



SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS À REDE EM
INSTITUIÇÕES MULTI-SEDES: UMA ABORDAGEM TÉCNICA A PARTIR DO
ESTUDO DO PROJETO IFRN-SOLAR

Hélio Henrique Cunha Pinheiro

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): David Alves Castelo Branco

Neilton Fidélis da Silva

Rio de Janeiro

Junho de 2022

SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS À REDE EM
INSTITUIÇÕES MULTI-SEDES: UMA ABORDAGEM TÉCNICA A PARTIR DO
ESTUDO DO PROJETO IFRN-SOLAR

Hélio Henrique Cunha Pinheiro

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidelis da Silva

Aprovada por: Prof. Dr. David Alves Castelo Branco

Prof. Dr. Neilton Fidelis da Silva

Prof. Dr. Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas

Dr. Daniel de Barrêdo Viana

Dr. Luciano Basto Oliveira

Dr. Leandro Andrei Beser de Deus

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2022

Pinheiro, Hélio Henrique Cunha

Sistemas solares fotovoltaicos integrados à rede em instituições multi-sedes: uma abordagem técnica a partir do estudo do projeto IFRN-solar / Hélio Henrique Cunha Pinheiro. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

XVIII, 158 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidélis da Silva

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 152-158.

1. Fotovoltaica. 2. Multi-sedes. 3. Pulverização. 4. Centralização. 5. *Payback*. I. Branco, David Alves Castelo *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Aos meus pais, Hélio e Risoneide, pelo amor dedicado, pelos valores ensinados e pelo incentivo aos estudos; aos meus filhos, Álvaro, Taís e Hanna, os verdadeiros tesouros da minha vida; a todos os amigos e familiares que torceram muito para que eu chegasse até aqui.

Agradecimentos

Agradeço inicialmente a Deus pelo dom da vida, pela família que tenho, pela saúde e pela disposição em acordar fortalecido todo dia para a batalha cotidiana.

Agradeço aos meus pais pelo amor dedicado, pelos valores repassados e por todos os esforços e sacrifícios para me proporcionar educação de qualidade e oportunidades que mudaram a minha vida.

Agradeço aos meus filhos pela compreensão das muitas ausências durante essa jornada.

Agradeço a todas as pessoas mais próximas que acompanharam a minha luta durante essa jornada, pelo incentivo, apoio e dedicação incondicionais.

Agradeço àqueles que direta ou indiretamente contribuíram com fornecimento de dados, com suas opiniões, críticas e sugestões que certamente foram consideradas na elaboração deste trabalho.

Agradeço aos meus colegas de doutorado, pelas informações e ajuda fornecidas, em especial ao colega Gabriel Constantino.

Aos coordenadores do DINTER Neilton Fidélis e Renato Samuel, pelo apoio, incentivo e por terem idealizado e batalhado pela parceria entre IFRN e UFRJ.

Ao setor de Engenharia do IFRN, na pessoa do engenheiro Franklin Robias, que disponibilizou os dados dos sistemas fotovoltaicos e se colocou à disposição para tirar dúvidas requisitadas.

Aos professores do Programa de Planejamento Energético, e aos meus orientadores Neilton Fidelis e David Alves, pela confiança e autonomia dada no decorrer deste trabalho.

Um agradecimento muito especial ao Professor Neilton Fidélis, por sua dedicação, disponibilidade e envolvimento com muito afinco em todas as fases deste trabalho.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS INTEGRADOS À REDE EM
INSTITUIÇÕES MULTI-SEDES: UMA ABORDAGEM TÉCNICA A PARTIR DO
ESTUDO DO PROJETO IFRN-SOLAR

Hélio Henrique Cunha Pinheiro

Junho/2022

Orientadores: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidélis da Silva

Programa: Planejamento Energético

O uso da tecnologia solar fotovoltaica está cada vez mais difundido e consolidado no mundo e vem ganhando significativo espaço no Brasil. Graças ao registro de quedas gradativas nos preços de sistemas fotovoltaicos e a construção de marcos legais favoráveis à sua difusão, consumidores residenciais urbanos e rurais, empresas de serviços, indústrias e o poder público estão aderindo progressivamente ao uso dessa tecnologia. Neste contexto, é importante que instituições e empresas com multi-sedes discirnam se é mais vantajoso, do ponto de vista técnico e econômico, pulverizar sistemas fotovoltaicos em todas as suas sedes ou centralizá-los nas sedes que apresentem melhor rendimento energético. O presente trabalho se propõe a responder essa questão. Para tanto, avalia os indicadores registrados no Projeto IFRN-Solar implementado pelo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN), Brasil, no âmbito do qual encontram-se instalados mais de 2 MWp em energia solar fotovoltaica em 21 das suas 23 sedes. O estudo faz uso do *software* PVWatts, de medições de energia nos locais de instalação dos diferentes sistemas, bem como de parâmetros de desempenho técnico, recorrentes na literatura, e do Método do Tempo de Retorno Descontado. Entre os resultados alcançados destaca-se o fato de que a centralização dos sistemas nos sítios mais bem avaliados (7 sedes) propicia, em 25 anos, na proposta mais vantajosa, um ganho de 2,75% de oferta de energia, um ganho financeiro de 155,96% e

uma redução no *payback* de 9,4 anos, quando comparado à alternativa de pulverização das unidades de geração nas 21 sedes.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

SOLAR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS INTEGRATED TO THE NETWORK IN
MULTI-HOST INSTITUTIONS: A TECHNICAL APPROACH FROM THE STUDY
OF THE IFRN-SOLAR PROJECT

Hélio Henrique Cunha Pinheiro

June/2022

Advisors: David Alves Castelo Branco

Neilton Fidélis da Silva

Department: Energy Planning

The use of photovoltaic solar technology is increasingly widespread and consolidated worldwide, gaining significant space in Brazil. Thanks to records of gradual photovoltaic system price decreases and the construction of legal frameworks favorable to their diffusion, urban and rural residential consumers, service companies, industries and the government are progressively adhering to the use of this technology. In this context, it is important that institutions and companies with multiheadquarters discern whether it is more advantageous, from both a technical and economic point of view, to disperse photovoltaic systems throughout all of their headquarters or to centralize them in the offices presenting the best energy efficiency. The present study aims at answering this question. To this end, indicators recorded in the IFRN-Solar Project implemented by the Rio Grande do Norte Federal Institute of Education, Science and Technology, in Brazil, where 2 MWp of photovoltaic solar energy are installed in 21 of its 23 headquarters, were evaluated. The PVWatts software, energy measurements at the different plant installation locations and technical performance parameters recurrent in the literature, as well as the Discounted Payback Method were used herein. The results indicate that system centralization in the best-evaluated sites (7 campi) will, in 25 years, provide a 2.75% energy supply gain, a 155.96% financial gain and a payback reduction

of 9.4 years when compared to the alternative comprising generation unit dispersion throughout the 21 campi.

Sumário

INTRODUÇÃO.....	1
CAPÍTULO I - TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	14
1.1 Introdução	14
1.2 O aproveitamento solar fotovoltaico	15
1.3 Tecnologia de células fotovoltaicas.....	16
1.4 Sistemas Fotovoltaicos	21
1.4.1 Módulo Fotovoltaico.....	21
1.4.2 Inversor	24
1.4.3 Acumuladores, Controladores e Proteção.....	25
1.5 Aplicações de sistemas fotovoltaicos	27
CAPÍTULO II - EXPLORAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	38
2.1 - Introdução.....	38
2.2 Energia fotovoltaica: Cenário mundial.....	39
2.3 Energia solar fotovoltaica no Brasil	43
2.4 Geração Distribuída no Brasil e a energia solar fotovoltaica	49
2.5 Perspectivas Regulatórias da Geração Distribuída no Brasil.....	61
CAPÍTULO III - PROJETO IFRN-SOLAR	67
3.1 Introdução	67
3.2 A Rede Federal: das escolas de aprendizes e artífices aos institutos federais	69
3.3 O Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do	75
Norte	
3.4 A Promoção da Sustentabilidade nos Espaços de Ensino da RFEPCT: o	
Comitê Temático e o projeto IF-Solar	79
3.5 O IFRN e sua política de sustentabilidade: o projeto IFRN-Solar.....	81
3.5.1 Especificações técnicas do projeto IFRN-Solar	86
CAPÍTULO IV - PERCURSO METODOLÓGICO	91

4.1	Introdução	91
4.2	Estudos voltados a estimativas de desempenho dos Sistemas Solar Fotovoltaicos	93
4.3	Performance dos arranjos fotovoltaicos	97
4.3.1	Rendimento de Referência (Y_R)	99
4.3.2	Rendimento Final (Y_F)	100
4.3.3	Performance Ratio (PR)	101
4.3.4	Fator de Capacidade (FC)	101
4.3.5	Eficiência Global Anual (η_A)	102
4.3.6	Análise de desempenho técnico dos SFCRs	102
4.4	Análise de viabilidade econômica dos arranjos fotovoltaicos	103
4.5	Arranjo Centralizado x Descentralizado	108
4.5.1	Cenário 1	110
4.5.2	Cenário 2	111
4.5.3	Cenário 3	111
CAPÍTULO V - AVALIAÇÃO DO PROJETO IFRN-SOLAR		114
5.1	Introdução	114
5.2	Análise da performance energética de diferentes sedes a partir do Projeto IFRN-Solar	114
5.3	Tempo de retorno do investimento	128
5.3.1	Análise de sensibilidade para tempo de retorno do investimento	136
CONCLUSÕES		144
REFERÊNCIAS		152

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1- Geração Mundial de Energia Elétrica por fonte (%).	2
Figura 2 - Capacidade global solar fotovoltaica e incrementos anuais, entre 2010 e 2020.	5
Figura 3 - Formas de aproveitamento do recurso solar.	15
Figura 4 - Lingote de silício monocristalino.	17
Figura 5 - Lingote de silício policristalino.	17
Figura 6- Modelos de células: (a) silício monocristalino; (b) silício policristalino; e (c) silício amorfo.	17
Figura 7 - Módulos de filme fino: (a) flexível de CIGS; (b) rígido de CdTe.	19
Figura 8 - Camadas de um módulo fotovoltaico típico.	22
Figura 9 - Configuração básica de um SFI.	29
Figura 10 - Configuração de um SFI voltado para residência com atendimento exclusivamente em CA.	29
Figura 11 - Sistema híbrido de geração de energia elétrica.	31
Figura 12 - Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico de abastecimento de água.	32
Figura 13 - Esquema simplificado de um SFCR.	34
Figura 14 - Diagrama esquemático de vários SFVs conectados à rede de distribuição.	34
Figura 15 - Esquema de geração de energia através de uma UFV (geração centralizada).	36
Figura 16 - Adições anuais de capacidade instalada em energias renováveis por tecnologia, de 2013 a 2020.	40
Figura 17 - Capacidade instalada e adições anuais em energias solar FV no mundo, entre 2010 e 2020.	41
Figura 18 - Top 10 dos países em capacidade instalada e adições FV em 2020.	42

Figura 19 - Participação dos 10 primeiros países e do resto do mundo em capacidade instalada FV, em 2020.....	42
Figura 20 - Matriz Elétrica Brasileira por participação de fonte.....	44
Figura 21 - Média anual diária de irradiação global horizontal do Brasil.....	45
Figura 22 - Média anual diária de irradiação direta normal do Brasil.....	46
Figura 23 - Média anual diária de irradiação no plano inclinado na latitude.....	47
Figura 24 - Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil considerando o rendimento energético anual.....	48
Figura 25 - Evolução da GD no Brasil por tipo de geração.....	57
Figura 26 - Evolução do quantitativo de unidades de geração distribuída no Brasil.....	57
Figura 27 - GD nos estados brasileiros, considerando-se a potência instalada e o número de unidades geradoras.....	58
Figura 28 - Quadro da GD nas regiões do Brasil.....	59
Figura 29 - Evolução do número de municípios brasileiros que possuem unidades de GD.....	59
Figura 30 - GD no Brasil por classe de consumo.....	60
Figura 31 - GD no Brasil resumida por modalidade de consumo.....	61
Figura 32 - Expansão da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica.....	72
Figura 33 - Distribuição geográfica das instituições que compõem a RFEPCT.....	73
Figura 34 - Localização das unidades do IFRN no Rio Grande do Norte.....	77
Figura 35 - Expansão do IFRN.....	77
Figura 36 - Evolução das quantidades e da potência instalada dos SFCRs do IFRN.....	85
Figura 37 – Maneiras distintas de instalação dos SFCRs em algumas sedes do IFRN..	85
Figura 38 - Irradiação Global Horizontal e Temperatura Média Anual das sedes do IFRN contempladas no Projeto IFRN-Solar.....	109
Figura 39 - Rendimentos de Referências (Y_{CR}) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando a Premissa 1.....	115

Figura 40 - Rendimentos de Referências Corrigidos (Y_{CR}) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1 e 2.	117
Figura 41 - Rendimentos Finais (Y_F) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1, 2 e 3.	120
Figura 42 - Performance Ratio (PR) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1 e 2.	122
Figura 43 - Fator de Capacidade (FC) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1, 2 e 3.	124
Figura 44 - Eficiência Global Anual (η_A) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1 e 2.	126
Figura 45 - Payback dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar a partir de medições de campo.	129
Figura 46 - Comportamento do payback dos SFCRs do projeto IFRN Solar considerando a distribuição pulverizada (premissa 2) e os cenários 1, 2 e 3.....	132
Figura 47 - Ganhos de paybacks advindos da alocação de SFCRs nas sedes de melhor Rendimento Final.	134
Figura 48 - Sensibilidade do payback a partir da variação da taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.	138
Figura 49 - Sensibilidade do <i>payback</i> a partir da variação da taxa de desconto considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.	139
Figura 50 - Sensibilidade do <i>payback</i> a partir da variação da tarifa de energia elétrica da concessionária considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.....	140
Figura 51 - Sensibilidade do <i>payback</i> a partir da variação dos custos de O&M considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.	141
Figura 52 - Sensibilidade do payback a partir da variação do custo inicial de investimento considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.	142

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1- Eficiência de conversão de energia solar em eletricidade de diferentes tecnologias fotovoltaicas.	21
Tabela 2 - Exemplos de aplicações mais comuns de SFVs voltados a telecomunicações e monitoramento remoto.	33
Tabela 3 - Distribuição das Usina Fotovoltaica no Brasil.	36
Tabela 4 - Normas vigentes da ABNT relacionadas com SFVs.....	53
Tabela 5 - Alternativas propostas pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa 482/2012.	64
Tabela 6 - Relação das instituições que adquiriram SFCRs a partir do Projeto IF-Solar.	81
Tabela 7 - Relação de sistemas fotovoltaicos do IFRN: sede, data de início de operação, investimento e potência instalada.	84
Tabela 8 - Características dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar: latitude, longitude, inclinação, orientação e modo de instalação.	87
Tabela 9 - Heterogeneidade de módulos e inversores nos SFCRs do Projeto IFRN-Solar.	89
Tabela 10 - SFCRs do Projeto IFRN-Solar: investimento inicial e custo de operação e manutenção.	107
Tabela 11 - . Redistribuição dos SFCRs nas sedes de maior irradiação global horizontal e diferentes investimento de acordo com a proposta dos Cenários 1, 2 e 3.	112
Tabela 12 - Resultados do retorno energético e econômico-financeiro para diferentes cenários.	135

ÍNDICE DE EQUAÇÕES

Equação (1) - Rendimento de Referência.....	100
Equação (2) - Rendimento de Referência Corrigido	100
Equação (3) - Rendimento Final.....	100
Equação (4) - <i>Performance Ratio</i>	101
Equação (5) - Fator de Capacidade.....	101
Equação (6) - Eficiência Global Anual.....	102
Equação (7) - Geração de energia do SFCR para o ano t	105
Equação (8) - Preço médio da energia elétrica da rede no ano t	105
Equação (9) - Custo de operação e manutenção dos SFCRs no ano t	105
Equação (10) - Método do Tempo de Retorno Descontado	108

TABELA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
a-Si:H	Silício Amorfo Hidrogenado
<i>BIPV</i>	<i>Building Integrated Photovoltaic</i>
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCST	Centro de Ciência do Sistema Terrestre
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
CdS	Sulfeto de Cádmio
CdTe	Telureto de Cádmio
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEFET	Centro Federal de Educação Tecnológica
CEFET-MG	Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais
CEFET-RJ	Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CICS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CNAT	<i>Campus Natal Central</i>
CNCT	Catálogo Nacional de Cursos Técnicos
CND	Contribuições Nacionalmente Determinada
CNE	Conselho Nacional de Educação
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPC	Concentradores Parabólicos Compostos
CTA	Centro Tecnológico de Aeronáutica
CV	Célula Fotovoltaica
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
DSSC	<i>Dye Sensitized Solar Cells</i>
EaD	Educação à Distância
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPT	Educação Profissional e Tecnológica
ETFRN	Escola Técnica Federal do Rio Grande do Norte
FIC	Formação Inicial e Continuada
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWh	Giga Watt hora
GWt	Gigawatt Térmico
IA	Inteligência Artificial
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IF	Instituto Federal

IFBAIANO	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Baiano
IFRN	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte
IFSULDEMINAS	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sul de Minas Gerais
IFSUL	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Sul-Riograndense
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
INT	Instituto Nacional de Tecnologia
IPI	Imposto sobre Produtos Industrializados
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
IRR	<i>Internal Rate of Return</i>
kW	Kilowatt
kWp	Kilowatt Pico
LABREN	Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia
LCOE	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
Li-ion	Íon de Lítio
LpT	Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos
μc-Si	Silício Monocristalino
MCT	Ministério da Ciência e Tecnologia
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações
MEC	Ministério da Educação
MIGDIs	Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MT	Média Tensão
MWp	Mega Watt Pico
MWt	Megawatt Térmico
NDC	Contribuições Nacionalmente Determinadas
NiCd	Níquel-Cádmio
NiMH	Níquel-Hidreto Metálico
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCDE	Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico
O&M	Operação e Manutenção
OMR	Taxa de Valorização do Custo de Operação e Manutenção (%)
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
Pb-ácido	Chumbo-Ácido
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
PCH-COM	Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Contribuições do Programa de Integração Social
PNE	Plano Nacional de Energia
PROCEL	Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRONATEC	Programa Nacional de Acesso ao Ensino Técnico e Emprego
p-Si	Silício Policristalino
PUC-RS	Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul
REN	Resolução Normativa
RFEPCT	Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e Custódia
SETEC	Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica
Si-fitas	Silício Crescido em Fitas
SF	Sistema Fotovoltaico
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFIE	Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edifícios
SIGFIs	Sistemas Isolados de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPPM	Seguimento do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resorce Assessment</i>
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TR	Tempo de Retorno
TRD	Tempo de Retorno Descontado
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica
TWh	Tera Watt hora
UC	Unidade Consumidora
UFPB	Universidade Federal da Paraíba
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFRN	Universidade Federal do Rio Grande do Norte
UFS	Universidade Federal de Sergipe
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina
UFV	Usina Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UNED	Unidade de Ensino Descentralizada
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá
UNICAMP	Universidade Estadual de Campinas
UNISINOS	Universidade do Vale do Rio Sinos
USP	Universidade de São Paulo
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido

TABELA DE SÍMBOLOS

α	Coefficiente de temperatura do painel, em %/°C
A_{PV}	Área total do arranjo fotovoltaico, em m ²
DR	Taxa de degradação do módulo fotovoltaico ao longo do tempo (%/ano);
E_{AC}	Energia de saída do sistema em corrente alternada, em kWh
EP	Preço médio da energia elétrica da rede no primeiro ano de operação do SFV (R\$/kWh)
EP_t	Preço médio da energia elétrica da rede no ano t (R\$/kWh)
FC	Fator de Capacidade
G_{STC}	Irradiância solar nas condições STC , cujo valor é 1 kW/m ²
H	Radiação solar total no plano, em kWh/m ²
I	Investimento inicial em R\$
$O\&M$	Custo de operação e manutenção das usinas fotovoltaicas no primeiro ano de operação (R\$)
$O\&M_t$	Custo de operação e manutenção das usinas fotovoltaicas no ano t (R\$)
OMR	Taxa de Valorização do Custo de Operação e Manutenção (%)
PR	<i>Performance Ratio</i>
PVG	Geração de energia do SFVR para o primeiro ano de funcionamento (MWh)
PVG_t	Geração de energia do SFVR para o ano t (MWh)
PVR	Taxa de Valorização do Preço da Energia Cobrada pela Rede (%)
r	Taxa de Desconto em %
t	Período representado em anos
T	Período em que o investimento inicial é recuperado
T_C	Temperatura do painel, em °C;
T_{STC}	Temperatura de referência nas condições STC , em °C.
Y_F	<i>Final Yield</i> ou Rendimento Final
Y_R	<i>Reference Yield</i> ou Rendimento de Referência
Y_{CR}	Rendimento de Referência Corrigido

INTRODUÇÃO

Marcadamente a partir da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente e o Desenvolvimento, realizada na cidade do Rio de Janeiro, em 1992, o interesse pelo aproveitamento comercial dos recursos energéticos renováveis passou a desempenhar um papel fundamental na reorientação da sociedade para um modelo de desenvolvimento que seja sustentável, em razão dos amplos benefícios ambientais e sociais que em geral resultam da sua aplicação na geração de eletricidade, na produção de calor e nos transportes. São componentes indispensáveis na busca por soluções às questões globais fundamentais como segurança energética, hídrica e alimentar, erradicação da pobreza e mitigação das fontes de emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) e dos potenciais efeitos da mudança climática. As fontes renováveis de energia, de acordo com os recursos e tecnologias disponíveis, são usadas basicamente em três aplicações: aquecimento, produção de biocombustíveis e geração de eletricidade (ENERGY AGENCY, 2011).

No geral, o uso de fontes renováveis para a produção de calor cresce a um ritmo bem mais lento, quando comparado ao uso para geração de eletricidade. Entre as fontes com este fim, destacam-se a biomassa, o aquecimento solar térmico e a geotérmica. Com relação à primeira, a tecnologia para a produção de calor através de biomassa é relativamente conhecida e estabilizada, pode ser aperfeiçoada e ter seus custos reduzidos em circunstâncias favoráveis. Fatores críticos como sistemas em escala, constante de carga de calor, disponibilidade de insumos e custo de combustíveis influenciam na competitividade de seu uso. O aquecimento de água através de aquecedores solares para se solidificar, por sua vez, depende fortemente do recurso solar disponível, particularmente, da localização e da disponibilidade de uma cadeia de abastecimento em escala suficiente para fornecer coletores a baixo custo. Com base na gama de custos de capital e de operação que se aplicam à geração de energia, o calor geotérmico pode ser competitivo para aquecimento urbano, onde um recurso com temperatura suficientemente alta esteja disponível e um sistema de aquecimento urbano esteja adaptável ao lugar. O calor geotérmico também pode ser competitivo em aplicações onde existe alta demanda de calor e contínua e não existe necessidade de um grande sistema de distribuição (ENERGY AGENCY, 2011).

No que concerne ao uso de energias renováveis para o setor de transporte, os biocombustíveis são os destaques. Tecnologias bem desenvolvidas e comerciais estão disponíveis as quais incluem etanol à base de amido, biodiesel à base de oleaginosas e biogás derivado de processos de digestão anaeróbica. As matérias-primas típicas utilizadas nestes processos incluem a cana-de-açúcar e a beterraba açucarada, grãos de amido como milho e trigo, culturas oleaginosas como colza (canola), soja e óleo de palma e, em alguns casos, gorduras animais e óleos de cozinha usados. Apesar da tendência de maior eletrificação do transporte rodoviário, os biocombustíveis, incluindo etanol e o biodiesel, são responsáveis por mais de 90% das energias renováveis no setor de transporte. Em 2019, a produção global de biocombustíveis líquidos aumentou 5% com destaque para os EUA, com 41% e para o Brasil com 26%, como os maiores produtores. No mesmo ano, a produção global de etanol aumentou em 2%, ao passo que a de biodiesel cresceu 13% (REN21, 2020).

No que tange à geração de energia elétrica no mundo, dos 26.936 TWh produzidos no ano de 2019, mais de 26%, foram geradas por fontes renováveis e, quando se exclui a hidroeletricidade, as chamadas fontes renováveis alternativas foram responsáveis por produzirem 10,8%, o maior avanço entre todas as fontes, quando comparado ao ano de 1973 em que estas representavam somente da 0,6% da produção mundial (ENERGY AGENCY, 2021), conforme observa-se na Figura 1.

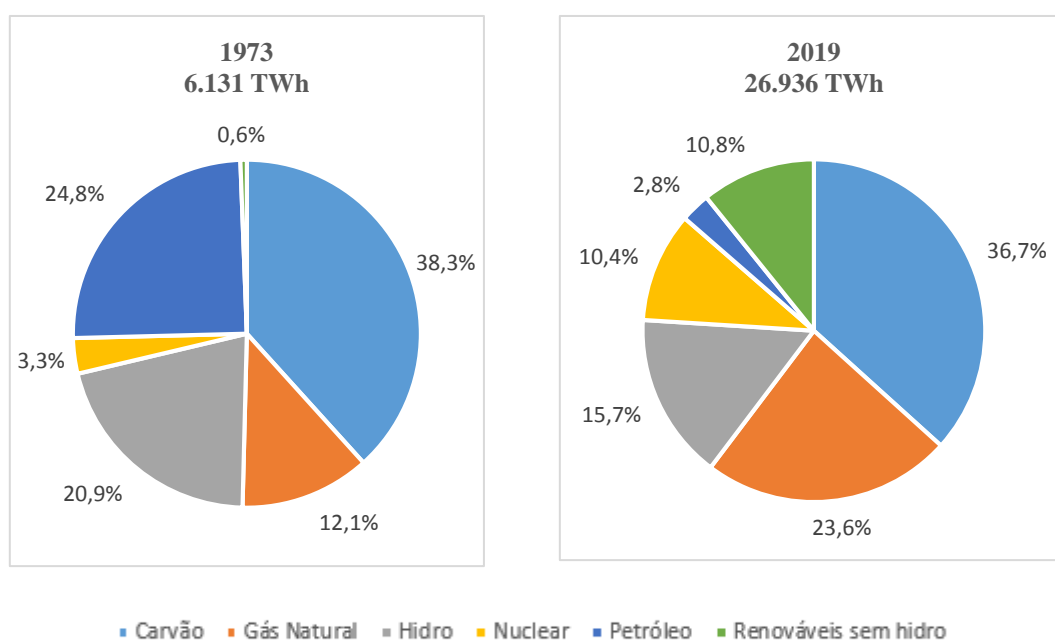


Figura 1- Geração Mundial de Energia Elétrica por fonte (%).
Fonte: (ENERGY AGENCY, 2021).

Sob o viés da sustentabilidade econômica, EVANS et. al. (2009) fizeram análises das fontes renováveis de energia a partir de alguns indicadores como: custo de geração, ocupação de terra, emissão de gases de efeito estufa, consumo de água e disponibilidade e limitação tecnológica. Neste estudo a geração hidroelétrica foi apontada como aquela que possui o menor custo por kWh produzido, com o valor de U\$ 0,05 por kWh, considerando o custo médio de produção de eletricidade ao longo do ciclo de vida completo da tecnologia, incluindo aspectos como projetos, construção, instalação, operação, manutenção, desmontagem e reciclagem. A hidroeletricidade também foi a mais bem avaliada no quesito eficiência na geração de energia elétrica, com índice superior a 90%, mas, fica na pior colocação quando o critério socioambiental é a ocupação de terra, neste caso, a tecnologia geotérmica é a mais bem situada. Seguindo a análise, a energia eólica se destaca positivamente nos critérios emissão de gases de efeito estufa e consumo de água, durante a produção de energia elétrica, com respectivos valores de: 25 gCO₂-e por kWh e 1 kg per capita por kWh.

No tocante à a disponibilidade e limitação tecnológica as fontes renováveis apresentam características ímpares. A solar fotovoltaica sofre com intermitência de luz durante o dia, limitações de armazenamento durante a noite e carência de módulos mais potentes, embora possua uma estimativa de 170.000 TWh/ano devido à radiação solar. A eólica também sofre com a intermitência e com a limitação da velocidade dos ventos, porém, possui um potencial de 40.000 TWh/ano. A hidroeletricidade é altamente disponível, confiável e flexível. Plantas podem iniciar ou paralisar o fornecimento em apenas alguns minutos, além de possuírem uma capacidade instalada bem maior, quando comparada com as anteriores, por isso, são indicadas para fornecimento de base e para horários de pico. Tem um potencial estimado em 8.100 TWh/ano. A tecnologia geotérmica é limitada ao local onde o recurso está presente, mesmo assim, possui um potencial de 57 TWh/ano.

Da atual cesta de fontes de energias renováveis existentes a solar se apresenta como uma das alternativas energéticas mais promissoras por ser o sol, uma fonte de luz e de calor inesgotável na escala terrestre de tempo, além de ser o responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia (PIZZOL, 2011), atuando decisivamente no ciclo das águas, no curso dos ventos ou na formação de carvão, petróleo e gás natural gerado a partir de resíduos de plantas e animais. No entanto, o aproveitamento direto da energia solar ocorre, basicamente, através de três formas: do aquecimento solar de água;

da energia solar concentrada e por painéis fotovoltaicos. Esta terceira constitui-se o foco da investigação da presente tese.

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão de luz em eletricidade, o chamado efeito fotovoltaico, sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, elemento fundamental neste processo de conversão. O interesse nessa tecnologia surgiu, inicialmente, por empresas do setor de telecomunicações para propiciar fontes de energia para sistemas instalados em localidades remotas. O segundo agente motivador foi a “corrida espacial”, pois a tecnologia se mostrava como o meio mais adequado para fornecer a quantidade de energia necessária para longos períodos de alimentação de equipamentos eletroeletrônicos no espaço.

Todavia, foi em 1973 com o choque do petróleo que se renovou e se intensificou o interesse pelas aplicações terrestres da energia solar fotovoltaica. O grande desafio da época era reduzir os custos da célula na ordem de 100 vezes quando comparado às usadas em aplicações espaciais. Começava também a mudar o perfil das empresas envolvidas no negócio, onde as petrolíferas resolveram diversificar seus investimentos. Em 1978, a indústria fotovoltaica já ultrapassava a marca de 1 MWp/ano¹, onde os Estados Unidos foram os líderes mundiais na produção dessa tecnologia até a maior parte da década de 1990, mas, no final dessa década, políticas dos governos da Alemanha e do Japão, movidas pelo compromisso da redução de CO₂ (conforme previsto no Protocolo de Kyoto) e pela intenção de exportação dessa tecnologia, impulsionaram o protagonismo desses países no cenário global. Em 1998, a produção mundial de células fotovoltaicas atingiu a marca de 150 MWp, mas, o grande salto nesse mercado ocorreu devido ao rápido aumento da produção chinesa em 2006. Até 2003, países da Ásia não figuravam entre os dez maiores produtores de células fotovoltaicas, ao passo que, em 2008, três fabricantes eram chineses e outro de Taiwan, e, em 2009, a China já liderava a fabricação de módulos fotovoltaicos (PINHO; GALDINO, 2014).

Segundo (REN21, 2021), a energia solar fotovoltaica é a fonte de geração que mais cresce no mundo. Em 2020, o mercado solar fotovoltaico aumentou cerca de 18% em relação ao ano anterior, algo em torno de 139 GWp. A demanda por energia solar

¹ Wp (Watt-pico) é a unidade de potência de saída de um gerador fotovoltaico, sob condições padrão de ensaio em laboratório (irradiância de 1000 W/m², massa de ar de 1,5 e temperatura da célula de 25 °C).

fotovoltaica está se espalhando e se expandindo à medida que se torna uma opção mais competitiva para geração de eletricidade em um número crescente de locais, tanto para residências, quanto para aplicações comerciais. Deste modo, a capacidade instalada, em 2020, totalizou 760 GWp, no mundo inteiro, contra 39 GWp em 2010, um salto de quase 20 vezes em dez anos (REN21, 2021). A evolução desse crescimento pode ser melhor compreendida observando-se a Figura 2.

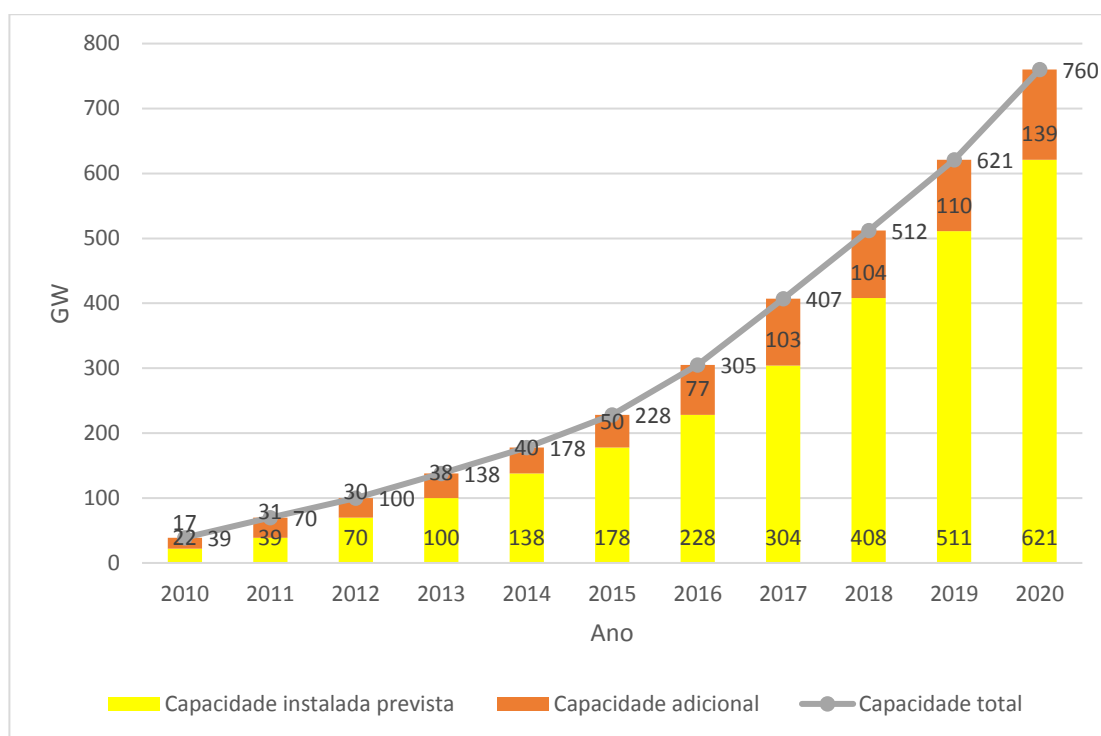


Figura 2 - Capacidade global solar fotovoltaica e incrementos anuais, entre 2010 e 2020.
 Fonte: Elaborado pelo autor a partir de (REN21, 2021).

