárias.

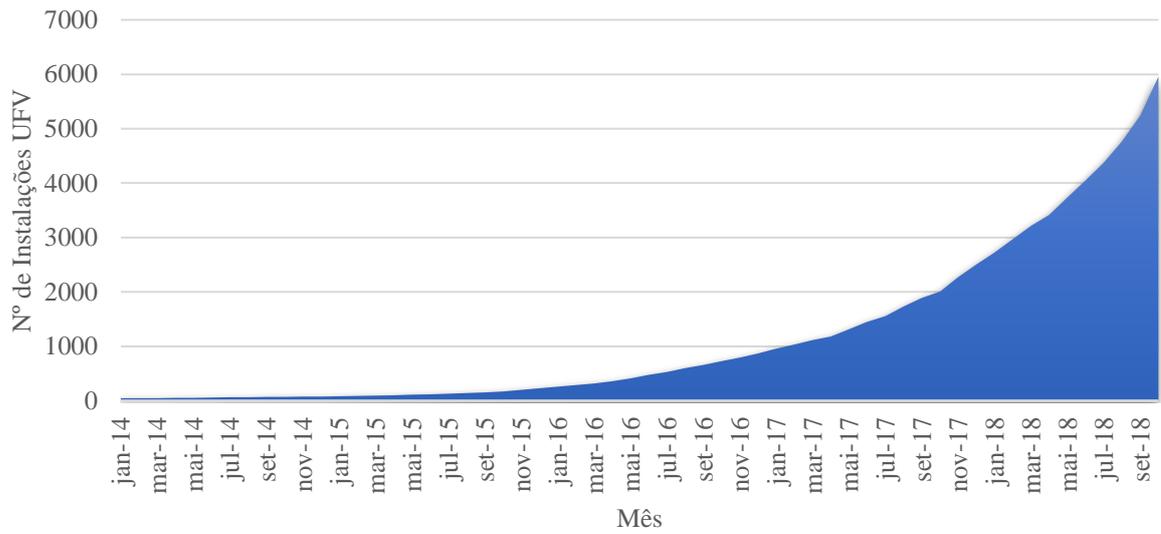


Figura 4.5 – Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede no RS, em números absolutos.

[Adaptado de ANEEL, 2018]

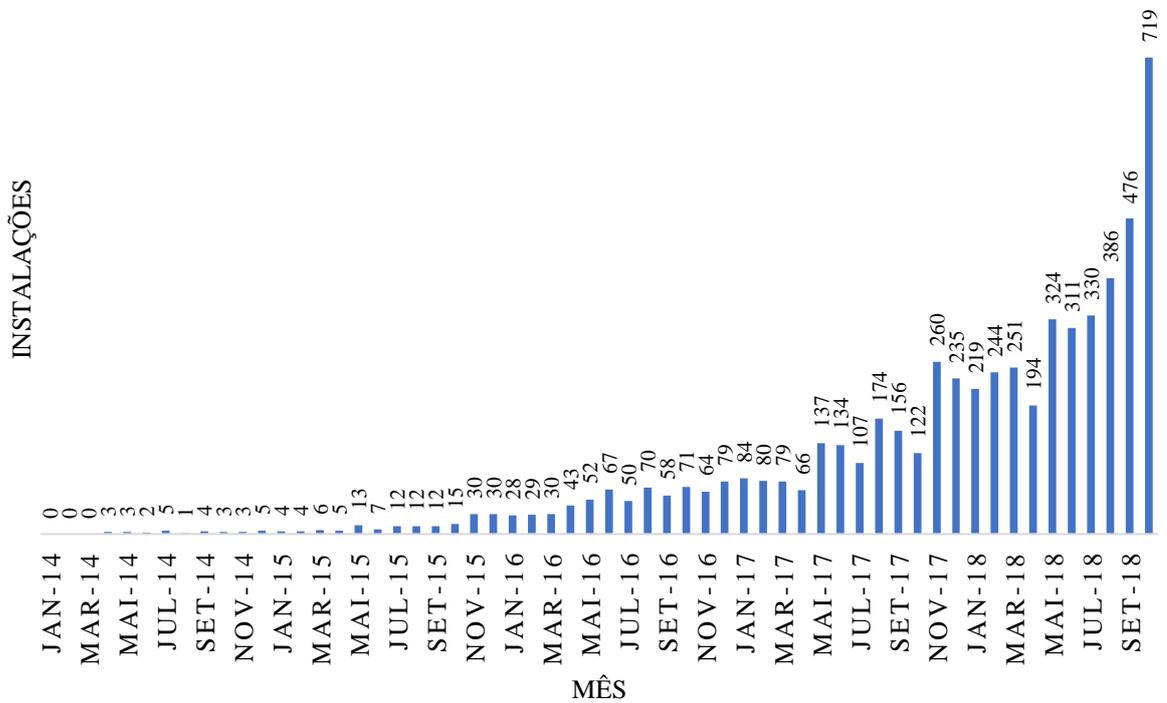


Figura 4.6 – Instalações Fotovoltaicas Conectadas à Rede, por Mês, no RS. [Adaptado de

ANEEL, 2018]

As instalações de sistemas fotovoltaicos têm apresentado um crescimento expressivo, porém somente 0,15% do mercado cativo é atendido atualmente por sistemas fotovoltaicos. Segundo EPE, 2018, em dezembro de 2017 o RS tinha uma população de 11 milhões de habitantes e 4.652.800 UCs cativas. Ou seja, 4,65 milhões de UCs com possibilidade de inserção de GD, sendo este mercado cativo um limite técnico de acordo com a legislação atual.

Outra forma importante de avaliar o atendimento do mercado cativo é pelo consumo:

- O Rio Grande do Sul consumiu 22.163 GWh de energia elétrica no mercado cativo em 2017;
- A potência instalada de UFV até 11/11/2018 era de 69.329 kWp;
- Se escolhida uma região do estado com produtividade de 1400 kWh/kWp/ano, a potência instalada de 69.329 kWp produziria 97 GWh/ano, o que atenderia apenas 0,44% do consumo estadual.

Dos 497 municípios que integram o Rio Grande do Sul, conforme gráfico da Figura 4.7, praticamente um quarto deles ainda não possui uma UFV conectada à rede elétrica. Aqui novamente, verifica-se a relação do PIB municipal com o número de instalações fotovoltaicas do local, uma vez que este grupo de municípios sem instalações contribui com apenas 3% do PIB estadual. No extremo oposto, o grupo que tem de 51 a 500 UFV/município representa apenas 5% dos municípios do estado, mas contribui com 47% do PIB estadual. Em detalhes, observa-se que 80% do total de instalações estão concentradas em 19% dos municípios que são responsáveis por 75% do PIB do estado.

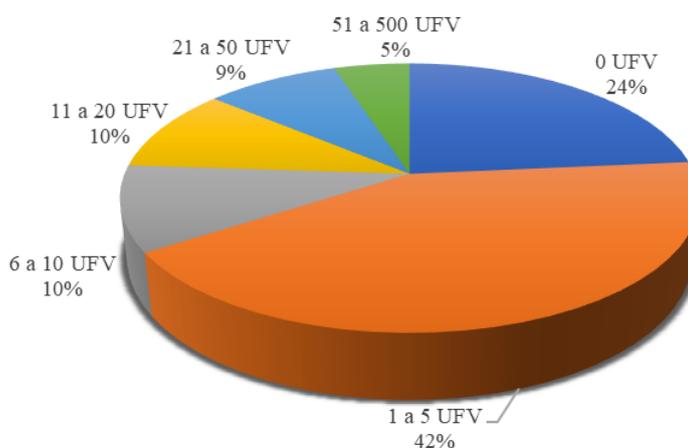


Figura 4.7 – Cenário de instalações fotovoltaicas por percentual de municípios gaúchos.

Através do software QGIS, versão 2.18.13, as poligonais dos municípios do RS, disponibilizadas pelo IBGE, foram cruzadas com os dados de instalações fotovoltaicas, disponibilizados pela ANEEL, gerando o mapa da Figura 4.8, onde o número de instalações fotovoltaicas por município é discriminado em 6 faixas de cores. Verifica-se que há uma concentração de municípios contendo um maior número de instalações na região do estado delimitada pela linha azul, onde estão localizados dez dos quinze primeiros municípios em número de instalações. O município de Arroio do Meio, onde está instalado o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), localiza-se praticamente no centro desta região.

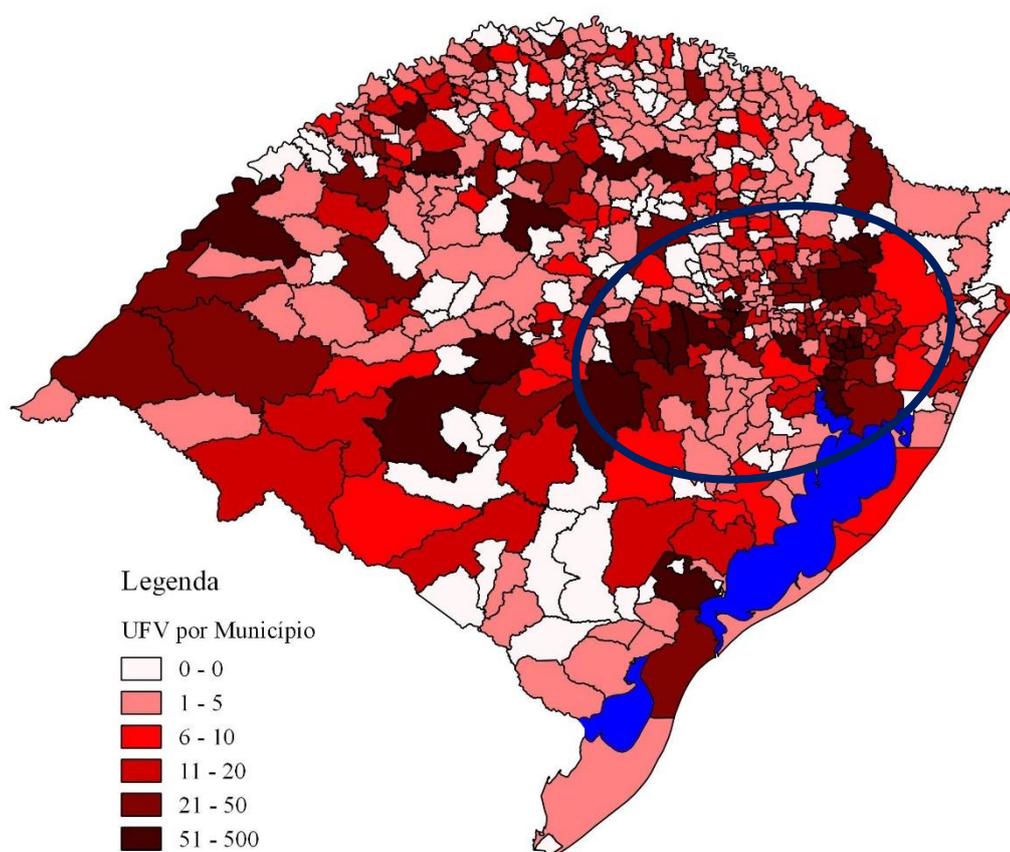


Figura 4.8 – Mapa de quantidade de instalações fotovoltaicas por município do RS.

Santa Cruz do Sul, também localizada na região delimitada pela linha azul, destaca-se como o município do estado com o maior número de instalações fotovoltaicas e maior potência instalada, possuindo quase o dobro de instalações e quatro vezes mais potência instalada que a segunda colocada, Porto Alegre, conforme Tabela 4.16 [ANEEL, 2018]. Santa Cruz do Sul

possui, sozinha, praticamente 6,68 MW de potência instalada [ANEEL, 2018] e é a 8ª colocada no PIB estadual [IBGE, 2014].

Tabela 4.16 – Amostragem de municípios gaúchos com o maior número de instalações.

Pos.	Nome do Município	População Estimada jul./2017	% PIB RS (2013)	Quantidade de UFV	Qtd. de UCs que Recebem os Créditos	Potência [kW]
1º	Santa Cruz do Sul	127.429	2,02	457	549	6.685
2º	Porto Alegre	1.484.941	17,33	264	293	1.697
3º	Santa Maria	278.445	1,72	189	209	1.568
4º	Venâncio Aires	70.481	0,78	185	225	2.708
5º	Novo Hamburgo	249.508	2,12	169	206	2.542
6º	Lajeado	79.819	0,87	139	153	1.501
7º	Caxias do Sul	483.377	6,45	125	147	1.361
8º	Canoas	343.853	3,46	113	139	2.224
9º	São Borja	62.808	0,45	110	145	1.476
10º	São Leopoldo	230.914	1,77	97	112	2.100
11º	Estrela	33.140	0,36	79	81	656
12º	São Gabriel	62.957	0,35	78	93	455
13º	Santa Rosa	72.753	0,68	75	88	408
14º	Pelotas	344.385	1,79	72	80	425
15º	Sapiranga	80.311	0,64	71	85	781

Para avaliar a inserção da energia solar fotovoltaica entre a população, utilizou-se o número de instalações fotovoltaicas por grupo de 1000 habitantes. A Tabela 4.17 apresenta este índice para o grupo de municípios com maior contribuição ao PIB estadual.

Tabela 4.17 – Amostragem de municípios gaúchos com maior densidade fotovoltaica dentre os municípios com maior representatividade no PIB.

Pos.	Nome do município	População Estimada Jul/2017	% PIB RS (2013)	Qtd. de UFV	Potência [kW]	Densidade Fotovoltaica [UFV/1000 hab]
1°	Santa Cruz do Sul	127.429	2,02	457	6.685	3,59
2°	Arroio do Meio	20.272	0,25	68	652	3,35
3°	Venâncio Aires	70.481	0,78	185	2.708	2,62
4°	Estrela	33.140	0,36	79	656	2,38
5°	Ivoti	22.514	0,22	49	597	2,18
6°	São Borja	62.808	0,45	110	1.476	1,75
7°	Lajeado	79.819	0,87	139	1.501	1,74
8°	São Gabriel	62.957	0,35	78	459	1,24
9°	São Luiz Gonzaga	35.057	0,27	43	304	1,23
10°	Garibaldi	33.624	0,44	41	553	1,22
11°	Dois Irmãos	30.753	0,40	35	856	1,14
12°	Frederico Westphalen	30.832	0,24	35	358	1,14
13°	Montenegro	63.868	0,79	70	1.073	1,10
14°	Flores da Cunha	29.603	0,33	31	278	1,05
15°	Santa Rosa	72.753	0,68	75	408	1,03

A cidade de Porto Alegre, capital do estado, é a segunda colocada no número de instalações, com maiores PIB e população, mas possui uma densidade fotovoltaica de apenas 0,18 UFV/1000 hab. A sua característica de verticalidade das edificações é um fator importante que desfavorece a instalação de sistemas solares, devido à redução da área disponível e sombreamento por edificações.

5 METODOLOGIA

Nesta seção é detalhada a metodologia utilizada para avaliar a geração de energia elétrica do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) pelo período de um ano. Além disso, a seção traz dados gerais do SFCR, a metodologia de avaliação de dados coletados na estação meteorológica da Universidade do Vale do Taquari, Univates, as premissas utilizadas para simulação da geração de energia elétrica e as premissas para avaliação financeira. O projeto, desde o seu início até a finalização deste trabalho, durou dois anos e seguiu o cronograma apresentado na Figura 5.1

Atividade	mar/17	abr/17	mai/17	jun/17	jul/17	ago/17	set/17	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	(...)	dez/18	jan/19
Assinatura de contrato com o cliente	■													
Elaboração do projeto executivo	■													
Emissão de Licenciamento Ambiental e Alvará de Obra Civil		■	■	■										
Construção do ramal de entrada				■										
Solicitação de Acesso e Emissão do Parecer de Acesso				■										
Aquisição de equipamentos					■	■								
Execução da obra							■	■	■					
Substituição do relógio medidor									■					
Operação do SFV										■	■	■	■	■
Ajustes técnicos de operação										■	■			
Monitoramento do SFV											■	■	■	

Figura 5.1 – Cronograma do projeto e das atividades relacionadas a este trabalho.

5.1 Dados do Sistema Fotovoltaico

O projeto está localizado no município de Arroio do Meio, RS, Figura 5.2. A região é atendida pela concessionária RGE Sul. A Unidade Consumidora, UC, onde o sistema solar fotovoltaico está instalado enquadra-se como classe residencial, com a tarifa baixa tensão residencial normal (B1), tensão de atendimento de 220 V e rede trifásica. O ramal de entrada é protegido em baixa tensão por dispositivo de 63 ampères.

Os módulos fotovoltaicos utilizados são do fabricante Jinko Solar, modelo JMK320PP, de potência 320 Wp, sendo compostos por 72 células (disposição: 6 x 12) de silício

policristalino (ou multicristalino). A Tabela 5.1 apresenta as características individuais dos módulos.



Figura 5.2 – Localização do município de Arroio do Meio. [Wikipédia, 2018]

Tabela 5.1 – Especificações dos módulos JMK320PP. [Adaptado de Jinko Solar, 2016]

Descrição	Condição STC	Condição NOCT
Potência Nominal	320 W_p	238 W_p
Tensão no Ponto de Máxima Potência (V_{MP})	37,4 V	34,7 V
Corrente no Ponto de Máxima Potência (I_{MP})	8,56 A	8,86 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	46,4 V	43,7 V
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	9,05 A	7,30 A
Eficiência do Módulos [η]	16,49 %	
Tolerância de Potência	0 % a 3 %	
Temperatura Nominal de Operação da Célula ($NOCT$)	45 \pm 2 °C	
Coefficiente de Temperatura V_{OC} (β_{VOC})	-0,30 %/°C	
Coefficiente de Temperatura I_{SC} (α_{ISC})	0,06 %/°C	
Coefficiente de Temperatura P_{MP} (γ_{PMP})	-0,40 %/°C	
Dimensões [Comprimento x Largura x Altura]	1956 x 992 x 40 mm	

No total foram utilizados 126 módulos fotovoltaicos, resultando em uma potência instalada de 40,32 kWp. Os 126 módulos foram divididos em 3 sistemas fotovoltaicos independentes, contendo 42 módulos fotovoltaicos cada, os quais foram instalados conforme *layout* apresentado na Figura 5.3. A potência instalada de cada sistema independente é de 13,44 kWp, sendo que o arranjo é composto por 3 *strings* de 14 módulos cada, Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Características elétricas de cada *string*.