De acordo com PINHO e GALDINO (2014), o custo das células fotovoltaicas até a primeira década deste século foi grande desafio para a indústria e o principal empecilho para a difusão dos sistemas fotovoltaicos em larga escala nos anos 2000. No entanto, é crescente a expansão desse mercado em todo o mundo devido: ao aumento da competitividade dessa tecnologia; a novos programas governamentais; ao aumento da demanda por eletricidade; e a necessidade de redução das emissões dos gases de efeito estufa. Nos últimos anos, os custos caíram de tal forma e associados a políticas de regulação que, na atualidade, essa tecnologia se mostra competitiva.

No Brasil o potencial para o aproveitamento energético da energia solar é enorme. A Região Nordeste apresenta os maiores valores de irradiação solar global, com a maior média e a menor variabilidade anual entre todas as regiões geográficas do país. Há, durante todo o ano, condições climáticas que conferem um regime estável de baixa

nebulosidade e alta incidência de irradiação solar para essa região semiárida. A irradiação média anual brasileira varia entre 1.200 e 2.400 kWh/m²/ano, bem acima da média da Europa (MME, 2016). No entanto, o país não figura entre os países produtores de células fotovoltaicas nem na geração de energia elétrica à base dessa tecnologia.

MARTINS (2010) afirma que apesar do predomínio da hidroeletricidade na matriz elétrica brasileira, o país adota mecanismos regulatórios para a promoção das fontes renováveis de energia como alternativas de oferta ao setor elétrico. Os motivos para o uso desses instrumentos estão relacionados à busca pela diversificação da matriz energética. MIRANDA (2013), por sua vez, pondera que dado o potencial crescimento da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, é notória a necessidade de estudos de viabilidade e potencial de geração de modo a quantificar sua importância para o sistema, sobretudo, em meios urbanos, embora reconheça que, a capacidade instalada e sua previsão de aumento no curto prazo no país não apresenta grande impacto na matriz elétrica nacional.

Neste contexto, a geração distribuída, definida como a geração de energia elétrica próxima ao local de consumo, ou no próprio estabelecimento do consumidor, tem papel importante, pois esta característica minimiza perdas durante o transporte e pode evitar a necessidade de extensas linhas de transmissão. Para o caso fotovoltaico, a produção de energia pulverizada na rede é frequentemente incorporada à estrutura das edificações e, assim, não demanda novas terras resultando em menor impacto ambiental (MIRANDA, 2013).

Desde os anos 1990 os mecanismos regulatórios de incentivo às fontes renováveis de energia, no Brasil, têm sido implementados como, por exemplo, o PROINFA², os leilões de energia nova e os leilões de energia de reserva. HASHIMURA (2012) adiciona na lista o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) e o Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH-COM) como marcos para o setor. Alertando, porém, que tais mecanismos estão relacionados, em sua maioria, à diversificação e ampliação do Sistema

² Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, criado em 2002, com os objetivos de: diversificar a matriz energética brasileira; promover a segurança no abastecimento; valorizar as características e potencialidades regionais e locais; dentre outros (TOLMASQUIM, 2016).

Interligado Nacional – SIN, por isso, concentraram seus incitamentos, principalmente, nas fontes eólica, biomassa e nas PCHs (Pequena Central Hidrelétrica).

Todavia, a Resolução Normativa (REN) 482/2012 (ANEEL, 2012a) que prevê as condições gerais ao acesso de micro e mini geração distribuída ao sistema interligado, assim como instaura diretrizes para o mecanismo de compensação de energia elétrica, possivelmente se constitui no maior incentivo para o segmento. A principal novidade da resolução é a determinação do sistema de compensação, através do qual a eventual energia injetada pela unidade consumidora à distribuidora local é posteriormente compensada, passando a unidade consumidora a ter um crédito em quantidade de energia elétrica, a ser consumida em um prazo de 36 meses (ANEEL, 2012a).

A Resolução Normativa Nº 687, de novembro de 2015 (ANEEL, 2015), por sua vez, atualiza a resolução nº 482/12 promovendo mudanças que impactam diretamente sobre o mercado de energia elétrica para micro e mini geradores distribuídos, criando novos nichos de consumidores e possibilidades de negócios.

Uma das alterações que destaca refere-se à ampliação do prazo para uso dos créditos em kWh gerados pelos sistemas descentralizados, que saltou de 36 para 60 meses; o período para a aprovação do sistema fotovoltaico junto à concessionária também mudou, de 82 para 34 dias e a potência limite para micro e mini geração distribuída também sofreu alteração, compreendida por:

1. Micro geração – Sistema gerador de energia elétrica através de fontes renováveis, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW.
2. Mini geração – Sistema gerador de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW (para fonte hídrica) e menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis (Solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada).

Em 2015, o Ministério de Minas e Energia lançou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), com o objetivo de aprofundar as ações e estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores (residencial, comercial, industrial e agropecuária), com base em fontes renováveis, em especial, à solar fotovoltaico.

Ao final de 2021, a capacidade de sistemas fotovoltaicos instalados no Brasil, em geração distribuída, incluindo isolados e conectados à rede, foi da ordem de 9 GW de potência, correspondentes a 827.013 instalações (ANEEL, 2022a).

Assim, a energia solar fotovoltaica vem ganhando espaço de uso em residências, comércios, indústrias e em centros consumidores mais afastados, como forma de produção descentralizada, proporcionando: a redução de custos, a promoção da sustentabilidade e a mitigação da emissão de gases de efeito estufa.

Nesse contexto, o Ministério da Educação (MEC) criou o Comitê Temático de Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética vinculado à Rede Federal de Educação Profissional, com o objetivo de assessorar os Institutos Federais em ações de eficiência energética. Diante dessa realidade, o IFSULMINAS capitaneou o Projeto IF-Solar, que previu a implantação de painéis solares fotovoltaicos para gerar energia elétrica em 82 *campi* da Rede, totalizando, 6 MW instalados através de 20.172 painéis fotovoltaicos. Quase que concomitantemente o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN) iniciou através do Projeto IFRN-Solar a implementação de 26 sistemas solares fotovoltaicos, que totalizam 2 MWp, distribuído em seus 21 *campi*, no estado do Rio Grande do Norte, cujos resultados são objeto de estudo dessa tese.

A implantação dos sistemas fotovoltaicas no IFRN, sob o ponto de vista do apelo ambiental e de redução dos custos com eletricidade, é bem aceita e avaliada pelas comunidades interna e externa, por estar em consonância com a filosofia vigente da promoção da sustentabilidade e com a adoção de fontes renováveis de energia, para à produção de energia elétrica. Em que pese uma leitura estritamente feita a partir do senso comum, a adoção dessa medida só apresenta vantagens, independentemente, do viés a ser analisado.

Assim, diante de um investimento financeiro considerável, quando comparado ao orçamento da instituição, que é pública, despendido para essa finalidade, se mostra importante, então, realizar uma análise mais aguçada sob o ponto de vista técnico e econômico, para verificar se toda a expectativa gerada se confirma sob a ótica dessas vertentes.

Do ponto de vista técnico, um importante aspecto a ser observado é a eficiência do gerador fotovoltaico³ que depende de vários parâmetros, a exemplo:

³ Conjunto de módulos solares.

1. Irradiação solar – A Potência disponibilizada pela célula fotovoltaica é proporcional a irradiância solar que alcança a mesma. Dessa forma a corrente fotogerada aumenta linearmente conforme vai aumentando a irradiação solar, ou seja, quanto maior a irradiância direta maior será a potência de saída.

2. Temperatura – Para cada produto $I \times V$ existe uma potência correspondente que varia em função das condições climáticas. Os módulos podem sofrer uma variação do ponto de máxima potência (MPP), principalmente em função da irradiação solar e da temperatura das células. Verifica-se que a corrente fotogerada aumenta levemente com o aumento da temperatura na célula, ao passo que a tensão diminui significativamente e a eficiência do módulo cai, baixando os pontos de operação em potência máxima gerada.

3. Posicionamento dos Painéis – Para que se possa operar o sistema de forma mais eficiente, os painéis devem ser posicionados de maneira a receber uma maior incidência de raios solares perpendiculares à sua superfície. Cada sítio possui uma melhor direção e angulação em que o painel deve ser posicionado. A latitude e a longitude do local definem o caminho do sol, ângulos e as horas de insolação diárias.

Conforme afirma RÜTHER (2004), a temperatura dos painéis, o sombreamento parcial, o descasamento entre painéis de um mesmo *string*⁴, as resistências dos condutores e o estado de limpeza dos painéis também influenciam na performance do sistema gerador fotovoltaico.

No caso dos inversores, é importante observar se os mais adequados seriam os chamados módulos CA⁵, cujas principais vantagens são o baixo custo da fiação em corrente alternada e uma maior modularidade, ou os inversores centralizados, cuja maior viabilidade econômica é atingida para um sistema de potência da ordem de centenas de *Watts*. Há de se observar também a eficiência dos inversores, pois um diferencial de 1% na eficiência destes pode resultar em 10% a mais em energia gerada ao longo de um ano (FSEC, 1997 *apud* RÜTHER, 2004).

⁴ *String* representa um conjunto de módulos conectados em série. O descasamento entre módulos (isto é, o valor de corrente que cada um pode gerar) de um mesmo *string* provoca perdas de rendimento conhecidas como *module mismatch losses*.

⁵ Conjunto de microinversores individuais incorporados em cada módulo.

Quanto à manutenção de sistemas fotovoltaicos, vários procedimentos preventivos são requeridos em todos os componentes. Os módulos fotovoltaicos (FV), por exemplo, comercializados atualmente com a garantia de rendimento mínimo durante 25 anos, requerem cuidados como a limpeza, inspeção, observância do surgimento de sombreamento, medição de tensão, corrente, temperatura e detecção de pontos quentes. Já os controladores de carga devem ser instalados em ambiente fechado, limpo e ventilado, e requerem observação periódica quanto aos indicadores de regulação (*set-points*) e a existência de alarmes ativados indicando situação de anormalidade. O mesmo vale para os inversores, onde se recomenda ainda a medição de: tensão e frequência de saída, tanto em vazio quanto com carga máxima; THD (distorção harmônica normal); corrente do lado CC. O cabeamento e os dispositivos de segurança também devem ser inspecionados e feitas as manutenções conforme normas técnicas e manuais vigentes. Há ainda o sistema de aquisição de dados, onde sensores, transdutores, cabeamentos de alimentação e comunicação e o equipamento responsável pela coleta de dados devem ser inspecionados.

O retorno financeiro do investimento é outro aspecto importante. Em um sistema fotovoltaico, os custos de investimento inicial determinam os custos de produção da energia elétrica gerada, uma vez que não existem custos adicionais com combustíveis. O desejado retorno do capital investido inicialmente tem uma influência decisiva no cálculo dos custos de produção de energia. Se as instalações fotovoltaicas são integradas ao edifício durante a sua construção, tendo sido considerada a sua localização desde o início do projeto de construção, os sistemas fotovoltaicos integrados nos telhados ou nas fachadas podem ter como resultado poupanças consideráveis nos materiais de construção, os chamados custos evitados (ALTENER, 2004). Desse modo, para se determinar o retorno financeiro do investimento, há de se considerar os custos de investimento inicial, os custos de operação, os custos evitados, a vida útil do sistema, a energia produzida anualmente e taxas de juros envolvidas.

Em relação às vantagens ambientais, a afirmativa de que o uso da energia solar através de painéis fotovoltaicos se constitui em uma fonte limpa de energia tem se consolidado ao longo dos últimos anos, porém, isto se mostra verdadeiro quando leva-se em consideração apenas a geração de energia elétrica produzida pelo painel depois de sua fabricação e instalação. Ocorre que, durante o seu processo de fabricação existem uma série de atividades que demandam energia e proporcionam emissões de CO₂, bem como,

outros tipos de degradações ambientais. A esse respeito, ROSA (2008) afirma que se pode verificar se os painéis fotovoltaicos não são poluentes, desde que conhecidos os gastos energéticos, as emissões de CO₂, o ciclo de vida e a interação com o passivo ambiental, durante o seu processo de fabricação.

Os conhecimentos relatados até então, serviram de motivação para a proposta desta pesquisa, pois, os atuais 26 sistemas fotovoltaicos instaladas no IFRN, apontam para a comunidade a sensação de que elas estão contribuindo fortemente para promoção da sustentabilidade em sua dimensão econômica, assim como, os investimentos feitos darão o retorno financeiro esperado em poucos anos.

Entretanto, não se pode afirmar categoricamente que isto é verdade, sem antes, se fazer uma análise criteriosa: dos custos iniciais de cada sistema; das especificações técnicas dos componentes e de seus respectivos rendimentos; dos locais e da estrutura física em que foram instaladas os painéis solares; do potencial solar de cada localidade; da previsão do plano de manutenção preventiva com seu respectivo aparo de instrumentos e de pessoal; dos custos de reparo e substituição de componentes; do balanço energético e a emissão de CO₂ evitadas no Sistema Interligado⁶.

Assim, entende-se ser, o conjunto de parques fotovoltaicos instalados no IFRN, um adequado laboratório para dirimir dúvidas e propor ajustes que possibilitem ampliar os resultados positivos da adoção da tecnologia quanto sua à viabilidade técnica e econômica sobre a política de implementação de sistemas fotovoltaicos em instituições com multi-sedes, com destaque para instituições públicas de ensino, notadamente, no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte.

Dessa forma, a pesquisa, tomando como referência a contextualização feita e a formulação do problema, considera que o processo de implantação de sistemas fotovoltaicos ocorrida no IFRN, permite ancorar o objeto da pesquisa: “Sistemas Solares Fotovoltaicos Integrados à Rede em Instituições Multi-Sedes: Uma Abordagem Técnica a Partir do Estudo do Projeto IFRN-Solar”.

A pesquisa centra-se no pressuposto de que existe uma narrativa convergente que aponta para benefícios econômicos, técnicos e ambientais, gerados pela implementação

⁶ Esta temática já foi tratada no estudo de (LIMA, 2019) utilizando esse mesmo objeto.

de sistemas fotovoltaicos no IFRN. Nesse contexto, está orientada a afirmar ou a negar a seguinte **hipótese**:

- i. A escolha por um modelo pulverizado de sistemas fotovoltaicos, isto é, distribuídos por unidades de ensino “*campi*”, não se mostra como a alternativa apropriada para uma Instituição de ensino com seus *campi* distribuídos geograficamente em diferentes regiões. Neste arranjo os custos de implementação e manutenção de sistemas se tornam maior que quando da adoção de um único sistema que totaliza a mesma potência, quando instalado em um sítio ótimo.

No âmbito do contexto e pressupostos apresentados, a tese tem como **objetivo central** avaliar a performance técnica e econômica da implementação de sistema solar fotovoltaico em instituições com múltiplas sedes, tomando o Projeto IFRN-Solar como objeto de estudo, considerando: a eficiência dos diferentes parques fotovoltaicos em função das condições climáticas e do perfil das instalações físicas, e; a viabilidade econômica e financeira dos diferentes projetos. Para tanto, estabelece em seus **objetivos específicos** a avaliação da eficiência dos diferentes sistemas fotovoltaicos existentes no IFRN em função das condições de posição climática e do perfil das instalações físicas, bem como, a realização de um estudo de viabilidade econômico-financeira desses diferentes sistemas estudados.

Para atender aos objetivos desta pesquisa faz-se uso dos seguintes percursos metodológicos: i) Revisão bibliográfica e a construção de um referencial teórico; ii) Avaliação da energia elétrica gerada pelos sistemas fotovoltaicos do projeto IFRN Solar, através do uso do *software* livre PVWatts, por sua simplicidade e praticidade, capaz de estimar a produção de energia em qualquer parte do mundo a partir dados fornecidos como potência, inclinação, orientação e modo de instalação do sistema. Utiliza-se também as medições reais registradas via monitoramento on-line disponíveis para todas usinas; iii) Análise da performance das usinas a partir de indicadores de desempenho consolidados na literatura como o Rendimento de Referência, o Rendimento Final, o *Performance Ratio*, o Fator de Capacidade e a Eficiência Global do Sistema; iv) Análise econômica utilizando-se a técnica do tempo de retorno descontado, que consiste no período de tempo necessário para recuperar o investimento, avaliando-se os fluxos de caixa, descontados, isto é, considerando-se o valor do dinheiro ao longo do tempo.

O estudo considera, além da realidade vivenciada pelo projeto IFRN-Solar, isto é, sistemas implementados de forma descentralizada em 21 de suas 23 sedes, três cenários

através dos quais seja possível avaliar os prováveis ganhos de geração de energia e, por consequência, retornos financeiros a serem auferidos quando da simulação de uma redistribuição (centralização) dos sistemas fotovoltaicos em sítios que apresentaram melhores rendimentos energéticos.

Destarte, valida-se não exclusivamente a realização da pesquisa no domínio do objeto investigado, mas igualmente pelos elementos que a esta pode oferecer à estruturação de políticas públicas para o setor energético brasileiro. Para o logro dos desígnios apresentados, a tese está sistematizada em 6 capítulos assim desenvolvidos:

Para o alcance dos objetivos assumidos, esta tese encontra-se dividida em cinco capítulos, além desta seção de **Introdução Geral** e uma seção de **Conclusões**. No **Capítulo I** é apresentado um arcabouço sobre a tecnologia solar fotovoltaica: seu aproveitamento; as tecnologias e modelos de células; os sistemas fotovoltaicos e; suas aplicações. No **Capítulo II** será dada ênfase à expansão da energia solar fotovoltaica no Mundo e no Brasil; as políticas e marcos regulatórios de Geração Distribuída que impulsionaram esta tecnologia no Brasil.

O **Capítulo III** é dedicado à apresentação do Projeto IFRN Solar, objeto de estudo desse trabalho, perpassando pela política de sustentabilidade nos espaços de ensino da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica (RFEPECT) e do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN) e apresentando as informações técnicas dos sítios e dos sistemas fotovoltaicos instalados.

No **Capítulo IV** é descrito o percurso metodológico quantitativo aplicado ao Projeto IFRN-Solar onde se faz uso de dados reais medidos e estimados da energia gerada dos sistemas fotovoltaicos, bem como, de indicadores de desempenho consolidados na literatura. A análise econômica é desenvolvida utilizando-se a técnica do tempo de retorno descontado que consiste no período necessário para recuperar o investimento, avaliando-se os fluxos de caixa descontados, isto é, considerando-se o valor do capital ao longo do tempo.

No **Capítulo V** é realizada a análise dos resultados obtidos a partir da metodologia descrita no Capítulo IV, objetivando avaliar o processo de implantação dos sistemas fotovoltaicos em instituições com múltiplas sedes, tomando como base o Projeto IFRN-Solar.

Por último, **Seção de Conclusões** sintetiza os resultados deste trabalho.

CAPÍTULO I - TECNOLOGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 Introdução

O sol é responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra. É a partir de sua energia que ocorre a evaporação, origem do ciclo das águas, que possibilita o represamento de rios e a geração de eletricidade por meio de hidrelétricas, por exemplo. Também dele se originam os ventos, os quais podem ser aproveitados para se produzir eletricidade. Petróleo, carvão e gás natural foram gerados a partir da biomassa vegetal e humana que originalmente obtiveram do recurso solar a energia necessária ao seu processo de formação. É também através da energia do sol que a matéria orgânica, como a cana-de-açúcar, realiza a fotossíntese e se desenvolve para, posteriormente, ser transformada em combustível.

O uso dessa abundante fonte de energia pode ocorrer de muitas maneiras, porém, de acordo com a natureza e a forma de utilização, o aproveitamento enquadra-se como ativo ou passivo. O aproveitamento passivo consiste no uso da iluminação natural e do calor para aquecimento de ambientes, decorrente da penetração ou absorção da radiação solar nas edificações, reduzindo-se, assim, as necessidades de iluminação e aquecimento artificiais.

O aproveitamento passivo está intimamente ligado à arquitetura dos edifícios onde o projeto arquitetônico deve estabelecer parâmetros de modo a tornar a edificação a mais eficiente possível do ponto de vista energético. O projeto deve oportunizar as condições ambientais da edificação, de modo a permitir o aproveitamento direto da radiação solar para um fim específico: seja para iluminação de ambientes, seja para regulação de temperatura. O projeto também deve prever situações em que a radiação solar direta se torna indesejável.

O aproveitamento ativo da energia solar, por sua vez, envolve o uso de tecnologias para distintas aplicações as quais estão alocadas na tecnologia solar fotovoltaica ou na tecnologia solar térmica. A energia solar fotovoltaica utiliza o efeito fotovoltaico para transformar a energia solar diretamente em eletricidade que pode ser utilizada em sistemas isolados ou interligados à rede de distribuição.

A energia solar térmica transforma a energia solar em energia térmica que pode ser aproveitada para: aquecimento de água, secagem de grãos, refrigeração, aquecimento de

piscinas, aquecimento industrial e uso em concentradores para aquecimento de fluidos. Para este último caso, a energia térmica gerada nos concentradores pode ser utilizada para gerar vapor e expandi-lo em uma turbina a vapor acoplada a um gerador de modo a produzir eletricidade, é denominada de geração heliotérmica.

A Figura 3 traz um fluxograma contendo as diferentes formas de aproveitamento da energia solar, seja de forma ativa ou passiva.

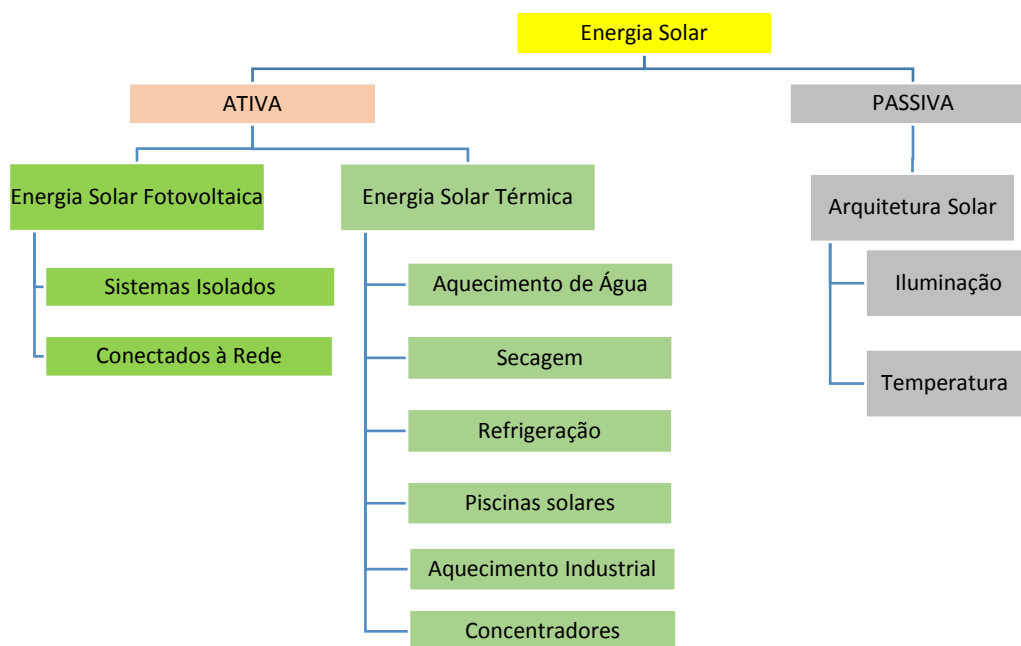


Figura 3 - Formas de aproveitamento do recurso solar.
Fonte: Produzida pelo autor.

1.2 O aproveitamento solar fotovoltaico

A energia solar fotovoltaica resulta da geração de eletricidade a partir do efeito fotovoltaico, o qual consiste na manifestação de uma diferença de potencial entre os extremos de um material semicondutor produzida a partir da absorção da luz solar.

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Becquerel, em 1839, que observou o surgimento de uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos em uma solução ácida. Trinta e sete anos mais tarde W. G. Adams e R. E. Day observaram efeito similar em um dispositivo de estado sólido fabricado com selênio. Assim, C. E. Frits em 1883, fabricou e desenvolveu dispositivos à base de selênio, que podem ser reconhecidas como as células solares ou fotovoltaicas. Nos anos de 1950, nos Estados Unidos, foram fabricadas as primeiras células baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores, a partir de lâminas de silício cristalino cuja eficiência de conversão de

energia solar em elétrica foi da ordem de 6%, consideravelmente elevada para a época, com potência de 5 mW e área de 2 cm² (PINHO; GALDINO, 2014).

1.3 Tecnologia de células fotovoltaicas

Diversas tecnologias de células fotovoltaicas foram desenvolvidas ao longo do processo de estruturação dessa indústria, com proeminência para aquelas advindas do silício, semicondutor mais abundante no planeta, e suas variações, destacando-se as de silício mono e policristalino, por alinhar eficiência de conversão à preços competitivos no mercado. Em meio a essas tipologias também merecem consideração as seguintes tecnologias: i) células de filmes finos como de telureto de cádmio (CdTe); ii) disseleneto de cobre, índio e gálio (CICS); iii) silício amorfo hidrogenado (a-Si:H); iv) células de multijunção; v) sistemas de concentração; vi) células baseadas em corantes (DSSC – *Dye Sensitized Solar Cells*) ou polímeros, e; vii) células orgânicas.

As células monocristalinas (m-Si) são produzidas a partir do processamento de blocos de silício ultrapuros aquecidos em elevadas temperaturas e submetidos a um processo de cristalização que segue o método de Czochralski⁷. O processo é delicado e requer um ambiente livre de impurezas. O produto resultante é o lingote de silício monocristalino que se constitui em uma estrutura cristalina única, com organização molecular homogênea e aspecto uniforme e brilhante. O lingote é cortado em finas bolachas de silício puro, conhecidas como *wafers* que passam por um tratamento químico recebendo impurezas em ambos os lados, de modo a formar as camadas de silício *P* e *N*, condição básica para o funcionamento de uma célula fotovoltaica. O processo resulta em uma estrutura cristalina ordenada o que proporciona uma maior eficiência das células, porém, é mais oneroso. A Figura 4 mostra um lingote de silício monocristalino.

⁷ Consiste na fundição do silício juntamente com uma “semente” (pequeno pedaço de um monocristal de silício) em uma superfície, que serve de ponto de nucleação e dar orientação ao monocristal a ser formado (MAUAD; FERREIRA; TRINDADE, 2017).



Figura 4 - Lingote de silício monocristalino.
Fonte: (MAUAD et. al., 2017).

No processo de constituição do **silício policristalino (p-Si)**, em vez de se formar um cristal único, o material é solidificado em forma de um bloco, onde os átomos organizam-se em pequenos cristais, formando uma estrutura policristalina, com espaços de separação entre eles. Os lingotes são depois cortados em finas bolachas, para a fabricação de células fotovoltaicas. O processo é menos rigoroso e, por consequência, menos oneroso que a produção de m-Si. As células policristalinas apresentam eficiência inferior às monocristalinas, devido à maior impureza do polisilício, em compensação, tem menor custo e preço de mercado, possuem mesma vida útil e geram um volume inferior de silício residual durante o processo de corte (VILLALVA, 2015 *apud* MAUAD et. al., 2017). A Figura 5 mostra um lingote de silício policristalino.



Figura 5 - Lingote de silício policristalino.
Fonte: (MAUAD et. al., 2017).

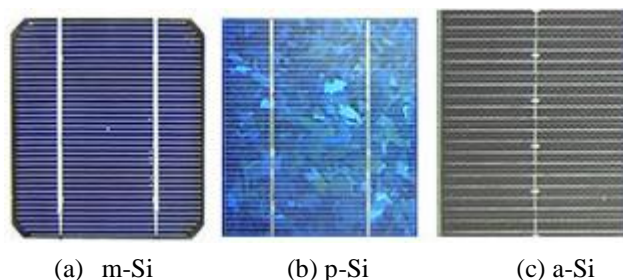


Figura 6- Modelos de células: (a) silício monocristalino; (b) silício policristalino; e (c) silício amorfo.
Fonte: (CRESESB, 2020).

As **células de filme fino** consistem em camadas de materiais semicondutores depositados sobre um substrato isolante, como vidro ou plástico flexível. As tecnologias comerciais disponíveis atualmente são baseadas principalmente em telureto de cádmio (CdTe), disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS), silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) e silício microcristalino (μ -Si). Além disso, os filmes finos, devido à exigência de faixas inferiores de temperatura durante o processo de fabricação, demandam uma menor quantidade de energia em sua produção. Deste modo, o processo fabril dos filmes finos mostra-se mais econômico em comparação com o das placas à base de silício cristalino, tornando o seu preço no mercado inferior em relação à tecnologia mono e policristalino (MAUAD et. al., 2017). A Figura 6 mostra a aparência de células de acordo com a sua tecnologia, quais sejam, silício mono e policristalino e silício amorfo.

Por apresentarem coeficientes de absorção de luz de 10 a 100 vezes maiores que aquele registrado pelo silício⁸, torna-se possível que a tecnologia apresente menores dimensões em termo de espessura. A espessura reduzida das células de filme fino, e a sua conseqüente flexibilidade, permite que haja uma abrangência maior no seu número de aplicações para o aproveitamento fotovoltaico. No entanto, ao contrário do que se possa imaginar, os módulos de filme fino comerciais, utilizados em grandes plantas fotovoltaicas, costumam utilizar duas camadas de vidro para proteção, ao invés de uma, o que os deixam mais pesados que módulos de silício⁹.

Essa tecnologia apresenta a vantagem de poder ser produzida em qualquer dimensão, salvo a área da base para a fabricação do módulo. Também registram o melhor aproveitamento de luz solar para baixos níveis de radiação e para radiação difusa, menor coeficiente de temperatura, isto é, menor perda de potência à medida que a temperatura da célula se eleva (VILLALVA, 2015 *apud* MAUAD et. al., 2017).

A principal desvantagem dos filmes finos é sua menor eficiência em relação aos módulos de silício cristalino, implicando em uma necessidade de maiores áreas e maior quantidade de estruturas de fixação para uma determinada potência. Adicionalmente, os filmes finos costumam ter uma taxa de degradação anual superior às células

⁸ Embora sejam capazes de absorver mais radiação solar com menores espessuras, com a tecnologia atual os módulos de filmes finos não conseguem traduzir essa absorção em uma maior produção de energia, resultando em uma eficiência inferior aos módulos de silício cristalino (TOLMASQUIM, 2016).

⁹ Um módulo de silício policristalino da Canadian Solar, modelo CS6P-265P, apresenta 68 g/W, enquanto um módulo de CdTe da First Solar, modelo FS-4117-2, apresenta 102 g/W (TOLMASQUIM, 2016).

monocristalinas. Finalmente, destaca-se que existem desafios relacionados aos materiais utilizados na composição dos filmes finos, seja pela sua toxicidade (e.g., cádmio), seja pela raridade dos elementos na Terra (e.g., telúrio e índio). Esses fatores podem limitar o potencial de uso em larga escala dessas tecnologias. A Figura 7 mostra diferentes modelos de módulos à base de filme fino, o primeiro, é flexível a partir de CIGS, o segundo, é rígido a partir de CdTe.



Figura 7 - Módulos de filme fino: (a) flexível de CIGS; (b) rígido de CdTe.
Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).

Uma célula fotovoltaica tem a capacidade de absorver a luz mais eficientemente numa determinada faixa de comprimento de onda. Logo, uma célula com uma única junção não é capaz de absorver a energia solar em todo o seu espectro. Por outro lado, as **células de multijunção**, ao utilizar o empilhamento de duas ou mais células fotovoltaicas, conseguem cobrir uma maior faixa do espectro de radiação solar, aumentando a absorção de energia, atingindo elevadas eficiências. Porém, o complexo processo de fabricação e os custos elevados dos materiais utilizados nas células de multijunção carregam essa tecnologia de um custo mais elevado para aplicações de larga escala. Em geral, seu uso é feito em conjunto com um sistema de concentração, uma vez que se necessita de células menores nesses arranjos (TOLMASQUIM, 2016).

Sistemas ópticos de concentração da radiação solar por meio de lentes e/ou espelhos, formadores ou não de imagens, são uma alternativa para reduzir o custo do Watt-pico (W_p) dos sistemas fotovoltaicos. Nesse tipo de aproveitamento, com o aumento da irradiância solar incidente na célula, é possível obter elevadas correntes elétricas com células de pequena área. Deste modo, células pequenas de alta eficiência e elevado custo de produção podem ser utilizadas, se os sistemas ópticos e de seguimento (rastreamento) do movimento aparente do sol forem de baixo custo relativo. Essa tecnologia é denominada muitas vezes de CPV – *concentrated photovoltaics*.

As **células solares orgânicas** e de corantes são consideradas as principais tecnologias emergentes atualmente na indústria solar voltada para a geração de eletricidade. As DSSC (*Dye Sensitized Solar Cells*) não são qualificadas como fotovoltaicas, pois seu princípio de funcionamento não é concebido por uma junção *PN* de material semicondutor, mas sim, pela absorção de luz em um corante.

Essas tecnologias utilizam polímeros condutores ou pequenas moléculas para absorver a luz e transportar cargas, de modo a produzir eletricidade pelo efeito fotovoltaico. Essa célula foi idealizada como uma tecnologia fotovoltaica flexível, de baixo custo, utilizando processos de impressão, máquinas simples e materiais abundantes (PINHO; GALDINO, 2014).

Embora o processo de fabricação seja de baixo custo, essas tecnologias enfrentam barreiras à entrada no mercado devido sua baixa eficiência, tendo, dessa forma, sua competitividade de mercado condicionada ao aumento de suas eficiências a valores superiores acima de 10% de conversão de luz em eletricidade (PINHO; GALDINO, 2014).

A Tabela 1 traz os valores percentuais de eficiência de conversão de energia solar em eletricidade, para as diferentes tecnologias apresentadas, disponíveis na literatura. Os valores estão separados por células e por módulo, para cada tecnologia, assim como, diferenciados, se obtidos em laboratório ou disponível comercialmente. No quesito eficiência, o concentrador fotovoltaico apresenta os maiores valores, seguido do silício cristalino.