Descrição	Condição STC	Condição NOCT
Potência Nominal	4.480 W_p	3.332 W_p
Tensão no Ponto de Máxima Potência (V_{MP})	523,6 V	485,8 V
Corrente no Ponto de Máxima Potência (I_{MP})	8,56 A	8,86 A
Tensão de Circuito Aberto (V_{OC})	649,6 V	611,8 V
Corrente de Curto Circuito (I_{SC})	9,05 A	7,30 A

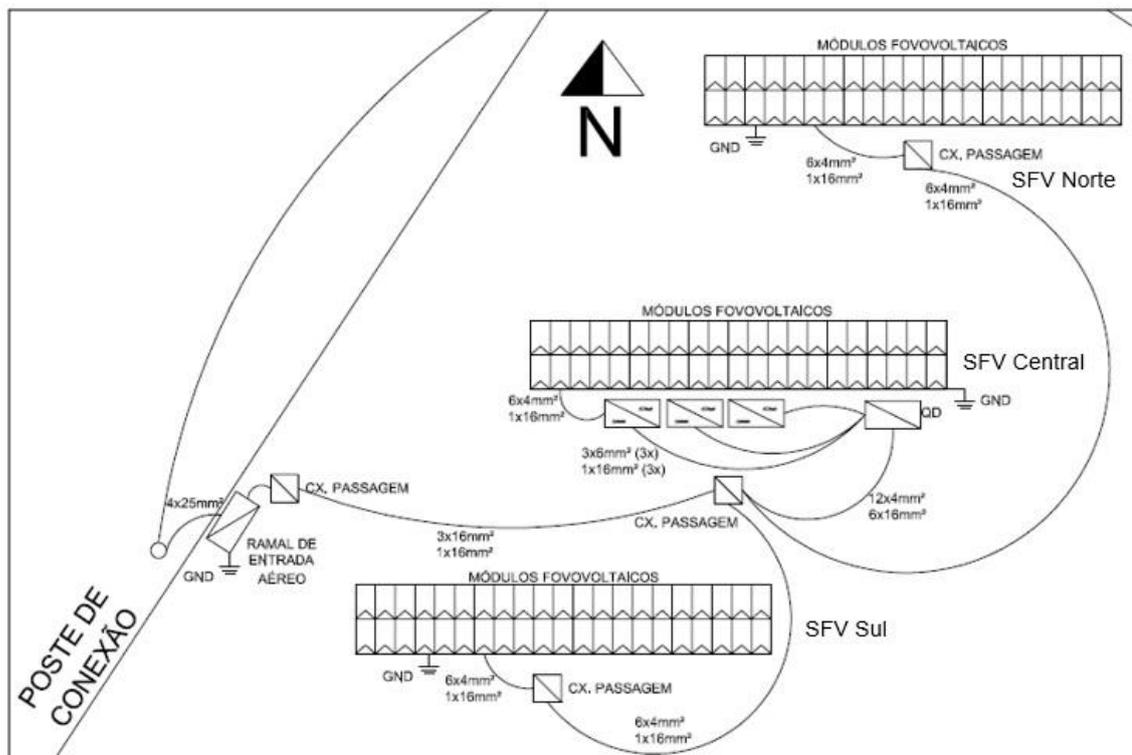


Figura 5.3 – Layout da instalação.

Embora os três sistemas possuam as mesmas características, optou-se por identificar cada um, conforme a Figura 5.3, ou seja, SFV Norte, SFV Central e SFV Sul. Essa identificação será útil ao longo do trabalho. São utilizados três inversores trifásicos da fabricante ABB, linha *string inverters*, modelo PVI-12.5-TL-OUTD, com potência nominal de 12,5 kW. A Figura 5.4 apresenta o modelo utilizado e a Tabela 5.3 exibe as especificações do equipamento.

O inversor possui sistema de proteção “anti-ilhamento” para desconexão do sistema de geração em caso de falta de energia da rede pública, estando de acordo com as normas internacionais e nacionais de conexão à rede. Respeitando também as características técnicas dos inversores, conectaram-se 3 *strings* a cada um.



Figura 5.4 – Inversor PVI-12.5-TL-OUTD. [ABB, 2016]

Tabela 5.3 – Especificações do inversor PVI-12.5-TL-OUTD. [Adaptado de ABB, 2016]

Descrição	Valor
Máxima Tensão de Entrada CC (V_{MAX})	900 V
Tensão CC de Partida (V_{START})	360 V
Tensão CC de Operação ($V_{CCMIN} - V_{CCMAX}$)	200 V a 850 V
Tensão CC Nominal (V_{CCR})	580 V
Potência Nominal CC (P_{CCR})	12.800 W
Número de <i>MPPT</i>	2
Máxima Potência de Entrada CC por <i>MPPT</i> ($Pot_{MPPTMAX}$)	8000 W
Máxima Corrente de Entrada CC por <i>MPPT</i> ($I_{MPPTMAX}$)	18 A
Máxima Corrente de Curto Circuito CC por <i>MPPT</i>	22 A
Tipo de Conexão à Rede AC	Trifásica
Potência Nominal AC (Pot_{ACR})	12.500 W
Máxima Potência de Saída AC (Pot_{ACMAX})	13.800 W
Tensão Nominal da Rede AC (V_{ACR})	400 V
Limites de Tensão AC	320 V a 480 V
Máxima Corrente de Saída AC (I_{ACMAX})	20 A
Frequência de Saída Nominal AC (f_R)	60 Hz
Distorção Total da Corrente Harmônica	< 2%
Anti-ilhamento	Sim
Eficiência Máxima	97,8%
Temperatura de Operação	-25°C a +60°C
Índice de Proteção Ambiental	IP65
Dimensões (Altura x Largura x Profundidade)	716 x 645 x 224 mm
Peso	41 kg

O Fator de Dimensionamento do Inversor, *FDI*, é dado por

$$FDI = \frac{\text{Potência Nominal CC}}{\text{Potência Nominal AC}} \quad (5.1)$$

Neste caso, a potência nominal AC é igual a 37,5 kW e a potência nominal CC é igual a 40,32 kWp. Logo, o *FDI* dos inversores é igual a 1,08%.

Os módulos fotovoltaicos são conectados aos inversores através de cabos com proteção contra raios ultravioleta, de seção 4 mm² e isolamento 0,6/1 kV. Já os inversores são conectados ao ramal de entrada através de cabos de seção 16 mm² e isolamento 0,6/1 kV, protegidos por disjuntor tripolar de 63 A.

5.2 Sigilo de Dados

O proprietário do SFCR solicitou que seus dados pessoais e a localização exata das instalações não fossem divulgados. Contudo, as informações suprimidas não comprometeram a análise nem os resultados.

5.3 Coleta e Avaliação dos Dados de Experimentais

A metodologia para avaliar a geração de energia elétrica pelo SFCR consistiu em coletar os dados brutos da plataforma Aurora Vision, da fabricante do inversor ABB e consolidá-los em Excel. Em dezembro de 2017 ocorreu a instalação física do módulo de comunicação Wi-Fi VSN700 no quadro elétrico do SFCR, Figura 5.5, o qual atualiza constantemente a plataforma online Aurora Vision.

A plataforma, acessada pelo site www.auroravision.net, Figura 5.6, permite que o SFCR seja acompanhado remotamente. Podem ser monitorados, em período horário, diário, mensal e anual, os seguintes indicadores: energia, potência, tensão e corrente. As informações estão disponíveis tanto para o lado de corrente contínua, que representa os módulos, quanto pelo lado de corrente alternada, que representa a saída dos inversores. Complementarmente, a plataforma também exhibe aspectos ambientais do SFCR, tais como quantias de gases causadores de efeito estufa que não foram emitidas em função da geração de energia limpa, os quais podem ser parametrizados conforme aplicável a cada país ou região. Os dados mensais de geração de energia elétrica foram exportados da plataforma para serem qualificados em Excel.

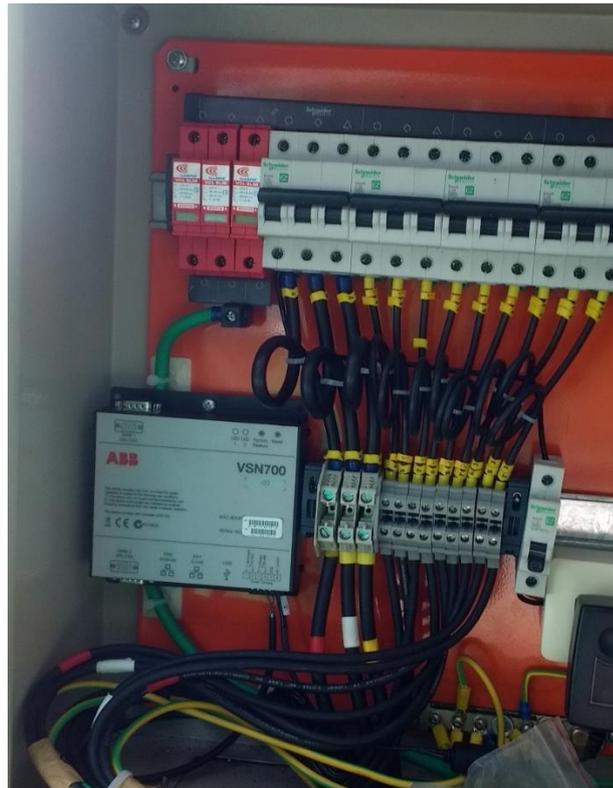


Figura 5.5 – Módulo de comunicação Wi-Fi VSN700 instalado no quadro elétrico.



Figura 5.6 – Plataforma de monitoramento. [Adaptado de Aurora Vision, 2018]

A avaliação operacional do SFCR foi realizada através do emprego de quatro indicadores de desempenho: a Entrega de Energia, a Produtividade do sistema (Y_f), o Rendimento Global do Sistema (PR , do inglês *performance ratio*) e o Fator de Capacidade (FC). Estes índices permitem verificar se o SFCR está aproveitando ao máximo o recurso solar disponível.

A Entrega de Energia é a energia elétrica que foi realmente produzida pelo sistema para consumo, sendo que, usualmente, pode ser apresentada em base anual (Energia Anual Gerada, EAG), mensal, diária ou horária. Estes dados foram obtidos através do sistema de monitoramento online dos inversores. A Produtividade do sistema é definida como sendo a razão entre a Entrega de Energia e a potência nominal do SFCR (P_{SFCR}), dada em kWh/kWp. Este parâmetro representa a quantidade de energia que o sistema produz anualmente, em kWh, para cada kWp de potência instalada.

O Rendimento Global do Sistema é definido como a razão entre o desempenho real do sistema e seu desempenho máximo teórico, no período de análise. Representa a real capacidade do sistema para converter a energia solar incidente no plano dos módulos em eletricidade, mostrando a porcentagem de energia disponível para injetar na rede após a dedução das perdas de energia. Permite comparar sistemas fotovoltaicos instalados em diferentes regiões, determinando assim a “qualidade” que o SFCR tem, proporcionalmente à região na qual está instalado, e pode ser determinado através de

$$PR = \frac{Y_f}{\frac{h_t}{G_{ref}}} \quad (5.2)$$

na qual h_t é a irradiação inclinada no plano do arranjo, kWh/m², e G_{ref} é a irradiância de 1 kW/m² nas condições padrão. Os dados de irradiação no plano dos módulos foram obtidos através do software Radiasol - Versão 2, utilizando-se os dados de Irradiação Global Horizontal da estação meteorológica da Univates.

O Fator de Capacidade representa a razão entre a produção efetiva do SFCR e a produção total máxima num determinado período. Ou seja, para este estudo é relação entre a

EAG e a potência nominal do SFCR multiplicada pelo número de horas em um ano (T), podendo ser determinado através de

$$FC = \frac{EAG}{P_{SFCR} T} \quad (5.3)$$

5.4 Coleta e Avaliação dos Dados da Estação Meteorológica

Distante em 4,5 km do SFCR, existe a estação meteorológica da Univates. A estação é da fabricante Davis, modelo Vantage Pro2 e está instalada a 85 m de altitude nas seguintes coordenadas geográficas (Figura 5.7): Latitude 29°26'40.40"S; Longitude de 51°57'27.51"W.

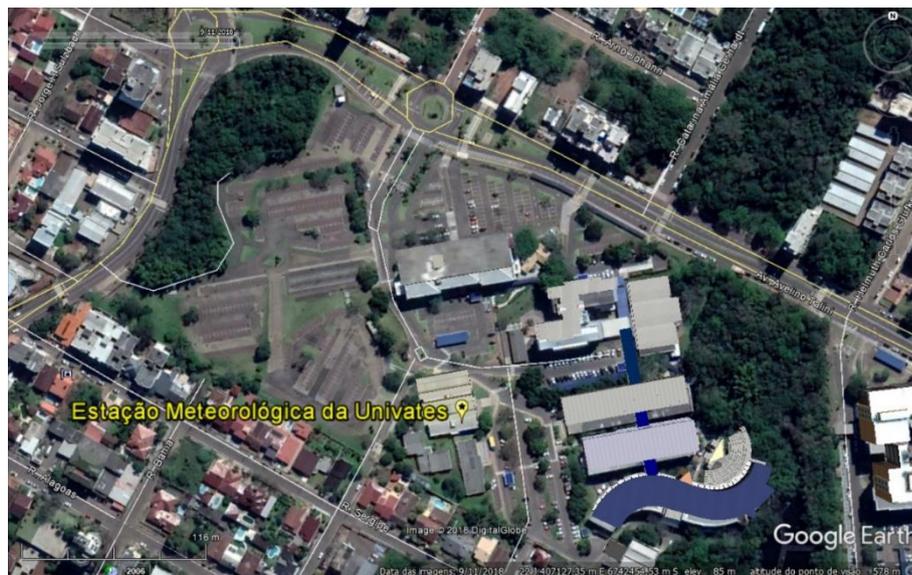


Figura 5.7 – Localização da Estação Meteorológica da Univates. [Adaptado do software Google Earth, 2018]

Os dados de irradiância global horizontal (W/m^2) e temperatura ambiente média ($^{\circ}C$), medidos pela estação meteorológica de 2012 a 2018, foram disponibilizados em Excel pelo Núcleo de Informações Hidro meteorológicas da Univates. A estação registrava as informações

a cada meia hora, de 2012 até maio de 2017 e, a partir de então, passou a registrar de cinco em cinco minutos. A Tabela 5.4 apresenta o formato em que os dados foram fornecidos.

Tabela 5.4 – Amostra dos dados fornecidos pela Univates.

Data	Hora	Irradiância (W/m²)	Temperatura [°C]
1/1/2018	11:35	1005	27,3
1/1/2018	11:40	994	27,5
1/1/2018	11:45	1037	27,7
1/1/2018	11:50	329	27,9

Os dados de irradiação global horizontal (Wh/m²) foram calculados a partir dos dados de irradiância global horizontal (W/m²) e dos períodos entre registro de dados. O método de obtenção da irradiação a partir da irradiância consistiu em integrar os valores de irradiância em cada período de tempo. Para exemplificar, na amostra da Tabela 5.4 a irradiação resultante as 11 horas e 40 minutos é a multiplicação da irradiância de 994 W/m² pelo fração horária do período de 5 minutos entre medições, ou seja, 83 Wh/m².

De forma a qualificar os resultados de irradiação, para cada ano disponibilizado pela Univates verificou-se a fração de dias que não continha registro de dados, seja por manutenção da estação meteorológica, seja por falha técnica da estação. O resultado consta na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Amostra dos dados fornecidos pela Univates.

Ano	Dias sem Registro
2012	11,23%
2013	0,27%
2014	1,10%
2015	0,55%
2016	0,27%
2017	1,37%
2018	1,92%

Em função de 2012 apresentar 11,23% dos dias do ano sem registro de dados de irradiância, optou-se por excluí-lo das análises. Para os demais anos, nos dias sem registro foram replicados dados dos períodos temporalmente mais próximos. Posteriormente, os resultados qualificados de irradiação global horizontal foram cruzados com os dados de geração mensal de energia do SFCR e com os dados simulados em PVSyst.

5.5 Premissas para Simulação da Geração de Energia

A geração anual de energia elétrica do SFCR foi simulada no software PVSyst, versão 6.72, o qual foi cedido pela Renobrax Energias Renováveis (ID 65120204), detentora da licença do software. A Tabela 5.6 apresenta os valores de referência utilizados para realizar a simulação.

Tabela 5.6 – Valores de entrada utilizados na simulação em PVSyst.

Descrição	Valor
Cidade	Arroio do Meio
Altitude	36 metros
Albedo	0,2
Base de Dados Meteorológicos	Meteonorm 7.1 (2006-2012)
Inclinação dos módulos	25°
Azimute	0°
Sombreamento	Inexistente
Circulação de ar	Livre
Módulo Fotovoltaico	126 x JKM 320PP-72
Potência Total dos Módulos	40,32 kWp
Inversor	3 x PVI-12.5-TL-OUTD
Potência Total dos Inversores	37,5 kW
Strings por Inversor	3: (1 x 14 módulos) + (2 x 14 módulos)

Em PVSyst, 2019, encontra-se que a base de dados meteorológicos Meteonorm 7.1 (2006-2012) fornece dados mensais para qualquer local do planeta Terra. Dados horários sintéticos também são fornecidos a partir dos dados mensais, fazendo uso de modelos estocásticos. Meteonorm foi construída com base nos resultados de medições de 8.325 estações meteorológicas e cinco satélites geoestacionários.

Além disso, também em PVSyst, 2019, verifica-se que os valores de radiação média mensal do Meteonorm foram calculados para períodos de pelo menos 10 anos. Embora os períodos de 10 anos sejam diferentes entre as estações, um período uniforme foi usado para cada continente. Para algumas estações, os dados foram ampliados com dados de estações vizinhas usando um procedimento diferencial. Na versão 7.1, os dados de satélite são usados para interpolação de radiação em áreas remotas, onde não há medição de radiação disponível em um raio de 200 km do local selecionado. Se o local mais próximo com medição estiver a mais de 30 km de distância, uma combinação de informações de estação e satélite é realizada.

5.6 Premissas para Avaliação Financeira

O sistema fotovoltaico está conectado à rede elétrica da RGE Sul nos moldes do sistema de compensação de energia elétrica da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e enquadrado como microgerador na modalidade de autoconsumo remoto. Os créditos excedentes de energia são compensados em UCs de tarifa baixa tensão residencial normal (B1), a qual tem o custo do kWh dado por

$$\text{Custo do kWh} = \frac{TE + TUSD}{(1 - ICMS - PIS/PASEP - COFINS)} \quad (5.4)$$

na qual:

- TE = Tarifa de Energia, dada pela REH. 2385 da ANEEL, de abril de 2018, no valor de R\$ 0,29682/kWh;
- TUSD = Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, dada pela REH. 2385 da ANEEL, de abril de 2018, no valor de R\$ 0,25050/kWh;

- ICMS = Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, dado pela lei estadual 14.745 de 2015, no valor de 30%;
- PIS/PASEP = Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, destinado a financiar o programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais, implementado pelas leis complementares 7 e 8, de 1970. Considerando uma estimativa de longo prazo de compensação de energia e, baseado nos valores históricos, o autor considerou o valor do PIS/PASEP de 1%;
- COFINS = Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, destinado a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social, implementado pela lei complementar 70, de 1991. Considerando uma estimativa de longo prazo de compensação de energia e, baseado nos valores históricos, o autor considerou o valor do COFINS de 4%.

Desde o ano de 2015, as contas de energia agregaram o Sistema de Bandeiras Tarifárias, que apresenta as seguintes modalidades: verde, amarela e vermelha. As bandeiras indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade, as quais são suscetíveis aos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Mensalmente, a ANEEL informa qual será a bandeira vigente no mês seguinte. Cada modalidade apresenta as seguintes características [ANEEL, 2019]:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,015 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04 para cada kWh consumido;
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,06 para cada kWh consumido.

Para este trabalho, em função da imprevisibilidade de estimar o nível dos reservatórios e consequente acionamento de térmicas, foi desconsiderado qualquer aumento do custo do kWh em função das bandeiras, sendo utilizada apenas a bandeira verde. Assim, para os meses em

que estiverem vigentes as bandeiras amarela e vermelha, haverá aumento da atratividade financeira do SFCR apenas na prática.

Com relação ao investimento financeiro para a instalação completa de um SFCR, a empresa de pesquisa e consultoria “Greener” emite relatórios semestrais sobre o mercado fotovoltaico nacional [Greener, 2018]. Com base neste relatório, emitido em julho de 2018, estimou-se a despesa de capital, *CAPEX* (do inglês *capital expenditure*), do investimento em R\$ 4,46/Wp para a faixa de potência de 40,32 kWp, acrescidos em 14% em função da instalação ser realizada no solo, resultando em R\$ 5,08/Wp. O cálculo do investimento total no SFCR é dado por

$$\text{Investimento} = P_{\text{SFCR}} \times \text{CAPEX} \quad (5.5)$$

Na Figura 5.8, adaptada do relatório da Greener, observa-se uma considerável queda de preço dos sistemas fotovoltaicos nos últimos 2 anos. Por exemplo, um sistema de 50 kWp que custava R\$ 7,00/Wp para o consumidor final em junho de 2016, passou a custar R\$ 4,41/Wp em junho de 2018, representando uma redução de 37% no valor do *CAPEX*.