Tabela 1- Eficiência de conversão de energia solar em eletricidade de diferentes tecnologias fotovoltaicas.

Tecnologia	Eficiência (%)			
	Célula		Módulo	
	Em laboratório	Comercial	Em laboratório	Comercial
Silício Cristalino				
Monocristalino (m-Si)	25 ± 0,5		22,9	17 a 21,5
Policristalino (p-Si)	20,4 ± 0,5		18,5	14 a 17
Filmes finos				
Silício cristalino	19,2	9,5		7,9
Silício amorfo (a-Si)	10,1 a 13	10,5	10,9	4 a 8
Silício micromorfo	12	10,7		9,1
Célula híbrida	20,1	17,3		15,2
Teluredo de cádmio (CdTe)	18,3 ± 0,5	10	18,2	9 a 16,3
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS)	19,6 ± 0,6	14	17,5	12 a 14,7
Multijunção	37,7 ± 1,2			
Concentrador fotovoltaico (CPV)			38,9	27 a 33
Células corantes (DSSC)	11,9 ± 0,4			
Células orgânicas	10,7 ± 0,3			

Fonte: Produzido pelo autor a partir de (PINHO; GALDINO, 2014), (VILLALVA, 2015), (TOLMASQUIM, 2016) e (MAUAD et. al., 2017).

1.4 Sistemas Fotovoltaicos

1.4.1 Módulo Fotovoltaico

As células fotovoltaicas são as unidades básicas de um aproveitamento fotovoltaico e devido ao baixo valor de tensão CC produzido em seus terminais, estas não são suficientes para atender às demandas de potência, por isso, sua comercialização é realizada através de módulos fotovoltaicos¹⁰. Em sua construção, os módulos são dotados de meios que lhes permitam resistir às condições ambientais adversas em que serão colocados, por isso, em uma construção típica, além das células fotovoltaicas, devem possuir os seguintes componentes:

- i) o *backsheet* que previne a entrada de umidade, protege as células de elementos externos e oferece isolamento elétrico adicional;

¹⁰ Módulo fotovoltaico é composto por células fotovoltaicas conectadas em arranjos de modo a produzir tensão e correntes suficientes para a utilização prática da energia, ao mesmo tempo em que promove proteção das células (PINHO; GALDINO, 2014), enquanto que, de acordo com MORAIS (2009), ao agrupamento de módulos fotovoltaicos, dá-se o nome de painel fotovoltaico ou *array*, em inglês.

- ii) o encapsulante que protege as células da umidade de outros materiais externos além de otimizar a condução elétrica, o mais utilizado é o Etil Vinil Acetato (EVA);
- iii) o vidro que, além de proteger a célula, permite a entrada de luz para a conversão em eletricidade, ao mesmo tempo que tem características especiais de modo a evitar a reflexão dessa luz;
- iv) o selante que impede a entrada de gases e umidade e protege o interior de vibrações e choques mecânicos; e a moldura que é a parte estruturante, geralmente de alumínio, onde é feita a fixação do módulo.

Um módulo normalmente é identificado por sua potência elétrica de pico (W_p) estabelecida a partir de condições-padrão de ensaio STC ¹¹. Mas, outras variáveis relacionadas à tensão, corrente, temperatura, eficiência e tecnologia da célula são igualmente úteis tanto para a diferenciação dos módulos como para estabelecer qual modelo será utilizado de acordo com o projeto ou com a necessidade.

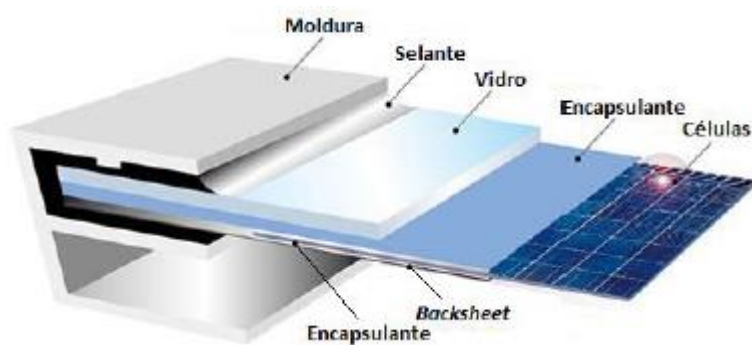


Figura 8 - Camadas de um módulo fotovoltaico típico.
Fonte: (TOLMASQUIM, 2016).

A Figura 8 mostra a composição em detalhes de um módulo fotovoltaico típico, com célula, encapsulante, *backsheet*, vidro, selante e moldura.

Para a maioria dos casos as condições-padrão de ensaio (STC) não representam as condições reais de operação, por isso, normas definem a temperatura nominal de operação das células dos módulos, onde há uma aproximação com as características verificadas em

¹¹ *Standard Test Conditions*: os módulos são submetidos, em laboratório, a uma irradiância solar de 1.000 W/m^2 , sob uma distribuição espectral padrão para uma massa de ar (AM) de 1,5 e uma temperatura de célula de 25° C .

campo. Nesse sentido, o padrão *NOCT*¹² é utilizado, para o qual se verifica temperaturas de células situadas normalmente entre 40 e 50° C (PINHO; GALDINO, 2014).

Os módulos devem estar associados em ligações série e/ou paralelo, a depender dos níveis de tensão e correntes desejados, de modo a elevar a potência dos painéis de acordo com o projeto em curso. Deve-se observar se as especificações técnicas dos módulos atendem à associação exigida, pois tensões e correntes resultantes devem ser compatíveis com seus componentes.

O local de escolha para a instalação dos módulos deve ser observado uma vez que estes, podem apresentar valores de tensão e corrente diferentes dos nominais devido à variação na irradiância solar ou na temperatura e por estarem submetidos a sombreamento em algum horário do dia. Para o caso da irradiância, a corrente no terminal do módulo é diretamente proporcional à sua variação, isto é, a capacidade de geração aumenta em caso de aumento da irradiância.

A incidência de radiação solar e a temperatura ambiente implicam em uma variação na temperatura das células do módulo. O aumento da temperatura da célula provoca uma queda de tensão importante que não é compensada pelo aumento pouco expressivo da corrente, o que resulta em uma queda de potência do módulo (PINHO; GALDINO, 2014).

No caso de sombreamento de um módulo (ou de uma célula), a fonte de corrente extingue-se e comporta-se como uma “resistência” que é atravessada pela corrente produzida pelos outros módulos, ficando sujeito a uma tensão inversa elevada e provocando um aumento da temperatura, e que, em alguns casos podem danificar o módulo. Deste modo, tornam-se importantes os diodos de *by-pass* para desviarem essas correntes, de modo a não circularem, em sentido inverso, pelo módulo sombreado, mantendo a produção, embora reduzida, da fileira ou *strings*¹³ (MORAIS, 2009).

¹² *Nominal Operating Cell Temperature* onde o módulo é exposto em circuito aberto a uma irradiância de 800 W/m² em um ambiente com a temperatura do ar a 20° C e submetido a um vento com velocidade de 1 m/s.

¹³ Agrupamento de módulos fotovoltaicos em grupos cuja conexão normalmente se constitui de uma combinação de associações em série e em paralelo.

Contudo, um sistema fotovoltaico não é constituído apenas por módulos, há a necessidade de um inversor¹⁴, adicionalmente, de acumuladores¹⁵ e controlador de carga¹⁶ quando se trata de um sistema fotovoltaico isolado (SFI) ou *off grid*.

1.4.2 Inversor

O inversor é um dos componentes principais do Sistema Fotovoltaico (SFV) pois é através dele que é possível fornecer energia em Corrente Alternada (CA) aos equipamentos existentes que operam nesse tipo de corrente. Além disso, o inversor também é responsável por garantir a segurança do sistema e medir a energia produzida pelos painéis fotovoltaicos (MAUAD et al., 2017). Os inversores projetados para atuar em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) ou *on grid*, possuem características específicas para atender às exigências das concessionárias de distribuição no tocante à segurança e qualidade da energia injetada na rede, além disso, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede. A forma de onda gerada e a eficiência são características atreladas à qualidade do inversor. Esta última depende da potência dos equipamentos (carga) e do seu fator de potência. Os fabricantes normalmente anunciam a eficiência para uma carga nominal, mas, é importante que o inversor também apresente eficiência elevada quando as cargas conectadas totalizarem potência abaixo da nominal.

Os inversores projetados para SFCRs apresentam a seguinte classificação:

- **Inversores centrais:** são inversores trifásicos de grande porte utilizados majoritariamente em Usinas Fotovoltaicas (UFVs), e neles podem ser conectados vários arranjos de módulos fotovoltaicos.
- **Inversores *Multistring*:** podem ser trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes de SPPMs¹⁷ para conexão de *strings* (fileira) de módulos. São adequados às instalações urbanas (telhados, fachadas) nas quais

¹⁴ Equipamento eletrônico que permite realizar a conversão de energia em Corrente Contínua (CC) em Corrente Alternada (CA), modalidade a qual a maioria dos equipamentos funcionam.

¹⁵ Equipamento usado para armazenar energia elétrica para posterior utilização quando a luz solar estiver parcial ou totalmente ausente.

¹⁶ Equipamento eletrônico que determina se o fornecimento de energia ao equipamento consumidor será feito pelo inversor ou pelo acumulador, a depender do período do dia.

¹⁷ Seguimento do Ponto de Potência Máxima. Sistema de controle que atua sobre o inversor ou sobre um conversor CC – CC de modo a extrair a máxima potência momentânea do módulo fotovoltaico.

cada *string* pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento. As potências são na faixa de dezenas de kWp.

- **Inversores de *string*:** são inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados para instalações de microgeração (até 10 kWp). São os mais utilizados em instalações residenciais e comerciais, onde, geralmente, um grupo de módulos é conectado em um único inversor de pequeno porte.
- **Microinversores:** são inversores individuais, projetados para serem acoplados individualmente em cada módulo fotovoltaico de uma instalação. Desta forma, a produção de cada módulo é maximizada. Adicionalmente, com o uso dos microinversores, os efeitos de sombreamento ou defeitos nos módulos são isolados, sem prejudicar a produção de todo o arranjo. Como os microinversores não são submetidos a potências e temperaturas de operação elevadas como em inversores centrais, costumam também ter garantias mais longas (20-25 anos). O uso de microinversores simplifica o design da planta e reduz o uso de cabos. Como desvantagem, destaca-se o maior investimento inicial, as maiores despesas com O&M, e a menor eficiência desses equipamentos, em relação a inversores de maior potência. Uma alternativa disponível no mercado são módulos com microinversores integrados. Dessa maneira, os terminais dos módulos já fornecem tensão em C.A.

1.4.3 Acumuladores, Controladores e Proteção

Em sistemas fotovoltaicos isolados o uso de acumuladores ou dispositivos de armazenamento de energia são essenciais, pois na ausência total ou parcial do sol, como à noite ou em dias chuvosos de baixa irradiância solar, são eles que fornecem energia às unidades consumidoras. Para tanto, dentre as tecnologias disponíveis, as baterias eletroquímicas são as mais aplicadas em SFIs, com destaque para as de Chumbo-ácido (Pb-ácido), Níquel-Cádmio (NiCd), Níquel-hidreto metálico (NiMH) e íon de Lítio (Li-ion).

As baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido) possuem os eletrodos de chumbo e o eletrólito normalmente é o ácido sulfúrico e podem ser do tipo ventilada (*Vented Lead Acid – VLA*), também denominada de aberta ou do tipo estanque (*Valve Regulated Lead Acid – VRLA*), também conhecida como selada. A primeira apresenta eletrólito líquido e livre (não confinado em separador) e necessidade de reposição de água em intervalos

regulares, o que se constitui em uma desvantagem. A segunda, possui eletrólito confinado no separador (AGM¹⁸) ou sob forma de gel, e um invólucro selado, que lhe proporcionam algumas vantagens como: recombinação dos gases produzidos durante o seu funcionamento; instalação em locais de menor ventilação e em qualquer posição; não requer reposição de água, por isso, são conhecidas como “livres de manutenção”; e maior vida útil. Por outro lado, são mais caras que as baterias abertas. De modo geral, as baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas em SFI devido à sua melhor relação custo-benefício.

As baterias de níquel-cádmio (NiCd) tem estrutura física similar às de chumbo-ácido, porém, o hidróxido de níquel III é utilizado como catodo e o cádmio é utilizado como anodo, sendo o eletrólito, uma solução aquosa de hidróxido de potássio. Funcionam com temperaturas muito baixas e recarregam-se com correntes elevadas, o que reduz o tempo de recarga. Podem ser descarregadas completamente e recarregadas novamente sem que este fato reduza a sua vida útil, que é superior às baterias de chumbo-ácido. Além disso, suportam sobrecargas elevadas, são pouco sensíveis à variação de temperatura, requerem pouca manutenção e são apropriadas para ambientes hostis. Entre as desvantagens, estão o preço elevado, a necessidade de descarga total para prevenir o efeito “memória” (ou viciação) e menor eficiência¹⁹ em relação a outras baterias.

As baterias de níquel-hidretos metálicos (NiMH) são uma evolução das baterias de NiCd. Suas principais vantagens são: não possuir o efeito memória; maior densidade²⁰ energética; maior eficiência energética e características ambientais menos desfavoráveis devido à sua composição menos tóxica.

As baterias de íons de lítio (Li-ion) tem o princípio de funcionamento idêntico às de níquel-cádmio, mas, com eletrodos de lítio. Entre as vantagens estão: fornecem tensões elevadas; duram normalmente mais de 10 anos; funcionam em uma larga faixa de temperaturas, normalmente entre -40°C e +80°C; densidade energética elevada; ausência do efeito memória; suporta altas taxas de carga e descarga; baixo tempo de carga; e baixa

¹⁸ *Absorbent Glass Material*. Esse tipo de bateria VRLA utiliza um separador especial de microfibras de vidro muito poroso que absorve o ácido.

¹⁹ Consiste na relação percentual entre a energia fornecida para a carga e a energia obtida na descarga.

²⁰ Total de energia que a bateria pode fornecer por unidade de volume para uma determinada taxa de descarga.

taxa de autodescarga. No entanto, requer sistema de proteção e controle afim de evitar sobrecarga, descarga excessiva e curto-circuito.

Os controladores de carga estão presentes na maioria dos SFIs com o propósito de proteger a bateria ou o banco de baterias contra cargas e descargas excessivas, proporcionando o aumento de sua vida útil. Podem ser denominados também de gerenciador ou regulador de carga ou regulador de tensão, a depender do grau de sofisticação. Entre os benefícios permite: uma otimização do dimensionamento do banco de baterias e de seu carregamento; a desconexão de cargas quando há baixo estado de carregamento da bateria; e maior nível de proteção contra um aumento excessivo de consumo (PINHO; GALDINO, 2014). Alguns modelos incorporam sensores de temperatura e sonoros para indicar algum problema ocorrido.

Quando SFVs são de maior porte e complexidade ou quando estão inseridos em instalações híbridas com grupos geradores de motor a combustão, por exemplo, ou ainda em SFIs localizados em regiões distantes ou até mesmo em um SFCR, sistemas de supervisão e controle geralmente são requeridos face a necessidade de se tomar decisões e se atuar automaticamente no sistema de modo a otimizar sua operação, ajustar pontos de regulação, elevar a eficiência global do sistema e detectar eventos indesejáveis antecipadamente.

Sistemas de aquisição e armazenamento de dados devem ter a um sistema de transmissão remota, que envia, de forma automática e periódica, os dados coletados para um computador do responsável pela operação e manutenção do sistema, via satélite, internet ou rede de dados móveis. Dessa forma, este sistema integrado pode apresentar ao operador, mesmo estando distante do local da instalação, dados em tempo real do desempenho do sistema, para que situações indesejadas sejam detectadas e solucionadas o mais rapidamente possível.

Adicionalmente, a adoção de Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), sistemas de aterramento e Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosférica (SPDA), é essencial para a garantia do bom funcionamento do sistema fotovoltaico (MAUAD et. al., 2017).

1.5 Aplicações de sistemas fotovoltaicos

Os SFs podem ser utilizados em diversos arranjos, mas, são classificados basicamente em duas categorias principais: isolados e conectados à rede. Não obstante,

podem operar em conjunto com uma ou mais fontes de energia, os chamados sistemas híbridos.

Os sistemas fotovoltaicos isolados (SFIs) são comumente instalados em sítios distantes de tal maneira da rede de distribuição que sua conexão à esta, apresenta um custo benefício que inviabiliza tal alternativa (MAUAD et. al., 2017). Assim, são utilizados em comunidades, residências, comércios, equipamentos públicos – escolas, postos de saúde, entre outros - localizadas em zona rural ou regiões costeiras remotas. Podem ser aplicados também em sistemas de bombeamento d'água. Por outro lado, podem ser requeridos na iluminação pública, na sinalização de estradas e rodovias e em sistemas de telecomunicações, mesmo diante da possibilidade de conexão com a rede de distribuição, desde que a autonomia seja atrativa técnica e economicamente. Esta alternativa conforma-se em uma solução ambientalmente atrativa quando possibilita a substituição de sistemas que empregam grupo motor-gerador a diesel (VILLALVA, 2015 *apud* MAUAD et. al., 2017).

Os SFIs necessitam de algum tipo de armazenamento, normalmente feito por baterias, para manter o fornecimento de energia durante a noite ou em momentos de pouca insolação durante o dia, assim como, de uma unidade responsável pelo controle e condicionamento de potência composta por inversor e controlador de carga. A Figura 9 mostra o esquema básico de um SFI.

Os SFIs podem ser individuais ou em minirredes. No primeiro caso, a geração é exclusiva para atendimento de uma única unidade consumidora que pode ser alcançada de três maneiras: i) atendimento exclusivamente em CC.; ii) atendimento misto CC/CA. e; iii) atendimento exclusivamente em CA. Este último arranjo é o mais utilizado, apresentando como vantagens o fato de utilizar cabeamento de menor diâmetro e equipamentos elétricos de maior disponibilidade do mercado, quando comparados ao atendimento exclusivamente em CC, além apresentar melhor qualidade e eficiência, tanto no controle quanto no consumo. Além disso, permite utilizar padrões de entrada convencionais, no ponto de fornecimento. Um arranjo de atendimento exclusivamente em CA encontra-se representado na Figura 10, onde nela, se pode observar que a tensão que

chega ao quadro elétrico (padrão de entrada) é oriunda do inversor, ou seja, trata-se de fornecimento de tensão exclusivamente CA à unidade consumidora.

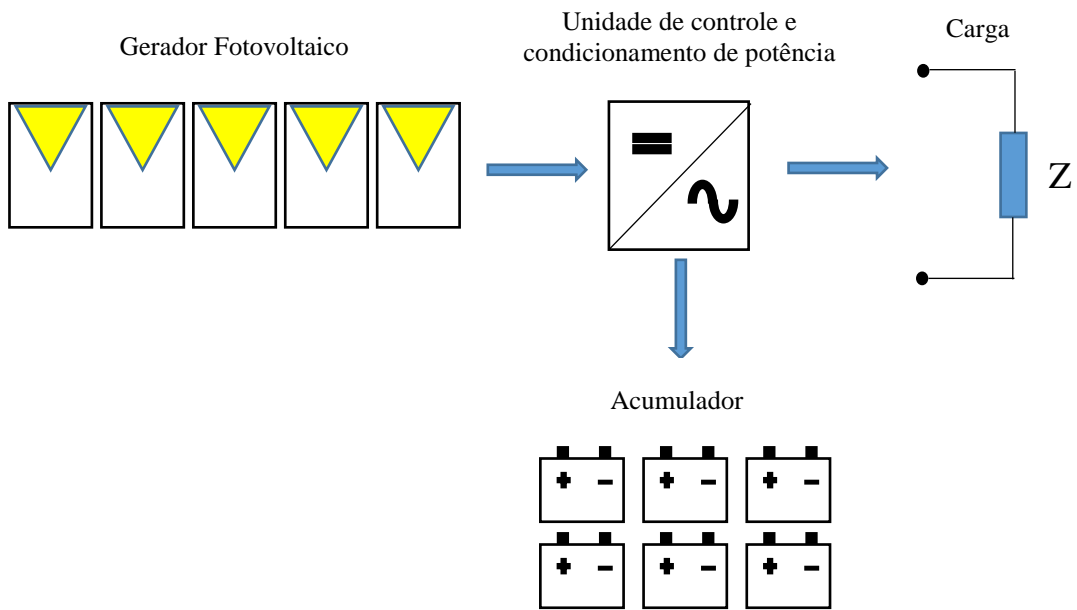


Figura 9 - Configuração básica de um SFI.
Fonte: Produzida pelo autor.

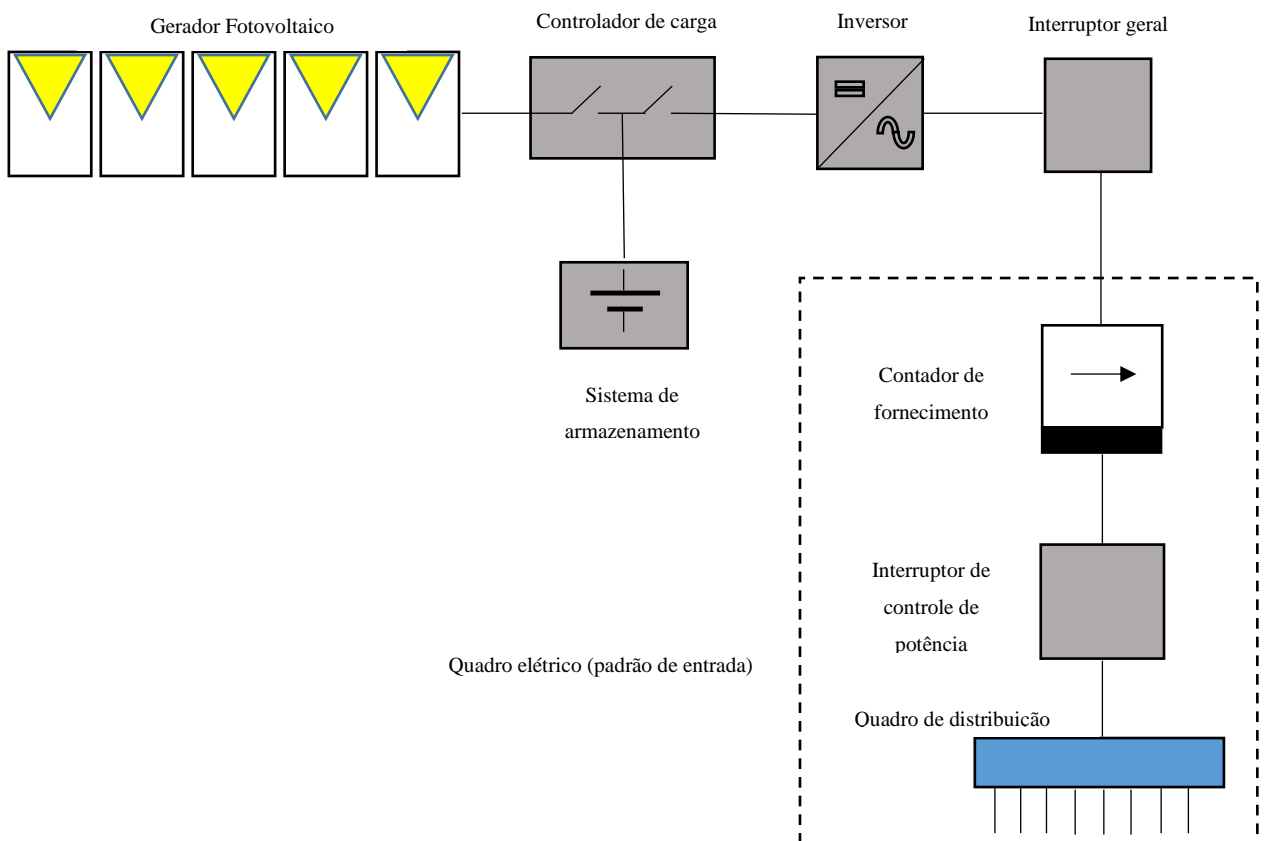


Figura 10 - Configuração de um SFI voltado para residência com atendimento exclusivamente em CA.
Fonte: Produzida pelo autor.

Os SFIs em mini redes, por sua vez, caracterizam-se pelo fato de a geração ser partilhada entre um pequeno grupo de unidades consumidoras que estão geograficamente próximas umas das outras. Na maior parte dos casos, são usados em conjunto com sistema eólico e/ou com geradores a diesel em um sistema híbrido, com o objetivo de substituir o uso exclusivo grupos geradores a diesel em localidades onde estes sejam a principal ou única fonte de geração de energia elétrica. A Figura 11 apresenta um diagrama básico de um sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel, onde a carga pode representar uma mini rede com unidades consumidoras de uma comunidade. Os tipos de fontes usadas, assim como suas potências nominais e suas participações no sistema híbrido, devem considerar o aproveitamento dos recursos energéticos locais. A utilização de um sistema híbrido, mesmo que inicialmente aponte para um maior custo, pode contribuir para a confiabilidade no atendimento aos consumidores, uma vez que a probabilidade de todas as fontes estarem inoperantes ou momentaneamente indisponíveis, é menor, quando comparada à existência de uma única fonte. Outra vantagem está no fato de o sistema poder ser modular na implantação, adequando sua capacidade de geração à disponibilidade de recursos financeiros, por exemplo. Como desvantagens, os sistemas híbridos aumentam consideravelmente a complexidade do projeto, da instalação e de operação do sistema, o que pode se tornar um ponto crítico para comunidades muito isoladas (PINHO; GALDINO, 2014).

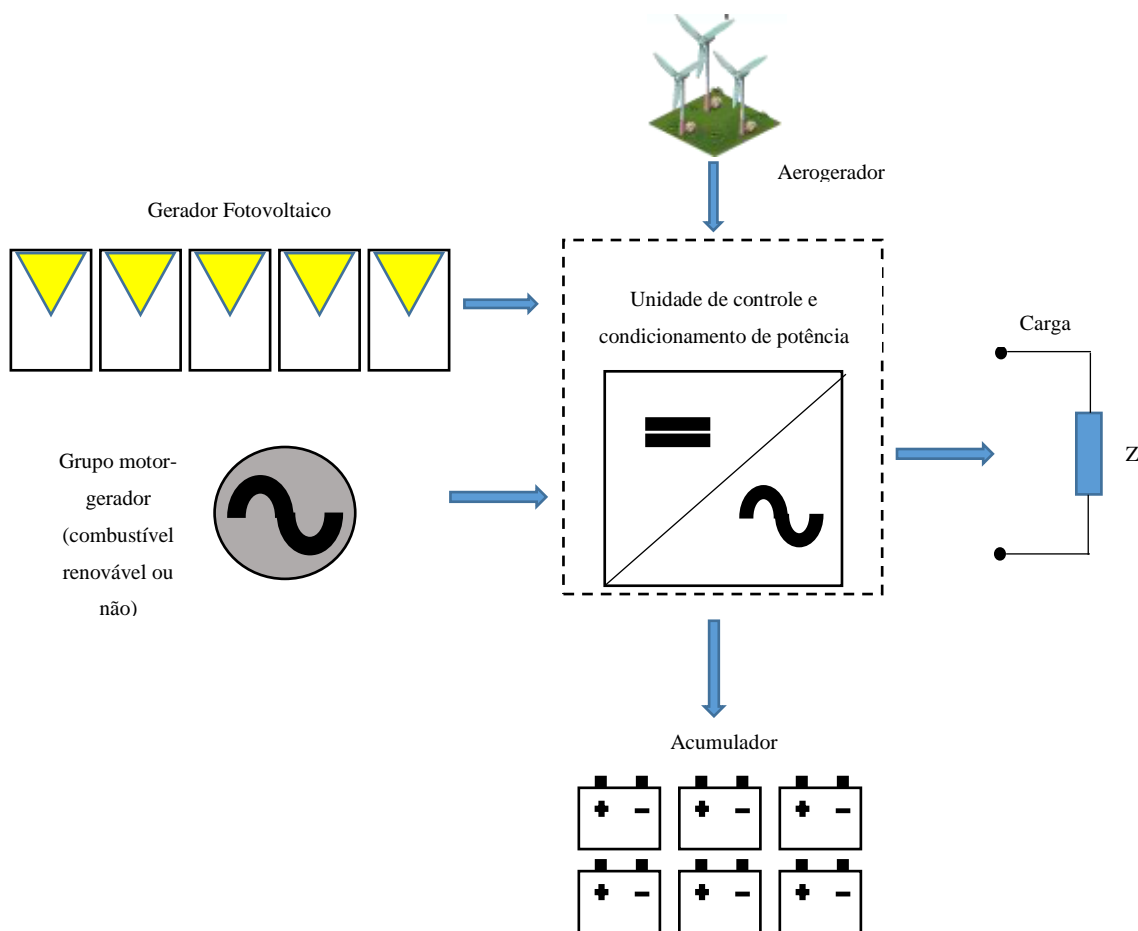


Figura 11 - Sistema híbrido de geração de energia elétrica.
 Fonte: Produzida pelo autor.

Outra aplicação típica de um SFV está no sistema de bombeamento de água. O chamado sistema fotovoltaico de bombeamento (SBFV) é constituído por gerador fotovoltaico, dispositivo de condicionamento de potência (inversor, controlador de bomba), conjunto motobomba²¹ e reservatório de água, conforme ilustra a Figura 12. Diferentemente dos sistemas domiciliares, em linhas gerais, não utilizam baterias, a exceção para os casos em que a bomba é uma carga a mais no SFI convencional. Em geral, a água é bombeada e armazenada em reservatórios para sua posterior utilização, assim, o SBFV é dimensionado considerando o número de dias de autonomia. Para sistemas em corrente contínua, o condicionamento de potência pode ser feito tanto com a utilização de conversor CC – CC, quanto mediante acoplamento direto gerador-motobomba. Já para sistemas em corrente alternada, são utilizados inversores CC – CA. A Figura 12 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra que a energização do

²¹ Conjunto composto por bomba hidráulica acionada por bomba elétrica.

conjunto motobomba não é feita diretamente pelo SFV, mas, com o intermédio de um conversor ou de um inversor a depender da tensão da natureza da sua tensão de alimentação, conforme descrito anteriormente.

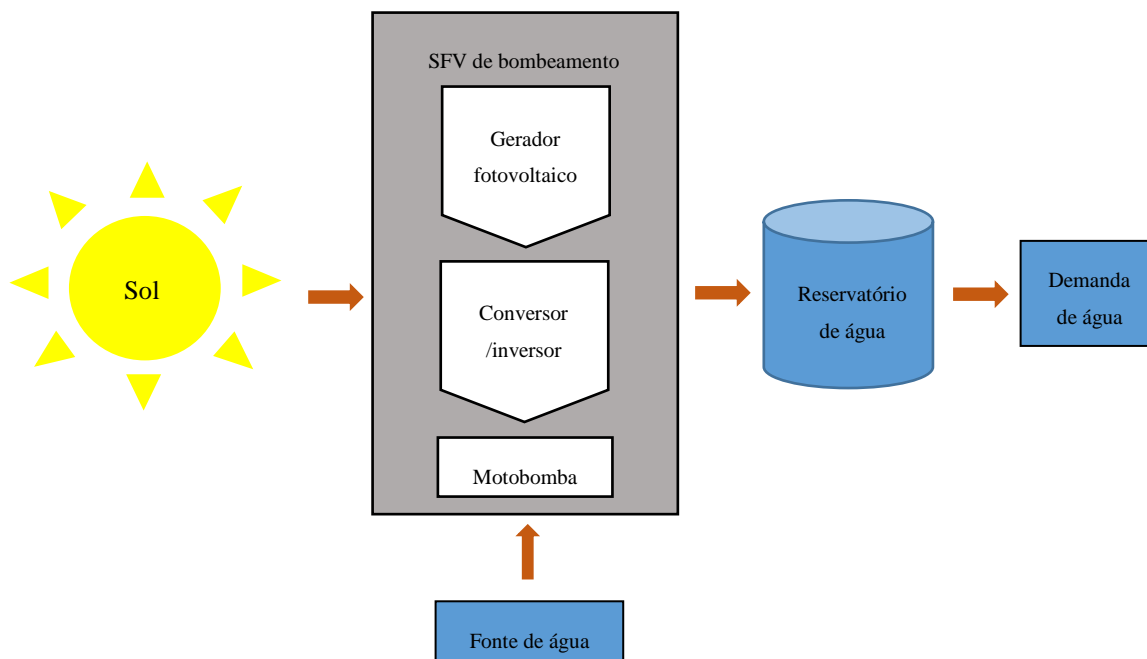


Figura 12 - Diagrama esquemático de um sistema fotovoltaico de abastecimento de água.
Fonte: Produzida pelo autor.

No tocante a sistemas de telecomunicações e ao monitoramento remoto, os SFVs são empregados nesses setores devido a sua simplicidade e reduzida manutenção. Normalmente, tais sistemas demandam baixa potência e estão instalados em áreas remotas, com acesso limitado e condições climáticas severas. A energia para atendê-los varia de acordo com o modo de operação e o tempo de utilização dos equipamentos. Em determinadas situações em que a demanda máxima seja muito maior que a demanda média, a fim de reduzir o custo inicial, pode ser conveniente fornecer energia por meio de sistemas híbridos. A Tabela 2 mostra as aplicações mais comuns de SFVs em sistemas de telecomunicações e de monitoramento remoto.

Tabela 2 - Exemplos de aplicações mais comuns de SFVs voltados a telecomunicações e monitoramento remoto.

Telecomunicações	Monitoramento remoto
Estações remotas de rádio.	Monitoramento de condições ambientais (estações meteorológicas, maregráficas, anemométricas, pluviométricas, de poluição, etc.).
Estações repetidoras de TV.	
Auxílio à navegação.	Controle de tráfego em estradas.
Estações base de telefone celular.	Registros sísmicos (sismógrafos).
Telefones de emergência em estradas.	Pesquisas científicas.

Fonte: produzida pelo autor a partir de (PINHO; GALDINO, 2014).

No contexto de expansão da adoção da energia solar fotovoltaica os SFCRs são, na atualidade, empregados em edifícios comerciais, plantas industriais, poder público, e sobretudo, em residências em arranjos de geração distribuída. São, por sua vez, sistemas que operam em paralelo com a rede de distribuição, instalados em unidades consumidoras que já são atendidas por essa mesma rede. Eles dispensam o uso de acumuladores uma vez que a energia produzida pode ser diretamente consumida pela carga ou injetada na rede de distribuição a qual a unidade consumidora está conectada. As potências vão desde algumas unidades de kWp em residências, até MWp em grandes sistemas operados por grandes empresas.