Para a avaliação da viabilidade financeira do SFCR, foram utilizados os conceitos do Valor Presente Líquido (*VPL*), Taxa Interna de Retorno (*TIR*), Tempo de Retorno Sobre o Investimento (*Payback*) e Retorno Sobre o Investimento (*ROI*, do inglês *Return On Investment*). Esta modelagem financeira é simplificada e não considera alguns fatores que podem impactar positivamente ou negativamente a atratividade financeira da instalação do SFCR, tais como: pagamento por financiamento ou parcelamento, carência e tempo de obra. Considera-se que no primeiro ano ocorre 100% do investimento, que o SFCR produz energia ao longo de todo o ano e que toda a energia produzida é compensada.

O *VPL* é a fórmula matemático-financeira capaz de gerar o valor presente de pagamentos futuros descontados a uma taxa de juros apropriada, menos o custo do investimento inicial. Se o *VPL* for positivo, as receitas do projeto superam o valor investido somado às despesas do projeto, caso em que é considerado economicamente viável. A expressão matemática para o cálculo do *VPL* em um fluxo de caixa irregular é dada por

$$VPL = FC_1 + \frac{FC_2}{(1+i)^2} + \frac{FC_3}{(1+i)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+i)^n} \quad (5.6)$$

na qual:

- n = enésimo período no tempo em que o dinheiro será investido no projeto (começa no período 1, quando há efetivamente o primeiro fluxo de dinheiro);
- FC_n = Fluxo de Caixa no período “n”;
- i = custo do capital.

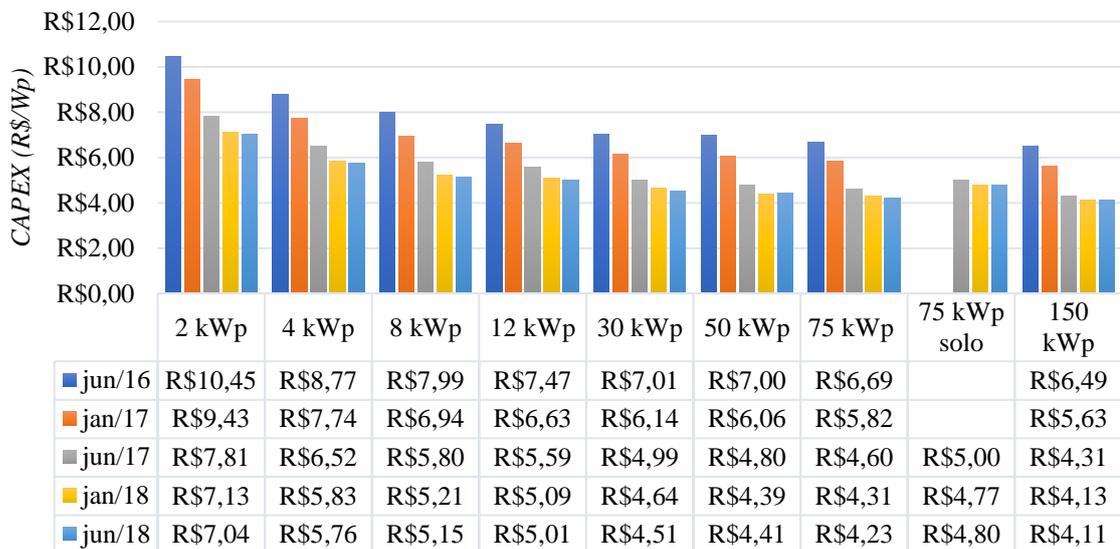


Figura 5.8 – Estimativa de *CAPEX* de sistemas fotovoltaicos para o consumidor final, baseado na potência nominal e no ano. [Adaptado de Greener, 2018]

Já a *TIR* mede a rentabilidade do fluxo de caixa, sendo o custo do capital que iguala o fluxo de caixa a zero, ou seja, é a taxa que remunera o investimento e que torna nulo o *VPL*. Se a *TIR* for superior à Taxa Mínima de Atratividade, *TMA*, o investimento é considerado como financeiramente atrativo. Adequando a Equação 5.6 do *VPL*, chega-se à

$$VPL = 0 = FC_1 + \frac{FC_2}{(1+TIR)^2} + \frac{FC_3}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{FC_n}{(1+TIR)^n} \quad (5.7)$$

Por último, o *ROI* pode ser definido como a relação entre o resultado financeiro de um investimento e o valor investido. Basicamente, é calculado conforme

$$ROI = \frac{\text{Lucro} - \text{Investimento}}{\text{Investimento}} \quad (5.8)$$

5.7 Emissão de Dióxido de Carbono pela Produção de Energia Elétrica

O fator de emissão de CO_2 representa a quantidade de gás carbônico emitida para a produção de 1 MWh, que é medido em toneladas (t) de CO_2 , ou tCO_2/MWh . Quanto mais combustíveis fósseis forem queimados para gerar energia, maior será a quantidade de CO_2 produzida, aumentando seu fator de emissão de CO_2 .

$$\text{Fator de emissão de } CO_2 = \frac{\text{Emissão de } CO_2}{\text{Geração de Energia}} \quad (5.9)$$

Onde:

- Fator de Emissão de CO_2 , em tCO_2/MWh ;
- Emissão de CO_2 , em tCO_2/ano ;
- Geração de Energia, em MWh/ano .

No Brasil, o Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, MCTIC, 2019, disponibiliza os fatores de emissão médios de CO_2 para energia elétrica a serem utilizados em inventários em geral, os quais têm como objetivo estimar a quantidade de CO_2 associada a uma geração de energia elétrica determinada. O fator calcula a média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas que estão produzindo energia e não somente aquelas que estejam operando na margem. Segundo MCTIC, 2019, se todos os consumidores de energia elétrica do Sistema Interligada Nacional (SIN) calculassem as suas emissões multiplicando a energia consumida por esse fator de emissão, o somatório corresponderia às emissões do SIN. Nesse sentido, ele deve ser utilizado quando o objetivo for quantificar as emissões de CO_2 da

energia elétrica que está sendo gerada em determinado período. A Tabela 5.7 apresenta as estimativas realizadas pelo MCTIC para o Brasil nos últimos dez anos.

Tabela 5.7 – Fator de Emissão de CO₂ estimado. [Adaptado de MCTIC, 2019]

ANO	Fator de Emissão [tCO ₂ /MWh]
2009	0,025
2010	0,051
2011	0,029
2012	0,065
2013	0,096
2014	0,136
2015	0,124
2016	0,082
2017	0,093
2018	0,074

Para exemplificar a aplicação do método, em 2017 o valor médio estimado do fator de emissão de CO₂ foi de 0,093 tCO₂/MWh. Se, em 2017, as residências dos brasileiros consumiram, em média, 1.895 kWh de energia elétrica durante o ano [EPE, 2018], cada uma delas foi responsável pela emissão de 176 kg de CO₂ na atmosfera.

Para estimar quantos kg de CO₂ deixam de ser emitidos na atmosfera anualmente em função da geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, a Equação 5.10, deduzida a partir da Equação 5.9, pode ser aplicada:

$$\text{Emissão de CO}_2 \text{ Evitada} = \text{Geração de Energia} \times \text{Fator de Emissão de CO}_2 \quad (5.10)$$

Na qual:

- Emissão de CO₂ Evitada, em kg.CO₂/ano;
- Geração de Energia, em kWh/ano;

- Fator de emissão de CO_2 , em $kgCO_2/kWh$, extraído da Tabela 5.7, sendo o mesmo valor em $kgCO_2/kWh$ e tCO_2/MWh , dada a proporcionalidade.

Ressalta-se que este trabalho avaliou apenas a etapa de geração de energia elétrica, não considerando todo ciclo de vida dos componentes que constituem o sistema fotovoltaico instalado, ou seja, a poluição que ocorre durante o processo de fabricação dos componentes foi desconsiderada, bem como do eventual processo de reciclagem.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste Capítulo são apresentados os resultados das avaliações realizadas para o Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR). Os resultados mais relevantes associados à simulação, aos dados experimentais, aos aspectos financeiros e à sustentabilidade do projeto, são detalhadamente discutidos ao longo das seções. Também são realizadas comparações entre os dados de geração e os dados da estação meteorológica e entre os dados de geração e os resultados da simulação.

6.1 Simulação do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Os resultados da simulação em PVSyst foram os seguintes: Energia Anual Gerada (*EAG*) de 63.306 kWh, Rendimento Global do Sistema (*PR*, do inglês *performance ratio*) de 85,12%, Produtividade do sistema (Y_f) de 1.570 kWh/kWp/ano e temperatura ambiente média de 20,91°C.

A *EAG* de 63.306 kWh apresentou uma curva sazonal característica para a latitude de 29° Sul, Figura 6.1, havendo maior produção de energia entre novembro e março, e menor produção de energia entre maio e agosto. O mês de maior produção foi dezembro, mês do solstício de verão, com 6.469 kWh e o de menor produção foi o de junho, mês do solstício de inverno, com 3.999 kWh.

Na Figura 6.2, o impacto da Irradiação Global Horizontal na Energia Gerada, ao longo dos meses do ano, é mostrado por meio de gráfico. Nos meses em que houve aumento da Irradiação Global Horizontal, houve aumento da Energia Gerada, sendo a recíproca verdadeira.

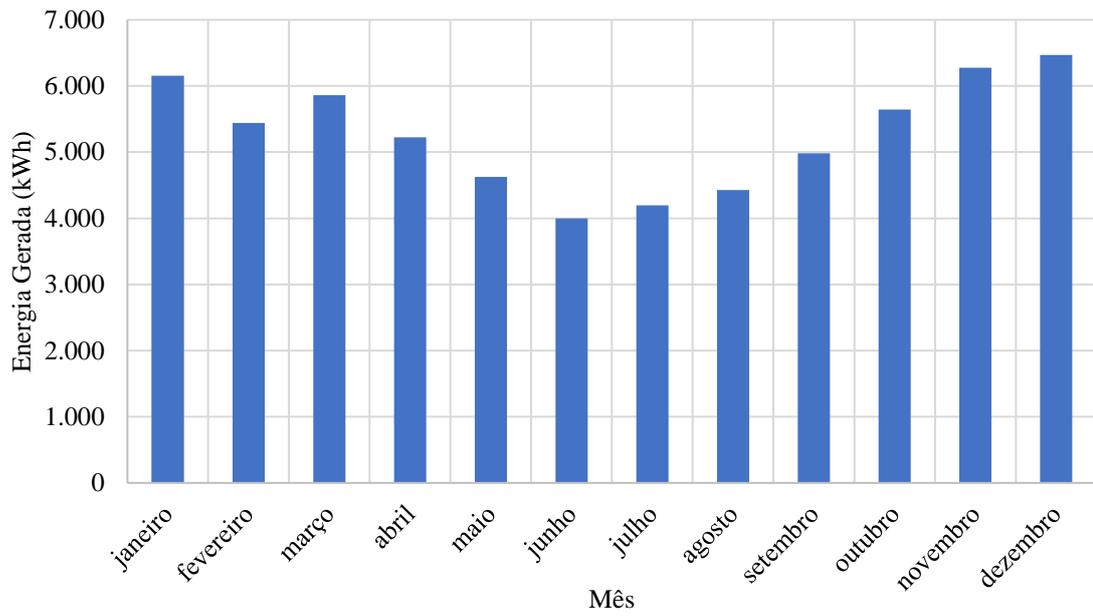


Figura 6.1 – Gráfico Mensal da Energia Gerada.

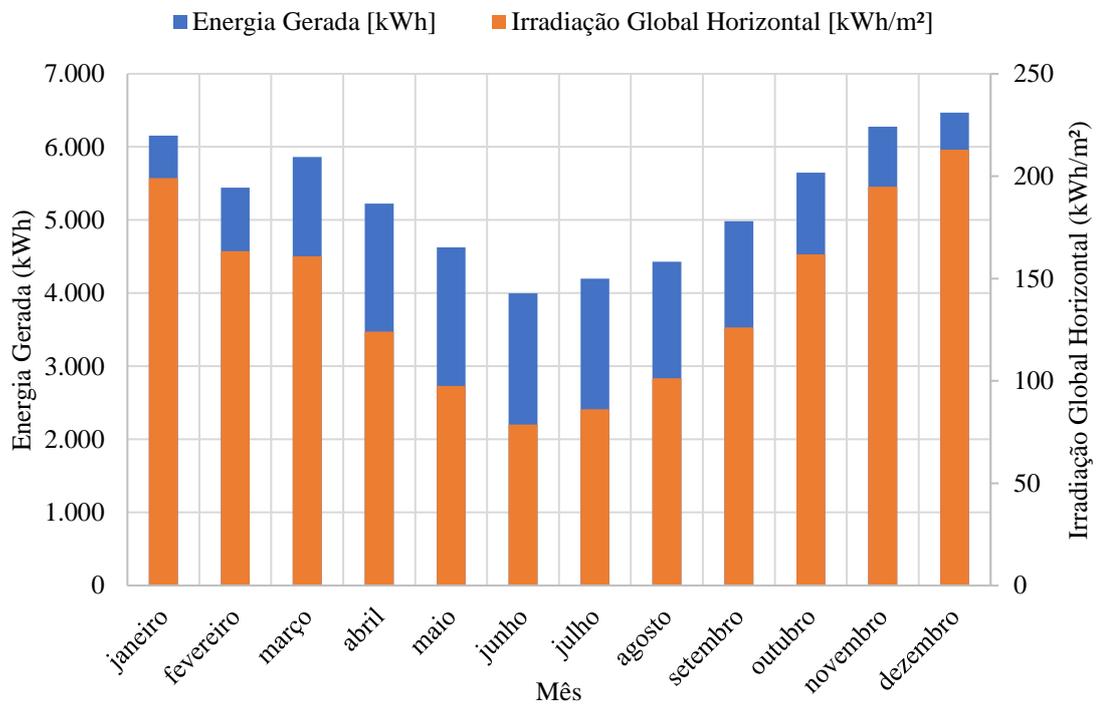


Figura 6.2 – Gráfico do Impacto da Irradiação Global Horizontal na Energia Gerada.

Os meses de verão apresentaram os melhores resultados de produção de energia, mas exibiram os piores resultados para o Rendimento Global do Sistema, o que se deve à característica elétrica dos sistemas fotovoltaicos de perderem eficiência com o aumento da temperatura. Para compreender o impacto da temperatura no Rendimento Global do Sistema, as curvas destes dois índices foram inseridas no gráfico da Figura 6.3, onde visualiza-se que há, inclusive, um espelhamento entre elas, indicando que são inversamente proporcionais. Julho, mês de menor temperatura ambiente média, 14,71°C, foi o mês de maior Rendimento Global do Sistema, 90,1%. Janeiro, mês de maior temperatura ambiente média, 27,1°C, foi o mês de menor Rendimento Global do Sistema, 82,10%.

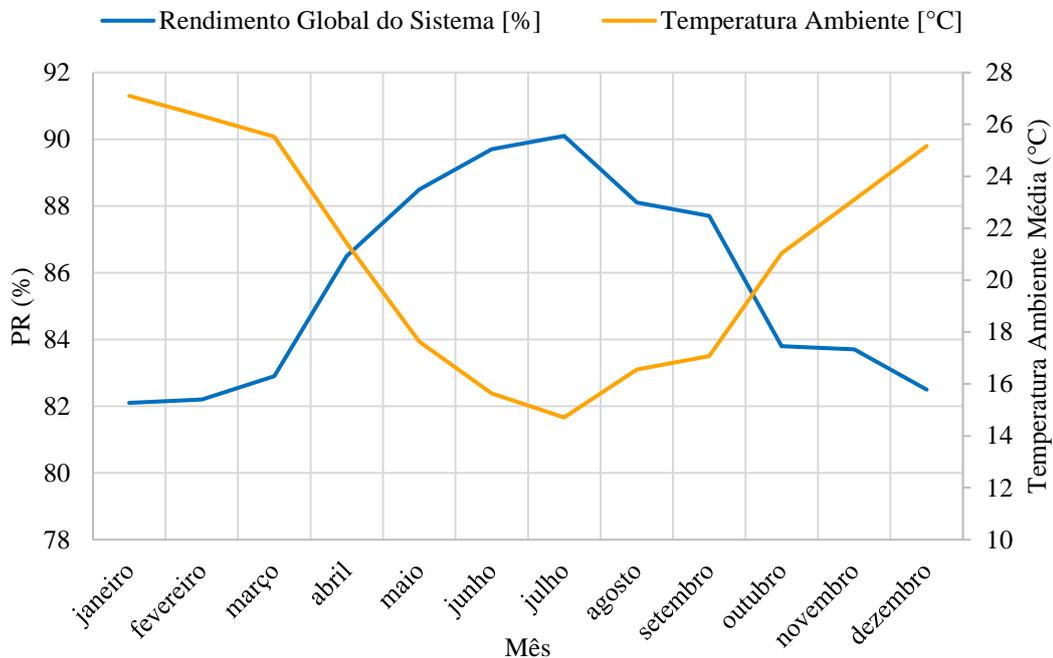


Figura 6.3 – Gráfico Mensal de Rendimento Global do Sistema e Temperatura.

A simulação em PVSyst também disponibiliza um diagrama de perdas do sistema fotovoltaico ao longo do ano, contemplando desde a etapa inicial de incidência da Irradiação Global Horizontal, até a energia injetada na rede elétrica pelos inversores, Figura 6.4. As principais perdas são: 6,6% devido ao impacto da temperatura na eficiência dos módulos, 3% devido ao índice de reflexão dos módulos, 2,6% devido à ineficiência do inversor, 2,4% devido à ultrapassagem de potência nominal, 1,1% devido à incompatibilidade de módulos e *strings* e

1% devido a perdas ôhmicas na fiação. Em função destas perdas, verifica-se que a *EAG* passa de 72,1 MWh para 63,3 MWh.

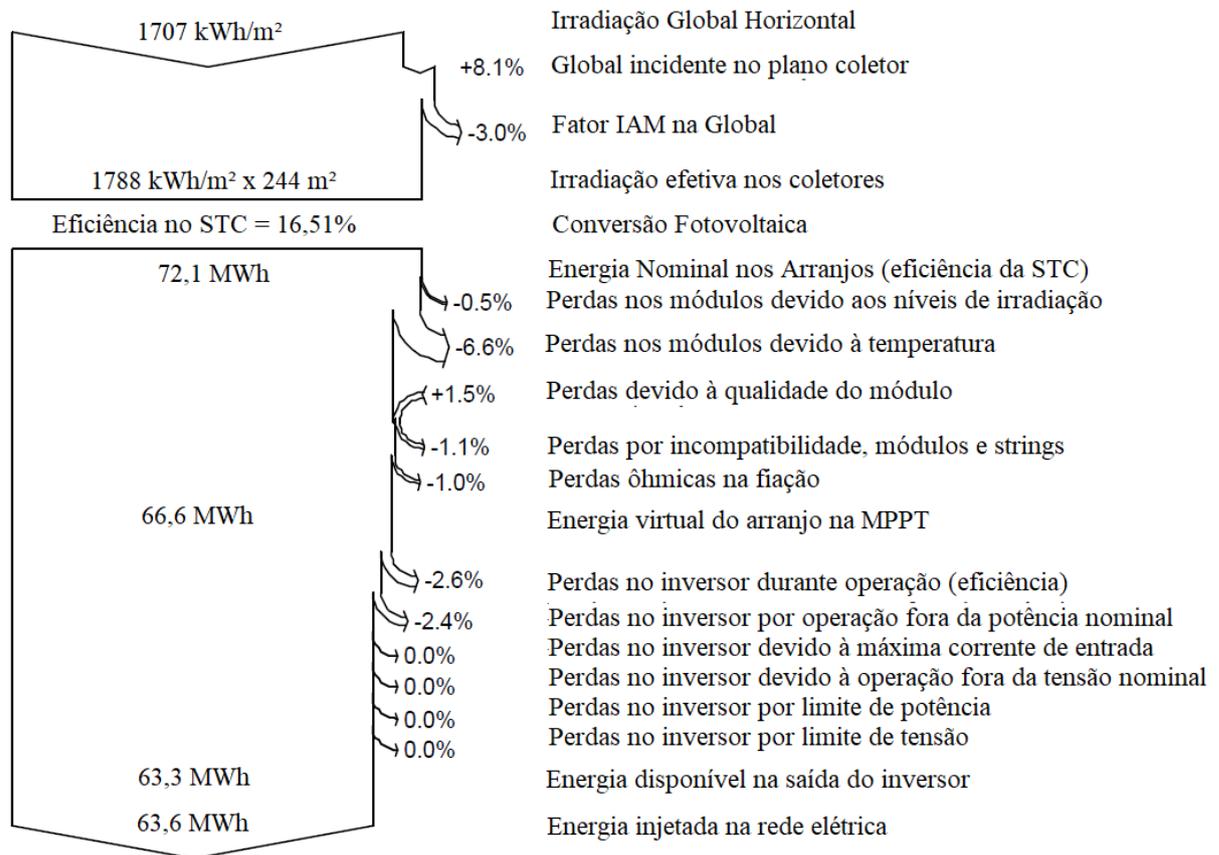


Figura 6.4 – Diagrama de perdas emitido pelo PVSyst.

Sistemas fotovoltaicos que, ao invés de instalados no solo como este SFCR, são instalados em telhados, onde não possuem espaço para adequada circulação de ar entre os módulos e o telhado, tendem a apresentar perdas ainda maiores em função da temperatura elevada dos módulos. Outro fator importante deste SFCR é que não há incidência direta de Sol nos inversores, e estes estão fixados em local com livre circulação de ar, facilitando as trocas térmicas que reduzem suas temperaturas de operação.

Parte das perdas podem também ser explicadas através do estudo de caso realizado na Universidade Federal de Goiás por Silva et al., 2018, onde foram analisados os dados solarimétricos de uma estação meteorológica local. Os autores identificaram que o melhor

desempenho de um sistema fotovoltaico seria potencialmente atingido sob condições de maior irradiância solar, menor precipitação pluviométrica, menor temperatura, maior velocidade do vento e menor umidade relativa do ar. No local de coleta dos dados analisados, observou-se que quanto maior for a umidade relativa do ar, menores serão o índice de claridade e a irradiância direta sobre a superfície de captação, acarretando redução da produtividade do sistema. Além disso, o aumento da umidade no ar produz maior precipitação pluviométrica e reduz a irradiância direta. Por fim, a velocidade do vento acarreta deslocamento de massas de ar e redução da umidade relativa, favorecendo a diminuição na temperatura dos módulos fotovoltaicos através da troca de calor, elevando a produtividade.

6.2 Dados Experimentais

O primeiro parâmetro de avaliação foi a Entrega de Energia. Tendo em vista o período de avaliação de produção anual deste estudo, foi considerada a Energia Anual Gerada (*EAG*) pelo sistema, resultando em 54.811 kWh.

A energia elétrica produzida pelo SFCR no período de avaliação, de janeiro de 2018 a dezembro de 2018, é exibida no gráfico da Figura 6.5, onde se visualiza uma curva sazonal característica de sistemas instalados nas zonas temperadas do planeta, com produção de energia inferior nos meses de inverno e superior nos meses de verão. O mês de maior produção foi fevereiro, com 5.991 kWh, e o de menor produção foi julho, com 2.745 kWh. A média de produção mensal de energia foi de 4.568 kWh.

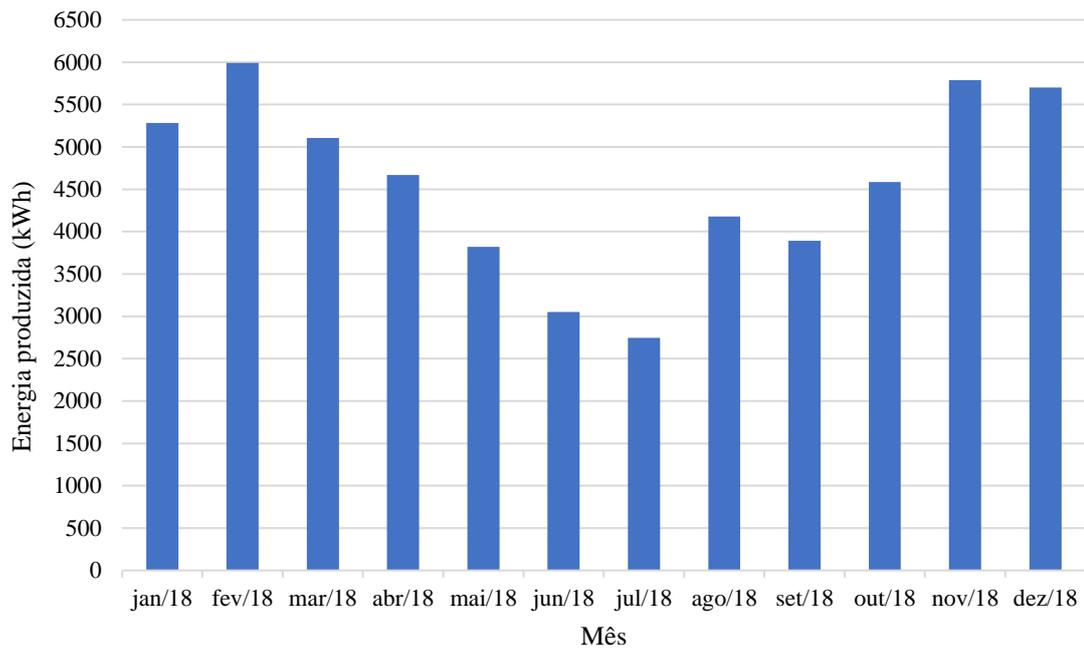


Figura 6.5 – Energia Produzida pelo SFCR ao longo de 2018.

Como o SFCR é composto por três sistemas fotovoltaicos, SFV, o gráfico da Figura 6.6 foi criado para comparar a energia produzida por cada um deles. Observou-se que os três SFVs apresentaram equilíbrio de produção ao longo do período, sendo essa de 18.349 kWh para o SFV Norte, 18.326 para o SFV Central e 18.136 para o SFV Sul. A diferença máxima de produção, que foi de 1%, ocorreu entre o SFV Norte e o SFV Sul. Assim, devido a este equilíbrio entre os três SFVs, os demais parâmetros de avaliação deste trabalho foram realizados considerando os resultados globais do SFCR e não as particularidades de cada SFV.

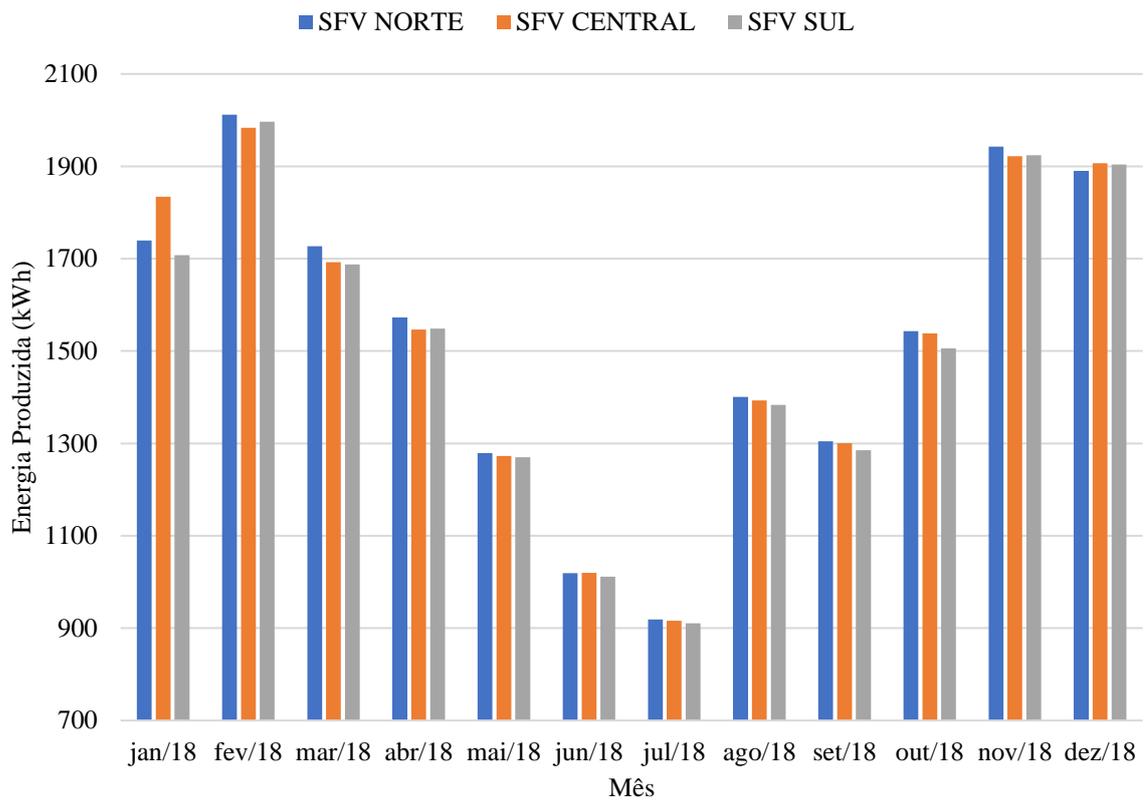


Figura 6.6 – Energia Produzida em cada SFV ao longo de 2018.

O segundo parâmetro de avaliação do SFCR foi a Produtividade do sistema, Y_f , resultando em $Y_f = 1.359$ kWh/kWp por ano. A partir deste parâmetro conclui-se que o sistema produziu, em 2018, 1.359 kWh para cada 1 kWp instalado de potência.

O terceiro parâmetro de avaliação foi o Rendimento Global do Sistema, calculado a partir do modelo proposto na Equação 5.2, o qual resultou em 86,78%, indicando que o SFCR perderá 13,22% da energia solar incidente no plano dos módulos fotovoltaicos. Segundo o relatório “Performance Ratio”, da fabricante de inversores SMA, 2018, sistemas fotovoltaicos com PR acima de 80% possuem alta taxa de desempenho.

$$PR = \frac{1359}{1566} \approx 86,78\%$$

O Rendimento Global do Sistema é apresentado em termos de base mensal no gráfico da Figura 6.7, onde se observa que os meses de inverno possuem melhor performance. Esse comportamento deve-se, principalmente, a menor temperatura ambiente média desta estação, sendo de aproximadamente 10°C inferior aos meses de verão.

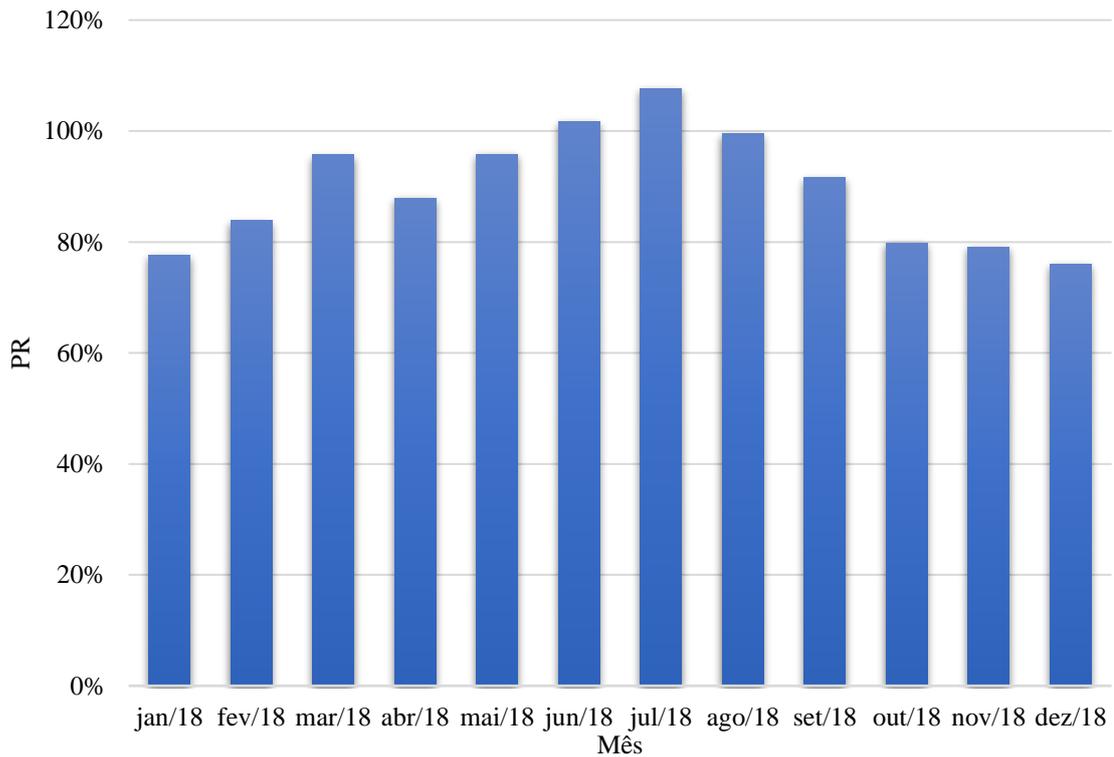


Figura 6.7 – Rendimento Global do Sistema, *PR*, ao longo dos meses de 2018.

A última figura de mérito utilizada foi o Fator de Capacidade, *FC*, calculado a partir do modelo proposto na Equação 5.5. Conforme resultado, a produção efetiva do SFCR correspondeu a 15,52% da produção total máxima possível em 2018, considerando a potência do sistema e o número total de horas do ano.

$$FC = \frac{54.811}{40,32 \times 8760} \approx 15,52\%$$

Os quatro indicadores de desempenho do SFCR selecionados pelo autor estão consolidados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Indicadores de desempenho do SFCR.

Indicador	Resultado
Energia Anual Gerada (EAG)	54.811 kWh em 2018
Produtividade do Sistema (Y_f)	1.359 kWh/kWp/ano
Rendimento Global do Sistema (PR)	86,78%
Fator de Capacidade (FC)	15,52 %

6.3 Dados da Estação Meteorológica

Foram disponibilizados pela Universidade do Vale do Taquari, Univates, os dados para cálculo de Irradiação Global Horizontal. Gerou-se o gráfico da Figura 6.8, o qual compara os dados mensais de cada ano, de 2013 a 2018.

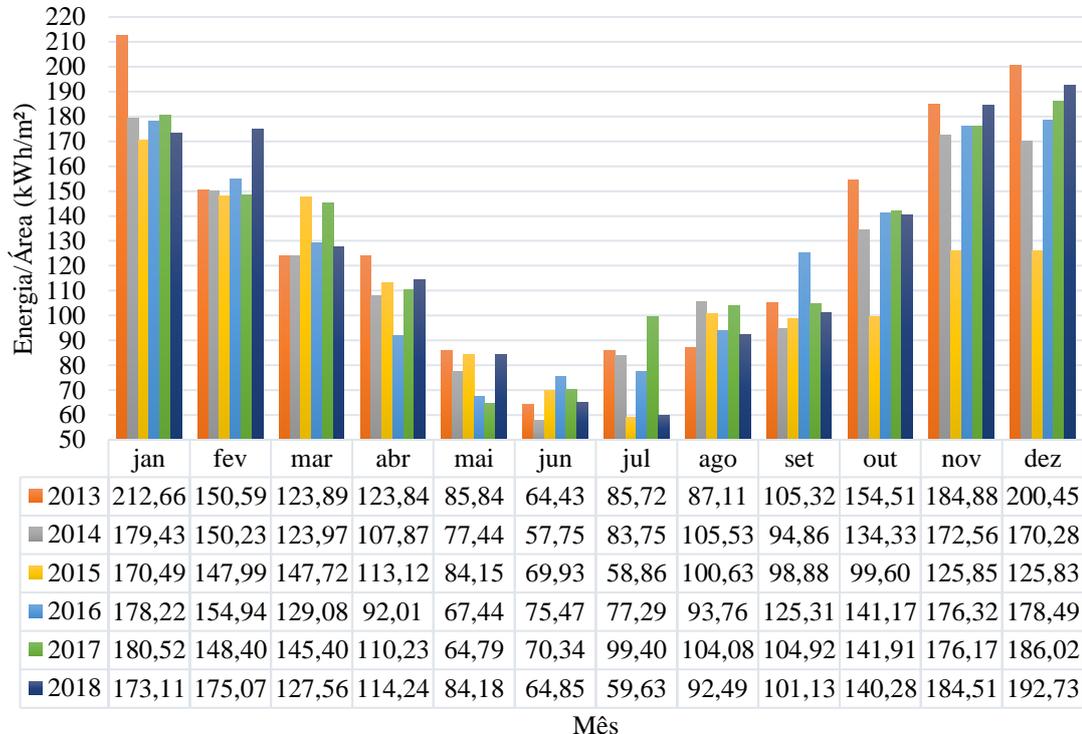


Figura 6.8 – Gráfico comparativo entre os dados mensais reais de Irradiação Global Horizontal, de 2013 a 2018.

A Irradiação Global Horizontal anual, de 2013 a 2018, foi apresentada no gráfico da Figura 6.9. A variação máxima interanual deste parâmetro foi de 236 kWh/m², sendo o limite superior de 1.579 kWh/m², em 2013, e o limite inferior de 1.343 kWh/m², em 2015. A Irradiação Global Horizontal média, de 2013 a 2018, foi de 1.485 kWh/m².

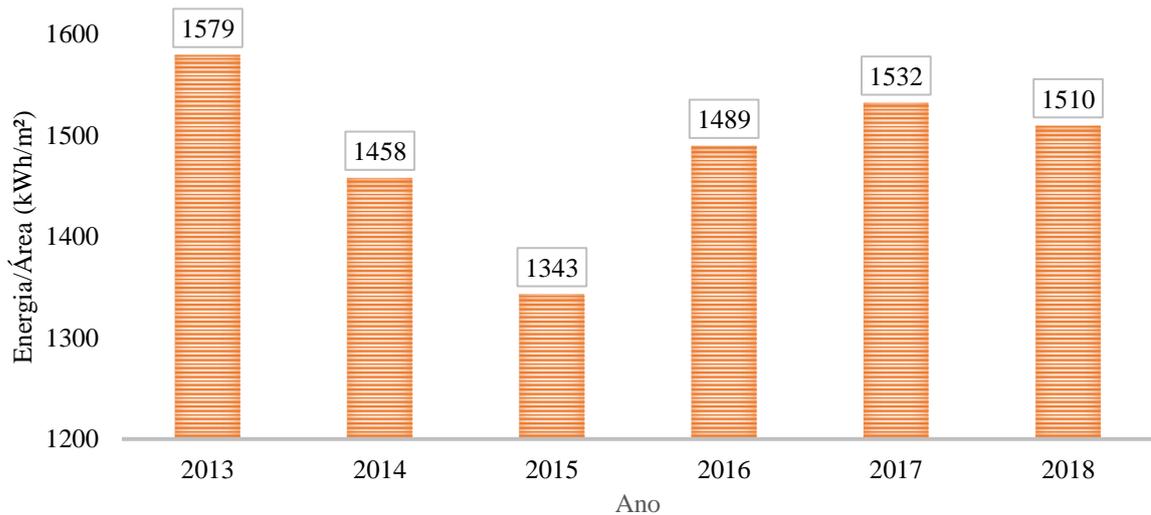


Figura 6.9 – Irradiação Global Horizontal anual, medida pela estação meteorológica da Univates, de 2013 a 2018.