Os sistemas distribuídos são de menor porte e tem como objetivo principal fornecer energia para o local onde foi instalado, sendo que o consumidor pode contar com a rede de distribuição convencional para complementar sua demanda. Além disso, no caso do sistema ser superavitário, o excedente de energia pode ser enviado à rede pública, gerando benefícios econômicos para seu produtor (MAUAD; et. al., 2017). A Figura 13 mostra um esquema simplificado de um SFCR em que a tensão gerada pelos módulos fotovoltaicos é convertida pelo inversor em tensão CA e é injetada na rede. A energia consumida pela unidade é, por sua vez, é retirada da rede. O fluxo de corrente ocorre por meio de um medidor bidirecional. Já Figura 14 mostra o diagrama esquemático de vários SFVs conectados à mesma rede de distribuição – onde cada unidade consumidora é composta por um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados a um ou mais inversores, a depender da potência do sistema – de modo que cada um injeta tensão na rede e o somatório de dessas injeções aumentam a capacidade da rede da distribuidora.

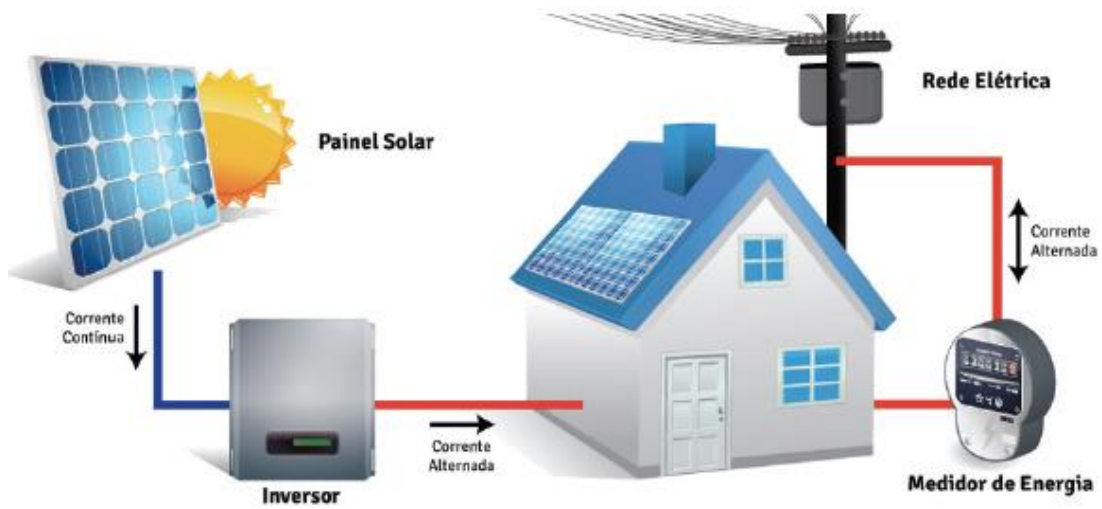


Figura 13 - Esquema simplificado de um SFCR.
 Fonte: (MAUAD; FERREIRA; TRINDADE, 2017).

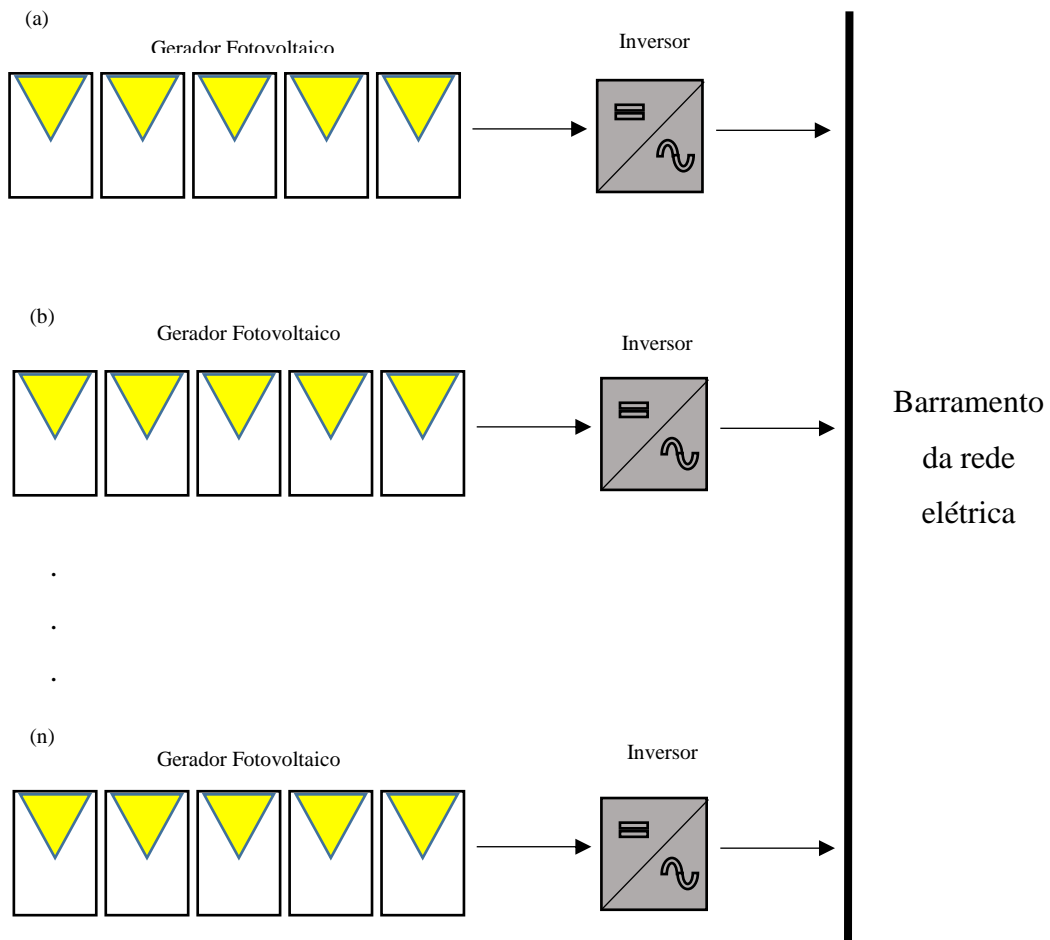


Figura 14 - Diagrama esquemático de vários SFVs conectados à rede de distribuição.
 Fonte: Produzida pelo autor.

Dentre os SFCRs distribuídos, os Sistemas Fotovoltaicos Integrados a Edifícios (SFIE) se constituem em um arranjo promissor que vem se expandindo em várias partes do mundo, com destaque na Europa. No Brasil, é uma realidade significativamente nova. Os SFIEs dispensam a criação de novos espaços para a instalação, pois podem ser aplicados sobre telhados e fachadas de edifícios já existentes, ficando com um diferencial arquitetônico, além de produzir a própria energia. Podem ser mais bem aproveitados quando concebidos ainda na fase de projeto da edificação.

Outro modelo de SFCR são os chamados sistemas centralizados, também denominados de Usinas Fotovoltaicas (UFVs), que se caracterizam por apresentar painéis fotovoltaicos instalados em um único local, cuja quantidade é bem maior que em uma única unidade produtora de geração distribuída, conectados diretamente à rede de distribuição, proporcionando maior capacidade de geração. A eletricidade produzida não está associada apenas a um consumidor em particular e a instalação funciona semelhantemente a uma usina de geração de energia, assim como usinas hidrelétricas ou parques eólicos, por exemplo. Estes sistemas são geralmente instalados em terrenos ou campos, localizados a certa distância do ponto de consumo (JANNUZI, 2009 *apud* MAUAD et. al., 2017).

As UFVs podem atingir potência da ordem de MWp, podendo ser operadas por produtores independentes e sua conexão com a rede é em geral feita em Média Tensão (MT), a 13,8 ou 34,5 kV, por exemplo. Caso seja uma geração associada a uma unidade consumidora, com potência de até 1 MWp, então, poderá ser enquadrada como microgeração, conforme Resolução 482/2012 da ANEEL. As UFVs se apresentam como uma opção viável que, entre as vantagens, pode-se citar a mitigação da emissão de gases poluentes, a minimização da importação de energia e a criação de postos de trabalho (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 15 mostra o esquema de fornecimento de tensão a partir de uma UFV até chegar à rede de distribuição de uma concessionária, onde um inversor converte a tensão produzida nos painéis em CA em Baixa Tensão (BT) e depois uma subestação elevadora a transforma em valores de Média Tensão (MT) de acordo com o padrão da concessionária, para só depois ser conectada à rede de distribuição.

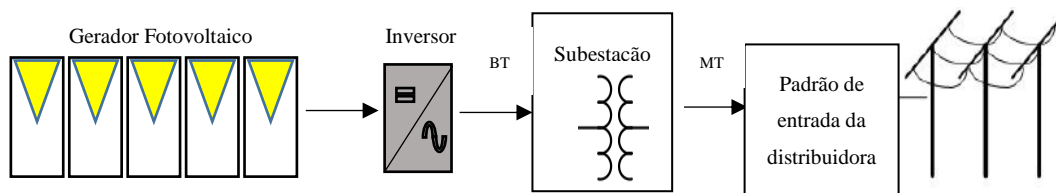


Figura 15 - Esquema de geração de energia através de uma UFV (geração centralizada).
Fonte: Produzida pelo autor.

Tabela 3 - Distribuição das Usina Fotovoltaica no Brasil²².

Estado	Qtd	Potência Outorgada (kW)
Acre	1	715,20
Alagoas	1	440,00
Amapá	1	4.039,20
Amazonas	92	291,48
Bahia	44	1.354.744,75
Ceará	21	499.926,00
Espírito Santo	11	5.740,27
Goiás	2	1.671,60
Maranhão	4	682,53
Mato Grosso	8	8.720,00
Mato Grosso do Sul	1033	3.424,16
Minas Gerais	37	730.162,68
Pará	7173	7.760,96
Paraíba	9	139.083,60
Paraná	10	1.898,06
Pernambuco	21	315.879,00
Piauí	33	1.205.886,00
Rio de Janeiro	10	4.564,90
Rio Grande do Norte	14	124.494,34
Rio Grande do Sul	18	10.104,54
Rondônia	3	2.270,48
Santa Catarina	9	9.134,89
São Paulo	35	588.580,07
Tocantins	1	5.000,00
Total	8.591	5.025.214,71

Fonte: Produzida pela autor a partir de dados da (ANEEL, 2022b).

A primeira usina implantada no Brasil foi um empreendimento privado da empresa MPX, no município de Tauá-CE, com 1 MWp de potência instalada e entrou em operação

²² Dados atualizados em 24/04/2022.

em julho de 2011. Desde então, o país vem apresentando uma evolução na implantação de sistemas centralizados, de modo que, segundo a ANEEL (2022b), o Brasil tem 5 GW de potência instalada, distribuída em 8.591 UFVs espalhadas pelo país. A Tabela 3 mostra o mapa da geração fotovoltaica centralizada pelos Estados brasileiros, onde o Pará apresenta o maior número de empreendimentos deste tipo, porém, é na Bahia que está concentrada a maior potência instalada.

O próximo capítulo descreve o uso e o crescimento da energia solar fotovoltaica no mundo e no Brasil. No caso nacional, será dado o enfoque na participação na matriz elétrica, nos Estados e Municípios, no marco regulatório da geração distribuída (GD) e nas suas perspectivas futuras.

CAPÍTULO II - EXPLORAÇÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 - Introdução

A energia elétrica é um produto indispensável no mundo contemporâneo. Aplicada para prover as necessidades de iluminação, aquecimento, refrigeração, transporte, telecomunicações, produção e distribuição industrial, proporciona conforto e bem-estar às pessoas e garante a estrutura de produção e circulação global de mercadoria. Contudo, esses benefícios, em sua maior parcela, são alcançados através do uso de combustíveis fósseis. De acordo com REN21 (2021), em 2020, 71% da demanda global de energia elétrica foi suprida por fontes não-renováveis.

Ocorre que com o desenvolvimento de novas tecnologias e o surgimento de novas necessidades, aliado ao crescimento quase constante da população mundial, um dos grandes desafios encontrados é a incerteza com relação à disponibilidade futura de energia frente à demanda, principalmente devido ao abrangente uso de fontes não-renováveis e a exploração em larga escala dos recursos fornecidos pelo planeta (MAUAD et. al., 2017).

Neste contexto, as fontes renováveis de energia são apontadas como opção não só em termos de sua contribuição à segurança energética, como também constitui em uma das principais alternativas de mitigação às mudanças climáticas decorrentes do aumento das concentrações de Gases de Efeito Estufa (GEE) na atmosfera. A expansão do emprego das fontes renováveis de energia, caso implantadas apropriadamente, podem contribuir para: o desenvolvimento socioeconômico, a universalização do acesso à energia e; redução de efeitos nocivos ao meio ambiente e à saúde advindo da indústria convencional de energia (TAVARES; FILHO, 2012).

Neste capítulo será exposto o avanço da energia solar fotovoltaica nos cenários mundial e nacional. No Brasil, particularmente, sobre essa tecnologia, será mostrada: a sua participação na matriz elétrica brasileira; a participação nos Estados e Regiões; o marco regulatório; e o seu crescimento nos últimos anos em geração distribuída e suas perspectivas futuras.

2.2 Energia fotovoltaica: Cenário mundial

O uso da energia fotovoltaica, inicialmente, esteve voltado às aplicações espaciais, posteriormente, passou a ser alternativa para o atendimento em locais isolados, funcionando em conjunto com baterias, mas, foi no século XXI, quando se observou um grande salto na utilização desta tecnologia, sendo aplicada principalmente em SFCRs, tanto de forma distribuída (pequenas unidades residenciais e comerciais), como centralizada (grandes plantas geradoras). No início da década de 2010, em função da maior atratividade econômica, a maior parte da potência instalada se concentrava em sistemas de geração distribuídas, porém, com a queda nos custos observada a partir da década de 2010, a geração fotovoltaica passou a ser uma alternativa para a geração centralizada (TOLMASQUIM, 2016).

Esse crescimento foi promovido por políticas de incentivos governamentais como subsídios, créditos e incentivos fiscais notadamente em países como Estados Unidos, Canadá, Alemanha, França e Espanha, na primeira década do século XXI, (SOLANGI et al., 2011). A Europa, porém, deixou de liderar o número de novas instalações adicionadas quando reduziu os investimentos na promoção da tecnologia (TOLMASQUIM, 2016). A China, além dessas políticas, também incentivou a pesquisa no aprimoramento da tecnologia em universidades e em instituições de pesquisa, o que fez do país uma liderança no número de capacidade instalada FV a partir da segunda metade da década de 2010.

Outro aspecto importante para a popularização da tecnologia foi a redução dos custos de fabricação de células solares, e melhoria do desempenho dos sistemas fotovoltaicos. De um valor de U\$ 76,67 por Wp registrado no ano de 1977, chega-se a U\$ 0,36 por Wp em 2014. (KANNAN; VAKEESAN, 2016). Já em 2020 o preço médio do módulo atinge U\$ 0,33 por Wp (REN21, 2021).

Assim, em meio a esse cenário de expansão, a energia fotovoltaica representou 5,3% da energia elétrica produzida no mundo no ano de 2019, mais que o dobro de participação no ano anterior. Dados provisórios de 2020 mostram que a participação da fotovoltaica na produção de eletricidade dos países da OCDE aumentaram em 20,8% (ENERGY AGENCY, 2022).

Dos mais de 256 GW adicionados em capacidade instalada para geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, em 2020, 54% dessas adições foram de energia solar

FV, seguida pela energia eólica (36%) e energia hidrelétrica (8%). Os 2% restantes das adições foram provenientes de bioenergia, energias geotérmica, oceânica e térmica solar concentrada (CSP) (REN21, 2021). Conforme pode-se observar na Figura 16, a FV lidera esse incremento entre as renováveis desde o ano de 2016.

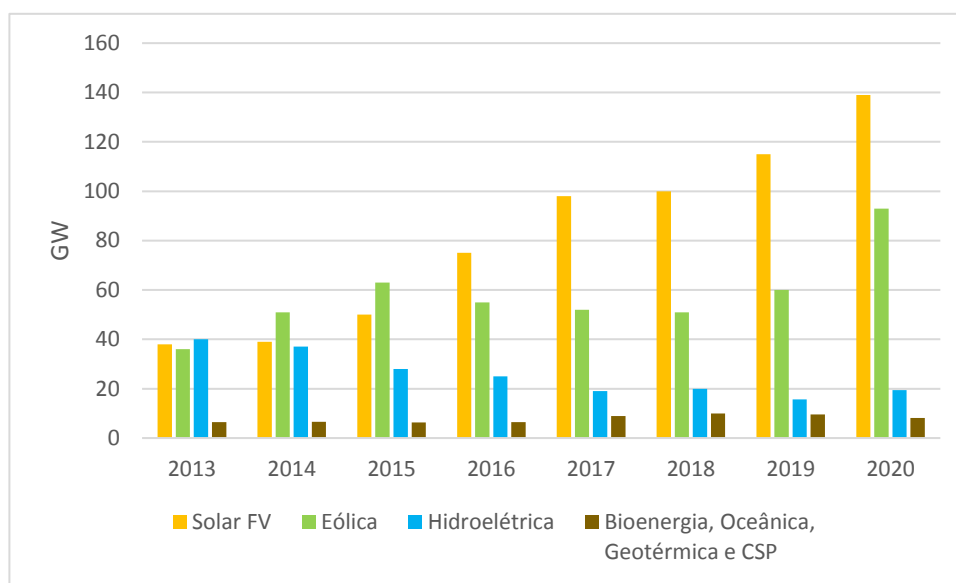


Figura 16 - Adições anuais de capacidade instalada em energias renováveis por tecnologia, de 2013 a 2020.

Fonte: produzida pelo autor a partir dos dados de (REN21, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021).

A demanda por energia solar fotovoltaica está se espalhando e se expandindo à medida que se torna uma opção competitiva para geração de eletricidade em um número crescente de locais - para aplicações residenciais e comerciais - e cada vez mais para projetos em larga escala. Entre 2010 e 2020, em todo o mundo, a capacidade instalada de FV, tem crescido consideravelmente, ano a ano, onde saltou de 39 GW no primeiro ano, para 760 GW dez anos depois, cujo incremento em 2020 foi de 139 GW em relação ao ano anterior. Esse crescimento é melhor visualizado na Figura 17.

Segundo REN21 (2021), em 2020, cerca de 20 países adicionaram pelo menos 1 GW de capacidade instalada em SFV, contra 18 países em 2019, onde todos os continentes contribuíram significativamente para o crescimento global, e ao final do ano, pelo menos 42 países tinham uma capacidade cumulativa de 1 GW ou mais, contra 39 no ano anterior. Ainda ao final de 2020, 15 países registraram capacidade suficiente em operação para atender a pelo menos 5% de sua demanda de eletricidade com energia solar fotovoltaica, sendo esta tecnologia, responsável por cerca de 11,2% da geração total de eletricidade em Honduras e por participações substanciais também na Alemanha (10,5%),

Grécia (10,4%), Austrália (9,9%), Chile (9,8%), Itália (9,4%) e Japão (8,5%), entre outros.

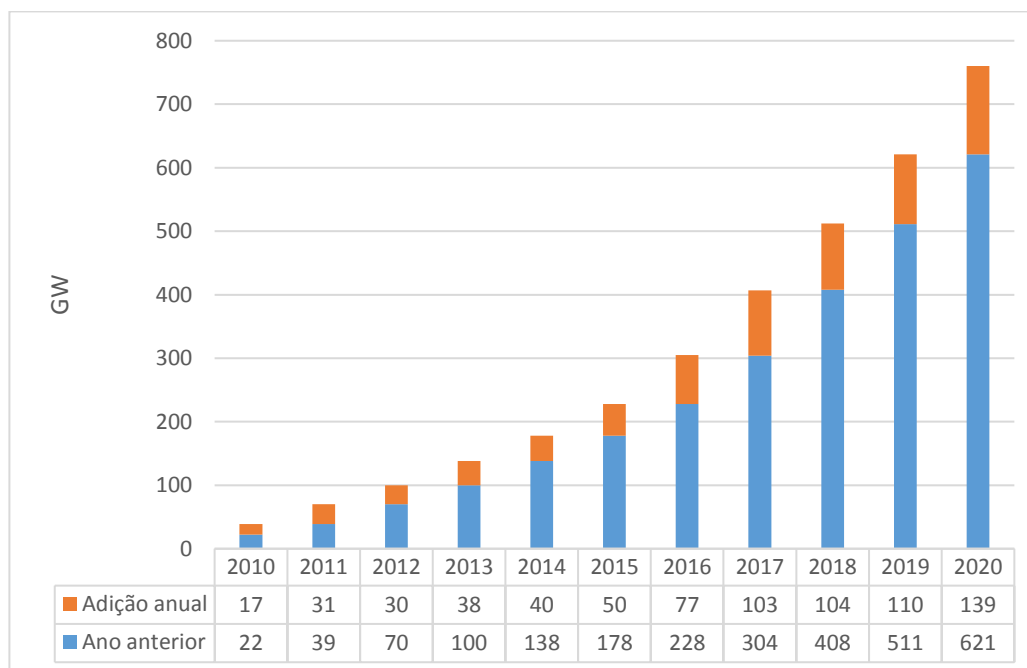


Figura 17 - Capacidade instalada e adições anuais em energias solar FV no mundo, entre 2010 e 2020.
Fonte: produzida pelo autor a partir dos dados de (REN21, 2021).

Desde 2013, a Ásia supera os demais continentes em instalações adicionais, representando 58% das adições globais em 2020, seguida pelas Américas (18%) e pela Europa (16%). A China domina o mercado global respondendo por cerca de 35% das adições de capacidade no ano de 2020, seguida pelos Estados Unidos (14%), Vietnã (8%), Japão (6%), Alemanha (4%), Índia (3%), Austrália (3%), Coreia do Sul (3%), Brasil (2%) e Holanda (2%). Os países líderes em capacidade fotovoltaica solar cumulativa continuavam a ser China, Estados Unidos, Japão, Alemanha e Índia. O Brasil, em 2020, figura entre os 10 países com maior capacidade fotovoltaica instalada. Este cenário está representado na Figura 18 – que traz os valores nominais em GW da capacidade acumulada e adicional em 2020, dos principais mercados e do resto do mundo – e a Figura 19 mostra o percentual de capacidade fotovoltaica instalada no mundo.

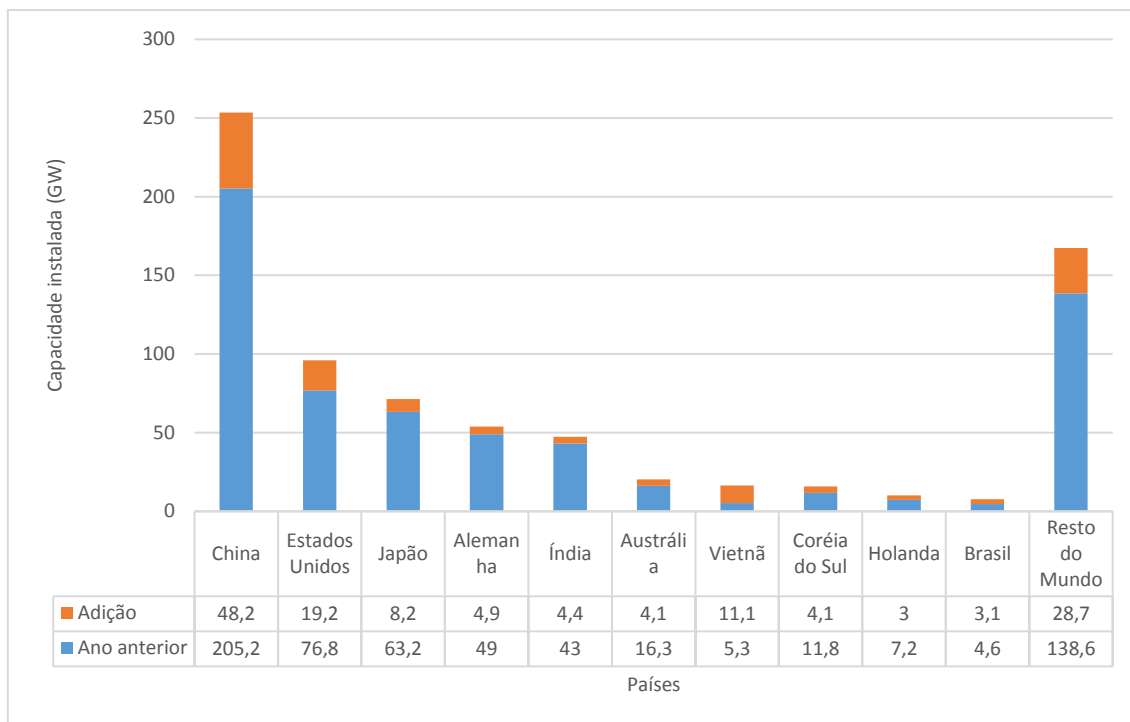


Figura 18 - Top 10 dos países em capacidade instalada e adições FV em 2020.
 Fonte: produzida pelo autor a partir dos dados de (REN21, 2021).

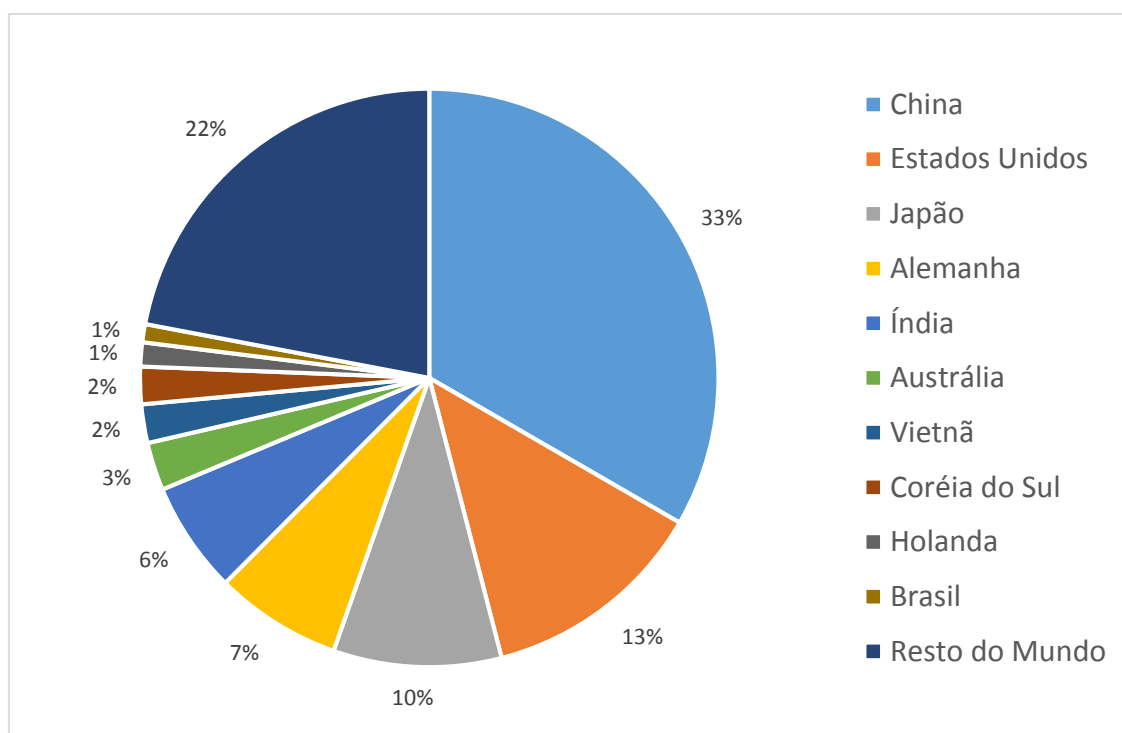


Figura 19 - Participação dos 10 primeiros países e do resto do mundo em capacidade instalada FV, em 2020.

Fonte: produzida pelo autor a partir dos dados de (REN21, 2021).

No tocante à indústria FV, em 2020, no mundo, a produção de células foi estimada em 203,7 GW, enquanto a montagem de módulos ficou aferida em 248,6 GW. Esses números representam um aumento de 33% e de 34%, respectivamente, em relação a 2019.

Estima-se que 66% da capacidade de produção de células e 60% da montagem de módulos estejam concentrados na China (REN21, 2021). Para JÄGER-WALDAU (2020), esses números são estimados pelo fato de o número de empresas de capital aberto estar se reduzindo, o que torna o acesso aos seus dados genuínos mais dificultoso. Além disso, para se chegar a esse número são usados diversos relatórios como informações de produção, embarque ou números de vendas, por exemplo. O autor relata ainda que, embora a China seja líder na produção de células e na montagem de módulos, este mercado tem crescido fora dela, sobretudo, na Malásia, Taiwan, Japão e Estados Unidos.

2.3 Energia solar fotovoltaica no Brasil

O Brasil, ao contrário das principais economias mundiais, apresenta uma matriz elétrica pautada predominantemente em fontes renováveis de energia, com destaque para de hidroeletricidade que corresponde a 59,83% (ANEEL, 2022b) da capacidade nacional instalada. Com tecnologia consolidada e compatível com a necessidade de uso em larga escala, as usinas hidrelétricas, há várias décadas, têm sido a principal fonte de geração elétrica, no Brasil, tanto por sua competitividade quanto pela abundância deste recurso energético em território nacional (TOLMASQUIM, 2016).

No entanto, a dependência das hidrelétricas em relação à ocorrência de chuvas no decorrer do ano, torna reduzida a confiança do sistema, e, em períodos de seca e/ou regimes hídricos desfavoráveis, a capacidade dos reservatórios se reduz e conseqüentemente, a oferta de geração é prejudicada, forçando a entrada de usinas termelétricas, o que implica no incremento da tarifa de energia e, por consequência, o do fator nacional de emissões de gases de efeito estufa (GEE).

Assim, mesmo a matriz elétrica brasileira, contabilizando 83,02% (ANEEL, 2022b) de potência instalada baseada em fontes renováveis de energia, o incremento de novas unidades geradoras, seja por necessidade de demandas futuras de energia, seja pelas limitações da hidroeletricidade, deve considerar o enorme potencial do país para as novas fontes renováveis de energia, sobretudo, àquelas de maior evidência: solar e eólica. A Figura 20 retrata a participação por fonte na matriz elétrica brasileira. Nela, observa-se a participação expressiva das fontes renováveis, que além da hídrica, merece destaque a eólica (11,80%) e a biomassa (8,67%). A solar, embora tenha o percentual de 2,72%, vem crescendo acentuadamente a cada ano e aumentando sua participação na matriz e há

muitas razões para continuar assim, considerando o potencial solar do Brasil e a competitividade econômica da tecnologia adquirida nos últimos anos.

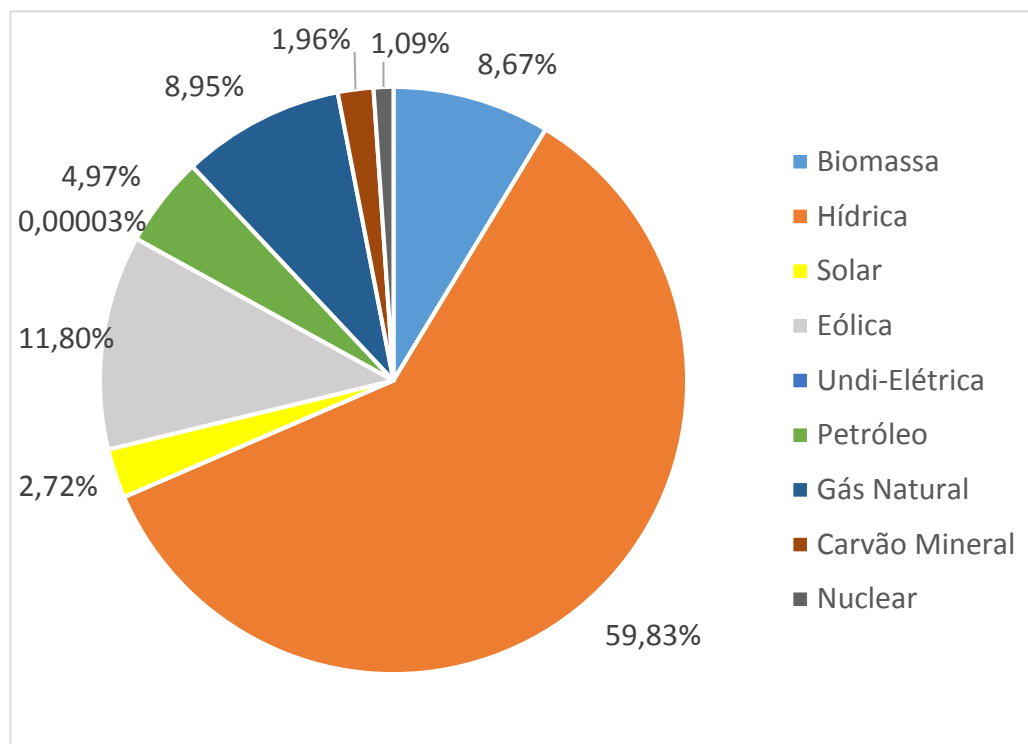


Figura 20 - Matriz Elétrica Brasileira por participação de fonte²³.
Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados de (ANEEL, 2022b).

No tocante ao potencial solar, o Brasil está situado em sua maior proporção na região delimitada entre os trópicos de Câncer e de Capricórnio, de incidência mais vertical dos raios solares, condição que favorece a elevados níveis de radiação solar em quase todo o território nacional, inclusive durante o inverno, o que confere ao país condições vantajosas para o aproveitamento energético do recurso solar (TOLMASQUIM, 2016).

PEREIRA et. al. (2017) atualizaram o atlas brasileiro de energia solar, através do Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), o qual está sintetizado nas Figura 21, Figura 22 e Figura 23, que trazem, respectivamente, os mapas de médias anuais diárias de irradiação global horizontal²⁴,

²³ Dados atualizados em 24/04/2022.