Por fim, a temperatura média de 2018, calculada através dos dados de temperatura obtidos pela estação meteorológica da Univates, em intervalos de tempo de 5 minutos, foi de 20,57°C.

6.4 Comparação dos Resultados

Para avaliar a influência da Irradiação Global Horizontal medida na produção de energia do SFCR, foi gerado o gráfico da Figura 6.10, onde observou-se que há relação direta e proporcional entre esses dois parâmetros. As curvas de ambos os parâmetros se mostraram semelhantes em sua característica de sazonalidade, sendo que nos meses em que houve aumento

da Irradiação Global Horizontal, houve aumento da Energia Produzida, assim como a recíproca é verdadeira.

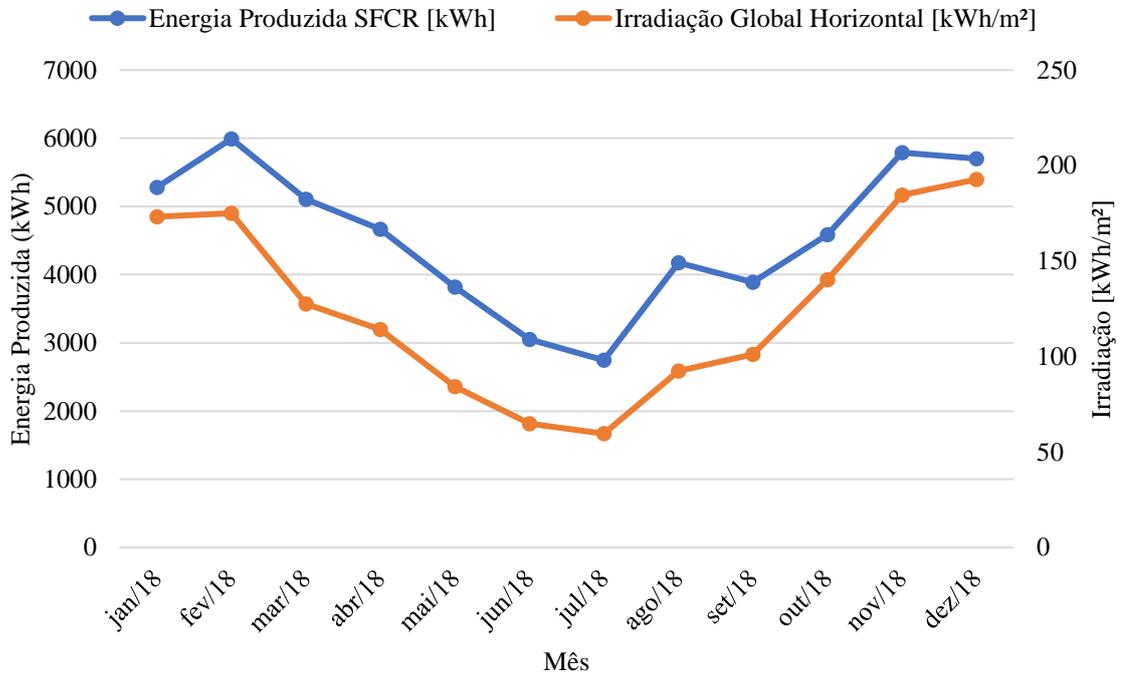


Figura 6.10 – Impacto da Irradiação Global Horizontal medida sobre a energia produzida pelo SFCR.

Com o objetivo de comparar a energia produzida pelo SFCR com a simulação de produção do PVSyst, criou-se o gráfico da Figura 6.11. Com exceção de fevereiro de 2018, em todos os demais meses a produção foi superestimada pelo PVSyst. Em termos de produção anual, os resultados da simulação apontaram para 63.305 kWh, sendo que o SFCR produziu 54.811 kWh. Assim, os resultados de simulação ficaram 15% acima dos valores medidos. Além disso, em termos da produtividade do sistema, os resultados da simulação apontaram para 1.570 kWh/kWp/ano, sendo que o SFCR entregou 1.359 kWh/kWp em 2018.

Por outro lado, o Rendimento Global do Sistema, que é a razão entre o desempenho real do sistema e seu desempenho máximo teórico, no período de análise, apresentou um resultado de 86,78% a partir dos dados medidos, sendo este superior aos 85,12% simulados, e um indicativo de uma instalação bem realizada.

Para compreender a diferença de 15% entre a energia simulada em PVSyst e a produzida pelo SFCR, comparou-se a base de dados que o software PVSyst utiliza, Meteonorm 7.1, com os dados medidos de irradiação pela estação meteorológica da Univates, através do gráfico da Figura 6.12. O banco de dados do PVSyst apresentou Irradiação Global Horizontal de 1.707 kWh/m²/ano e a estação meteorológica mediu 1.510 kWh/m²/ano, estando o PVSyst 13% acima do que foi medido pela estação em 2018.

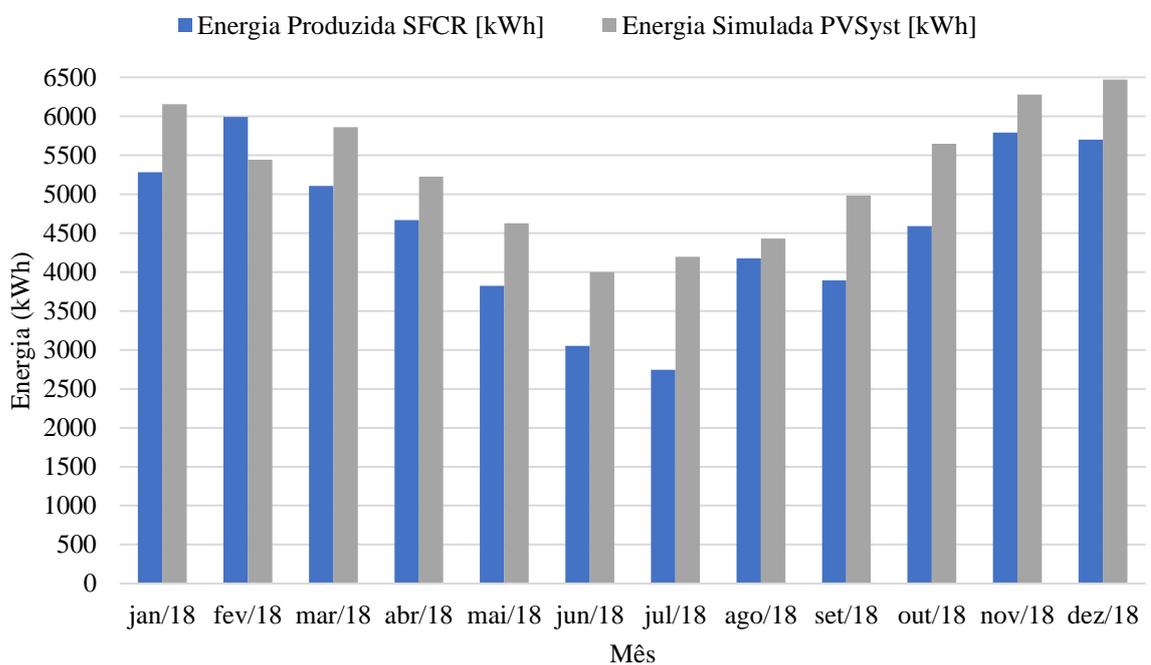


Figura 6.11 – Estimativa de produção, simulada em PVSyst, e a produção de energia

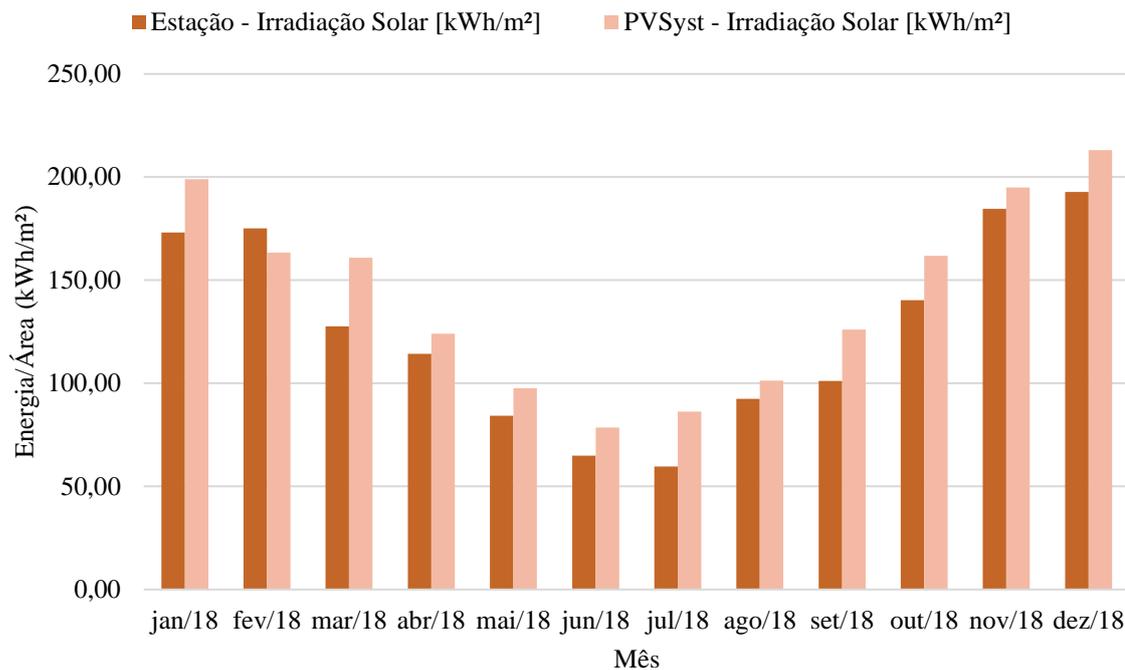


Figura 6.12 – Comparação entre os resultados de Irradiação Global Horizontal da base de dados do PVSyst (Meteonorm) e os resultados da estação meteorológica.

Portanto, os resultados da simulação de produção de energia, que apontaram para 63.305 kWh anuais, com base em uma estimativa de Irradiação Global Horizontal de 1.707 kWh/m²/ano (Meteonorm 7.1), não se concretizaram em função de uma menor irradiação incidente na região da instalação durante 2018, sendo esta de 1.510 kWh/m², resultando em uma produção de 54.811 kWh. Em outros termos, a Irradiação Global Horizontal do banco de dados Meteonorm 7.1 está 13% acima da Irradiação Global Horizontal medida de 2018, bem como a energia simulada está 15% acima da realizada.

Para a lacuna de 2% existente, sugerem-se outros fatores que podem ter impactado o desempenho do SFCR:

- Desnível do terreno onde o SFCR está instalado, resultando em diferenças de produção de 1% entre os três SFVs;

- Sujidade no vidro dos módulos, causada por poeira e fuligem, Figura 6.13;



Figura 6.13 – Sombreamento causado por sujidade.

- Sombreamento nos módulos, causado pelo crescimento da vegetação no local de instalação, Figura 6.14. Ressalta-se que o sombreamento não foi considerado nas simulações em PVSyst devido ao espaçamento de 8 metros entre os SFVs, porém, em função da vegetação, sua existência foi identificada durante a operação;



Figura 6.14 – Sombreamento causado por vegetação.

- Distância entre o local da estação meteorológica da Univates e o local de instalação do SFCR, sendo o ideal neste caso a instalação de uma estação solarimétrica junto ao SFCR;
- Erro no cálculo da irradiação inclinada.

Antoniolli, 2015, avaliou a geração de energia de dez sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil, inclusive em Florianópolis - SC, onde o autor comparou dois anos de dados medidos de irradiação solar com bancos de dados de longo prazo (Meteonorm, entre outros). Concluiu que os dois anos de dados medidos não apresentaram a confiabilidade necessária para servirem como ano típico e, assim, os dados medidos de irradiação não servem como base para elaboração de projetos fotovoltaicos, sendo mais apropriado o uso dos bancos de dados de longo prazo, tais como Meteonorm. Os resultados de Antoniolli convergem com os resultados deste trabalho, uma vez que também foram encontradas divergências de irradiação global horizontal entre os cinco anos de medições da Univates e os bancos de dados de longo prazo.

Belém et al, 2018, em um estudo realizado para um sistema fotovoltaico na cidade de Palmas – TO, compararam os dados medidos de irradiação solar por uma estação do Instituto

Nacional de Meteorologia (INMET) com cinco diferentes bancos de dados de longo prazo, sendo eles: Instituto Nacional de Pesquisas Tecnológicas (INPE) *High Resolution*, INPE *Moderate Resolution*, *National Aeronautics and Space Administration (NASA) Low Resolution*, *National Renewable Energy Laboratory (NREL) Moderate Resolution* e *Sundata*. Identificaram que a irradiação global horizontal medida pela estação do INMET foi superior somente aos dados de *Sundata* e foi inferior aos demais, sendo encontrada uma variação de 12% entre as diferentes fontes de longo prazo (5,17 kWh/m².dia para *Sundata* e 5,79 kWh/m².dia para *NREL Moderate Resolution*). Portanto, assim como para Belém et al, o presente trabalho também encontrou divergência entre dados medidos de irradiação e bancos de dados de longo prazo. No Apêndice C são apresentadas outras fontes de dados climáticos complementares a *Meteonorm 7.1* para enriquecimento deste trabalho.

Além do estudo de irradiação, Belém et al, 2018, também avaliaram a produção de energia de um SFCR de 3,57 kWp, na cidade de Palmas – TO. Os resultados de geração de energia do SFCR, entre os anos de 2015 e 2017, apresentaram-se inferiores às estimativas, sendo a diferença de até 22% da energia gerada (6.101 kWh no ano um) para a energia estimada (7.456 kWh/ano, *NREL Moderate Resolution*) a partir dos bancos de dados de longo prazo. Da mesma forma, o presente trabalho replica divergências entre expectativa de geração e energia efetivamente produzida, o que se deve, principalmente, à irradiação no ano de análise não corresponder a um ano típico.

6.5 Avaliação Financeira

A metodologia de cálculo proposta na Capítulo 5.6 foi aplicada na presente seção. O custo do kWh resultou em R\$ 0,84203. Já o valor do investimento do SFCR, resultou em R\$ 204.826,60.

$$\text{Custo do kWh} = \frac{0,29682 + 0,25050}{(100 - 30 - 1 - 4)/100} = \text{R\$ } 0,84203/\text{kWh}$$

$$\text{Investimento} = 40,32 \times 5,08 = \text{R\$ } 204.825,60$$

As demais métricas utilizadas na avaliação financeira foram baseadas em dois fluxos de caixas diferentes, com o objetivo de compreender a atratividade financeira do sistema fotovoltaico em cada uma das situações descritas abaixo:

- Fluxo de caixa com dados medidos de irradiação global horizontal, onde a produtividade do sistema foi de 1.359 kWh/kWp;
- Fluxo de caixa com dados simulados de irradiação global horizontal onde a produtividade do sistema foi de 1.570 kWh/kWp.

Utilizou-se a fórmula financeira “VPL” (Valor Presente Líquido), do Excel, onde foram definidos os valores de entrada constantes na Tabela 6.2, obtendo como resultado um VPL positivo de R\$ 107.719,34 para a avaliação com dados medidos de irradiação e de R\$ 160.302,60 para a avaliação com dados simulados de irradiação. Este VPL maior que zero em ambos os cenários indica que o fluxo de caixa supera o investimento inicial para as premissas utilizadas, agregando valor e, portanto, tornando o SFCR atrativo do ponto de vista econômico.

Tabela 6.2 – Entradas utilizadas para modelagem financeira.

Descrição	Valor	Valor
	(dados medidos)	(dados simulados)
Potência [kWp]	40,32	40,32
CAPEX [R\$/Wp]	5,08	5,08
Investimento [R\$]	204.826	204.826
Produtividade no 1º ano [kWh/kWp]	1.359	1.570
Vida útil [anos]	25	25
Degradação Anual [%]	1,00	1,00
Reajuste Tarifário Anual [%]	0,00	0,00
Tarifa com Impostos [R\$/kWh]	0,84203	0,84203
Custo de Disponibilidade Anual [R\$/ano]	5.052	5.052
Custo de Manutenção no Ano 10 [R\$]	26.250	26.250
Taxa Mínima de Atratividade - TMA [%]	12,00	12,00

Seguem justificativas para os valores utilizados:

- Degradação Anual de 1%: Os módulos fotovoltaicos possuem garantia de performance linear, o que significa que perdem 0,8% de performance a cada ano [Jinko Solar, 2016]. Soma-se a isso 0,2%, estimado pelo autor, como demais perdas do sistema fotovoltaico (inversores, cabeamento e componentes elétricos);
- Reajuste Tarifário Anual de 0% a.a.: Os efeitos da inflação sobre a tarifa de energia elétrica e sobre o custo de disponibilidade anual foram totalmente desconsiderados, admitindo assim todos os resultados em valor presente;
- Custo de Disponibilidade Anual (CDA) de R\$ 5.052,18: Tendo em vista que o SFCR compensa os créditos de energia em 5 UCs trifásicas, e ainda, considerando que, em 100% dos meses haverá compensação de todo o consumo destas unidades, o custo de disponibilidade surge como uma conta residual a ser paga à distribuidora, a qual deve ser calculada através de

$$CDA = N_{UCS} \times kWh_{Fases} \times t_{CDA} \times \text{Custo do kWh} \quad (6.1)$$

$$CDA = 5 \times 100 \times 12 \times 0,84203 = R\$ 5.052,18$$

na qual:

- N_{UCS} = Número de UCs cadastradas no sistema de compensação de créditos, sendo 5 para este sistema;
- kWh_{Fases} = É o custo de disponibilidade mensal, em kWh, associado ao número de fases da Unidade Consumidora, UC, onde os créditos são compensados, ou seja, 100 kWh para UC trifásica, 50 kWh para UC bifásica e 30 kWh para UC monofásica. Para este estudo foram consideradas todas unidades como sendo trifásicas, ou seja, com 100 kWh mensal de custo de disponibilidade;
- t_{CDA} = período de análise, sendo de 12 meses para esta formulação de custo de disponibilidade anual.

- Custo de Manutenção de R\$ 26.250,00 no Ano 10: De forma a ser conservativo com a análise financeira, o autor considera que os 3 inversores de 12,5 kW serão substituídos por novos no ano 10 de operação do SFCR. Foi considerado uma despesa de capital, *CAPEX* (do inglês *capital expenditure*) de R\$ 0,70/kW para substituição dos inversores, resultando em um valor total de manutenção de R\$ 26.250,00.
- Taxa Mínima de Atratividade de 12%: Tendo em vista que um SFCR é um investimento com retorno de longo prazo e que o capital fica imobilizado, o autor considerou a *TMA* em 12%.

Para o cenário que faz uso dos dados medidos de irradiação global horizontal, o fluxo de caixa, pelo período de 25 anos de vida útil do SFCR, é demonstrado na Tabela 6.3. A partir da Tabela 6.3, também é possível verificar que o Tempo de Retorno Sobre o Investimento, *Payback*, ocorre no começo do 6º ano, tendo em vista que o fluxo de caixa acumulado se torna positivo neste período. Utilizou-se a fórmula financeira “*TIR*” (Taxa Interna de Retorno) do programa Excel, onde foram definidos os valores de entrada constantes na Tabela 6.2, obtendo como resultado uma *TIR* de 22,95%. Esta *TIR*, maior que a *TMA* de 12%, indica que o investimento neste SFCR é atrativo do ponto de vista econômico.

Tabela 6.3 – Fluxo de caixa do SFCR com dados medidos de irradiação global horizontal.

Ano	Energia Produzida [kWh]	Receitas sem Inflação [R\$]	Despesas sem Inflação [R\$]	Fluxo de Caixa [R\$]	Fluxo de Caixa Acumulado [R\$]
1	54.795	R\$46.138	-R\$209.877	-R\$163.738	-R\$163.738
2	54.247	R\$45.677	-R\$5.052	R\$40.625	-R\$123.113
3	53.704	R\$45.220	-R\$5.052	R\$40.168	-R\$82.944
4	53.167	R\$44.768	-R\$5.052	R\$39.716	-R\$43.228
5	52.636	R\$44.320	-R\$5.052	R\$39.268	-R\$3.959
6	52.109	R\$43.877	-R\$5.052	R\$38.825	R\$34.865
7	51.588	R\$43.438	-R\$5.052	R\$38.386	R\$73.252
8	51.072	R\$43.004	-R\$5.052	R\$37.952	R\$111.204
9	50.562	R\$42.574	-R\$5.052	R\$37.522	R\$148.726
10	50.056	R\$42.148	-R\$31.302	R\$10.846	R\$159.573
11	49.556	R\$41.727	-R\$5.052	R\$36.675	R\$196.248
12	49.060	R\$41.309	-R\$5.052	R\$36.257	R\$232.506
13	48.569	R\$40.896	-R\$5.052	R\$35.844	R\$268.350
14	48.084	R\$40.487	-R\$5.052	R\$35.435	R\$303.786
15	47.603	R\$40.083	-R\$5.052	R\$35.030	R\$338.817
16	47.127	R\$39.682	-R\$5.052	R\$34.629	R\$373.447
17	46.656	R\$39.285	-R\$5.052	R\$34.233	R\$407.680
18	46.189	R\$38.892	-R\$5.052	R\$33.840	R\$441.521
19	45.727	R\$38.503	-R\$5.052	R\$33.451	R\$474.972
20	45.270	R\$38.118	-R\$5.052	R\$33.066	R\$508.038
21	44.817	R\$37.737	-R\$5.052	R\$32.685	R\$540.723
22	44.369	R\$37.359	-R\$5.052	R\$32.307	R\$573.031
23	43.925	R\$36.986	-R\$5.052	R\$31.934	R\$604.965
24	43.486	R\$36.616	-R\$5.052	R\$31.564	R\$636.530
25	43.051	R\$36.250	-R\$5.052	R\$31.198	R\$667.728

Para o cenário que faz uso dos dados simulados de irradiação global horizontal, o fluxo de caixa, pelo período de 25 anos de vida útil do SFCR, é demonstrado na Tabela 6.4. A partir da Tabela 6.4, também é possível verificar que o Tempo de Retorno Sobre o Investimento, *Payback*, ocorre no começo do 5º ano, tendo em vista que o fluxo de caixa acumulado se torna positivo neste período. Utilizou-se a fórmula financeira “*TIR*” (Taxa Interna de Retorno) do programa Excel, onde foram definidos os valores de entrada constantes na Tabela 6.2, obtendo como resultado uma *TIR* de 28,80%. Esta *TIR*, maior que a *TMA* de 12%, indica que o investimento neste SFCR é atrativo do ponto de vista econômico.

Tabela 6.4 – Fluxo de caixa do SFCR com dados simulados de irradiação global horizontal.

Ano	Energia Produzida [kWh]	Receitas sem Inflação [R\$]	Despesas sem Inflação [R\$]	Fluxo de Caixa [R\$]	Fluxo de Caixa Acumulado [R\$]
1	63302	R\$53.303	-R\$209.878	-R\$156.575	-R\$156.575
2	62669	R\$52.769	-R\$5.052	R\$47.717	-R\$108.858
3	62043	R\$52.242	-R\$5.052	R\$47.190	-R\$61.668
4	61422	R\$51.719	-R\$5.052	R\$46.667	-R\$15.001
5	60808	R\$51.202	-R\$5.052	R\$46.150	R\$31.149
6	60200	R\$50.690	-R\$5.052	R\$45.638	R\$76.787
7	59598	R\$50.183	-R\$5.052	R\$45.131	R\$121.918
8	59002	R\$49.681	-R\$5.052	R\$44.629	R\$166.547
9	58412	R\$49.185	-R\$5.052	R\$44.132	R\$210.680
10	57828	R\$48.693	-R\$31.302	R\$17.391	R\$228.070
11	57250	R\$48.206	-R\$5.052	R\$43.154	R\$271.224
12	56677	R\$47.724	-R\$5.052	R\$42.672	R\$313.896
13	56110	R\$47.247	-R\$5.052	R\$42.194	R\$356.090
14	55549	R\$46.774	-R\$5.052	R\$41.722	R\$397.812
15	54994	R\$46.306	-R\$5.052	R\$41.254	R\$439.066
16	54444	R\$45.843	-R\$5.052	R\$40.791	R\$479.857
17	53899	R\$45.385	-R\$5.052	R\$40.333	R\$520.190
18	53360	R\$44.931	-R\$5.052	R\$39.879	R\$560.069
19	52827	R\$44.482	-R\$5.052	R\$39.430	R\$599.498
20	52298	R\$44.037	-R\$5.052	R\$38.985	R\$638.483
21	51775	R\$43.597	-R\$5.052	R\$38.544	R\$677.027
22	51258	R\$43.161	-R\$5.052	R\$38.108	R\$715.135
23	50745	R\$42.729	-R\$5.052	R\$37.677	R\$752.812
24	50238	R\$42.302	-R\$5.052	R\$37.249	R\$790.062
25	49735	R\$41.879	-R\$5.052	R\$36.826	R\$826.888

Para o cálculo do *ROI*, fez-se uso da Equação 5.8, onde foi obtido um resultado de 326% para a avaliação financeira que fez uso de dados medidos de irradiação e 404% para a avaliação financeira que fez uso de dados simulados de irradiação. Este valor representa um retorno sobre o investimento de praticamente 3 vezes o valor aplicado.

$$ROI_{medidos} = \frac{667.728,44}{204.825,60} = 326\%$$

$$ROI_{simulados} = \frac{826.888,04}{204.825,60} = 404\%$$

A Tabela 6.5 apresenta o consolidado dos resultados financeiros para o SFCR de 40,32 kWp, instalado na área de concessão da RGE Sul, considerando como base os dados medidos de geração de energia elétrica no ano de 2018 e os dados simulados em PVSyst. Ressalta-se que a única diferença nas premissas utilizadas nas duas avaliações financeiras é a produtividade do sistema fotovoltaico no primeiro ano. Assim, observa-se que o fluxo de caixa que fez uso dos dados simulados para uma estimativa de 25 anos de produção apresentou uma *TIR* 25% superior ao fluxo de caixa que fez uso dos dados medidos em 2018.

Tabela 6.5 – Resultados consolidados para o SFCR.

Indicador	Valor	Valor
	(dados medidos)	(dados simulados)
<i>VPL</i> [R\$]	107.719	160.302
<i>Payback</i> [anos]	6	5
<i>TIR</i> [%]	22,95	28,80
<i>ROI</i> [%]	326	404

6.6 Variação do Retorno Financeiro de Acordo com a Distribuidora

O objetivo proposto nesta seção é de realizar uma comparação teórica entre os diferentes resultados financeiros obtidos para o mesmo SFCR de 40,32 kWp, mas com as tarifas de energia elétrica das distribuidoras RGE e CEEE, que compõem junto com a RGE Sul as principais distribuidoras do estado do RS.

Os procedimentos empregados para o cálculo de cada um dos indicadores da RGE e da CEEE são análogos aos utilizados para a RGE Sul na seção anterior. A Tabela 6.6 e a Tabela 6.7 apresentam esta análise comparativa consolidada, onde verifica-se que, devido à pequena variação tarifária (diferença máxima de 3,7%) entre as distribuidoras, os resultados financeiros também variam muito pouco. Deste modo, o investimento em um SFCR, nas características deste projeto, é atrativo financeiramente para as três principais distribuidoras do RS.

Tabela 6.6 – Comparação de premissas e resultados, com base em dados medidos de 2018, entre as três principais distribuidoras de energia elétrica do RS.

Distribuidora	RGE Sul	RGE	CEEE
Potência [kWp]	40,32	40,32	40,32
CAPEX [R\$/Wp]	5,08	5,08	5,08
Investimento [R\$]	204.825	204.825	204.825
Produtividade [kWh/kWp]	1.359	1.359	1.359
Vida útil [anos]	25	25	25
Degradação anual [%]	1,00	1,00	1,00
Reajuste Tarifário Anual [%]	0,00	0,00	0,00
Custo do kWh [R\$/kWh]	0,84203	0,81168	0,84246
Custo de Disponibilidade Anual [R\$/ano]	5.052	4.870	5.054
Custo de Manutenção no ano 10 [R\$]	26.250	26.250	26.250
Taxa Mínima de Atratividade - TMA [%]	12,00	12,00	12,00
VPL [R\$]	107.719	96.939	107.872
Payback [anos]	6	6	6
TIR [%]	22,95	21,80	22,96
ROI [%]	326,00	310,18	326,22

Tabela 6.7 – Comparação de premissas e resultados, com base em dados simulados, entre as três principais distribuidoras de energia elétrica do RS.

Distribuidora	RGE Sul	RGE	CEEE
Potência [kWp]	40,32	40,32	40,32
CAPEX [R\$/Wp]	5,08	5,08	5,08
Investimento [R\$]	204.825	204.825	204.825
Produtividade [kWh/kWp]	1.570	1.570	1.570
Vida útil [anos]	25	25	25
Degradação anual [%]	1,00	1,00	1,00
Reajuste Tarifário Anual [%]	0,00	0,00	0,00
Custo do kWh [R\$/kWh]	0,84203	0,81168	0,84246
Custo de Disponibilidade Anual [R\$/ano]	5.052	4.870	5.054
Custo de Manutenção no ano 10 [R\$]	26.250	26.250	26.250
Taxa Mínima de Atratividade - TMA [%]	12,00	12,00	12,00
VPL [R\$]	160.302	147.627	160.482
Payback [anos]	5	5	5
TIR [%]	28,80	27,34	28,82
ROI [%]	403,70	385,08	403,97

6.7 Emissões de Dióxido de Carbono

Nesta seção foi utilizada a metodologia proposta no Capítulo 5.7. Assim como se fez uso de dados medidos e simulados para a avaliação financeira, aqui novamente ambos cenários foram aplicados. Além disso, também se fez uso dos dados de MCTIC, 2019, de onde extraiu-se o fator de emissão de CO₂ de 0,074 tCO₂/kWh, para o ano de 2018. Com base nos dados medidos, este SFCR evitou que fossem emitidos 4.056 kg de CO₂ em 2018 na atmosfera, contribuindo para reduzir o efeito estufa. Com base nos dados simulados, o resultado foi de 4.685 kg de CO₂. Ambos resultados foram obtidos a partir da Equação 5.10.

$$Emissão\ de\ CO_2\ evitada_{medidos} = 54.811 \times 0,074 = 4.056\ kgCO_2/ano$$

$$Emissão\ de\ CO_2\ evitada_{simulados} = 63.306 \times 0,074 = 4.685\ kgCO_2/ano$$

Se for considerada a vida útil estimada de 25 anos do SFCR e os dados medidos de 2018 como base de cálculo para a geração de energia elétrica de 1.217.425 kWh, a emissão de CO_2 evitada será de 90.089 kg. Se forem considerados os dados simulados em PVSyst como base de cálculo para a geração de energia elétrica de 1.406.444 kWh, a emissão de CO_2 evitada será de 104.077 kg.

7 CONCLUSÕES

Este trabalho teve o objetivo de avaliar a geração de energia elétrica de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR) de 40,32 kWp, instalado na cidade de Arroio do Meio/RS, enquadrado no sistema de compensação de energia elétrica da Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, pelo período de um ano, e compará-la com os resultados de simulação de geração. A cidade de Arroio do Meio localiza-se em uma região estratégica do Rio Grande do Sul, importante para a economia do estado e com alta concentração de instalações fotovoltaicas, justificando a escolha do local para avaliação. O trabalho também tem como objetivo avaliar dados climáticos de estação meteorológica local e compará-los com a base de dados de irradiação utilizada para simulação, bem como realizar uma avaliação do retorno financeiro do projeto nas principais distribuidoras de energia elétrica do RS e avaliar o impacto ambiental da geração de energia do SFCR em termos da redução na emissão de CO₂.

Para avaliar a geração, foram selecionados quatro indicadores: Entrega de Energia, Produtividade, Rendimento Global do Sistema e Fator de Capacidade. O SFCR entregou 54.811 kWh de energia elétrica em 2018, com sazonalidade característica de instalações na latitude deste projeto, sendo os meses de inverno os mais críticos. Já os demais resultados apontaram para Produtividade de 1.359 kWh/kWp/ano, Rendimento Global do Sistema de 86,78% e Fator de Capacidade de 15,52%.

Os resultados de geração foram comparados com dados climáticos da estação meteorológica da Universidade do Vale do Taquari, Univates, localizada a 4,5 km do SFCR, e com dados de simulação em PVSyst. Os resultados da simulação de produção de energia, que apontaram para 63.305 kWh anuais, com base em uma estimativa de Irradiação Global Horizontal de 1.707 kWh/m²/ano (Meteonorm 7.1), não se concretizaram em função de uma menor irradiação incidente na região da instalação durante 2018, sendo esta de 1.510 kWh/m². A Irradiação Global Horizontal do banco de dados Meteonorm 7.1 está 13% acima da Irradiação Global Horizontal medida de 2018, bem como a energia simulada está 15% acima da realizada. Assim, entende-se que 2018 não corresponde a um ano típico de irradiação solar. Por outro lado, o SFCR entregou em 2018 um Rendimento Global do Sistema de 86,78%, superior ao estimado em simulação, de 85,12%, sendo este um indicativo de uma instalação bem realizada.

Foram realizadas duas avaliações de retorno financeiro do investimento no SFCR, as quais empregaram, ou resultados de geração, ou os resultados simulados, ambos tendo como base uma estimativa de 25 anos de vida útil e em uma Taxa Mínima de Atratividade, *TMA*, de 12% a.a. Os seguintes indicadores foram obtidos para os resultados de geração: Valor Presente Líquido, *VPL*, de R\$107.719, Taxa Interna de Retorno, *TIR*, de 22,95%, Tempo de Retorno Sobre o Investimento (*Payback*) de 6 anos e Retorno Sobre o Investimento (*ROI*, do inglês *Return On Investment*) de 326%. Para os resultados simulados, os seguintes indicadores foram obtidos: *VPL* de R\$160.302, *TIR* de 28,80%, *Payback* de 5 anos e *ROI* de 404%. Além disso, foram realizadas análises comparativas para as três principais distribuidoras de energia elétrica do RS, sendo elas RGE Sul, RGE e CEEE, onde a variável se deu apenas em torno das tarifas de energia. Os resultados validaram o investimento em um SFCR, nas características deste projeto, como atrativo financeiramente para as três principais distribuidoras do RS, com pequena variação entre elas devido à proximidade tarifária.

Por fim, a contribuição ambiental estimada ao longo da vida útil deste SFCR para reduzir a emissão na atmosfera de gases de efeito estufa se dará através de 90 toneladas de CO_2 que poderão deixar de ser emitidas em função da sua geração de energia limpa, quando considerados como base de cálculo os dados medidos de 2018. Se forem utilizados os dados simulados em PVSyst, a estimativa aumenta para 104 toneladas de CO_2 .

7.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se:

- Relacionar a quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados com as populações municipais;
- Realizar um estudo de caso sobre os motivos que levaram Santa Cruz do Sul a destacar-se no cenário estadual;
- Estudar o perfil de mercado dos demais estados;
- Relacionar os dados climáticos da estação meteorológica da Univates com os dados da estação do Instituto Nacional de Meteorologia, INMET, localizada em Teutônia, RS;

- Disponibilizar online dados reais de geração, abrangendo diversos sistemas fotovoltaicos em todas as regiões do RS;
- Considerar existência de sombreamento nas simulações em PVSyst;
- Estudar as possíveis mudanças de mercado oriundas da Consulta Pública 10/2018, que foi realizada pela ANEEL com o objetivo de obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012;
- Acompanhar a queda de preço das baterias, fortemente influenciada pelo advento com carros elétricos. A implantação de baterias em sistemas fotovoltaicos poderá mudar totalmente a relação entre consumidores e distribuidores de energia elétrica;
- Estudar a aplicação da tecnologia *blockchain* para o comércio local de energia elétrica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **ABB String Inverters: PVI-10/12.5-TL-OUTD**. <http://bit.ly/2EWozK3>, Acesso em: 10-10-2018.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Bandeiras Tarifárias 2019**. <http://bit.ly/314bpUn>, Acesso em: 02-6-2019.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. <http://bit.ly/2TGGZGA>, 2016, Acesso em: 17-10-2018.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Nota Técnica 62/2018**. <http://bit.ly/2JQTzyu>, 2018, Acesso em: 01-6-2019.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482/2012**. <http://bit.ly/2EMofft>, 2012, Acesso em: 20-11-2018.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687/2015**. <http://bit.ly/2H6VC03>, 2015, Acesso em: 20-11-2018.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. <http://bit.ly/2tUVNTx>, 2016, Acesso em: 23-10-2018.

Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída em 2018**. <http://bit.ly/2QZoS9I>, 2018, Acesso em: 11-11-2018.

Antoniolli, A. F. G. **Avaliação do Desempenho de Geradores Solares Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica no Brasil**. 2015. 153 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015. <http://bit.ly/2Tnk0Be>, Acesso em: 11-11-2018.

Araujo, N. D. **Implementação e Análise de Sistema de Produção de Energia Elétrica em Propriedade Rural com Módulos Fotovoltaicos de Silício Multicristalino**. 2019. 95 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia e Tecnologia de Materiais, Programa de Pós-

graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019. <http://bit.ly/31iyWAV>, Acesso em: 08-6-2019.

Aurora Vision. **Plant Viewer**. <http://bit.ly/2sC1KEh>, 2018, Acesso em: 19-01-2019.

Belém, T. C., Brito, B. H., Almeida, M. S. e Bittencourt, F. T. Análise da produção de 24 meses de um sistema fotovoltaico conectado à rede no estado do Tocantins. In: **Anais do VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – CBENS, Gramado, RS, Brasil, 2018.

Camargo Schubert Engenheiros Associados, SMERS, UERGS, PUCRS e UFRGS. **Atlas Solar: Rio Grande do Sul**. Curitiba: Camargo Schubert, 2018. Atlas. 1 *Pen drive*.

Conselho Estadual Do Meio Ambiente (CONSEMA). **Resolução nº 288/2014**, de 2 de outubro de 2014. Atualiza e define as tipologias, que causam ou que possam causar impacto de âmbito local, para o exercício da competência Municipal para o licenciamento ambiental, no Estado do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2 out. 2014. <http://bit.ly/2EWQhpS>, Acesso em: 15-11-2018.

Empresa De Pesquisa Energética (EPE). **Matriz Energética e Elétrica**. <http://bit.ly/2T44ICD>, Acesso em: 04-02-2018.

Empresa De Pesquisa Energética (EPE). **Consumo Anual de Energia Elétrica por Classe (nacional)**. <http://bit.ly/2CvhFJ5>, Acesso em: 08-11-2018.

Empresa De Pesquisa Energética (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018**. <http://bit.ly/2ASr3qo>, Acesso em: 08-11-2018.

Empresa De Pesquisa Energética (EPE). **Distributed Energy Resources: Impacts on Energy Planning Studies**. <http://bit.ly/2tXICkZ>, Acesso em: 23-07-2018.

Fundação Estadual De Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler (FEPAM). **Portaria nº 089/2018**, de 12 de novembro de 2018. Dispõe sobre o licenciamento ambiental de empreendimentos de geração de energia elétrica por fonte solar. Porto Alegre, 12 nov. 2018. <http://bit.ly/2EIGW8B>, Acesso em: 9-11-2018.