²⁴ Representa a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal.

direta normal²⁵ e no plano inclinado da latitude²⁶. De acordo com PEREIRA et. al. (2017), as regiões brasileiras apresentam as seguintes médias de irradiação global horizontal, em ordem decrescente: Nordeste (5483 Wh/m²), Centro-Oeste (5082 Wh/m²), Sudeste (4951 Wh/m²), Norte (4825 Wh/m²) e Sul (4444 Wh/m²), sendo o Nordeste a região de menor variabilidade interanual enquanto o Sudeste o de maior.

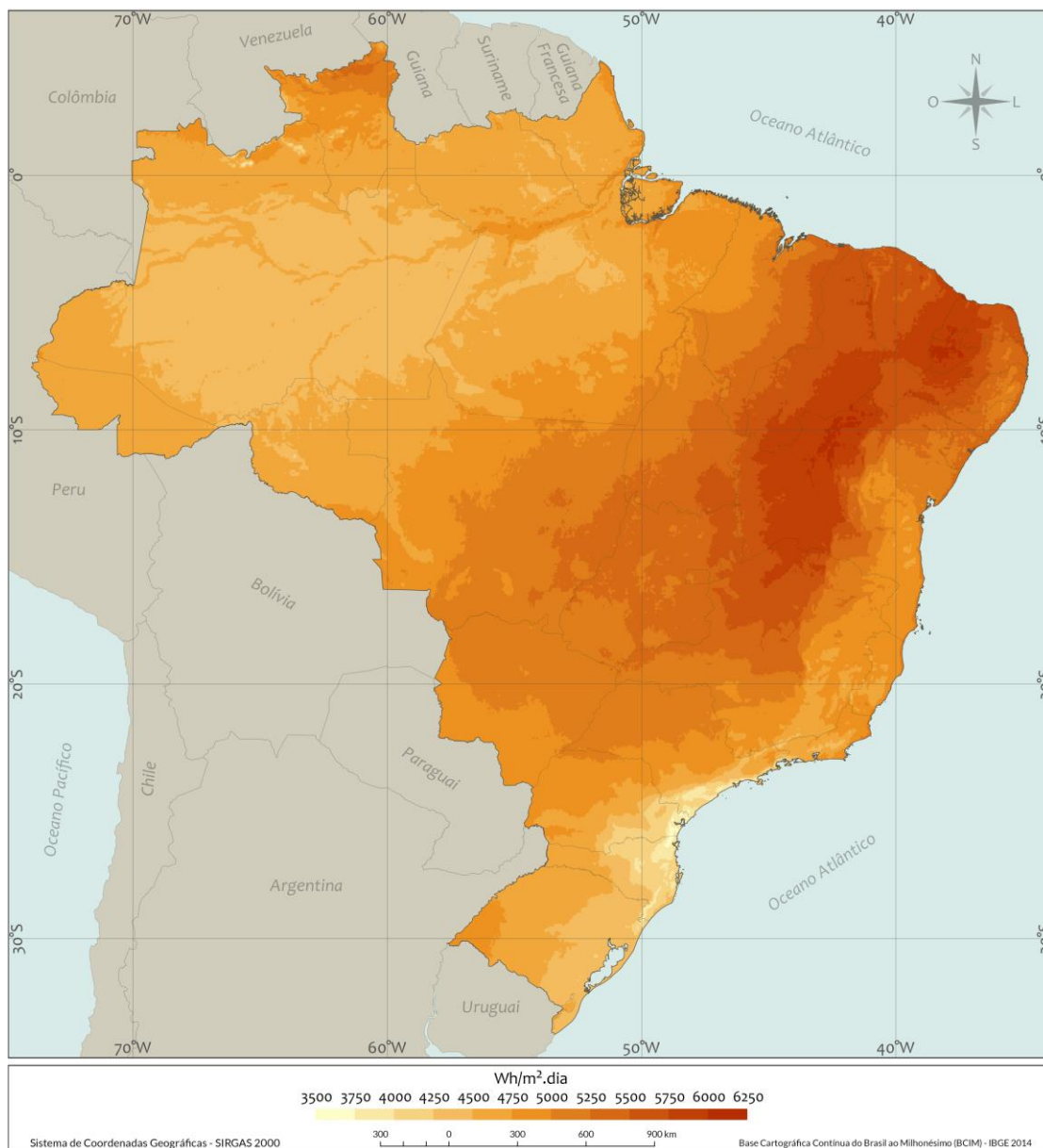


Figura 21 - Média anual diária de irradiação global horizontal do Brasil.
Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

²⁵ Representa a taxa de energia por unidade de área proveniente diretamente do Sol que incide perpendicularmente à superfície.

²⁶ Representa a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra.

A Figura 21 mostra a média anual diária de irradiação global horizontal no Brasil. Nela, verifica-se que as maiores médias estão concentradas em uma região que engloba parte do Nordeste, do Centro-Oeste e do Sudeste brasileiros, onde, notadamente, os oestes do Rio Grande do Norte, da Paraíba e da Bahia, o norte de Pernambuco e de Minas Gerais, o nordeste do Ceará, Tocantins e de Goiás e o sudeste do Piauí apresentam valores próximos ou superiores a 6000 Wh/m^2 . No país como um todo a média anual da irradiação global horizontal varia de 3500 a 6250 Wh/m^2 .

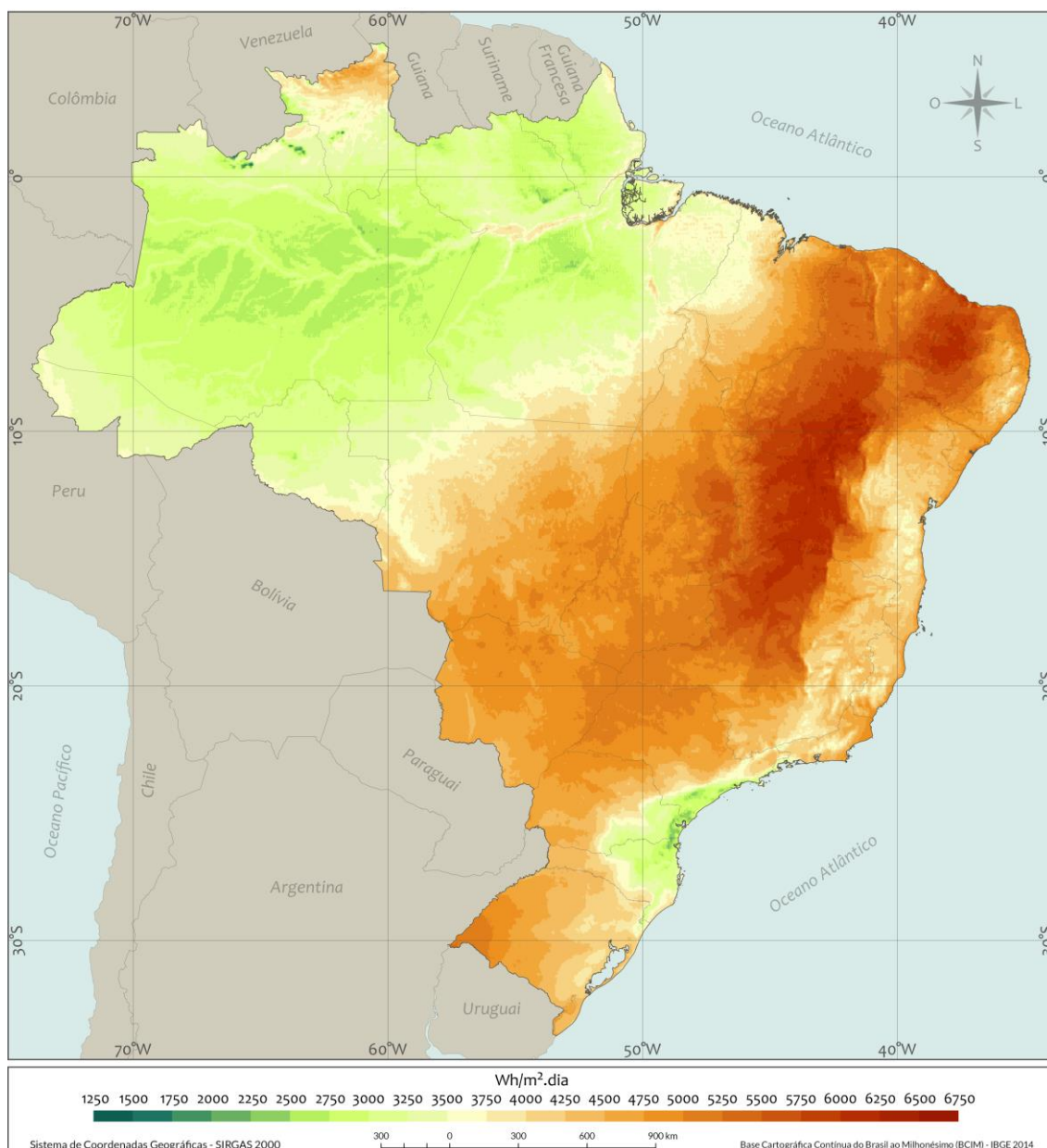


Figura 22 - Média anual diária de irradiação direta normal do Brasil.
Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

A Figura 22, por sua vez, mostra a média anual diária da irradiação direta normal, onde observa-se um valor superior a 4000 Wh/m^2 na maior parte do território brasileiro

englobando todo o Nordeste e Sudeste, a maior parte do Centro-Oeste e do Sul, sendo a região Norte, em sua maior parte, a única com média anual inferior a esse valor.

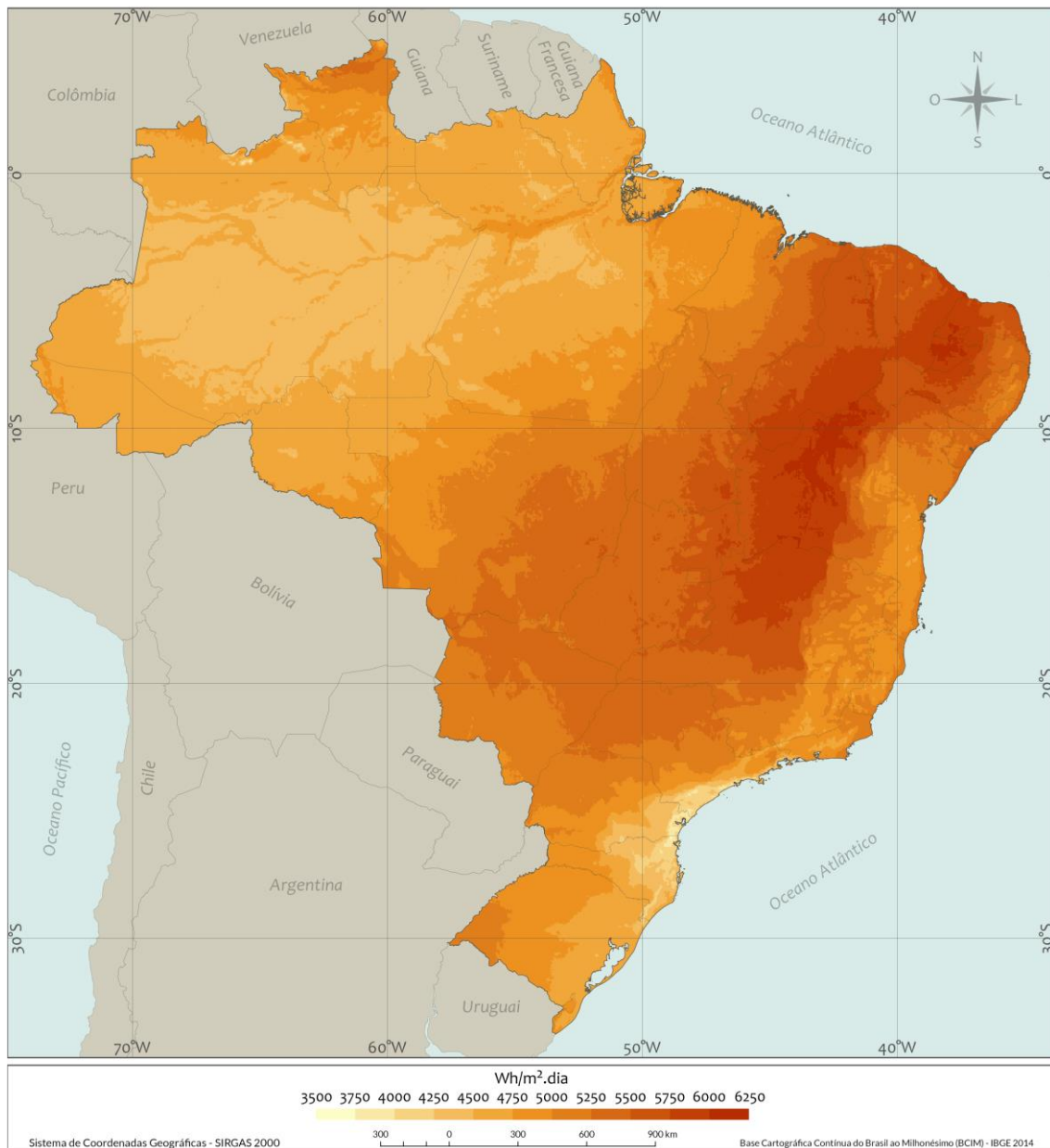


Figura 23 - Média anual diária de irradiação no plano inclinado na latitude.
Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

Já a Figura 23, expõe a média anual diária da irradiação no plano inclinado na latitude cujo o mapa é bastante semelhante ao da Figura 21, ou seja, de modo geral, o Brasil apresenta um grande potencial de irradiação solar para a geração fotovoltaica, principalmente, na região que apresenta média anual de 6000 Wh/m², conforme descrita anteriormente. Segundo (PEREIRA et al., 2017), em localidade de menor irradiação solar no Brasil, é possível gerar mais eletricidade do que em locais de maior irradiação solar na Alemanha.

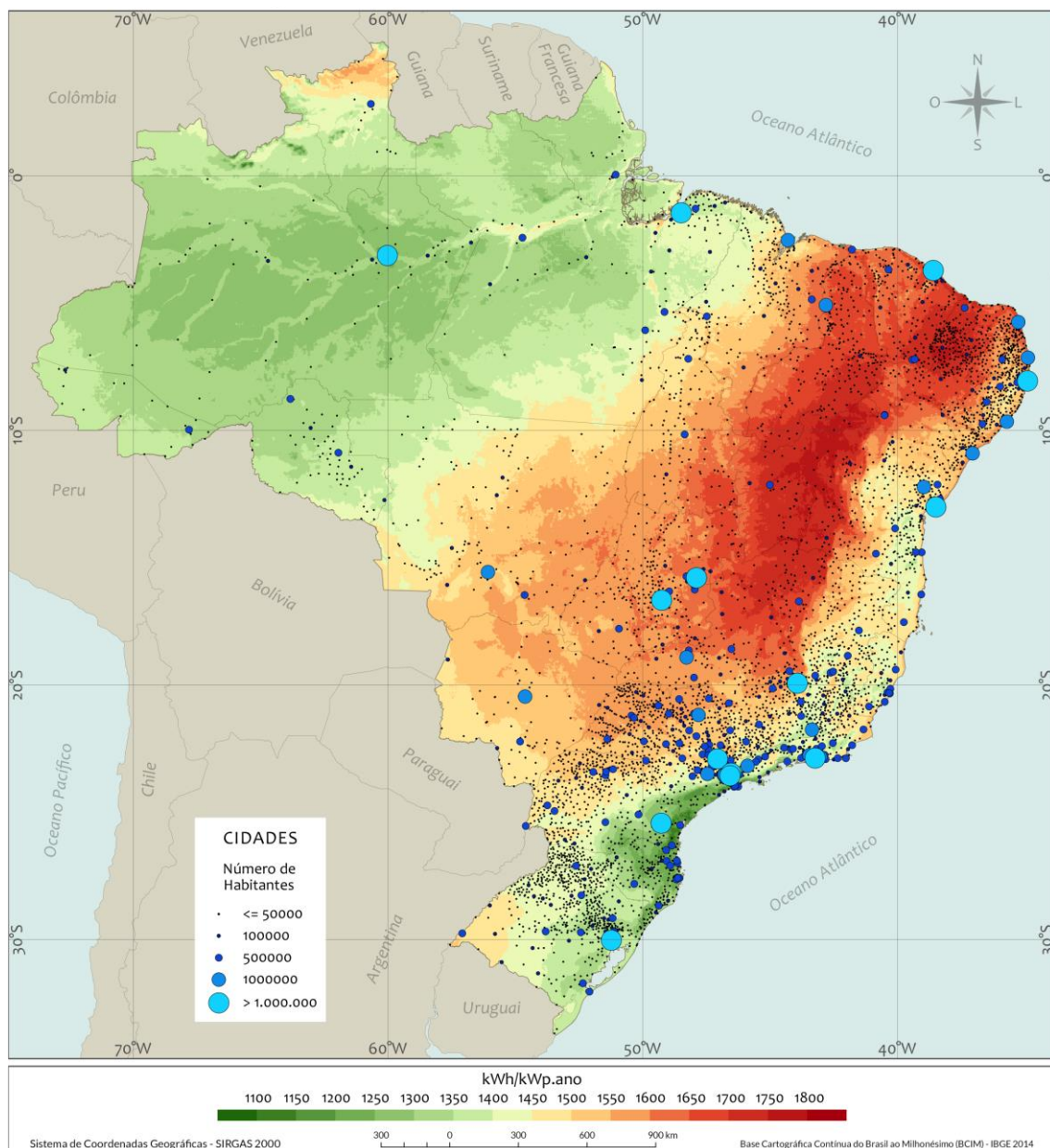


Figura 24 - Potencial de geração solar fotovoltaica no Brasil considerando o rendimento energético anual.
 Fonte: (PEREIRA et al., 2017).

A Figura 24 mostra o grande potencial brasileiro para a geração fotovoltaica de energia elétrica, a partir do rendimento energético anual máximo (medido em kWh de energia elétrica gerada por ano para cada kWp de potência fotovoltaica instalada) em todo o território nacional, tanto para usinas de grande porte centralizadas e instaladas em solo, como para a geração fotovoltaica distribuída integrada em telhados e coberturas de edificações. Nele, a taxa de desempenho médio anual de 80% foi adotada para simplificar a análise e representa o desempenho de um gerador solar fotovoltaico corretamente dimensionado e instalado com equipamentos de boa qualidade etiquetados pelo Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO). A concentração

populacional é também mostrada através dos círculos azuis espalhados pelo território brasileiro nesta figura (PEREIRA et al., 2017).

De acordo com a Figura 24, as regiões Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste por apresentarem os maiores rendimentos anuais. Contudo, o oeste dos estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul apresentam índices de irradiação média anual excelentes nos meses de verão e, em algumas regiões, até acima da média de muitos locais onde inicialmente vêm sendo instaladas as usinas fotovoltaicas de grande porte no Brasil, o que os tornam sítios igualmente interessantes para a implementação dessa tipologia. Segundo PEREIRA et al., (2017), nos meses de verão, a geração máxima nos estados do extremo Sul e Sudeste brasileiros coincide com a demanda máxima registrada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), assim, a geração fotovoltaica tem grande potencial para contribuir com o suprimento de energia nos picos de demanda do Sistema Interligado Nacional (SIN). O mapa apresenta ainda uma coincidência entre a concentração populacional e de municípios em determinadas regiões – como nas capitais do Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste, sobretudo – com a sua disponibilidade de irradiação solar ou com o seu alto rendimento energético anuais. Isto significa que onde há mais demanda por eletricidade, há também potencial solar para supri-la, assim, tal fato, segundo PEREIRA et al. (2017), potencializa a expansão de SFVs no Brasil.

2.4 Geração Distribuída no Brasil e a energia solar fotovoltaica

A Geração Distribuída (GD) de energia elétrica tem crescido de forma exponencial no mundo nas duas últimas décadas (BEZERRA, 2019). A presença de pequenos geradores próximos às cargas proporcionam alguns benefícios para o setor elétrico, como a postergação de investimentos em expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição, a redução de perdas, melhoria do nível de tensão da rede e diversificação da matriz energética (MARRECO et. al., 2018). Além disso, a GD, em especial, àquelas voltadas para fontes renováveis de energia estão dentro de um contexto de promoção à economia de baixo carbono, que tem contribuído para esse processo de rápido crescimento, impulsionado por consistentes políticas públicas de incentivos a essas fontes. Como consequência, os ganhos de escala, de aprendizado da indústria e os avanços tecnológicos possibilitaram uma considerável redução dos custos destas tecnologias, explicando, em grande parte, sua acelerada difusão (CASTRO et al., 2016).

No Brasil, a GD está intimamente relacionada a micro e mini geração a partir de sistemas fotovoltaicos, alavancada, principalmente, a partir da REN 482/2012 da ANEEL e de seus aprimoramentos posteriores. No entanto, os marcos legais com o intuito de incentivar a GD no país iniciaram-se bem antes.

O marco regulatório inicial ocorreu através da portaria nº 246 de 1988, do, na época, Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE²⁷), que autoriza as concessionárias de serviço público a adquirir energia elétrica excedente de autoprodutores, onde seu artigo 1º foi alterado pelas portarias nº 94 de 1989 e nº 220 de 1991, também do DNAEE. O novo texto autoriza a obtenção de energia excedente proveniente de autoprodutores apenas para plantas de geração que não utilizem derivados de petróleo, com exceção de cogeração.

Em 1994, por exemplo, o Governo Federal criou o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM), em parcerias com universidades, centros de pesquisa, secretarias estaduais de energia e concessionárias de energia, para promover a eletrificação rural no país, ocasião em que ocorreu a instalação de sistemas fotovoltaicos isolados ou híbridos em ilhas ou locais afastados da rede elétrica (PINHO; GALDINO, 2014).

A lei nº 9.427 de 1996 (revisada na lei 11.488/2007) estabelece desconto não inferior a 50% no acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia as fontes eólica, solar e biomassa com capacidade instalada de até 30 MW. A resolução normativa nº 77 de 2004 da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL estende este benefício para produtores independentes ou de autoprodução. Em março do mesmo ano, a lei nº 10.848 de 2004 enquadra a modalidade geração distribuída como possível oferta de energia elétrica e estabelece o conceito de valor de referência, limite superior de repasse às tarifas vigente na atual regulação e em julho, o decreto nº 5.163, enfim, estabelece diretrizes iniciais para a geração e comercialização. O decreto prevê a obrigatoriedade de assegurar, em caso de atraso do empreendimento de geração distribuída, a compra de energia no mercado spot²⁸ pelo agente distribuidor.

²⁷ Extinto em 1996 com a criação da ANEEL.

²⁸ Mercado que admite apenas transações em que a entrega da mercadoria é imediata e o pagamento feito à vista, por isso, também é chamado de mercado disponível, mercado físico ou mercado pronto.

Em 1997, o Convênio ICMS 101/97, firmado no âmbito do Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), do Ministério da Fazenda, concedeu isenção de ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica.

Em 2002, a ANEEL deu início a estudos para regulamentação das especificações técnicas necessárias à instalação dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFIs) de modo a atender consumidores isolados da rede elétrica de distribuição, o que resultou, posteriormente, na publicação da Resolução Normativa 83/2004, que mais tarde fora revogada e substituída pela Resolução Normativa 493/2012 que inclui o fornecimento de energia por meio dos Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDIs).

O Decreto nº 4.873/2003 criou o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos (LpT), que foi alterado pelo decreto nº 6.442/2008, com o objetivo de levar energia elétrica a todos os domicílios e estabelecimentos do meio rural, onde as concessionárias de energia são os agentes executores do programa, utilizando recursos subsidiados no investimento dos sistemas de atendimento. Embora esse processo de expansão tenha ocorrido majoritariamente pela expansão da rede, houve também instalação de sistemas fotovoltaicos.

A resolução nº 167, de 2005, (ANEEL, 2005) estabelece condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída de forma um pouco mais específica. O documento indica pontos importantes da atual regulação, como o fato de a energia gerada ser considerada para fins de atendimento do mercado das concessionárias, exclusivamente pelo agente no qual e em cuja rede de distribuição o respectivo empreendimento esteja conectado. A resolução nº 228, de 2006 (ANEEL, 2006) põe os requisitos para certificação de centrais geradoras na modalidade de geração distribuída, à época com ênfase em térmicas. A resolução normativa nº 390 de 2009 (ANEEL, 2009a) coloca procedimentos para o registro de centrais geradoras com capacidade instalada reduzida para térmicas e fontes alternativas e; especificamente para energia eólica através da resolução normativa nº 391 de 2009 (ANEEL, 2009b).

A Lei nº 11.484/2007, regulamentada pelo Decreto nº 6.233/2007, cria o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS). Este programa se constitui em um conjunto de incentivos fiscais federais objetivando atrair investimentos nas áreas de semicondutores e displays, passíveis de aplicação na

cadeia fotovoltaica, como lingotes de silício e sua purificação, na fabricação de células e de módulos. Entre os incentivos estão: redução para 0% nas alíquotas do Imposto de Importação (II), Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI), Contribuições do Programa de Integração Social (PIS) e de Financiamento da Seguridade Social (COFINS) na aquisição local ou importada de máquinas, equipamentos, aparelhos, instrumentos utilizados na implantação dos investimentos industriais. Os produtos incentivados pelo programa encontram-se atualizados pelo Decreto 8.247/2014. Os incentivos vão até 2022 e em contrapartida, as empresas devem realizar investimento mínimo em P&D (BEZERRA, 2019). Entretanto, ZÜLKE et al., (2017), embora exaltem e reconheçam a importância do PADIS como uma política de incentivo à indústria de semicondutores no Brasil, apontam fragilidades e dificuldades de implantação de políticas setoriais tais como: a descontinuidade de políticas com as mudanças de governo e a falta de articulação e experiência na relação entre governo, iniciativa privada e institutos de pesquisa.

Em 2009, entrou em vigor a Lei nº 12.111 que dispõe sobre serviços de energia elétrica em sistemas isolados. Essa lei é um marco para a universalização da energia elétrica no Brasil, uma vez que autoriza a utilização de subsídio governamental para reembolsar o custo de geração, incluindo investimentos e custos de operação e manutenção, de qualquer fonte, não se limitando somente àquelas à base de combustíveis fósseis, para atendimento às áreas isoladas do Sistema Interligado Nacional (SIN) (PINHO; GALDINO, 2014).

O INMETRO através da Portaria nº 04/2011 aprovou a revisão dos Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica que estabeleceu requisitos de etiquetagem dos componentes utilizados em SFV (módulos, inversores, controladores de carga e baterias), bem como identificou um conjunto de laboratórios habilitados a efetuar os ensaios. Na mesma linha, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), possui publicação de normas relacionadas aos dispositivos fotovoltaicos, objetivando propiciar maior segurança e padronização aos SFVs, no tocante a alguns aspectos entre os quais destacamos: o procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores; características da interface de conexão com a rede elétrica; requisitos mínimos para documentação, ensaio de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. A Tabela 4 detalha melhor essas normas, trazendo a numeração, o título e o objetivo pretendido com cada uma.

Tabela 4 - Normas vigentes da ABNT relacionadas com SFVs.

Norma ABNT	Título	Objetivo
IEC 62116:2012	Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.	Fornecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR).
NBR 16149:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.	Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.
NBR 16150:2013	Sistemas fotovoltaicos (FV) — Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição — Procedimento de ensaio de conformidade.	Especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149.
NBR 16274:2014	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho	Estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema.

Fonte: produzida pelo autor.

Especificamente para energia solar, a resolução nº 481/12 (ANEEL, 2012a) estabelece o aumento do desconto na TUSD/TUST²⁹ para 80% em empreendimentos com

²⁹ Na composição do preço final da conta de energia encontra-se a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica (TUST), se conectados à rede de Concessionária de transmissão, ou a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Energia Elétrica (TUSD), se a conexão for à rede de Concessionária de distribuição.

início de sua operação comercial até o fim de 2017, sendo então reduzido novamente para 50% após o décimo ano de operação da planta.

Mas, foi a partir da REN 482/2012 da ANEEL que a GD, sobretudo à base de SFVs, começou a ganhar popularidade. Tal normativa estabelece as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição e ao sistema de compensação de energia elétrica. Nela, foi instituído um sistema de compensação de energia elétrica conhecido como *net metering*, na qual a energia ativa injetada na rede pela unidade consumidora é cedida, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia ativa da rede, a serem abatidos em forma de créditos nas faturas subsequentes em até 36 meses. Além do mais, a micro geração ficou definida como central geradora com potência instalada menor ou igual a 100 kW, enquanto para a mini geração ficou estabelecida uma potência superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

Três anos mais tarde, a ANEEL através da REN 687/2015 atualizou a REN 482/2012 trazendo as seguintes modificações mais relevantes:

- A micro geração distribuída passou a ser estabelecida como central geradora de energia cuja potência instalada deve ser menor ou igual 75 kW;
- A mini geração distribuída passou a ser estabelecida como a central geradora de energia cuja potência instalada deve maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes híbridas ou menor ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis;
- O prazo para a compensação dos créditos gerados, pelo excedente de energia ativa injetada na rede em relação à energia ativa consumida, passou de 36 para 60 meses;
- Além da manutenção da possibilidade de micro e mini geração distribuída ocorrer de forma local, isto é, as centrais geradoras podem ser instaladas na própria unidade consumidora na qual o investidor pretende abater o consumo de energia da rede, foram criadas outras formas de compensação como

empreendimento com múltiplas unidades consumidoras ³⁰, geração compartilhada³¹ e autoconsumo remoto³².

Em outubro de 2014 ocorreu o primeiro Leilão de Energia de Reserva (LER), com um produto específico para energia solar, de um total de 400 projetos de geração fotovoltaico cadastrados 31 projetos deles foram contratados, chegando a uma potência de 1.048,2 MWp com um preço médio de R\$ 215,12/MWh. Os investimentos chegaram a R\$ 4,1 bilhões. Em agosto de 2015 foi realizado o 1o LER 2015 que contou com total de 382 projetos cadastrados onde 30 deles foram contratados, o que corresponde a uma potência de 1.043,7 MWp com preço médio de R\$ 301,79/MWh. Os investimentos foram estimados em R\$ 4,3 bilhões (ROSA e GASPARIN, 2016).

Com a Lei nº 13.169/2015 a cobrança de PIS e COFINS sobre a tarifa de energia de uma unidade consumidora que tenha micro ou mini geração distribuída, só ocorrerá sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada na rede por esta mesma unidade consumidora.

Em outra revisão da REN 482/2012, a ANEEL publicou a REN 786/2017 onde fica vedado o enquadramento das centrais geradoras como micro ou mini geração distribuídas que já tenham sido objeto de registro, concessão, permissão ou autorização, ou tenham entrado em operação comercial ou tenham tido sua energia contabilizada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou comprometida diretamente com concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica.

Assim, com avanços na legislação associados à redução gradativa do custo da tecnologia, a GD no Brasil, tem crescido consideravelmente nos últimos anos, em especial à FV que lidera de forma absoluta em quantidade de unidades geradoras como

³⁰ Desde que as unidades consumidoras estejam localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas, cada fração com uso individualizado se constitui em uma unidade consumidora. Sendo possível a repartição dos créditos para todos os condôminos.

³¹ Nessa modalidade dois ou mais consumidores podem se unir por meio de um consórcio ou cooperativa para dividir um sistema de geração distribuída. Esse acordo pode ser realizado desde que todos os consumidores façam parte da mesma área de concessão ou permissão (área de concessão de uma mesma distribuidora). O sistema é instalado em local diferente das unidades consumidoras e os créditos gerados pela geração distribuída são utilizados para abater a conta de energia dos participantes dessa geração compartilhada.

³² Caracteriza-se por unidades consumidoras de mesma titularidade de uma pessoa física ou jurídica que compartilham créditos gerados por um sistema em local diferente, desde que esteja dentro da mesma área de concessão.

também em potência instalada. De acordo com (ANEEL, 2022a), no final de 2021, o Brasil atingiu 9,25 GW em GD, sendo mais de 97 % deste total, oriundo de SFV. Conforme se observa na Figura 25, o crescimento da GD no Brasil tem sido exponencial, sendo o incremento de potência ocorrido em 2021 superior à toda a potência instalada no ano anterior. Tal realidade, é bem mais otimista que as projeções trazidas por BEZERRA (2019) em que, para o ano de 2020, era estimada cerca de 1 GW de potência instalada em GD. No tocante ao número de unidades geradoras, o crescimento também se deu de forma exponencial. De 2013 a 2021, o número de novas unidades foi sempre superior à quantidade de unidades existentes. O Brasil teve, só no ano de 2021, mais de 420 mil unidades adicionadas de geração distribuída, fazendo o país, nesse período, atingir mais de 827 mil unidades, conforme de constata-se na Figura 26.

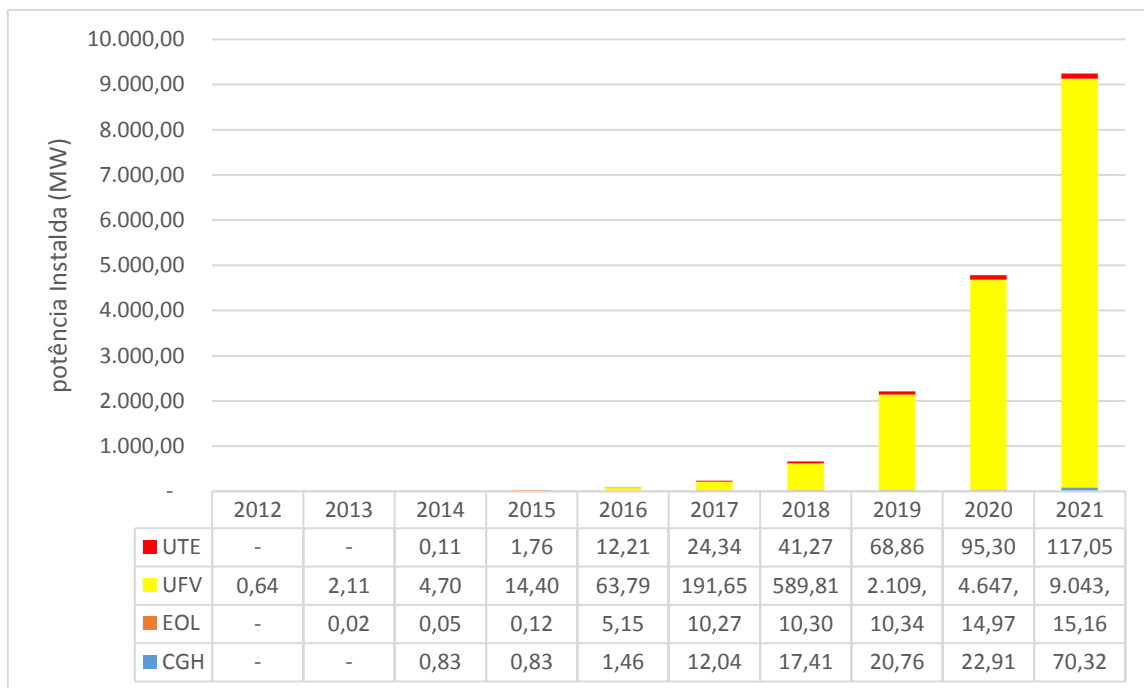


Figura 25 - Evolução da GD no Brasil por tipo de geração.
 Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a).