World Bank Group. **Global Solar Atlas**. <http://bit.ly/2sEoHql>, Acesso em: 12-12-2018.

Google Earth. **Mapa**. Digital Globe, 2018.

Greener. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 2º Semestre de 2018**. <http://bit.ly/2NP08kx>, Acesso em: 27-8-2018.

Instituto Brasileiro De Geografia E Estatística (IBGE). **Contas regionais do Brasil: 2010-2014**. Rio de Janeiro: IBGE, 2016. 85 p. <http://bit.ly/2DnOCZJ>, Acesso em: 11-11-2018.

Instituto Nacional De Pesquisas Espaciais (INPE). **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos, 2017. 88 p. <http://bit.ly/2SPy95c>, Acesso em: 10-09-2018.

Intergovernmental Panel On Climate Change (IPCC). **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**. <http://bit.ly/2HjdGVB>, Acesso em: 14-10-2018.

Jinko Solar. **Eagle 72-V 310-330 Watt: Módulo Fotovoltaico Policristalino**. <http://bit.ly/2SP6iln>, Acesso em: 10-11-2018.

Ministério Do Meio Ambiente (MMA). **iNDC Brasileira**. <http://bit.ly/2XkF1KW>, Acesso em: 31-05-2019.

Morais, F. H., Silva, O. L., Barbosa, F. R. e Moraes, A. M. Avaliação Técnico-Econômica do Desempenho Operacional do Primeiro Ano de Geração de um SFCR Integrado à Edificação. In: Anais do **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS**, Gramado, RS, Brasil, 2018.

Oliveira, M. M. **Análise do Desempenho de um Gerador Fotovoltaico com Seguidor Solar Azimutal**. 2008. 138 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2008. <http://bit.ly/2H6453G>, Acesso em: 05-8-2018.

Peraza, D. G. **Estudo de Viabilidade da Instalação de Usinas Solares Fotovoltaicas no Estado do Rio Grande do Sul**. 2013. 81 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013. <http://bit.ly/2H8PXqf>, Acesso em: 05-8-2018.

Petter, A. W. e Rodrigues, L. J. Perfil do Mercado de Energia Solar Fotovoltaica no Rio Grande do Sul. In: Anais do **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – CBENS, Gramado, RS, Brasil, 2018.

PVSyst. **Meteonorm data and program**. <http://bit.ly/2wpG0xx>, Acesso em: 30-5-2019.

Raimo, P. A., Sobreira, R. L. e Bueno, E. A. Análise de Desempenho da Usina Fotovoltaica de 70 kWp. Estudo de caso: Instituto Federal – Campus São Paulo. In: Anais do **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – CBENS, Gramado, RS, Brasil, 2018.

RGE SUL. **Regulamento de Instalações Consumidoras (RIC)**. <http://bit.ly/2FLFuzI>, Acesso em: 29-11-2018.

RGE SUL. **NTD 014.001**: Conexão de Minigeração e Microgeração Distribuída. 2.1 ed. São Leopoldo: RGE Sul, 2016. 42 p.

Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., Mata-Lima, H. e Morgado-Dias, F. Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. **Solar Energy**, [s.l.], v. 131, p.81-95, jun. 2016. Elsevier BV. <http://bit.ly/2ZkwqZf>, Acesso em: 08-6-2019

Scarabelot, L. T., Rampinelli, G. A. e Rambo, C. R. Avaliação Do Sistema De Compensação De Geração Distribuída Com Sistemas Fotovoltaicos Em Unidades Prosumidoras Residenciais. In: Anais do **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – CBENS, Gramado, RS, Brasil, 2018.

Silva, J. A. S., Alvarenga, B. P., Pimentel, S. P. e Marra, E. G., Tratamento e Análise de Dados Solarimétricos da Estação Meteorológica da EMC/UFG. In: Anais do **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar** – CBENS, Gramado, RS, Brasil, 2018.

SMA. **Performance Ratio**: Quality factor for the PV plant. <http://bit.ly/2MhQtly>, Acesso em: 09-01-2018.

Souza, T. C. F. e Oliveira, F. B. R. Análise Comparativa De Dados Reais e Simulados de uma Usina Solar Fotovoltaica. In: Anais do **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS**, Gramado, RS, Brasil, 2018.

Sunlynk. **What If We Could Install Solar Panels on Every Suitable Roof in the US?** 2018. <http://bit.ly/2CAnPHR>, Acesso em: 21-9-2018.

Wikipedia. **Arroio do Meio**. <http://bit.ly/2FCqapW>, Acesso em: 30-11-2018.

APÊNDICE A - Aspectos Construtivos do SFCR

A título de ilustração, a Figura A.1 apresenta uma síntese das principais etapas do processo de implantação. Informações relevantes acerca de cada uma delas são apresentadas nas subseções abaixo.



Figura A.1 – Etapas de implantação do SFCR.

A.1 Licenciamento Ambiental e Alvará de Licença

O projeto foi submetido ao procedimento padrão de licenciamento ambiental na Prefeitura do Município de Arroio do Meio, de acordo com a Resolução 288/2014, do Conselho Estadual do Meio Ambiente, CONSEMA, com respectivo código de ramo 3510-50 [CONSEMA, 2014]. Houve a emissão de Licença Prévia, Licença de Instalação e Licença de

Operação, em conformidade com a legislação vigente. Além disso, também houve encaminhamento de projeto civil para emissão do alvará de licença de obra.

Este projeto estaria isento do licenciamento ambiental utilizado caso a obra fosse realizada a partir de 13/11/2018, quando passou a vigorar a portaria 89/2018 da Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler, FEPAM, a qual definiu em seu Artigo 3º que, para geração de energia solar fotovoltaica, o procedimento aplicável para o licenciamento prévio é o Relatório Ambiental Simplificado (RAS), salvo ressalvas definidas em outros artigos, mas que não se aplicariam a este projeto [FEPAM, 2018]. A Figura A.2 apresenta a propriedade destinada à instalação do SFCR.



Figura A.2 – Área destinada à instalação do SFCR.

A.2 Construção e Ligação do Ramal de Entrada

A mureta foi construída em alvenaria, com poste de concreto para entrada aérea e caixa de medição para ligação trifásica de 63 A. Foram atendidos todos os requisitos do Regulamento de Instalações Consumidoras (RIC), de onde foi extraída a Figura A.3, ilustrando os componentes e termos de uma entrada aérea genérica [RGE Sul, 2014]. O ramal de entrada concluído aparece na Figura A.4.

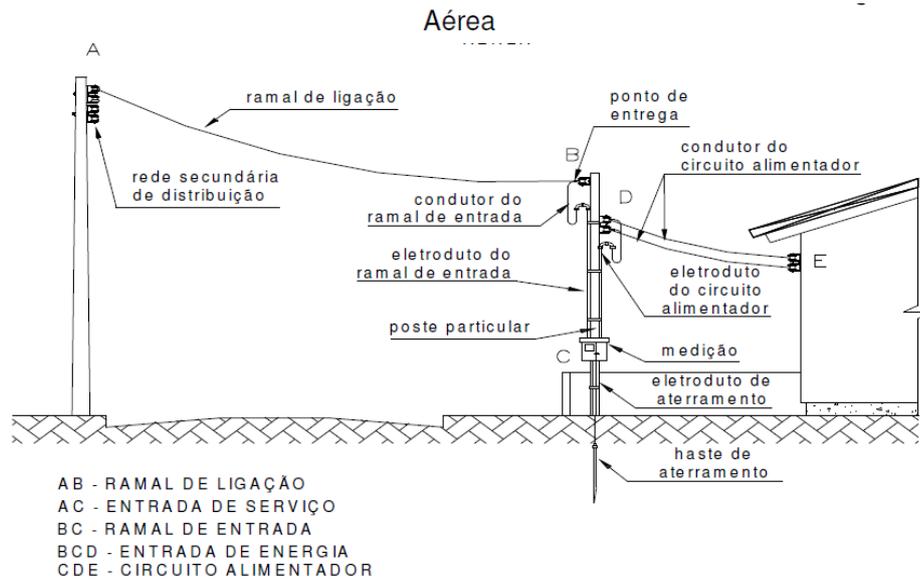


Figura A.3 – Ilustração de entrada aérea. [RGE Sul, 2014]



Figura A.4 – Ramal de entrada concluído.

A.3 Solicitação de Acesso à RGE Sul e Emissão do Parecer de Acesso

O projeto elétrico foi elaborado e encaminhado à RGE Sul, em conformidade com todos os requisitos da Resolução Normativa (REN) 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), [ANEEL, 2012], da REN 687/2015 ANEEL, [ANEEL, 2015], da Norma Técnica de Distribuição (NTD) 014.001 da RGE Sul, [RGE SUL, 2016] e do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica do Sistema Elétrico Nacional (PRODIST),

[ANEEL, 2017]. Assim, a RGE Sul emitiu o Parecer de Acesso, viabilizando o início da construção do SFCR.

A.4 Construção das Fundações

Todas fundações foram dimensionadas em formato de estacas cilíndricas. Entretanto, devido à característica rochosa de parte do terreno encontrada durante a execução, as fundações destinadas ao Sistema Fotovoltaico Norte foram redimensionadas para o formato sapata associada de base retangular, mantendo os requisitos estruturais. A sequência dada pela Figura A.5, Figura A.6 e Figura A.7 mostra a etapa de perfuração do solo para fundações tipo estacas, montagem dos moldes para fundação tipo sapata associada e uma visão geral da propriedade durante a etapa de construção das fundações, respectivamente.



Figura A.5 – Perfuração do solo para fundações tipo estacas.



Figura A.6 – Montagem dos moldes para fundações tipo sapata associada.



Figura A.7 – Visão geral da propriedade durante a etapa de construção das fundações.

A.5 Instalação dos Eletrodutos

Os eletrodutos foram embutidos no solo com profundidade mínima de 70 cm. A Figura A.8 apresenta o processo de abertura das canaletas no solo para posterior posicionamento dos eletrodutos. O objetivo destes eletrodutos é conectar os três SFV à central de inversores e conectar a central de inversores ao ramal de entrada.



Figura A.8 – Abertura de canaletas no solo para posterior alocação de eletrodutos.

A.6 Montagem da Estrutura Metálica

As estruturas metálicas foram fixadas às fundações, Figura A.9, por meio de chumbadores de ancoragem mecânica, com expansão controlada por torque.



Figura A.9 – Detalhe da fixação por chumbadores de ancoragem mecânica.

O modelo das estruturas metálicas é comercial, não customizado, composto em sua base por aço galvanizado a fogo e, na parte superior, por longarinas de alumínio anodizado. O ângulo de inclinação, β , que a estrutura metálica proporciona aos módulos fotovoltaicos, com relação ao solo, é de 25° e cada uma das três estruturas metálicas aloca 42 módulos fotovoltaicos na posição retrato. Além disso, o ângulo azimutal, γ , é de 0° para os três SFV. A Figura A.10 e a Figura A.11 exibem as estruturas metálicas montadas sobre os dois diferentes tipos de fundações.



Figura A.10 – Fixação da estrutura metálica sobre fundações tipo sapata associada.



Figura A.11 – Fixação da estrutura metálica sobre fundações tipo estaca.

A.7 Fixação dos Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos foram fixados na posição retrato, em linhas de vinte e uma unidades. A Figura A.12, a Figura A.13 e a Figura A.14 apresentam, respectivamente, os módulos parcialmente fixados, a equipe técnica realizando o processo e, por fim, todos os módulos fixados nos três sistemas fotovoltaicos.



Figura A.12 – Módulos fotovoltaicos parcialmente fixados.



Figura A.13 – Fixação de módulos fotovoltaicos sendo realizada pela equipe técnica.



Figura A.14 – Visão geral do SFCR após concluída a fixação dos módulos.

A.8 Instalações Elétricas e de Inversores

A primeira fase desta etapa, de instalações no lado de CC, consistiu em realizar a conexão dos módulos fotovoltaicos em séries de 14, soldar conectores *Multi-Contact 4 mm Diameter, MC4*, organizar o cabeamento elétrico nas canaletas da estrutura metálica, conforme Figura A.15, e levar os cabos até os inversores através dos eletrodutos subterrâneos.



Figura A.15 – Detalhe da passagem de cabos de CC pelas canaletas das estruturas.

A segunda fase, de instalações no lado de CC, consistiu em construir uma mureta para fixação dos inversores, instalação dos inversores, instalação dos quadros elétricos e levar os cabos, através dos eletrodutos subterrâneos, da central de inversores (Figura A.16) até o ramal de entrada, conforme detalhe de caixa de passagem da Figura A.17. Por último, todas conexões elétricas do SFCR foram realizadas.



Figura A.16 – Detalhe da central de inversores em processo de montagem.



Figura A.17 – Detalhe de uma caixa de passagem aberta, com cabeamento exposto.

A terceira fase, de aterramento dos equipamentos e estruturas, consistiu em realizar este processo em conformidade com o projeto elétrico, sendo utilizados eletrodos de aterramento (hastes) nas três estruturas metálicas, no ramal de entrada e na central de inversores, equipotencializando o SFCR.

A quarta fase consistiu na instalação de estrutura de rede para possibilitar o monitoramento remoto do SFCR. Uma antena de comunicação foi instalada junto à central de inversores, Figura A.18.



Figura A.18 – Detalhe da antena de comunicação fixada à central de inversores.

O monitoramento remoto é realizado através da plataforma Aurora Vision, disponibilizada pela ABB, fabricante dos inversores. É possível acompanhar todo histórico de geração a partir dela, Figura A.19.



Figura A.19 – Interface do sistema de monitoramento Aurora Vision. [Aurora Vision, 2019]

A.9 Comissionamento

O comissionamento do SFCR verificou a qualidade e a segurança da instalação, onde os seguintes itens foram tratados:

- Integridade do SFCR de maneira geral;
- Presença dos módulos fotovoltaicos e montagem adequada destes, sem danos e atendendo às especificações de inclinação e orientação do projeto;
- Presença dos inversores;
- Presença de demais componentes;
- Presença dos componentes de seccionamento, proteção e controle;
- Presença do aterramento elétrico;
- Presença de identificação das conexões;
- Presença da placa de advertência no ramal de entrada;
- Teste mecânico das conexões elétricas;
- Teste de continuidade dos circuitos de aterramento e equipotencialização;
- Teste de polaridade;
- Medição de corrente de curto circuito e tensão de circuito aberto de cada *string*;

- Comparação de resultados entre *strings*;
- Verificação dos parâmetros elétricos do inversor;
- Verificação da potência de entrada/saída, correntes de entrada/saída, tensão entrada/saída e temperatura de operação, em cada inversor;
- Comparação dos resultados acima entre inversores;
- Teste do sistema de monitoramento;
- Teste de ilhamento;
- Treinamento ao proprietário com conceitos básicos de segurança, operação, garantias e manutenção;
- Entrega da documentação completa do projeto ao proprietário;
- Verificação de desempenho do SFCR; e
- Limpeza e organização da área.

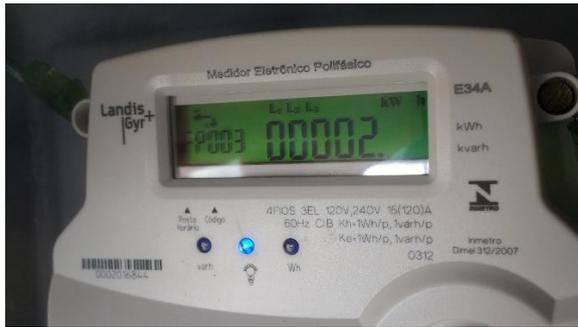
Problemas encontrados durante o comissionamento:

- Tensão elétrica elevada na rede elétrica de distribuição;
 - Solução: RGE Sul ajustou o TAP do transformador da rede de distribuição.
- Borne do quadro elétrico superaquecendo;
 - Solução: Substituição do borne e reaperto das conexões.

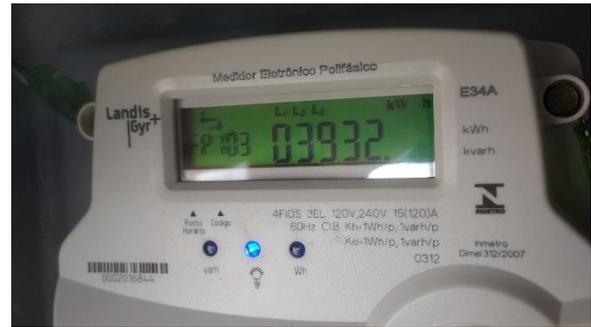
A.10 Substituição do Relógio Medidor

Após execução da obra, validados os testes e comissionado o SFCR, foi solicitada vistoria à RGE Sul. A equipe técnica da RGE Sul realizou vistoria do SFCR e substituiu o relógio medidor convencional do ramal de entrada por um relógio medidor bidirecional. Com a substituição do relógio é assinado um contrato de adesão de microgeração, o qual encerra o ciclo de instalação e dá início à operação do SFCR.

O relógio medidor bidirecional quantifica a energia consumida, representada no display pelo código FP003 e quantifica a energia produzida, representada no display pelo código FP103. As imagens da Figura A.20 (a) e (b), foram registradas pelo autor em 14/12/2017, quando a Unidade Consumidora, UC, havia injetado na rede elétrica 3.932 kWh e consumido 2 kWh.



(a)



(b)

Figura A.20 – (a) Registro do display do medidor bidirecional apresentando o código FP003, correspondente ao consumo de energia elétrica, sendo este de 2 kWh. (b) Registro do display do medidor bidirecional, apresentando o código FP103, correspondente à geração de energia elétrica, sendo esta de 3.932 kWh.

APÊNDICE B – Relatório de Saída do PVSyst

PVSYST V6.72		18/06/18	Page 1/3
Grid-Connected System: Simulation parameters			
Project :			
Geographical Site	Arroio do Meio	Country	Brazil
Situation	Latitude	Longitude	
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 36 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Arroio do Meio	Meteonorm 7.1 (2006-2012), Sat=96% - Synthetic	
Simulation variant : New simulation variant			
	Simulation date	18/06/18 15h11	
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation	Tilt	25°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	JKM 320PP-72
Original PVsyst database	Manufacturer	Jinkosolar	
Number of PV modules	In series	14 modules	In parallel 9 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	126	Unit Nom. Power 320 Wp
Array global power	Nominal (STC)	40.3 kWp	At operating cond. 36.3 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	472 V	I mpp 77 A
Total area	Module area	244 m²	Cell area 221 m²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	PVI-12.5-TL-OUTD	
Characteristics	Manufacturer	ABB	
	Operating Voltage	175-850 V	Unit Nom. Power 12.5 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	6 * MPPT 50 %	Total Power 38 kWac
			Pnom ratio 1.08
PV Array loss factors			
Thermal Loss factor	Uc (const)	29.0 W/m²K	Uv (wind) 0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	103 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC
Module Quality Loss			Loss Fraction -1.5 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss			Loss Fraction 0.10 %
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Param. 0.05
User's needs :	Unlimited load (grid)		

Figura B.1 – Página 1/3 dos resultados da simulação em PVSyst.