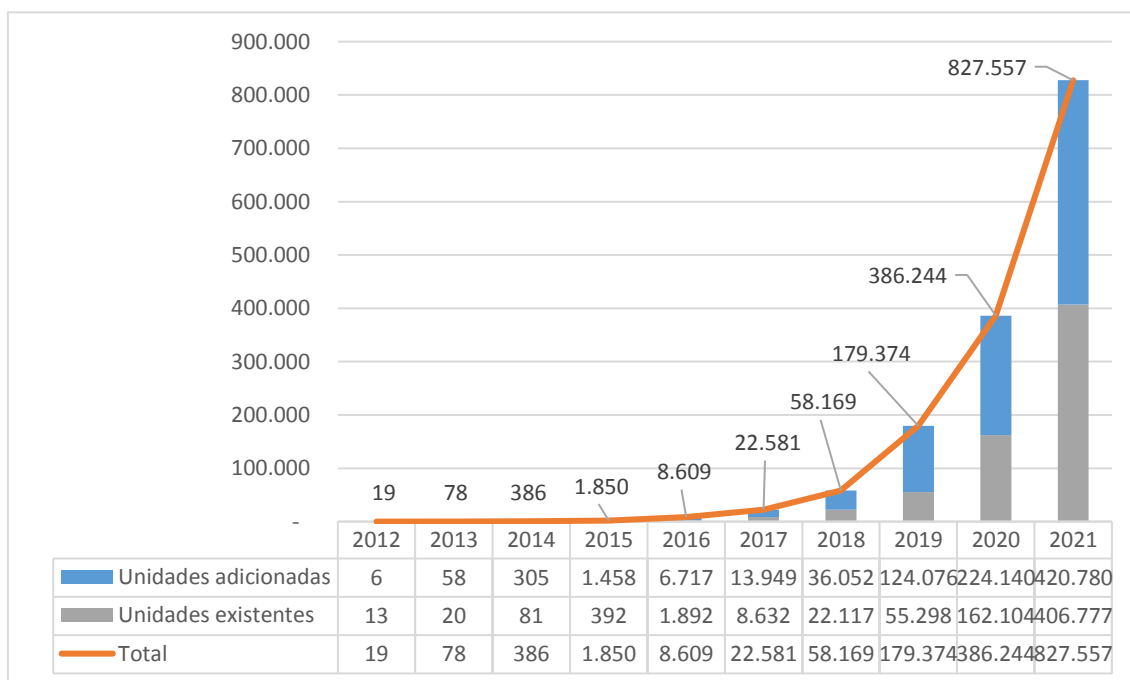


Figura 26 - Evolução do quantitativo de unidades de geração distribuída no Brasil.
 Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a).

Entre os estados brasileiros, o destaque vai para Minas Gerais, seguida por São Paulo e Rio Grande do Sul como os maiores produtores em GD tanto em potência instalada quanto em quantidade de unidades instaladas. O Mato Grosso é o estado de maior destaque do Centro-Oeste, sendo o 4º do país em potência instalada. Os outros

estados do Sul também estão entre os maiores produtores fazendo com que a região seja a segunda em produção fotovoltaica. No Nordeste, a Bahia é o estado que tem mais unidades e potência instaladas. O Rio Grande do Norte, onde se concentra este estudo, tem a 5ª maior potência instalada do Nordeste e a 15ª do país. Estes números são expressivos se considerados o território e a população, deste estado, que se constitui entre os menores do Brasil. No Norte, os destaques são os estados do Pará e Tocantins com as maiores potências instaladas, mas, a região figura na última posição no quesito GD. Essas informações estão demonstradas na Figura 27 e na Figura 28. As unidades de micro e mini geração distribuída adentraram em praticamente todos os municípios do Brasil, uma vez que, em 2021, 5.455 dos 5.570 municípios brasileiros, ou seja, 98 % destes já contam com pelo menos uma unidade de GD, conforme pode ser observado na Figura 29, na qual está representada a evolução do número de municípios brasileiros que possuem unidades de GD.

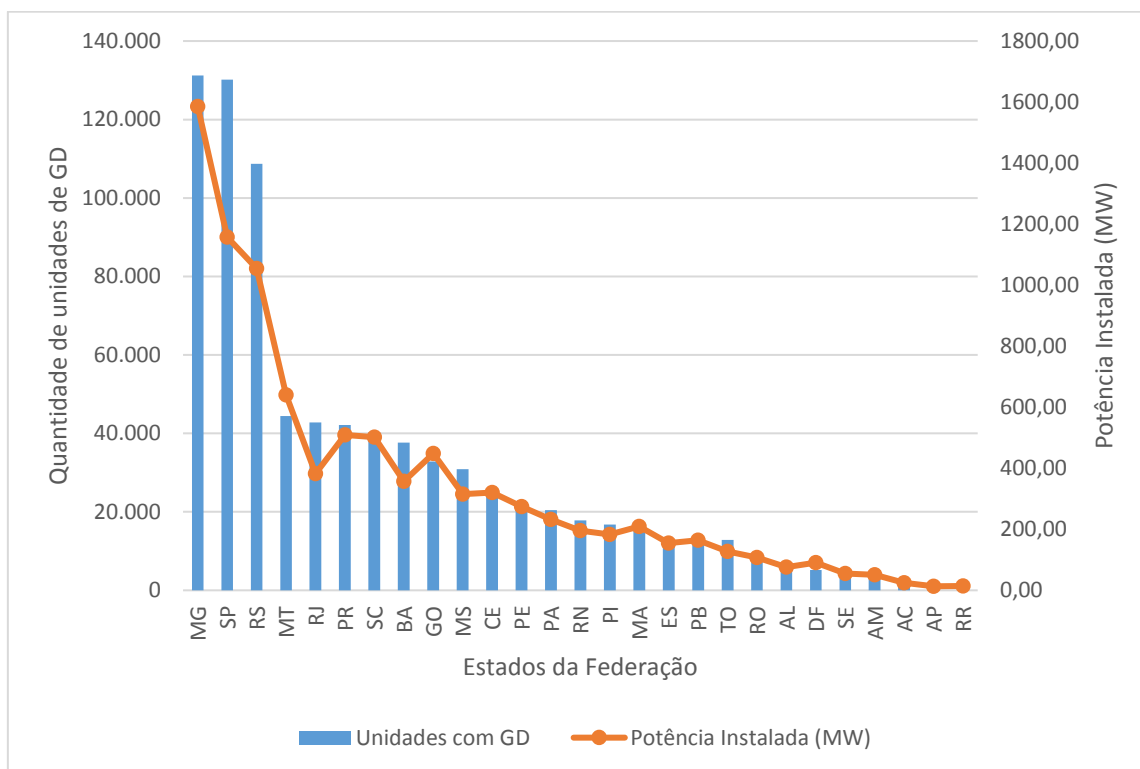


Figura 27 - GD nos estados brasileiros, considerando-se a potência instalada e o número de unidades geradoras.

Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a). Os números expressam a realidade até 31/12/2021.

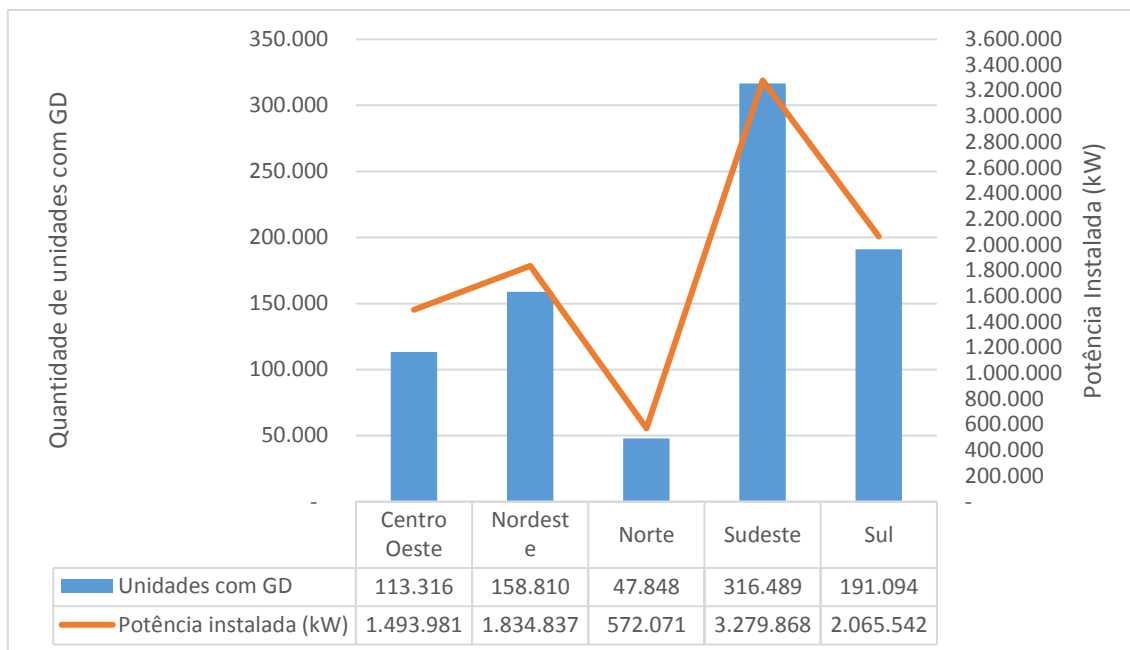


Figura 28 - Quadro da GD nas regiões do Brasil.

Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a). Os números expressam a realidade até 31/12/2021.

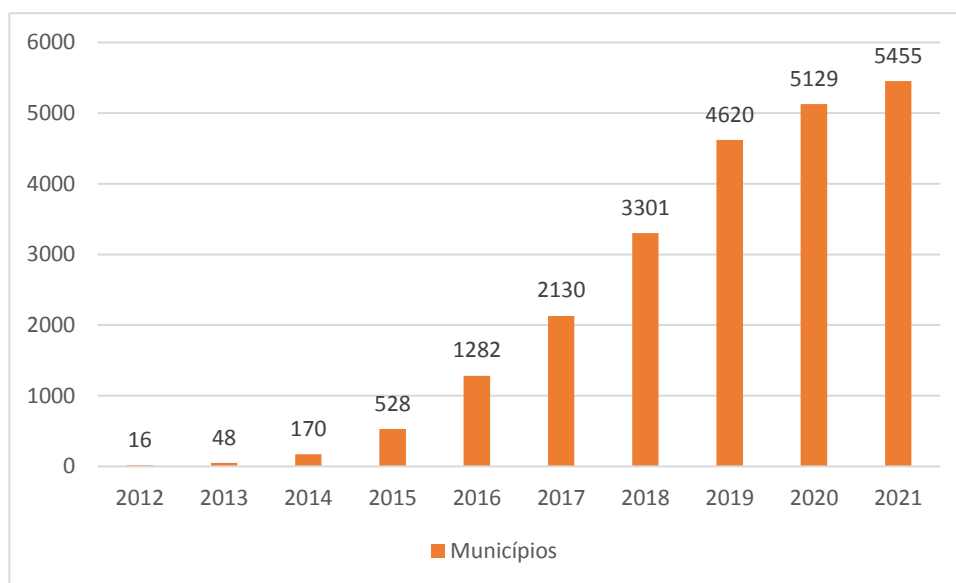


Figura 29 - Evolução do número de municípios brasileiros que possuem unidades de GD.

Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a). Os números expressam a realidade até 31/12/2021.

No que se refere à classe de consumo para a GD no Brasil, o setor residencial é responsável pela maior fatia de carga instalada respondendo por 43,08 % da capacidade instalada, sendo também o segmento que totaliza a maior quantidade de unidades instaladas, correspondente a 76,83 % do total. Já o setor comercial aparece em segundo lugar tanto em quantidade de unidades como em potência instaladas, respectivamente, com 13,18% e 33,80%. O setor rural está na terceira colocação com mais de 62 mil unidades (7,59 %) e com 13,83% da potência instalada da GD no Brasil. O setor industrial

merece atenção, principalmente, pela potência média por cada unidade consumidora com GD. Embora o número de unidade seja mais de 37 vezes menor que aqueles verificados no setor residencial, a potência é inferior “apenas” 5 vezes à potência das unidades residenciais. Tal situação é previsível uma vez que o porte das instalações elétricas das indústrias, em média, é dezenas ou centenas de vezes maior que em uma residência, fazendo com que essas empresas adquiram SFVs de maiores potências no intuito de obterem retorno financeiro através da compensação de energia na fatura. A Figura 30 traz a potência instalada e o quantitativo de unidades em GD, por classe de consumo. Nela, é possível visualizar também a participação inexpressiva em GD no Brasil dos segmentos: iluminação pública, poder público e serviço público. Significando que ainda há um elevado potencial a ser explorado nesses segmentos.

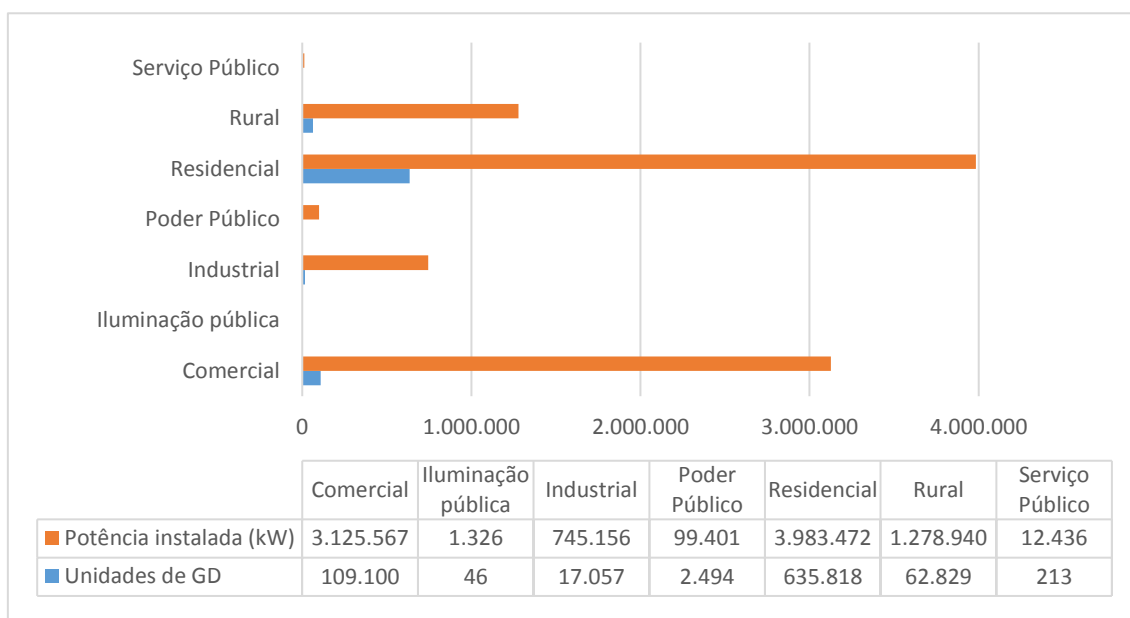


Figura 30 - GD no Brasil por classe de consumo.

Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a). Os números expressam a realidade até 31/12/2021.

Quanto à análise por modalidade de consumo, quais sejam, autoconsumo remoto, geração compartilhada, geração na própria unidade consumidora e múltiplas unidades consumidoras, conforme possibilidades trazidas pela REN 687/2015 da ANEEL, a maior parte das unidades de geração descentralizada estão instaladas na unidade consumidora onde se deseja abater os créditos advindos da energia injetada na rede, sendo esta modalidade responsável por 84,45 % e 78,05 %, do número de unidades e de potências instaladas, respectivamente, em GD no Brasil. Em seguida, vem a modalidade autoconsumo remoto que representa 15,36 % das unidades e 21 % da potência instalada. As modalidades geração compartilhada e múltiplas unidades consumidoras (UC) tem

participação irrisória no quadro de GD brasileira, onde juntas, totalizam somente 0,19 % das unidades e 0,95 % da potência instalada. A Figura 31 mostra o quantitativo de unidade e a potência instalada, por modalidade de consumo.

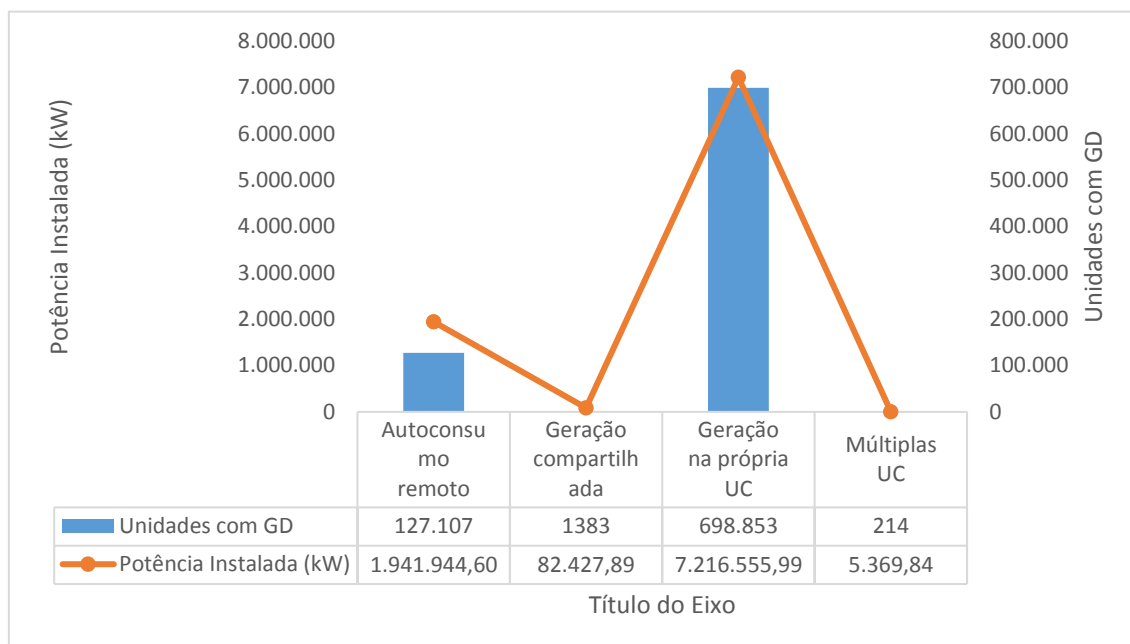


Figura 31 - GD no Brasil resumida por modalidade de consumo.

Fonte: Produzido pelo autor a partir de dados disponíveis em (ANEEL, 2022a). Os números expressam a realidade até 31/12/2021.

2.5 Perspectivas Regulatórias da Geração Distribuída no Brasil

A quantidade de geradores fotovoltaicos integrados às edificações e conectados à rede vêm crescendo em importância e em aplicação em todo o mundo. Com a redução dos custos da tecnologia fotovoltaica e o aumento de oferta de financiamento voltado ao emprego dessa tecnologia, cada vez mais presente nas carteiras de instituições financeiras, além do registro de crescentes elevações da tarifa de energia elétrica é cada vez mais promissora a presença de SFVs no ambiente construído.

PEREIRA et. al. (2017) entendem que a REN 687/2015 da ANEEL, ao trazer os conceitos de empreendimento com múltiplas unidades, geração compartilhada e autoconsumo remoto, estimulará e diversificará o público consumidor a produzir sua própria energia e por isso, estima que o Brasil atingirá mais de 1,2 milhão de unidades de geração distribuída em 2024. Possivelmente, este valor será atingido ainda em 2022, uma vez que, ao final de 2021, o Brasil já contava com 827.557 unidades instaladas de acordo com ANEEL (2022b).

BEZERRA (2019), por sua vez, afirma que o custo médio de instalação dos SFVs de GD tende a cair ainda mais, e por isso, conclui que a trajetória de crescimento exponencial da GD no Brasil, continuará nos próximos anos. Para tanto, cita o Plano Decenal de Energia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que projeta 1,35 milhão de SFV, em 2027, totalizando 12 GW de potência instalada.

Por outro lado, CASTRO et. al. (2016) alertam que, embora a micro e mini geração distribuída propicie benefícios ambientais, menor necessidade de investimentos na expansão da rede de transmissão e redução de perdas, existem custos relativos e derivados da necessidade de se lidar com a intermitência dessa tecnologia, seus impactos sobre a rede e fluxos bidirecionais de energia, exigindo investimentos em automação de sistemas de controle e operação das redes elétricas em conjunto com sistemas de medição inteligentes. O autor ainda vislumbra impactos relevantes no âmbito do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição, não só em função da necessidade de melhorias e investimentos na rede, como também, em razão da redução do volume de energia vendido, provocada pela expansão da GD. Assim, classifica essa realidade como o novo paradigma do setor elétrico, para o qual, são impostos desafios técnicos, econômicos e regulatórios, onde há necessidade de ajustes e reformulações nas diretrizes regulatórias e nos modelos de negócios do setor elétrico.

Em que pese o fato de a REN 687/2015 da ANEEL ter aprimorado o conceito de micro e mini geração distribuída de forma a incluir empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, a geração compartilhada e o autoconsumo remoto, o que possibilitou a abertura de novos negócios, o sistema de compensação de energia permanece o mesmo, isto é, a energia injetada na rede serve para abater a energia consumida dessa mesma rede, não sendo possível a comercialização do excedente de energia produzida pela UC. Em outras palavras, não há incentivo para o consumidor investir em SFVs que produzam um excedente de energia. Guerreiro (2016) *apud* CASTRO e colab. (2016) aponta a liberação da comercialização do excedente de energia como um fator chave para a disseminação da GD e que, a não liberação, inviabiliza diversos modelos de negócios alternativos, torna a atratividade questionável e a exploração do mercado potencial tende a ser mais morosa e restrita.

Em outra perspectiva, as distribuidoras alegam que o sistema de compensação de energia mantido pela REN 687/2015 da ANEEL não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição e, por esta razão aumentos na tarifa de energia são

necessários para garantir o reequilíbrio financeiro do sistema. Por outro lado, instaladores e consumidores, exaltam os benefícios da GD para a sociedade e consideram que este modelo tem contribuído para expansão e consolidação do mercado. Assim, a ANEEL, em 2018, revisou às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída através do Relatório de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº 0004/2018 – SRD/SCG/SMA/ANEEL (ANEEL, 2018), onde o foco foi a valoração da energia injetada na rede.

Nesse estudo, a ANEEL (2018) criou alternativas regulatórias para o tratamento da forma de compensação de energia, a saber:

- Alternativa 0: representa o atual modelo vigente onde a compensação da energia injetada na rede ocorre considerando-se todas as tarifas existentes de TUSD e da Tarifa de Energia (TE). Nesse modelo, a energia compensada corresponde a de 100 % da injetada na rede;
- Alternativa 1: Nesse modelo, a componente Transporte Fio B (rede de distribuição) incide sobre toda a energia consumida, enquanto as demais componentes continuam a incidir sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada. Assim, a energia compensada corresponde a 72 % da injetada na rede;
- Alternativa 2: As componentes Transportes Fio A (rede de transmissão) e Fio B incidem sobre toda a energia consumida, enquanto as demais componentes continuam a incidir sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada. Caso adotada, a energia a ser compensada corresponderia a 66 % da injetada na rede;
- Alternativa 3: semelhante ao caso anterior, sendo que para à energia consumida ainda é acrescentado os encargos da TUSD. A energia a ser compensada equivale a 59 % da injetada na rede;
- Alternativa 4: toda a TUSD incide sobre a energia consumida, ao passo que as componentes da TE continuam a incidir sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede. A compensação equivale a 51 % da energia injetada na rede;
- Alternativa 5: todas as componentes incidem sobre a energia consumida ao passo que somente a Energia da TE incide sobre a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede. A energia a ser compensada equivale a 37 % da energia injetada na rede.

As alternativas estão regulatórias sintetizadas na Tabela 5. Com base nesse conjunto de alternativas regulatórias se pode inferir que a partir da alternativa 1 pelo menos uma das componentes de tarifação deixa de ser considerada na valoração da energia injetada, de modo que a alternativa 5, se apresenta como a menos atrativa para o consumidor que deseja investir em GD.

Tabela 5 - Alternativas propostas pela ANEEL para a revisão da Resolução Normativa 482/2012.

Alternativa	TUSD				Tarifa de Energia (TE)		Compensação (%)
	Transporte Fio B	Transporte Fio A	Encargos	Perdas	Encargos e demais componentes	Energia	
0							100
1	X						72
2	X	X					66
3	X	X	X				59
4	X	X	X	X			51
5	X	X	X	X	X		37

Fonte: Adaptado de (BEZERRA, 2019)³³.

O estudo da ANEEL (2018) considera a possibilidade de mudar o sistema de compensação de energia a partir de dois vieses de compensação: local e remota. Para o primeiro, conclui que a manutenção das regras atuais eleva os custos consideravelmente para os consumidores que não optarem por instalar sua geração própria, sendo insustentável sua permanência por um longo período. Assim, propõe que quando o país atingir 3,365 GW de instalação em GD local, a Alternativa 1 passe a vigorar como o sistema de compensação padrão. Tal condição é chamada de gatilho. As regras dessa proposição estão resumidas a seguir:

- Consumidores que instalaram GD para compensação local até o fim de 2019: continuaram com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus

³³ Para cada alternativa, estão marcadas com “X” os itens de TUSD e de TE que não farão parte da compensação de energia.

empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da conexão.

- Consumidores que instalem GD para compensação local entre 2020 e o acionamento do gatilho: seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B).
- Consumidores que instalem GD para compensação local após o gatilho: seriam faturados pela Alternativa 1.
- Gatilho: a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.

No tocante à compensação remota, o estudo da ANEEL (2018) mostra que as regras atuais podem ser mantidas por um período de tempo até o país atingir 1,25 GW de GD remota, onde, gradualmente, serão aplicadas alternativas menos atrativas para o consumidor interessado em produzir sua própria energia, de modo a remunerar melhor o uso da rede de distribuição, considerando um 2º gatilho (a partir de 2,13 GW de GD remota). A síntese dessa proposta está exposta a seguir:

- Consumidores que instalaram GD para compensação remota até o fim de 2019: continuaram com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da data de conexão.
- Consumidores que instalem GD para compensação remota entre 2020 e o acionamento do 1º gatilho (1,25 GW): seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a alternativa vigente, no caso, Alternativa 3.
- Consumidores que instalem GD para compensação remota entre o 1º gatilho (1,25 GW) e o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados pela Alternativa 1 durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando, em seguida, para a Alternativa 3.
- Consumidores que instalem GD para compensação remota após o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados conforme Alternativa 3.

- Gatilhos: a primeira mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido limite de GD remota para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 1,25 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão. Já a segunda mudança de alternativa (da 1 para a 3) aconteceria quando fosse atingida a potência local equivalente à potência nacional de 2,13 GW.

No entanto, considerando que o Brasil atingiu a marca de 3,365 GW de GD local no final de outubro de 2020 (ANEEL, 2021) e que desde 2018 há uma correlação de forças entre as distribuidoras e as associações pró GD, para regulamentar esta questão. Assim, a Câmara dos Deputados aprovou em 2021 o Projeto de Lei (PL 5829/19) que estabelece uma transição para a cobrança de encargos e tarifas de uso dos sistemas de distribuição por parte de micro e mini geradores de energia elétrica. Segundo o texto, até 2045, os micro e mini geradores já existentes pagarão os componentes da tarifa somente sobre a diferença, se positiva, entre o consumido e o gerado e injetado na rede de distribuição como ocorre atualmente. A cobrança, contudo, será gradual entre 2023 e 2028, só chegando a 100 % da tarifa de uso do sistema de distribuição Fio B a partir de 2029, e novas regras serão regulamentadas pela ANEEL em até 18 meses da publicação da lei valerão a partir de 2029 (CÂMARA DOS DEPUTADOS, 2021).

O fato é que o crescimento da GD no Brasil continua em franca expansão e os próximos anos dirão até que ponto essas mudanças continuarão atraindo mais consumidores a produzirem sua própria energia.

No próximo capítulo, é descrito o avanço da promoção da sustentabilidade nos espaços de ensino, notadamente na Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica (RFEPCT) e no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN), com destaque para os Projetos IF-SOLAR e IFRN-SOLAR, este último, usado como o objeto de estudo para aferir resultados sobre a melhor alternativa para as instituições multi-sedes, no tocante a alocação de SFCRs.

CAPÍTULO III - PROJETO IFRN-SOLAR

3.1 Introdução

A crescente demanda de energia elétrica advinda do modelo de desenvolvimento e produção, assentado na sociedade pós-industrial é o agente propulsor da constante busca pela garantia do abastecimento energético. Este opera configurando, demandando e retroalimentando a indústria elétrica, uma vez que resultam de um processo de produção que continuamente se sustenta e se reproduz devido a um incessante anseio por energia.

Nesse contexto, o desenvolvimento e uso de tecnologias renováveis de conversão de energia resulta de escolhas definidas nos espaços de disputas socioeconômicas e políticas, e estão balizadas por condicionantes naturais (recursos) e pelos tensionamentos e interesses próprios do modelo econômico em curso. Os novos conversores resultam das determinações postas ao mercado elétrico, que motiva e é motivado pelas diferentes dimensões que o conforma: física, tecnológica, econômica, política, institucional e ambiental.

Do elenco de tecnologias de aproveitamento das fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica vem, juntamente com a energia eólica, demonstrando um crescimento em sua utilização desde o início deste século. Registra-se um aumento do interesse dos diferentes setores de consumo, apoiados no conceito de geração distribuída, em investir na tecnologia solar fotovoltaica, tornando o aproveitamento desta fonte de energia um mercado promissor. A cada ano no mundo novos recordes de capacidade instalada são atingidos, inovações tecnológicas e melhorias são alcançadas.

No que concerne a energia solar fotovoltaica existe uma grande expectativa quanto a seus possíveis benefícios socioeconômicos e ambientais, quando sua produção é originária de países de intensidade de carbono por kWh ofertado. Dessa forma, o atrativo de sua expansão encontra-se associado ao atual esforço de minimizar os impactos ambientais decorrentes do aproveitamento dos combustíveis fósseis, bem como, da mitigação de suas emissões globais de Gases de Efeito Estufa (GEE). Nesse contexto, a adoção da energia solar fotovoltaica tem potencial de mitigar e atenuar os problemas associados à segurança energética e, em condições específicas de produção, às mudanças climáticas (KABIR et al., 2018).

Em que pese a reconhecida potencialidade de emprego da energia solar para geração de eletricidade, a real efetivação do aproveitamento desses recursos, com fins privados e comerciais no Brasil é creditada à Resolução ANEEL - nº 482/2012, posteriormente aperfeiçoada pelas Resoluções 687/2015 e 786/2017, que possibilitou que consumidores com potência instalada menor ou igual a 5MW possam fazer uso de fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, favorecendo a um notório crescimento da geração distribuída no Brasil, tanto do número de empreendimentos, quanto da capacidade instalada de micro e mini geração. Como resultado, vivencia-se no Brasil um avanço do aproveitamento solar fotovoltaica em espaços de residências, comércios, indústrias, prédios públicos, zonas rurais e na iluminação pública.

Registra-se também que instituições públicas ou privadas com mais de uma sede passaram a incorporar no seu planejamento estratégico a adoção de sistemas fotovoltaicos, com o intuito principal de reduzir a participação da conta de energia em sua estrutura de custos, bem como, anexar à sua imagem os benefícios da sustentabilidade, além de colaborar com as Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDC) brasileira no âmbito dos compromissos assumidos no Acordo de Paris.

Nesse contexto, o Ministério da Educação (MEC) criou, em 2015, o Comitê Temático de Formação Profissional em Energias Renováveis e Eficiência Energética vinculado à Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica (RFEPCT), com o objetivo de assessorar os Institutos Federais em ações de eficiência energética. Entre suas ações, formulou o Projeto de Incentivo a Energia Solar Fotovoltaica - IF-Solar, objetivando a implantação de 20.172 painéis solares fotovoltaicos para gerar energia elétrica em 82 *campi* da RFEPCT, totalizando 6 MW instalados quando concluído.

Em sintonia com as diretrizes presentes no Projeto IF-Solar, o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN), criou o Programa IFRN-Solar, objeto de estudo deste trabalho, onde, de 2013 a 2017, instalou mais de 2 MW de geração fotovoltaica em 21 de suas 23 sedes. Tal realização está de acordo com o Plano de Desenvolvimento Institucional (PDI) da instituição onde aponta que, pelo menos 30% da energia elétrica consumida no IFRN deverá ser provida a partir de fontes renováveis quando da instalação dos sistemas em todas as unidades. O retorno do investimento do projeto está estimado em 13 anos, considerando uma vida útil de 25 anos dos módulos fotovoltaicos (IFRN, 2015).

Diante de um investimento dessa natureza cujo valor financeiro, quando visto sua participação no orçamento da instituição, que é pública, o mesmo se mostra considerável, sendo então importante uma análise mais aguçada de suas performances técnica e econômica, para verificar se toda a expectativa gerada se confirma sob a ótica dessas duas vertentes.

Assim, ao longo deste capítulo é exposta a evolução e expansão tanto da RFEPCT quanto do IFRN, como também os Projetos IF-SOLAR e IFRN-SOLAR, sendo o último, mais detalhado e explorado, uma vez que se circunstancia como objeto de estudo desta tese.