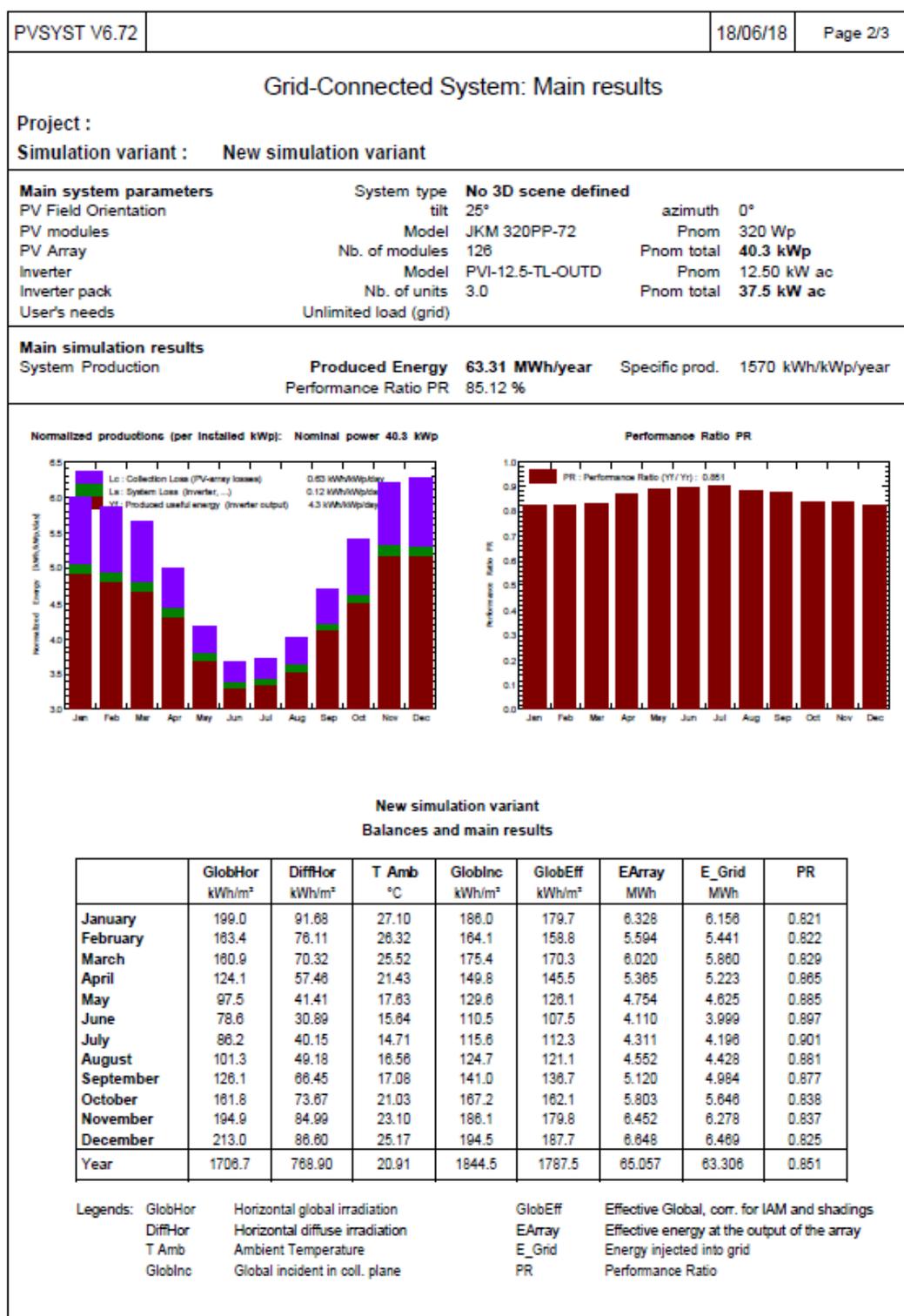


Figura B.2– Página 2/3 dos resultados da simulação em PVSystem.

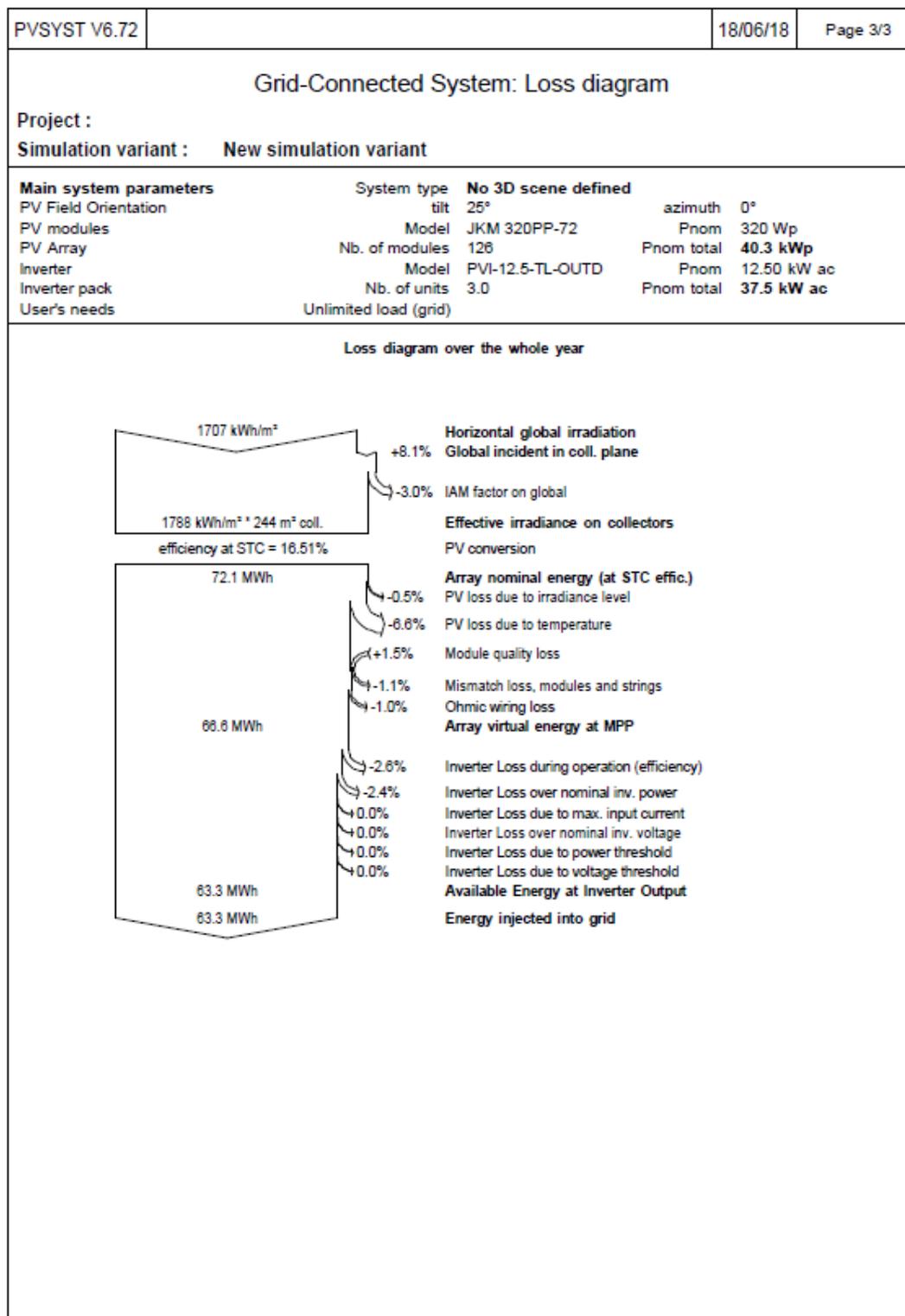


Figura B.3 – Página 3/3 dos resultados da simulação em PV Syst.

APÊNDICE C - Outras Fontes de Dados Climáticos

Além da utilização dos dados medidos da estação meteorológica da Universidade do Vale do Taquari, Univates, e dos dados do PVSyst, neste apêndice são abordadas outras três fontes: o Atlas Solar Global, o Atlas Solar do RS e o banco de dados *National Aeronautics and Space Administration (NASA) – Surface meteorology and Solar Energy (SSE)*. O objetivo é trazer outras referências comparativas, principalmente de Irradiação Global Horizontal e temperatura.

O Atlas Solar Global foi elaborado pela empresa Solargis para o Banco Mundial e, para a América do Sul, teve as medições realizadas de 1999 a 2015. A Solargis processa estes dados de três provedores de informações de satélite: EUMETSAT, *Japanese Meteorological Agency* e *National Oceanic and Atmospheric Administration*. As informações resultam de análises de satélites geoestacionários operando em cinco posições-chave, para cobrir todo o mundo (exceto regiões polares e subpolares). Os dados da temperatura ambiente são derivados dos modelos meteorológicos *Climate Forecast System Reanalysis (CFSR)* e *Climate Forecast System Version 2 (CFSv2)*. O recurso solar, o potencial de energia fotovoltaica e os dados de temperatura ambiente são agregados a longo prazo em médias anuais. A validação dos dados finais se dá através da iteração destes com dados de estações meteorológicas de alta precisão instaladas em todo o planeta, sendo que em algumas regiões há uma maior ou menor proximidade com as estações. Para as regiões mais próximas das estações, a confiabilidade dos dados é superior.

Além disso, a incerteza das estimativas anuais de recurso solar a longo prazo por modelos baseados em satélite pode ser caracterizada pelo cálculo do desvio nos locais de validação, onde estão disponíveis medições solares de alta qualidade. Uma análise da distribuição dos desvios sistemáticos do modelo da Solargis em diferentes geografias e situações leva às seguintes conclusões: na maioria dos casos, o desvio esperado dos valores anuais é na faixa de $\pm 4\%$ a $\pm 8\%$ para a Irradiação Global Horizontal. Espera-se um desvio mais alto em condições geograficamente complexas e em regiões que não são suficientemente cobertas por medições meteorológicas de alta qualidade.

A Figura C.1 apresenta o mapa de Irradiação Global Horizontal para a mesma localização da estação meteorológica da Univates, sendo os resultados observados na Tabela C.1.

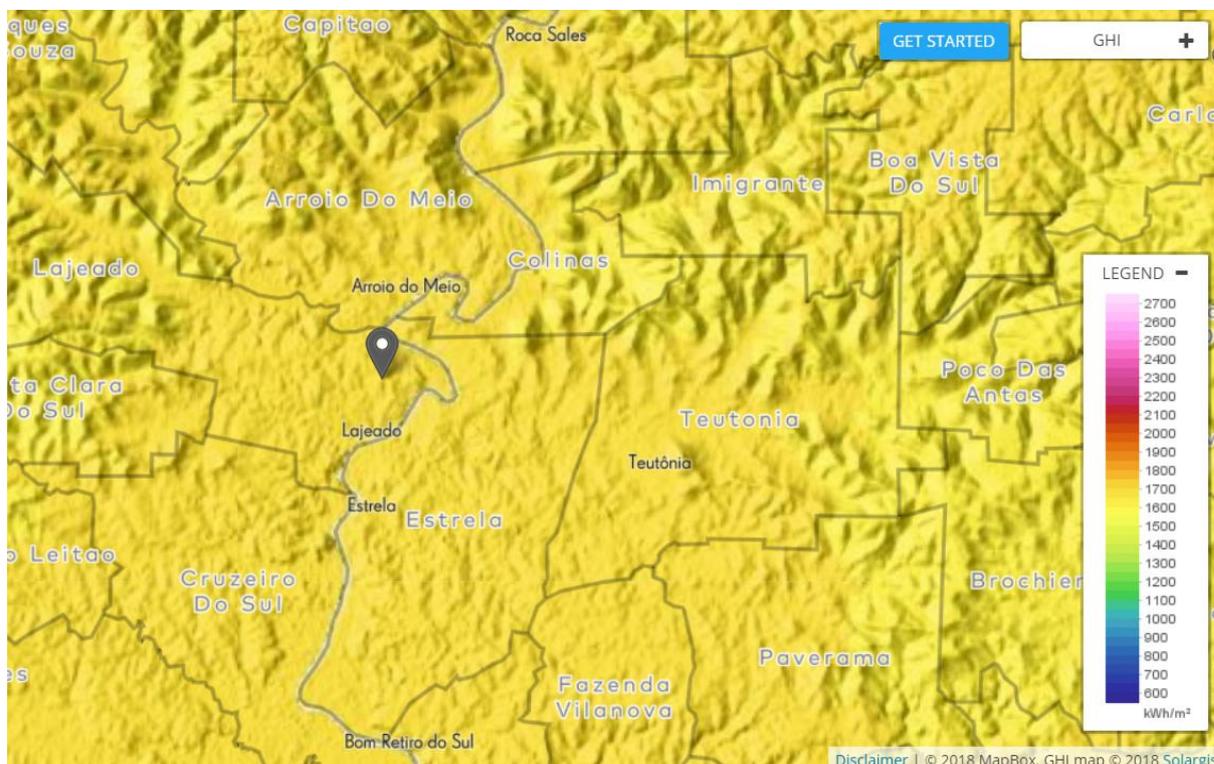


Figura C.1 – Mapa de Irradiação Global Horizontal, extraído do Atlas Solar Global, para a mesma região da estação meteorológica da Univates e do SFCR. [Adaptado de World Bank Group, 2018]

A segunda fonte de dados comparativa a ser utilizada é a do Atlas Solar do RS, o qual mapeou o potencial solar do estado a partir do sistema de modelagem de mesoescala *Weather Research and Forecasting Model* (WRF), ajustado e validado com dados solarimétricos provenientes de 33 estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia, INMET. Também foram utilizados, para validação e interpretação dos resultados, os dados do Atlas Brasileiro de Energia Solar e os dados de reanálise *Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications, Version 2* (MERRA2). A rede de estações do INMET dispõe de estações automáticas, convencionais e de radiossonda, mas, para desenvolvimento do Atlas, foram considerados apenas os dados das estações automáticas, de 2001 até 2017.

Tabela C.1 – Dados do Atlas Solar Global para a localização da estação meteorológica da Univates. [Adaptado de World Bank Group, 2018]

Descrição	Valor
Irradiação Global Horizontal	1.666 kWh/m ² por ano
Irradiação Normal Direta	1.583 kWh/m ² por ano
Irradiação Horizontal Difusa	651 kWh/m ² por ano
Irradiação Global no Plano Inclinado (26°)	1.811 kWh/m ² por ano
Temperatura Ambiente Média	18,9 °C
Produtividade do Sistema (Y_f)	1.425 kWh/kWp/ano

A Figura C.2 apresenta o mapa de Irradiação Global Horizontal para a região da instalação e da estação meteorológica da Univates, sendo os resultados observados na Tabela C.2.

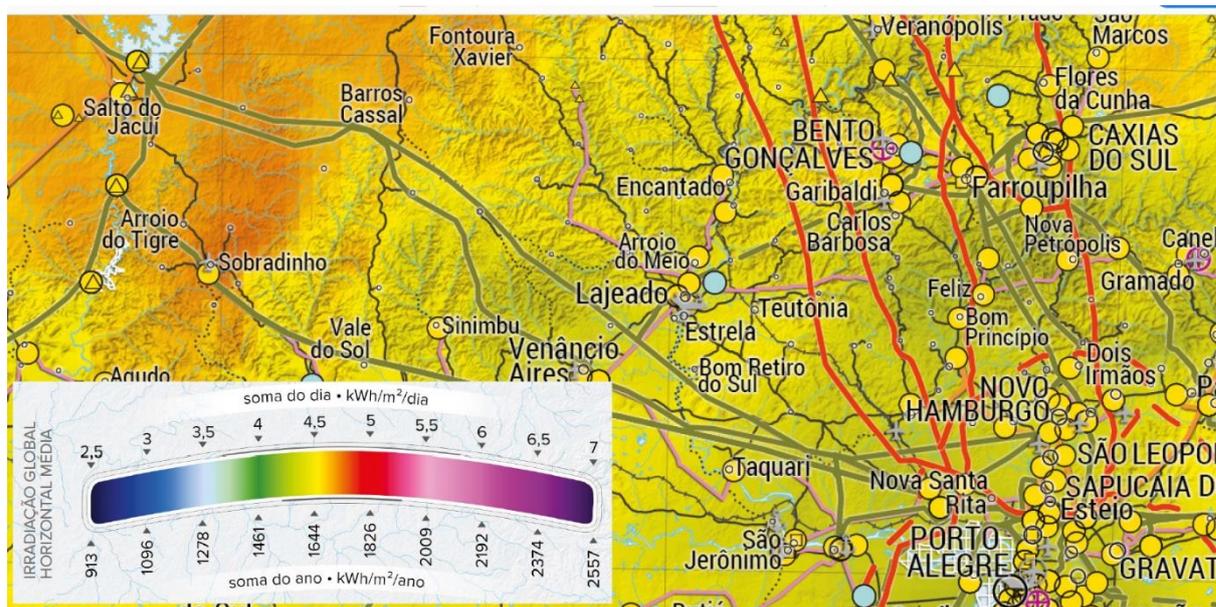


Figura C.2 – Mapa de Irradiação Global Horizontal, extraído do Atlas Solar do RS, para a mesma região da estação meteorológica da Univates e do SFCR. [Adaptado de Camargo Schubert Engenheiros Associados et al, 2018]

Tabela C.2 – Dados do Atlas Solar do RS, interpolados para uma coordenada de Lajeado, localizada à 2,3 km da estação meteorológica da Univates. [Adaptado de Camargo Schubert Engenheiros Associados et al, 2018]

Descrição	Valor
Irradiação Global Horizontal	1.604 kWh/m ² por ano
Irradiação Normal Direta	1.713 kWh/m ² por ano
Irradiação Horizontal Difusa	478 kWh/m ² por ano
Irradiação Global no Plano Inclinado (20°)	1.742 kWh/m ² por ano
Temperatura Ambiente Média	20,7 °C
Produtividade do Sistema (Y_f)	1.357 kWh/kWp/ano

O software PVSyst 6.72 também disponibiliza a fonte de dados “*NASA-SSE Satellite data, 1983-2005 – Synthetic*” para realização de simulações de geração de energia. O banco de dados utilizado para este projeto foi o Meteonorm 7.1, porém, com o intuito de enriquecer as comparações, novas simulações foram realizadas com o banco de dados meteorológicos *NASA-SSE*, obtendo os resultados apresentados na Tabela C.3, onde verifica-se que a Irradiação Global Horizontal é de 1.600 kWh/m² por ano e a temperatura média é de 19,31°C.

Tabela C.3 – Resultados da simulação realizada em PVSyst 6.72 com o banco de dados meteorológicos de satélite *NASA-SSE*, com período de medição de 1983 a 2005.

Descrição	Valor
Irradiação Global Horizontal	1.600 kWh/m ² por ano
Irradiação Normal Direta	N/D kWh/m ² por ano
Irradiação Horizontal Difusa	654 kWh/m ² por ano
Irradiação Global no Plano Inclinado (25°)	1.751 kWh/m ² por ano
Temperatura Ambiente Média	19,31 °C
Produtividade do Sistema (Y_f)	1.506 kWh/kWp por ano

Por fim, apresenta-se a Tabela C.4, onde são comparados todos os resultados de irradiação global horizontal e temperatura ambiente média. Entre os bancos de dados, a média

de irradiação global horizontal é de 1.644 kWh/m² por ano e de temperatura ambiente média é de 19,95°C. Observa-se que todas as fontes de referência apresentaram irradiação global horizontal superior (entre 5,96% e 13,04%) ao ano de 2018, medido pela estação meteorológica da Univates. Já a temperatura ambiente média de 20,57 °C, medida pela estação meteorológica da Univates, em 2018, está 3,10% acima da média dos bancos de dados, que é de 19,95°C. Ambas as situações de 2018 prejudicam a produção de energia, ou seja, tanto irradiação global horizontal inferior, quanto a temperatura ambiente média superior.

Tabela C.4 – Comparação entre as diferentes fontes.

Descrição	Atlas Solar Global	Atlas Solar do RS	PVSyst Meteonorm 7.1	PVSyst NASA- SSE	Estação Meteorológica da Univates
Irradiação Global					
Horizontal [kWh/m ² por ano]	1.666	1.604	1.707	1.600	1.510
Temperatura					
Ambiente Média [°C]	18,9	20,7	20,9	19,3	20,6