3.2 A Rede Federal: das escolas de aprendizes e artífices aos institutos federais

A história das instituições federais de educação profissional, que compõem a RFEPCT, começou em 1909, quando o então Presidente da República, Nilo Peçanha, criou 19 escolas de Aprendizes e Artífices (MEC, 2021a), em meio a um cenário social dinâmico e em transição, moldado fortemente pelo processo de urbanização, com notável mobilização popular e classista em busca de melhores condições de vida e de trabalho. O Decreto nº 7.566/1909 que as criou trazia em sua essência a necessidade de prover, às classes proletárias, meios que garantissem sua sobrevivência. Em uma análise mais ampla, as Escolas de Aprendizes e Artífices associavam-se à qualificação de mão-de-obra e ao controle social de um segmento em especial: os filhos das classes proletárias, jovens e em situação de risco social, pessoas potencialmente mais sensíveis à aquisição de vícios e hábitos “nocivos” à sociedade e à construção da nação (SETEC, 2010).

Em 1942, as Escolas de Aprendizes e Artífices se transformaram em Escolas Industriais e Técnicas e passaram a oferecer a formação profissional em nível equivalente ao secundário. Em 1959, uma nova transformação: passaram a se chamar Escolas Técnicas Federais e foram classificadas como autarquias com autonomia didática e de gestão, intensificaram gradativamente a formação de técnicos cuja mão de obra era indispensável diante da aceleração do processo de industrialização.

Em 1971, a Lei de Diretrizes e Bases da Educação Brasileira (LDB) transforma, de maneira compulsória, todo o segundo grau e as Escolas Técnicas Federais aumentam consideravelmente o número de matrículas e implantam novos cursos técnicos. Em 1978, as Escolas Técnicas Federais do Paraná, de Minas Gerais e do Rio de Janeiro são

transformados nos três primeiros Centros Federais de Educação Tecnológica (CEFETs) do Brasil. Essas instituições passam a atuar em níveis mais elevados da formação, onde lhes cabiam formar engenheiros de operação e tecnólogos.

Em 1994, a Lei Federal nº 8.984 instituiu no país o Sistema Nacional de Educação Tecnológica que transformou as Escolas Técnicas Federais em CEFETs e abriu caminho para que as Escolas Agrotécnicas Federais estivessem imersas nesse processo. A implantação de novos CEFETs só ocorreu, efetivamente, a partir de 1999. Em 1996 é aprovada a Lei nº 9.394, a nova LDB, e no ano seguinte, o Decreto nº 2.208, que regulamenta os artigos específicos da educação profissional, além da Medida Provisória nº 1.549/1997 e Portaria nº 646/1997, as quais segundo PACHECO e colab. (2010), representavam o aparato legal que impedia a ampliação da Educação Profissional e Tecnológica (EPT) no Brasil.

No ano de 2004, o Decreto 5.154 substituiu o de nº 2.208/1997, reestabelecendo a integração curricular da educação básica com a profissional (PACHECO et al., 2011), e, a rede federal de educação tecnológica, formada por CEFETs, Escolas Agrotécnicas Federais, Escola Técnica Federal de Palmas/TO e Escolas Técnicas Vinculadas às Universidades Federais, ganharam autonomia para a criação e implantação de cursos de todos os níveis de educação profissional e tecnológica. As Escolas Agrotécnicas Federais, em especial, receberam autorização excepcional para ofertar cursos superiores de tecnologia, em nível de graduação, fortalecendo a oferta verticalizada de ensino em todos os níveis de educação, característica dessas instituições.

O Ministério da Educação (MEC) por meio da Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica (SETEC), no final de 2005, criou o Plano de Expansão da Rede Federal de Educação Profissional cujo objetivo era ampliar a presença dessas instituições em todo o território nacional. O processo de expansão teve início quando o governo federal através da Lei nº 11.195/2005 revogou a proibição de criação de novas unidades de ensino profissional federais prevista no § 5º do Art. 3º da Lei nº 8.948, de 8 de dezembro de 1994 (MEC, 2021b).

O Plano de Expansão foi desenvolvido em três etapas chamadas de fases I, II e III, a saber:

- I. Fase I: iniciada em 2006, a prioridade foi implantar escolas federais, em Estados desprovidos de instituições federais de educação profissional como Acre,

Amapá, Mato Grosso do Sul e Distrito Federal, assim como, nas periferias de grandes centros urbanos e em municípios do interior, em que os cursos estivessem articulados com as potencialidades locais de geração de trabalho. O projeto previu a criação de 5 (cinco) escolas técnicas federais e de 4 (quatro) escolas agrotécnicas federais, bem como a implantação de 33 novas unidades de ensino descentralizadas, contemplando 23 unidades da federação com a instalação de pelo menos uma instituição federal de educação tecnológica (MEC, 2021b; SETEC, 2010).

- II. Fase II: iniciada em 2007, essa fase veio sob o tema “Uma escola técnica em cada cidade-polo do país”. A SETEC/MEC estabeleceu como meta a criação, em quatro anos, de mais 150 novas instituições federais de educação tecnológica no marco do Plano de Expansão da Rede Federal de Educação Tecnológica. As instituições foram distribuídas nos 26 estados e no Distrito Federal, contemplando 150 municípios diferentes escolhidos pelo próprio MEC e mediante manifestação de interesse por parte das prefeituras municipais, totalizando 180 mil vagas ofertada na educação profissional e tecnológica, com previsão de 500 mil matrículas até 2010 (MEC, 2021b; SETEC, 2010).
- III. Fase III: iniciada em 2011, estabeleceu um projeto de criação de 208 novas unidades até 2014, permanecendo o propósito de superação das desigualdades regionais e na viabilização das condições para acesso a cursos de formação profissional e tecnológica como ferramenta para melhoria de vida da população. Como resultado, a expansão e interiorização das instituições federais de EPT partiu, em 2006, de um total de 144 unidades. Chegou em 2018, a 659 unidades em todo o país. Isto representou a construção de mais de 500 novas unidades, quantitativo maior do que o previsto nas três fases que era de 400 novas unidades (MEC, 2021b).

Em meio a essa expansão, é decretada em 29 de dezembro de 2008, a Lei 11.892 que cria a Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica, os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia e dá outras providências. A partir de então, o termo “Científica e Tecnológica” incorpora-se a nomenclatura da Rede Federal de Educação Profissional e os Institutos Federais (IFs) surgem diante de uma nova concepção.

Trinta e oito Centros Federais de Educação Tecnológica transformam-se em Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnológica, mas, a RFEPCT, em sua nova definição, é composta também pela Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), pelos Centros Federais de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - CEFET-RJ e de Minas Gerais - CEFET-MG, pelas escolas vinculadas às universidades federais e pelo Colégio Pedro II.

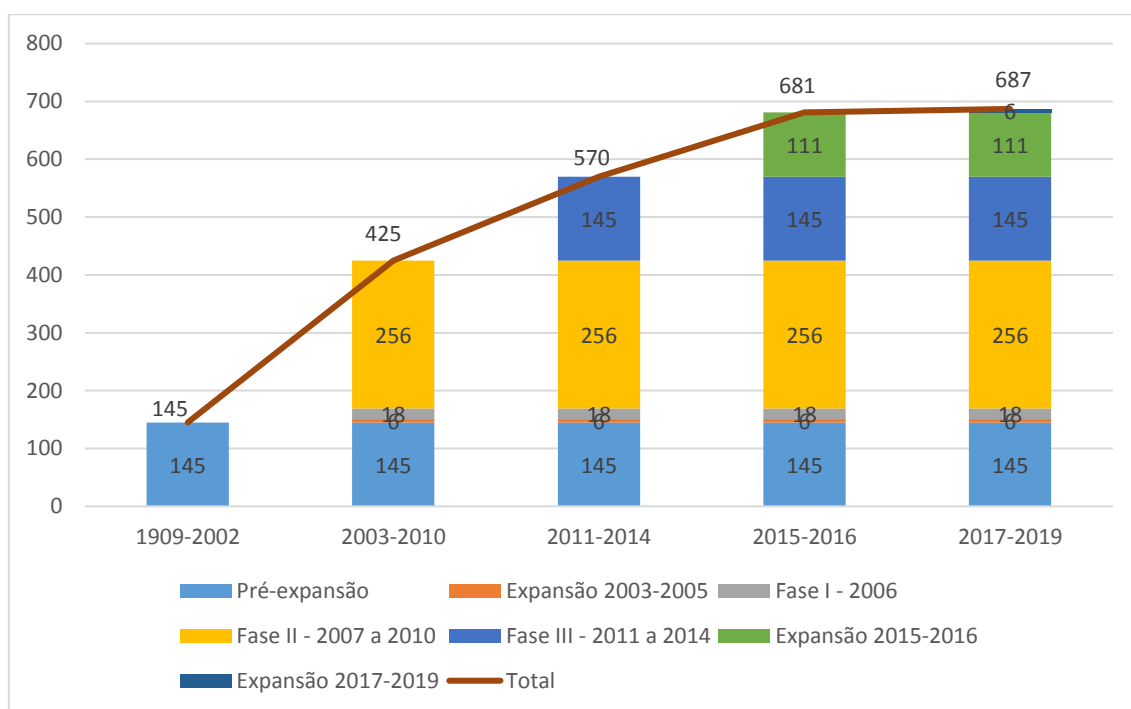


Figura 32 - Expansão da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica.
Fonte: Produzida pelo autor a partir dos dados de (MEC, 2021c).

A Figura 32 mostra a expansão da rede federal até 2019, detalhando a quantidade de unidades implantadas de acordo com o período delimitado. Nela, observa-se o salto ocorrido entre 2003 e 2019, sendo que as Fases II e III se constituem nos dois períodos de maior implantação de unidades da RFEPCT, com 256 e 145, respectivamente. De 2007 a 2010 foram construídas mais unidades que o total existente até 2006. A partir de 2017 houve uma desaceleração na expansão de modo que até 2019 foram construídas apenas 6 unidades. De acordo com MEC (2021b), a RFEPCT conta com 687 duas unidades distribuídas em 38 institutos federais, em 02 CEFETs, na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), em 25 escolas técnicas vinculadas às universidades federais e no Colégio Pedro II, e de acordo com CONIF (2021), possui cerca de 80 mil servidores, entre docentes e técnicos-administrativos, e mais de um milhão de matrículas em todo o

território nacional. A Figura 33 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** mostra a distribuição geográfica dessas instituições pelo Brasil.

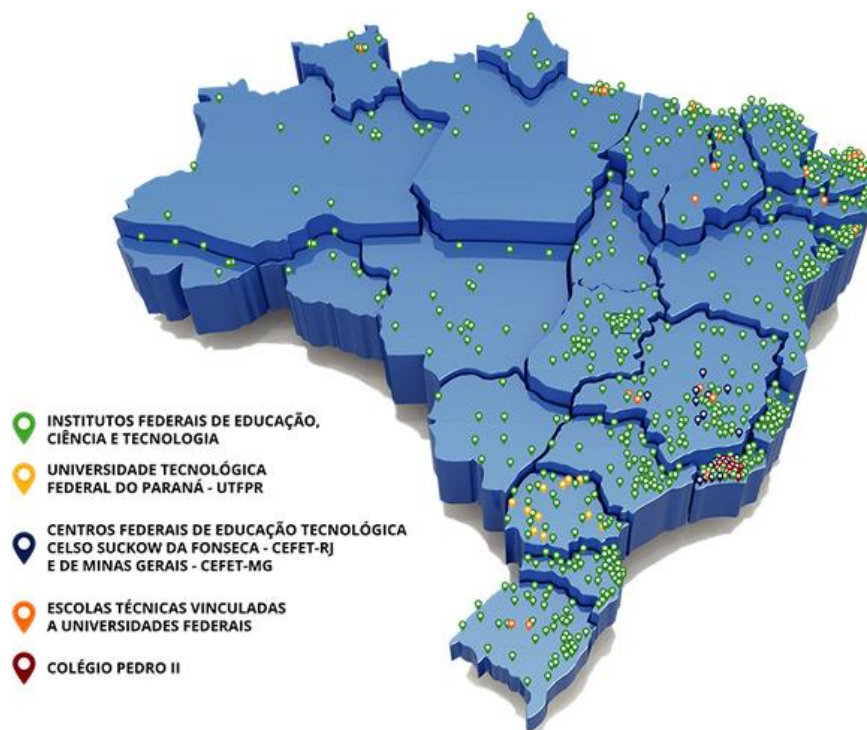


Figura 33 - Distribuição geográfica das instituições que compõem a RFEPECT.
Fonte: (MEC, 2021c).

Entre os objetivos dos IFs estão: a educação técnica profissional de nível médio, com prioridade para os cursos integrados³⁴; cursos de formação inicial e continuada (FIC); realizar pesquisas aplicadas; desenvolver atividades de extensão; estimular o desenvolvimento local e regional; ofertar cursos de nível superior de tecnologia, licenciaturas (com prioridade para ciências da natureza e matemática), bacharelado, engenharia e pós-graduação *lato* e *stricto sensu*.

Art. 7º Observadas as finalidades e características definidas no art. 6º desta Lei, são objetivos dos Institutos Federais:

I - ministrar educação profissional técnica de nível médio, prioritariamente na forma de cursos integrados, para os concluintes do ensino fundamental e para o público da educação de jovens e adultos;

II - ministrar cursos de formação inicial e continuada de trabalhadores, objetivando a capacitação, o aperfeiçoamento, a especialização e a atualização de profissionais, em todos os níveis de escolaridade, nas áreas da educação profissional e tecnológica;

³⁴ Cursos cuja formação contempla as componentes curriculares do ensino médio mais as profissionalizantes (específicas) de acordo com a natureza do curso.

- III - realizar pesquisas aplicadas, estimulando o desenvolvimento de soluções técnicas e tecnológicas, estendendo seus benefícios à comunidade;
- IV - desenvolver atividades de extensão de acordo com os princípios e finalidades da educação profissional e tecnológica, em articulação com o mundo do trabalho e os segmentos sociais, e com ênfase na produção, desenvolvimento e difusão de conhecimentos científicos e tecnológicos;
- V - estimular e apoiar processos educativos que levem à geração de trabalho e renda e à emancipação do cidadão na perspectiva do desenvolvimento socioeconômico local e regional; e
- VI - ministrar em nível de educação superior:
 - a) cursos superiores de tecnologia visando à formação de profissionais para os diferentes setores da economia;
 - b) cursos de licenciatura, bem como programas especiais de formação pedagógica, com vistas na formação de professores para a educação básica, sobretudo nas áreas de ciências e matemática, e para a educação profissional;
 - c) cursos de bacharelado e engenharia, visando à formação de profissionais para os diferentes setores da economia e áreas do conhecimento;
 - d) cursos de pós-graduação lato sensu de aperfeiçoamento e especialização, visando à formação de especialistas nas diferentes áreas do conhecimento; e
 - e) cursos de pós-graduação stricto sensu de mestrado e doutorado, que contribuam para promover o estabelecimento de bases sólidas em educação, ciência e tecnologia, com vistas no processo de geração e inovação tecnológica (BRASIL, 2008).

Para PACHECO (2010), essa organização pedagógica verticalizada, da educação básica a superior, é um dos fundamentos dos Institutos Federais, pois permite que os docentes atuem em diferentes níveis de ensino e que os discentes compartilhem os espaços de aprendizagem, incluindo os laboratórios, possibilitando o delineamento de trajetórias de formação que podem ir do curso técnico ao doutorado. A estrutura *multicampi* e a clara definição do território de abrangência das ações dos Institutos Federais afirmam, na missão destas instituições, o compromisso de intervenção em suas respectivas regiões, identificando problemas e criando soluções técnicas e tecnológicas para o desenvolvimento sustentável com inclusão social. Segundo PACHECO et al., (2011), essas instituições têm suas bases em um conceito de educação profissional e tecnológica sem similar em nenhum outro país.

Em seu relatório anual de análise dos indicadores de gestão das instituições federais de educação profissional, científica e tecnológica o MEC (2019) identificou, através da plataforma Nilo Peçanha³⁵, que, em 2018, quase 58 % dos estudantes matriculados na rede têm renda familiar per capita de até um salário mínimo, ao passo que, estudantes com renda familiar per capita acima de três salários mínimos representa 6,36 %. Tais dados demonstram o caráter inclusivo dos IFs, e são possíveis pelo fato dessas instituições

³⁵ Plataforma criada em 2018 com a finalidade de reunir, em um único ambiente, dados e indicadores para validar e disseminar estatísticas da Rede Federal no intuito de contribuir com o seu desenvolvimento institucional.

seguirem as determinações da Lei nº 12.711/2012 ao reservarem 50 % das vagas a estudantes oriundos integralmente do ensino médio público, sejam matriculados em cursos regulares ou da educação de jovens e adultos (MEC, 2021d).

3.3 O Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte

Imerso nesse contexto, a história do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia (IFRN) está em sintonia com os marcos legais históricos da RFEPCT, e começa em 23 de setembro de 1909 quando o Presidente Nilo Peçanha assinou o decreto de criação de 19 Escolas de Aprendizizes Artífices, entre as quais a da cidade do Natal. Instalada em janeiro de 1910 no antigo Hospital da Caridade, a Escola de Aprendizizes Artífices oferecia curso primário, de desenho e oficinas de trabalhos manuais. Em 1914, foi transferida para a Avenida Rio Branco onde permaneceu por 53 anos.

A mudança de denominação para Liceu Industrial de Natal ocorreu em 1937 através da Lei nº 378, do Ministério da Educação e Saúde, a quem as Escolas de Aprendizizes Artífices estavam subordinadas desde 1930. Em 1942, o Liceu passa a se chamar Escola Industrial de Natal e em 1965, transforma-se em Escola Industrial Federal passando a ofertar de cursos técnicos de nível médio.

Em 1967, transfere-se para a avenida Senador Salgado Filho, no bairro do Tirol, atual endereço do *Campus* Natal-Central do IFRN. No ano seguinte, em 1968, passa a ser denominada de Escola Técnica Federal do Rio Grande do Norte (ETFRN). Com isso, no decorrer do tempo, os cursos industriais básicos foram dando lugar ao ensino profissionalizante de 2º grau, e a partir de 1975, se iniciava o ingresso de estudantes do sexo feminino nos cursos regulares da Instituição.

Em 1999, a ETFRN se transforma em Centro Federal de Educação Tecnológica (CEFET), cujos desafios incluem a oferta de educação profissional nos níveis básico, técnico e tecnológico, além do ensino médio. Deu-se início à atuação no ensino superior com a oferta de cursos de graduação tecnológica, ampliando-se, posteriormente, para os cursos de formação de professores, notadamente, as licenciaturas. Outras áreas de atuação como a educação profissional vinculada ao ensino médio na modalidade de Educação de Jovens e Adultos (EJA) e o ensino à distância também passaram a fazer parte do escopo da instituição.

A expansão da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica no Rio Grande do Norte teve início em 1994 com a inauguração da Unidade de Ensino Descentralizada (UNED) de Mossoró. Doze anos depois, o MEC, por meio da Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica (SETEC), durante a Fase I da expansão da rede, implanta três novas UNEDs, sendo uma na Zona Norte de Natal e as outras duas nos municípios de Ipanguaçu e de Currais Novos.

A Fase II da expansão começa em 2007, com a construção de mais seis unidades, nos municípios de Apodi, Caicó, João Câmara, Pau dos Ferros, Macau e Santa Cruz que foram inauguradas em 2009, já sob uma nova institucionalidade – em vez de unidades descentralizadas de ensino do CEFET-RN – já nasceram como *campi* do novo Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte (IFRN), criado em 2008 através da Lei 11.892. Ainda nesta fase, foram construídos os *campi* de Natal Cidade Alta, Nova Cruz, Parnamirim e São Gonçalo do Amarante, além da sede da Reitoria. Paralelamente à expansão física, o IFRN investiu na criação do *campus* de Educação à Distância (EaD), atual *campus* Zona Leste, cujas instalações físicas se localizam no *campus* Natal-Central.

Durante Fase III, o Rio Grande do Norte foi beneficiado, a partir de 2013, com mais cinco *campi* instalados nas cidades de Ceará-Mirim, Canguaretama, São Paulo do Potengi, Lajes e Parelhas - esses dois últimos concluídos em 2015. Em 2018, mais um *campus* foi inaugurado, desta vez, na cidade de Jucurutu. Assim, o IFRN conta com 22 *campi* distribuídos em 19 municípios do Rio Grande do Norte, além da sede da Reitoria, situada em Natal, capital do estado. A Figura 34 mostra a localização de todas as sedes do IFRN dentro do Estado do Rio Grande do Norte enquanto que a Figura 35 apresenta o crescimento do número de *campi* desde a época da Escola de Aprendizizes e Artífices até a institucionalidade atual, exposto em cada fase do processo de expansão da RFEPCT.



Figura 34 - Localização das unidades do IFRN no Rio Grande do Norte.
 Fonte: adaptado de (IFRN, 2020).

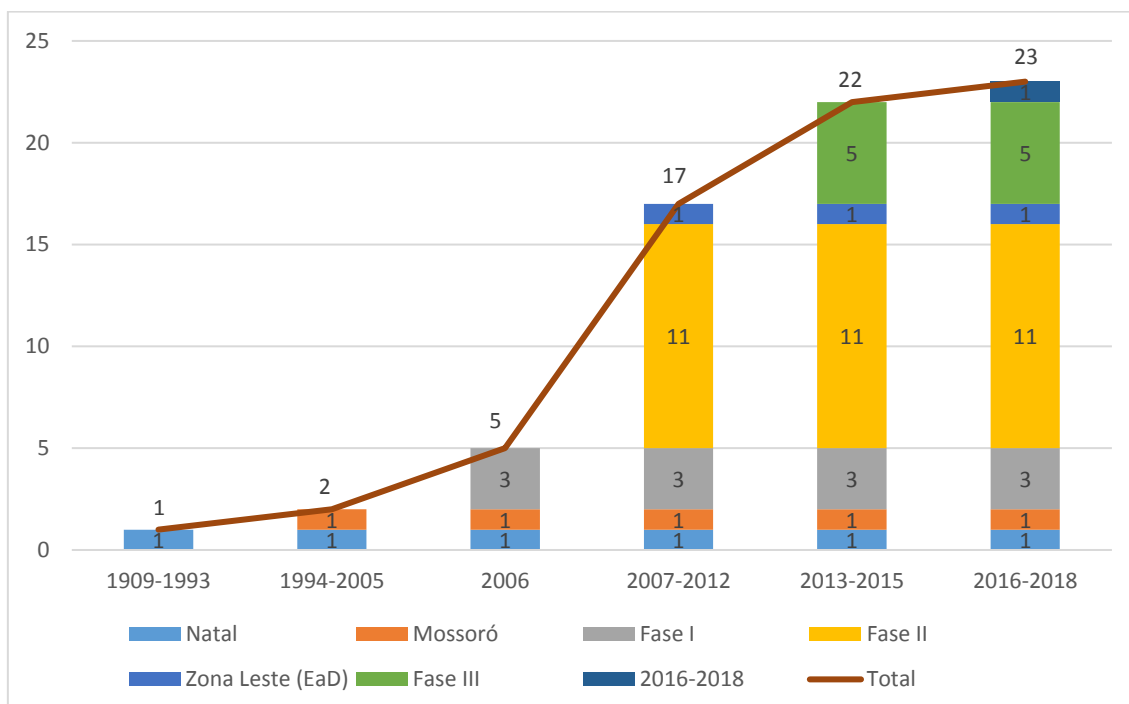


Figura 35 - Expansão do IFRN.
 Fonte: produzido pelo autor a partir de dados de (IFRN, 2021a).

No tocante ao ensino, o IFRN possui uma organização pedagógica verticalizada, que vai da educação básica à superior, com cursos de formação inicial e continuada, de níveis médio e superior – graduação e pós-graduação *lato* e *stricto sensu* – nas

modalidades presencial e à distância, sendo alguns desses últimos, ofertados em parceria com a Rede Escola Técnica do Brasil (Rede e-Tec Brasil³⁶) e com a Universidade Aberta do Brasil (UAB), alcançando mais de 41 mil estudantes (IFRN, 2020).

A quantidade de cursos técnicos de nível médio compreende a maioria dos cursos regulares do IFRN. Ao todo são 87 cursos dessa natureza, abrangendo diversas áreas do Catálogo Nacional de Cursos Técnicos (CNCT), como: Controle e Processos Industriais; Desenvolvimento Educacional e Social; Gestão e Negócios; Informação e Comunicação; Infraestrutura; Produção Alimentícia; Produção Cultural e Design; Turismo, Hospitalidade e Lazer; Produção Industrial e Recursos Naturais (IFRN, 2021b).

Com relação à graduação, são 36 cursos divididos entre superiores de tecnologia, bacharelado em engenharia e licenciaturas, estes últimos, predominantemente, nas áreas de matemática e ciências da natureza. A pós-graduação também é uma realidade no IFRN que possui 29 cursos regulares, onde 5 deles são em nível *stricto sensu*, com ênfase, principalmente na formação de professores e em educação. Além dos cursos regulares, o IFRN oferece mais de 100 cursos de curta e média durações para pessoas com os mais diversos níveis de escolaridade, através dos Programas PRONATEC³⁷, Mulheres Mil³⁸ e Novos Caminhos³⁹ (IFRN, 2021b).

A atuação do IFRN vai além da oferta de cursos, uma vez que promove também políticas de incentivo e fomento: a projetos de pesquisa e inovação e de extensão; e à incubação de empresas. Em meio a esse leque de atuações, surge um ambiente propício

³⁶ Criada em 2011 pelo Ministério da Educação em substituição ao Sistema Escola Técnica Aberta do Brasil (e-Tec Brasil), cuja finalidade é desenvolver a educação profissional e tecnológica na modalidade de educação a distância.

³⁷ O Programa Nacional de Acesso ao Ensino Técnico e Emprego (PRONATEC) foi criado pelo Governo Federal em 2011, com a finalidade de ampliar a oferta de cursos de Educação Profissional e Tecnológica (EPT), por meio de programas, projetos e ações de assistência técnica e financeira.

³⁸ Foi instituído nacionalmente em 2011 a partir de uma experiência positiva de um projeto piloto de mesmo nome, criado em 2007 pela SETEC. O objetivo do programa é promover a formação profissional e tecnológica articulada com aumento de escolaridade de mulheres em situação de vulnerabilidade social, especialmente das regiões Norte e Nordeste do país. Para tanto, atua no sentido de garantir o acesso à educação a essa parcela da população de acordo com as necessidades educacionais de cada comunidade e a vocação econômica das regiões.

³⁹ Trata-se de um conjunto de ações, idealizado pelo MEC, para o fortalecimento da política de EPT, em apoio às redes e instituições de ensino, no planejamento da oferta de cursos alinhada às demandas do setor produtivo e na incorporação das transformações produzidas pelos processos de inovação tecnológica.

ao desenvolvimento de políticas e ações educacionais que dissemine a cultura institucional à sustentabilidade ambiental e à eficiência energética.

3.4 A Promoção da Sustentabilidade nos Espaços de Ensino da RFEPCT: o Comitê Temático e o projeto IF-Solar

A década de 1990 consolidou o debate que apontava para a urgente necessidade da promoção coletiva de mudanças de atitude que melhor orientasse a relação, indissociável, entre o processo de desenvolvimento e o avanço sobre os recursos naturais que este promove. Essa nova forma de pensar o desenvolvimento está vinculada, em parte, pelo desnudamento das implicações ambientais decorrentes dos danos causados pelos sistemas energéticos, estes fundamentalmente baseados em recursos não renováveis.

Essa tomada de posição, conduzida pela defesa de um desenvolvimento que se apresente sustentável, vem dando forma a articulações internacionais cujo objetivo é estruturar um conjunto de procedimentos, de adesão global, que promova a eficiência energética, reduza os impactos socioeconômicos e ambientais do mercado de energia e também contribua para a mitigação dos gases que intensificam o efeito estufa. Nesse ambiente, também se pondera os crescentes custos socioeconômico impostos pela mandatória necessidade do estabelecimento da segurança energética, sobremaneira vinculada à dependência dos combustíveis fósseis da maioria dos estados nacionais.

Neste contexto, a promoção do uso eficiente da energia, o desenvolvimento e expansão do uso das tecnologias renováveis ganham destaque, refletido, dessa forma, às novas orientações dadas pelos Estados Nacionais à tentativa de superação do paradigma tecnológico fundamentado no contínuo acréscimo da capacidade instalada por meio de grandes plantas geradoras. Assim, registra-se, como tendência, a promoção da geração distribuída com foco no aproveitamento da vocação energética de cada região, a partir de seus recursos renováveis e suas tecnologias de conversão, como forma de contribuir para um desenvolvimento que seja sustentável.

Imersas neste contexto, instituições públicas federais de ensino no Brasil, notadamente os Institutos Federais, têm sido incentivadas a adotar políticas que promovam o uso eficiente da energia elétrica em seus espaços, bem como, adotarem a geração distribuída por meio de fontes renováveis de energia. Para tanto, a Secretaria de Educação Profissional e Tecnológica do Ministério da Educação (SETEC/MEC) criou, em 2015, o Comitê Temático de Formação Profissional em Energias Renováveis e

Eficiência Energética, formado por representantes da própria secretaria, dos Institutos Federais, do Ministério de Minas e Energia e do setor produtivo. Desde então, o Comitê vem elaborando propostas para o setor, como a implementação de novos cursos, o mapeamento das necessidades do mercado e especificações de equipamentos de infraestrutura. De acordo com LIMA (2019), entre as principais atividades desenvolvidas pelo Comitê estão: reuniões setoriais, desenvolvimento de itinerários e de material didático, capacitação de professores, implementação de curso e avaliação de resultados e qualidade.

Segundo MEC (2018), deseja-se reduzir o custeio dessas instituições, e conjuntamente, disseminar a cultura da eficiência energética e da sustentabilidade em seus núcleos básicos, seja na preparação de alunos, seja em processos de certificação, seja na pesquisa ou na inovação. O objetivo é colocar os 687 *campi* da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica, na vanguarda do ensino e da eficiência energética.

Situado nessa realidade, o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Sul de Minas Gerais (IFSULDEMINAS), em 2015, iniciou um projeto denominado IF-Solar, cujo objetivo não se limita à implantação de usinas fotovoltaicas para geração de energia elétrica nas instalações do próprio instituto, mas também, a outras instituições da RFEPCT, perfazendo um total de 82 unidades. Segundo IFSULDEMINAS (2017), buscar fontes renováveis de geração de energia tem sido uma dificuldade para a maioria das instituições, daí a motivação para se formatar um projeto inovador e pioneiro, unindo sustentabilidade com a economia de recursos financeiros.

O IFSULDEMINAS, implementou nove SFCRs, sendo cada unidade de geração estimada em R\$ 467 mil de investimento. O conjunto desses nove sistemas prevê uma economia da ordem de R\$ 600 mil por ano. Segundo IFSULDEMINAS (2016), a expectativa é que, em quatro anos de funcionamento das unidades, o IFSULDEMINAS recupere os investimentos de implantação do projeto.

Já em termos nacionais, o projeto IF-Solar prevê a o atendimento de oitenta e dois *campi* da RFEPCT, totalizando um investimento aproximado de R\$ 41 milhões até o final de 2020. Entre as instituições beneficiadas com o projeto, o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Baiano (IFBAIANO) estima economizar 40% de seu consumo anual de energia elétrica, enquanto o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia

Sul-Riograndense (IFSUL) espera uma economia de R\$ 27 mil por mês. No total, a economia em todos os dezesseis institutos que aderiram ao projeto é estimada em R\$ 7,15 milhões por ano (IFSULDEMINAS, 2017). A Tabela 6 mostra a relação dos institutos federais, além do próprio IFSULDEMINAS, que aderiram ao projeto IF-Solar com o respectivo quantitativo de SFCRs adquiridos.

Tabela 6 - Relação das instituições que adquiriram SFCRs a partir do Projeto IF-Solar.

Instituição	Quantidade de SFCRs
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Baiano (IFBAIANO)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Brasília (IFB)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (IFG)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais (IFMG)	4
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Rondônia (IFRO)	3
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Roraima (IFRR)	3
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo (IFSP)	29
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Espírito Santo (IFES)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Mato Grosso (IFMT)	10
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Mato Grosso do Sul (IFMS)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Norte de Minas Gerais (IFNMG)	7
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Paraná (IFPR)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Tocantins (IFTO)	2
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano (IFGOIANO)	1
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Sul-Rio Grandense (IFSUL)	2

Fonte: produzida pelo autor a partir de (IFSULDEMINAS, 2016).

Além da perspectiva de economia de recursos financeiros públicos, o projeto IF-Solar também avalia o uso dessas usinas na condição de laboratórios para os seus discentes com o intuito de disseminar a importância das fontes renováveis, bem como, expandir o conhecimento, a pesquisa e a inovação nesta área, em suas dimensões tecnológica, socioeconômica e ambiental.

3.5 O IFRN e sua política de sustentabilidade: o projeto IFRN-Solar

O IFRN, por sua vez, historicamente, canaliza suas ações para as áreas energética e ambiental através de projetos de pesquisa ou por meio de cursos técnicos ou superiores, entre os quais podemos citar: o curso técnico de nível médio em Eletrotécnica, presente nos *campi* Natal Central, Mossoró e Caicó; os cursos superiores de Tecnologia em Engenharia de Energia (Natal Central), em Energias Renováveis (João Câmara) e em

Gestão Ambiental (Mossoró); e o Mestrado em Recursos Naturais (Natal Central), dentre outros.

Entretanto, ações de sustentabilidade voltadas ao público interno começaram a serem mais perceptíveis a partir de 2013, quando o IFRN teve seu projeto aprovado para captação de recursos de modo a instalar SFCRs em suas unidades, junto ao governo federal, que à época, disponibilizou aporte financeiro junto às instituições federais de ensino para o desenvolvimento de ações dessa natureza.

Mais adiante, em 2015, o IFRN instituiu o seu Plano de Gestão de Logística Sustentável (PLS), com o intuito de atender ao que determina a Instrução Normativa nº 10/2012-MME que estabelece regras para elaboração do referido plano, em que ficam instituídas as regras para elaboração do Plano na Administração Pública Federal direta, autárquica, fundacional e nas empresas estatais dependentes.

*Entre os principais objetivos do PLS estão: melhorar a qualidade do gasto público pela eliminação do desperdício e pela melhoria contínua da gestão dos processos; promover a sustentabilidade ambiental, econômica e social na comunidade acadêmica do IFRN; **incentivar a implementação de ações de eficiência energética (grifo nosso); incentivar a implementação de ações de economia e uso racional da água; estimular ações para o consumo racional dos recursos naturais e bens públicos; melhorar a qualidade de vida no ambiente do trabalho; reconhecer e premiar as melhores práticas de eficiência na utilização dos recursos públicos; inserir nos campi a coleta dos resíduos recicláveis para destinar às associações e cooperativas de catadores de materiais recicláveis; promover o (re)aproveitamento de materiais, passíveis de retorno ao seu ciclo produtivo, rejeitados pelos órgãos ou entidades da Administração pública; monitorar o sistema eletrônico que controla o consumo e o gasto da frota com combustível e manutenção (IFRN, 2015).***

No plano de ação do PLS estão previstos projetos de serviços sustentáveis que contemplam aspectos como implementação da coleta seletiva e uso racional de água e energia elétrica.

Assim, o IFRN adotou como principal ação a implementação de sistemas fotovoltaicos nos seus diversos *campi* e na Reitoria, sendo a primeira instituição pública do Rio Grande do Norte a aderir ao sistema de compensação de energia, conforme regulamentado pela Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012, da ANEEL.

A implantação desses sistemas se deu de forma gradual e planejada, sendo o primeiro instalado na Reitoria, sede da administração máxima da instituição, bem antes da finalização do PLS, em 2013, representando um marco estratégico, propiciando notoriedade à preocupação dos gestores com a eficiência dos recursos públicos e com o desenvolvimento sustentável institucional. A partir daí, nos anos seguintes, o IFRN cumpre a meta de colocar, no mínimo, um SFCR em cada unidade administrativa cuja ordem sequencial, aparentemente, não tem um critério claramente estabelecido ou condicionante. Em 2014, a implantação dos SFCRs ocorreu nos *campi*, recém-inaugurados, Ceará-Mirim e São Paulo do Potengi. O *campus* Canguaretama, teve seu sistema instalado em 2015, o mesmo ocorrendo para os *campi* Currais Novos, Parelhas e São Gonçalo do Amarante, na sequência. No ano de 2016, em ordem cronológica, foram instalados os sistemas em Natal Central, Pau dos Ferros, Caicó, João Câmara e Lajes. Em 2017 foi a vez de Mossoró, Santa Cruz, Natal Cidade Alta, Parnamirim, Natal Zona Norte, Nova Cruz, Apodi, Ipanguaçu e Macau, nesta ordem. Dentre as sedes do IFRN, os *campi* Natal Zona Leste e Jucurutu são os únicos que não possuem SFCRs.

As sedes de Mossoró, Natal Central, Natal Zona Norte, Reitoria e Santa Cruz em um momento posterior, receberam um segundo sistema, de tal modo que a produção fotovoltaica satisfizesse mais adequadamente as suas demandas. A Tabela 7 mostra as sedes do IFRN contempladas com SFCRs, ordenadas de acordo com suas datas de início de operação, investimento e potência instalada (kWp). Ao todo, foram investidos mais de 16,7 milhões de reais em 26 sistemas instalados, totalizando uma capacidade nominal instalada de 2,14 MWp, distribuídos em 20 *campi* e na Reitoria.

A Figura 36 mostra a evolução da potência instalada dos SFCRs no IFRN, onde se pode observar que de 2013 a 2017 foram instalados os 26 sistemas existentes, sendo o último ano, o de maior incremento em número de unidades e em potência.

Tabela 7 - Relação de sistemas fotovoltaicos do IFRN: sede, data de início de operação, investimento e potência instalada.

Sede	Sistema FV	Inauguração	Investimento	Potência instalada (kWp)
Reitoria	Reitoria I	30/12/2013	R\$ 319.000,00	56,40
	Reitoria II	03/11/2017	R\$ 217.840,00	27,83
Ceará Mirim	Ceará Mirim	24/03/2014	R\$ 638.000,00	112,80
São Paulo do Potengi	São Paulo do Potengi	17/04/2014	R\$ 638.000,00	112,80
Canguaretama	Canguaretama	03/02/2015	R\$ 638.000,00	112,80
Currais Novos	Currais Novos	15/05/2015	R\$ 650.000,00	112,80
Parelhas	Parelhas	06/08/2015	R\$ 320.000,00	50,00
São Gonçalo do Amarante	São Gonçalo do Amarante	17/11/2015	R\$ 504.500,00	56,35
Natal Central	Natal Central I	18/01/2016	R\$ 638.000,00	112,80
	Natal Central II	18/01/2016	R\$ 575.250,00	84,53
Pau dos Ferros	Pau dos Ferros	21/06/2016	R\$ 767.000,00	114,40
Caicó	Caicó	31/08/2016	R\$ 1.009.000,00	114,40
João Câmara	João Câmara	15/09/2016	R\$ 1.009.000,00	114,40
Lajes	Lajes	01/12/2016	R\$ 320.000,00	50,00
Mossoró	Mossoró I	23/05/2017	R\$ 653.520,00	83,48
	Mossoró II	31/10/2017	R\$ 435.680,00	55,65
Santa Cruz	Santa Cruz I	18/04/2017	R\$ 653.520,00	84,80
	Santa Cruz II	01/11/2017	R\$ 217.840,00	27,83
Natal Cidade Alta	Natal Cidade Alta	18/10/2017	R\$ 896.700,00	83,48
Parnamirim	Parnamirim	18/10/2017	R\$ 896.700,00	83,48
Natal Zona Norte	Natal Zona Norte I	30/10/2017	R\$ 653.520,00	83,48
	Natal Zona Norte II	30/10/2017	R\$ 217.840,00	27,83
Nova Cruz	Nova Cruz	03/11/2017	R\$ 896.700,00	88,20
Apodi	Apodi	14/11/2017	R\$ 896.700,00	88,20
Ipanguaçu	Ipanguaçu	14/12/2017	R\$ 1.195.600,00	117,60
Macau	Macau	14/12/2017	R\$ 896.700,00	83,48
Totais			R\$ 16.754.610,00	2.139,78

Fonte: elaborado pelo autor a partir de dados fornecidos pela DIENG⁴⁰/IFRN.

⁴⁰ Diretoria de Engenharia do IFRN.

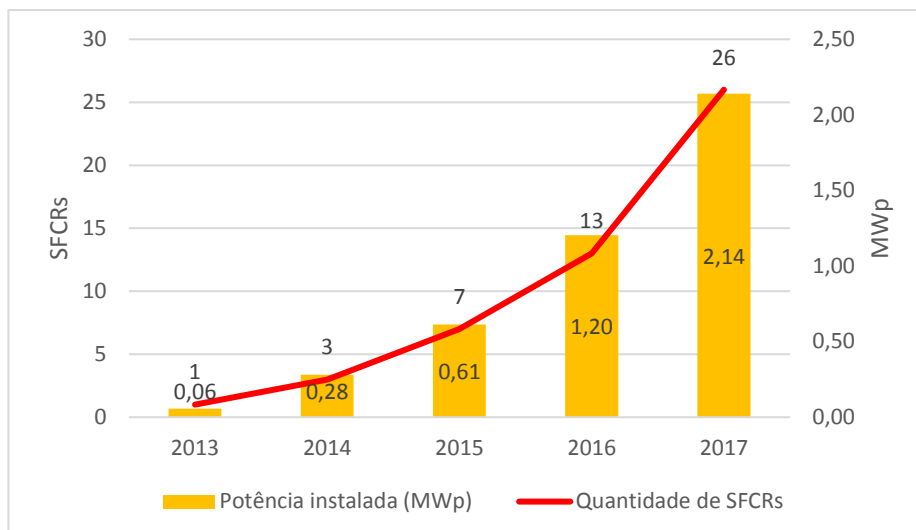


Figura 36 - Evolução das quantidades e da potência instalada dos SFCRs do IFRN.
 Fonte: elaborado pelo autor a partir de dados fornecidos pela DIENG/IFRN.



Reitoria



São Paulo do Potengi



Canguaretema



Currais Novos



Caicó



São Gonçalo do Amarante

Figura 37 – Maneiras distintas de instalação dos SFCRs em algumas sedes do IFRN.
 Fonte: elaborado pelo autor a partir de dados fornecidos pela DIENG/IFRN.

O regime de compra dos sistemas se deu por meio de licitação onde o menor preço apresentado e o aporte estrutural, econômico e legal das empresas foram concomitantemente considerados no momento de se declarar o vencedor. Por essa razão, e pelos processos licitatórios terem ocorridos em momentos distintos ao longo do tempo, houve, entre as diversas unidades, diferenças nos investimentos - R\$/kWp, diversidade de modelos de módulos e de inversores, seja no tocante à eficiência, à potência, à tecnologia ou ao fabricante. O modo como os SFCRs foram instalados em cada sede do IFRN também não teve um padrão definido, a depender das condições das instalações ou até mesmo da visibilidade que tais sistemas poderiam trazer, suas fixações aconteceram de três maneiras básicas: na cobertura, no solo ou no estacionamento. A Figura 37 traz esses três tipos de instalação para diferentes sedes do IFRN.

3.5.1 Especificações técnicas do projeto IFRN-Solar

Conforme mencionado, o processo licitatório adotado pelo IFRN para a aquisição de SFCRs em suas múltiplas sedes proporcionou uma heterogeneidade na composição de tais sistemas no tocante à variedade de modelos de módulos e de inversores, bem como, na forma como foram instalados, considerando local, orientação e inclinação.

Através da Tabela 8 é possível conhecer as latitudes e longitudes as quais estão instalados os SFCRs do Projeto IFRN-Solar. A mesma tabela também mostra que a maior parte dos arranjos fotovoltaicos se encontram inclinados com ângulos compreendidos entre valores próximos à latitude do local e 10°. As exceções estão nos SFCRs instalados nos *campi* Mossoró e Natal Central, assim como, no SFCR Natal Zona Norte II.

Também é possível verificar na Tabela 8 que a orientação ou o ângulo azimutal é bastante variável. A maior parte deles está situado em uma única direção seja a leste ou a oeste, e os ângulos, em sua maioria, são inferiores a 30°. As exceções são encontradas nos SFCRs Mossoró II, Natal Zona Norte II e Santa Cruz II, com 150° O, 135° O e 125° O, respectivamente. Há ainda os casos em que os arranjos são orientados em total alinhamento com o norte geográfico: é o caso dos SFCRs Currais Novos e São Gonçalo do Amarante. Entretanto, em 12 SFCRs, a orientação dos arranjos ocorre em duas ou mais direções e estes, estão dispostos em coberturas de edifícios já existentes em cada sede, o que significa que a instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados disponíveis – capazes de suportar a quantidade projetada de módulos – pode submetê-los a orientações ou a inclinações não recomendadas pela literatura. No caso específico do Projeto IFRN-Solar,

os arranjos com uma única orientação cujo valor é superior a 100°, estão justamente instalados sobre cobertura de edifícios pré-existentes.

Tabela 8 - Características dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar: latitude, longitude, inclinação, orientação e modo de instalação.

SFCR	Latitude	Longitude	Inclinação	Orientação	Modo de instalação
Apodi	-5,626647	-37,807941	10°	15° L	Estacionamento
Caicó	-6,4455399	-37,069054	7°	27° L	Estacionamento
Canguaretama	-6,356481	-35,16137	10°	24° O	Solo
Ceará-Mirim	-5,6526002	-35,428921	7°	8° L e 172° O	Cobertura
Currais Novos	-6,2522742	-36,535576	10°	0°	Solo
Ipanguaçu	-5,535475	-36,870884	10°	15° L	Estacionamento
João Câmara	-5,544575	-35,797731	10°	15° L	Estacionamento
Lajes	-5,7045319	-36,235406	5°	40° L e 140° O	Cobertura
Macau	-5,1519506	-36,57494	10°	15° L	Estacionamento
Mossoró I	-5,2137844	-37,319305	14°	34° L e 146° O 42° L e 138° O 33° L e 147° O	Cobertura
Mossoró II	-5,2137844	-37,319305	17°	150° O	Cobertura
Natal Central I	-5,8116998	-35,203245	12°	110° L e 70° O	Cobertura
Natal Central II	-5,8116998	-35,203245	12°	110° L e 70° O	Cobertura
Natal Cidade Alta	-5,7752097	-35,200127	10°	15° L	Estacionamento
Natal Zona Norte I	-5,7495336	-35,261053	6°	45° L e 135° O	Cobertura
Natal Zona Norte II	-5,7495336	-35,261053	13°	135° O	Cobertura
Nova Cruz	-6,4705831	-35,444941	10°	15° L	Estacionamento
Parelhas	-6,6996818	-36,667498	10°	150° L e 30° O	Cobertura
Parnamirim	-5,938754	-35,266489	10°	15° L	Estacionamento
Pau dos Ferros	-6,1457562	-38,203752	5°	157° L e 23° O 2° L e 178° O	Cobertura
Reitoria I	-5,8115001	-35,200022	7°	24° L e 156° O	Cobertura
Reitoria II	-5,8115001	-35,200022	5°	10° L e 170° O	Cobertura
Santa Cruz I	-6,2278238	-36,027074	3°	65° L e 115° O	Cobertura
Santa Cruz II	-6,2278238	-36,027074	5°	125° O	Cobertura
São Gonçalo do Amarante	-5,7894905	-35,338082	7°	0°	Estacionamento
São Paulo do Potengi	-5,8954807	-35,754498	7°	50° L e 130° O	Cobertura

Fonte: produzido pelo autor.

Já a instalação no solo pode propiciar uma liberdade maior nesse sentido, desde que o local disponível comporte a quantidade projetada de módulos e ao mesmo tempo não esteja delimitada por edifícios, o que poderia incorrer na situação anterior. Este exemplo é percebido na Tabela 8, onde o SFCR Currais Novos está orientado a 0°, o que sugere um espaço disponível para tal, ao passo que o SFCR Canguaretama está a 24° L, o que se imagina limitações espaciais circunvizinhas no local escolhido.

As sedes que optaram por instalar SFCRs no estacionamento o fizeram em locais onde ainda não havia cobertura para veículos e os custos com a estrutura metálica e com a fundação estão computados no valor final de cada projeto registrados na Tabela 7. Deste modo, o investimento nos SFCRs com essa característica é mais alto em relação aos demais, como será melhor abordado mais adiante no Capítulo 0. Em compensação, há possibilidade de se orientar melhor os módulos com relação ao norte e a inclinação pode ser planejada. Na Tabela 8 é possível verificar a inclinação e a orientação dos SFCRs instalados em estacionamentos.

No tocante à variedade de modelos de módulos e de inversores adotados no Projeto IFRN-Solar, estes são visualizados com o auxílio da Tabela 9, onde observa-se que a eficiência máxima de conversão dos módulos varia de 14,43% a 17,11%, enquanto a eficiência máxima dos inversores está compreendida entre 97% e 98,4%.

O modelo TPB156X156-60-P235 da fabricante *Sun Earth*, o de menor eficiência máxima de conversão, é utilizado em seis SFCRs, sobretudo, nos primeiros que foram inaugurados. Esses mesmos SFCRs estão equipados com inversores da Eltek cuja eficiência máxima é de 97,3%. Os SFCRs Natal Central II e São Gonçalo do Amarante são os únicos que contam com o modelo YL245P-29b, da *Yingli*, cuja eficiência é de 15%, a segunda menor entre os módulos presentes. Esses dois sistemas também são os únicos equipados com o inversor da SMA de 97% de eficiência, a menor entre os modelos de inversores disponíveis.

O sistema instalado nos SFCRs Lajes e Parelhas é exatamente o mesmo para ambos, uma vez que utilizam os mesmos modelos de módulo e de inversor, conforme pode-se observar na Tabela 9, e possuem a mesma potência instalada, vide Tabela 7. O módulo é o CS6P-250P, da *Canadian*, de eficiência igual a 15,54%, a menor entre os modelos presentes desse fabricante, que, aliás, é aquele com maior variedade de modelos disponíveis e maior quantidade de módulos instalados no Projeto IFRN-Solar. Os outros modelos desse fabricante são: CS6P-260P (eficiência de 16,16%) instalados em Caicó, João Câmara e Pau dos Ferros, que possuem o mesmo sistema, a exemplo de Lajes e Parelhas; CS6P-265P (eficiência de 16,47%), instalado em 10 SFCRs; e o CS6K-280M (de eficiência igual a 17,11%), o único que utiliza a tecnologia monocristalino, instalado em Apodi, Ipanguaçu e Nova Cruz.

Tabela 9 - Heterogeneidade de módulos e inversores nos SFCRs do Projeto IFRN-Solar.

SFCR	Módulo				Inversor			
	Modelo	Fabricante	Tecnologia	Ef. Máx (%)	Fabricante	Qtd	kW	Ef. Máx (%)
Apodi	CS6K-280M	Canadian	m-Si	17,11	SMA	3	25	98,3
Caicó	CS6P-260P	Canadian	p-Si	16,16	SMA	4	25	98,3
Canguaretama	TPB156X156-60-P 235	Sun Earth	p-Si	14,43	Eltek	20	4,4	97,3
Ceará-Mirim	TPB156X156-60-P 235	Sun Earth	p-Si	14,43	Eltek	20	4,4	97,3
Currais Novos	TPB156X156-60-P 235	Sun Earth	p-Si	14,43	Eltek	20	4,4	97,3
Ipanguaçu	CS6K-280M	Canadian	m-Si	17,11	SMA	4	25	98,3
João Câmara	CS6P-260P	Canadian	p-Si	16,16	SMA	4	25	98,3
Lajes	CS6P-250P	Canadian	p-Si	15,54	ABB	2	27	98,2
Macau	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	3	25	98,3
Mossoró I	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	ABB	4	20	98,2
Mossoró II	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	2	25	98,3
Natal Central I	TPB156X156-60-P 235	Sun Earth	p-Si	14,43	Eltek	20	4,4	97,3
Natal Central II	YL245P-29b	Yingli	p-Si	15,00	SMA	15	5	97,0
Natal Cidade Alta	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	4	25	98,3
Natal Zona Norte I	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	ABB	4	20	98,2
Natal Zona Norte II	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	1	25	98,3
Nova Cruz	CS6K-280M	Canadian	m-Si	17,11	SMA	4	20	98,4
Parelhas	CS6P-250P	Canadian	p-Si	15,54	ABB	2	27	98,2
Parnamirim	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	3	25	98,3
Pau dos Ferros	CS6P-260P	Canadian	p-Si	16,16	SMA	4	25	98,3
Reitoria I	TPB156X156-60-P 235	Sun Earth	p-Si	14,43	Eltek	10	4,4	97,3
Reitoria II	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	1	25	98,3
Santa Cruz I	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	ABB	4	20	98,2
Santa Cruz II	CS6P-265P	Canadian	p-Si	16,47	SMA	1	25	98,3
São Gonçalo do Amarante	YL245P-29b	Yingli	p-Si	15,00	SMA	10	5	97,0
São Paulo do Potengi	TPB156X156-60-P 235	Sun Earth	p-Si	14,43	Eltek	20	4,4	97,3

Fonte: produzido pelo autor.

Fazendo-se uma correlação entre as Tabela 7 e Tabela 9, observa-se que, quanto mais recente é o SFCR, mais eficiente é o módulo fotovoltaico adquirido. Embora o processo licitatório priorize o valor financeiro final que melhor atenda ao projeto requerido, percebe-se com essa observação, a evolução técnica dos módulos ao longo do tempo associada a uma melhor competitividade financeira. Ainda na correlação entre as tabelas, é perceptível que, nos primeiros SFCRs instalados, há inversores de potência unitária não superior a 5 kW, ao mesmo tempo, em que há um quantitativo de, no mínimo,

10 inversores nesses SFCRs de modo ao se atingir a potência desejada, em contrapartida, nos SFCRs instalados a partir de 2016, a lógica se inverte, havendo um quantitativo de, no máximo, 4 unidades, para potências unitárias não inferiores a 20 kW.

As informações contidas nessa seção subsidiarão a metodologia proposta no Capítulo 4 e a análise desenvolvida no Capítulo 5.

O Projeto IFRN-Solar adotou a filosofia de pulverizar os SFCR's por todas as suas unidades administrativas, de forma que cada *campi* possua sua própria unidade de geração. Esta alternativa, em uma análise preliminar e simplificada, distribui equitativamente as benesses da tecnologia fotovoltaica para todas as unidades, além de dar visibilidade às ações políticas da gestão, vinculadas à eficiência dos gastos públicos, do uso racional da energia e da promoção da sustentabilidade. Assim, para cada unidade de geração, foram elaborados um ou mais projetos de modo que a potência, em kWp, suprisse uma parcela da significativa da demanda contratada da unidade administrativa a partir de um critério não uniformizado, pois conforme exposto, há uma heterogeneidade no modo de instalação, como também, na orientação e na inclinação, no modelo e tecnologia do módulo fotovoltaico e de seu inversor.

Posto que a pesquisa tem como propósito avaliar a implantação dos SFCRs frente à consecução das expectativas técnica e econômica argumentadas como atrativos à implementação do Projeto IFRN-Solar, os fatores anteriormente descritos, adicionados às condições climáticas do local, investimentos, custos e tarifa de energia praticada, são fundamentais à análise. Desvela-se também os resultados da escolha por pulverizar SFCRs em todas as unidades consumidoras de uma instituição com múltiplas sedes, em detrimento à alternativa de concentrá-los naquelas sedes que apresentam as melhores condições relativas às determinantes climáticas, fundamentalmente melhores níveis de radiação solar.

CAPÍTULO IV - PERCURSO METODOLÓGICO

4.1 Introdução

Para o alcance os objetivos propostos, a pesquisa fez uso de técnicas aderentes ao escopo do objeto investigado. Em seu desígnio mais amplo, o estudo tem a natureza de uma pesquisa aplicada, uma vez que os conhecimentos referenciados e formulados se orientam a uma aplicação prática na busca de resposta para um ou mais problemas (PROVDANOV et. al, 2013).

Os procedimentos metodológicos abrangem a revisão bibliográfica e a construção de um referencial teórico, que juntos conforma o percurso metodológico, a senda de partida, para então, se debruçar sobre o estudo do objeto em uma abordagem quali-quantitativa.

O levantamento do referencial teórico e nele inserido, o estado da arte atinente ao objeto de estudo ajuíza o quadro mundial e seu rebatimento no espaço nacional que se manifesta vigorosamente favorável à adoção das tecnologias renováveis de energia como caminho a ser percorrido no desejado estabelecimento de ações voltadas à promoção da sustentabilidade, dando, nesse contexto, realce à energia solar fotovoltaica. Incluem-se neste arrolamento às políticas públicas e regulatórias levadas a cabo no Brasil com o objetivo de incentivar a expansão do emprego das fontes renováveis de energia na matriz elétrica brasileira.

A partir do levantamento feito, destacando-se: leis, decretos e as portarias que completam a legislação básica de incentivo à geração distribuída, constrói-se e analisa-se o quadro representativo das condicionantes e resultados esperados da implementação do Programa IFRN-Solar, para tanto, caracteriza-se toda a infraestrutura do referido programa no que concerne aos seus aspectos: técnicos e econômicos.

Para proceder a avaliação das variáveis técnicas e, por conseguinte, da eficiência das unidades de geração fotovoltaica, faz-se uso das informações disponíveis nos centros de comando e controle dos SFCR instalados no âmbito do Programa IFRN-Solar, os quais fornecem parâmetros como potência nominal do sistema, modelo e fabricante do módulo fotovoltaico e geração de energia estimada, além de outras medidas que podem ser colhida em tempo real, a exemplo da potência instantânea, energia gerada diária, mensal e anual, além de registros de falhas dos equipamentos. Estas informações são coletadas, armazenadas e processadas de maneira a permitir a estruturação do perfil de

comportamento da curva de geração e das cargas diárias, mensais e anuais para cada unidade avaliada.

O exame do projeto de cada SFCR é feito elencando-se os dados referentes aos indicadores físicos, como inclinação e orientação dos painéis, além de informações vinculadas aos aspectos de natureza geoclimáticas, a exemplo da irradiação solar e temperaturas típicas dos sítios investigados. A partir do tratamento matemático dessas informações, fazendo uso de metodologias consolidadas na literatura, é possível avaliar a contribuição desses parâmetros sobre o desempenho dos SFCRs e especificar os sítios de melhor performance quanto à energia elétrica por eles ofertada.

A avaliação econômico-financeira dos diferentes SFCR's concebidos é feita mediante o estudo do projeto executado, considerando seus custos fixos e variáveis, bem como, as tarifas de energia elétrica praticadas pela distribuidora na qual os sistemas estão conectados. Essa avaliação também simula os benefícios/perdas quando investigada a alternativa de adoção de outro arranjo para os sistemas: no caso, a concentração de SFCRs em sítios de maior irradiação solar. Desta forma, são avaliados os efeitos de um cenário no qual os sistemas fotovoltaicos estariam instalados de forma centralizada em regiões de maior irradiação solar, analisando-se também o efeito da temperatura sobre a eficiência de conversão para este cenário alternativo.

Os dados meteorológicos como irradiação e temperatura locais são essenciais para a realização do estudo, e, diante da ausência de instrumentos de medição conectados aos SFCRs instalados, a obtenção de tais parâmetros foi extraída do *Global Solar Atlas*⁴¹, cujo o objetivo é fornecer acesso rápido e fácil aos dados de recursos solares e potencial de energia fotovoltaica em todo o mundo (BANK WORLD; ESMAP; SOLARGIS, 2021).

Assim, este capítulo traz a metodologia adotada neste trabalho, a qual percorre as seguintes etapas: revisão na literatura de trabalhos dedicados à estimativa de desempenho técnico-econômico de SFVs; fundamentação atinente aos indicadores utilizados na pesquisa que aferem a performance de SFVs; delimitação método adotado para a análise econômica do arranjo fotovoltaico e; concepção de cenários/arranjos para o estudo da

⁴¹ Mantida pelo Banco Mundial e pela Corporação Financeira Internacional em conjunto com o Grupo Banco Mundial. O trabalho é financiado pelo *Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)*, um fundo fiduciário de vários doadores administrado pelo Banco Mundial e apoiado por 13 doadores bilaterais oficiais. A Solargis é a empresa fornecedora global de dados solares e serviços relacionados à avaliação de energia solar (BANK WORLD; ESMAP; SOLARGIS, 2021).

viabilidade dos SFVs frente a alternativa de alocação dos mesmos nas sedes de melhor rendimento energético – SFV's pulverizado nas sedes x arranjo centralizado.

4.2 Estudos voltados a estimativas de desempenho dos Sistemas Solar Fotovoltaicos

Em razão do crescimento da potência instalada e da popularização da tecnologia solar energia fotovoltaica em todo o mundo, é cada vez mais imperativo a necessidade de se prever o quantitativo de energia que pode ser gerada por um determinado sistema fotovoltaico, realizar a análise de seu desempenho, além de se proceder o estudo de sua viabilidade econômica. Para tanto, uma maior parcela dos trabalhos científicos recorre aos chamados “modelos fotovoltaicos” que são representações matemáticas que simulam o comportamento de um sistema fotovoltaico abrangendo todas as etapas, desde a captação da irradiação no plano dos painéis até a energia final em corrente alternada. Nesse sentido, diversos estudos na literatura internacional estão disponíveis, dentre os quais se pode destacar na continuidade desta seção.

ZHAO et. al. (2015) analisam os principais pontos relevantes das políticas de incentivo à adoção da energia solar fotovoltaica na China e, para tanto, utilizam a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Tempo de Retorno (TR) ou *payback* para analisar o retorno econômico de sistemas fotovoltaicos nos setores residencial, comercial e industrial, em cinco cidades chinesas. Os resultados mostram que as localidades de maior produção de energia apresentam os melhores valores de TIR e de TR.

LANG et. al. (2015) fazem uma análise técnico-econômica por meio de simulação computacional, para um sistema fotovoltaico residencial unifamiliar de pequena escala, conectado à rede, avaliando os parâmetros geográficos, tecnológicos e econômicos específicos de cada uma das seguintes cidades estudadas: Beijing (China), Brasília (Brasil), Doha (Catar), Munique (Alemanha) e Paris (França). Os autores identificam que – o autoconsumo é um fator positivo, pois essa parcela é abatida no consumo que seria retirado da rede, e que o preço da eletricidade da rede convencional conforma-se em um fator negativo, uma vez que o investidor é ressarcido pela concessionária com um valor mais baixo que o vendido por essa mesma concessionária – em termos de atratividade para os consumidores que desejarem instalar um sistema fotovoltaico residencial.

Visando comparar o desempenho de diferentes tecnologias (c-Si, a-Si, CdTe e CIS) utilizando os indicadores *Final Yield* (Y_F) e o *Performance Ratio* (PR), SHUKLA et. al.

(2016) realizam a simulação de um sistema fotovoltaico de 110 kW conectado à rede, em uma localidade da Índia, através do *software Solargis PV Planner*, e concluíram que módulos à base a-Si e CdTe apresentaram os melhores resultados.

ALLOUHI et. al. (2016) analisam o desempenho energético, econômico e ambiental de dois sistemas fotovoltaicos instalados em Meknes (Marrocos). Para tanto, utilizam parâmetros de análise de desempenho como energia gerada, rendimento final, fator de capacidade e eficiência geral do sistema. No tocante à análise econômica os autores usaram os métodos do *payback* simples e do *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*, enquanto, do ponto de vista ambiental, recorrem ao cálculo de emissão de gases evitados. Entre os resultados, encontraram que o SFV instalado na cidade de Meknes tem desempenho superior na produção de energia em comparação com outras regiões do mundo analisadas como Grécia, Irlanda, Índia, África do Sul e Emirados Árabes Unidos. Constataram ainda que, naquele local, para a mesma capacidade nominal, os módulos de *p-Si* apresentam maior rendimento final médio que os de *m-Si*. O LCOE encontrado está compreendido entre 0,073 e 0,082 \$/kWh, enquanto o espectro do *payback* está entre 11,10 e 12,69 anos. Além disso, constataram que os SFVs instalados têm potencial de redução de aproximadamente 5,01 toneladas de emissão de CO₂ por ano.

Objetivando encontrar a combinação de melhor precisão, e por conseguinte, encontrar o modelo para sistemas fotovoltaico mais adequado, ROBERTS et. al. (2017) avaliam a performance de diferentes combinações de modelos matemáticos, disponíveis na literatura, que representam a irradiância no plano do arranjo, o módulo fotovoltaico e o inversor. Os resultados são confrontados com dados extraídos de um sistema real de 2,2 kWp, em Magdeburg (Alemanha). Concluem que, mesmo adotando-se a combinação de melhor precisão, a estimativa de energia gerada por um SFV pode conter pequenos erros em virtude, principalmente, da dificuldade de se estimar as perdas não dependentes da temperatura.

ROUMPAKIAS e STAMATELOS (2017) avaliam três modelos fotovoltaicos, existentes na literatura, para estimar a produção de energia de um parque existente de 100 kW, em Larissa (Grécia) e comparam com os valores monitorados por três anos. Concluem que existem desvios significativos entre os três modelos e os valores medidos.

DIAS et. al. (2017) propõem um novo método para estimar a produção de energia a partir de seis diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos conectadas à rede, utilizando a técnica de regressão linear. Os resultados foram comparados com um método

já consagrado na literatura e com dados reais extraídos do parque existente, no Rio de Janeiro. O trabalho mostra que o método consagrado não é adequado para a previsão de energia produzida por SFVs para as condições climáticas do local, ao passo que o método proposto apresenta resultados próximos aos valores obtidos em campo.

HERTELEER et. al. (2017) apresentam a eficiência normalizada de módulos fotovoltaicos como forma de monitoramento do desempenho do sistema fotovoltaico, requerendo apenas dados de irradiância, temperatura e potência dos módulos como entrada para modelagem. Com isso, é capaz de calcular o coeficiente de temperatura de um SFV e aplicá-lo na busca da energia estimada. O método também permite identificar o sombreamento e os seus impactos sobre o SFV.

LIMA et. al. (2017) utilizam parâmetros de desempenho, existentes na literatura, para avaliar a performance de um parque de 2,2 kW, na cidade de Fortaleza -CE, no Nordeste Brasileiro, e compará-lo com indicadores de outros países, concluindo que esta região é bastante apropriada para a geração de energia solar fotovoltaica.

RAMÍREZ-SAGNER et. al. (2017) trazem uma análise econômica dos sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais no Chile, considerando o quadro regulatório local. Os resultados mostram que o país na sua totalidade territorial apresenta um grande potencial para a difusão dos sistemas fotovoltaicos, oferecendo uma TIR superior a 5% ao ano, ao valor de referência para aquele país a partir de dados fornecidos por desenvolvedores de projetos e empresas locais.

HAMMAD et. al. (2017) comparam dois sistemas fotovoltaicos de 7,98 kWp cada, instalados na Jordânia, sendo um de eixo fixo e o outro de eixo duplo de rastreamento. A análise de desempenho foi realizada em termos de rendimento final e de eficiência de conversão, enquanto a análise econômica utilizou o tempo de retorno e a taxa interna de retorno. Os resultados mostraram que o sistema de eixo duplo oferta anualmente cerca 32% a mais de energia do que àquele referente ao sistema de eixo fixo. Já a eficiência de conversão foi praticamente a mesma nas duas alternativas estudadas. Por outro lado, no campo econômico, o sistema de eixo fixo, por apresentar um tempo de retorno menor em 7 meses e uma taxa interna de retorno maior em 8,7%, se mostrou mais viável ao longo de 20 anos.

SOBRI et. al. (2018) realizam uma extensa revisão sobre os métodos e avanços no campo da previsão de geração de energia solar fotovoltaica cujo objetivo foi analisar e

comparar vários métodos em termos de características e de desempenho. Os autores classificam os métodos em três categorias principais, quais sejam, métodos estatísticos, métodos físicos e métodos de séries temporais. Concluem que, qualquer método que utilize técnicas à base de Inteligência Artificial (IA) obtém resultados mais precisos.

SIRAGANYAN et. al. (2019) desenvolvem uma ferramenta de simulação modular, chamada Eco-Sim, para realizar uma abrangente avaliação técnico-econômica e ambiental em um sistema de energia distribuído em diferentes cenários de configuração. Uma análise paramétrica foi realizada considerando diferentes capacidades instaladas, painéis solares térmicos e tecnologia de armazenamento. O custo nivelado da eletricidade, o nível de autonomia e as emissões de CO₂ são usados como os principais indicadores de desempenho. O estudo mostra que a combinação de energia fotovoltaica associada à solar térmica e a bombas de calor melhora o valor do LCOE e diminui as emissões de CO₂ quando comparada com a configuração contendo somente solar fotovoltaica e bombas de calor.

BRITO et. al. (2019) apresentam uma ferramenta computacional tridimensional para avaliação do potencial solar no ambiente urbano, aplicadas em Lisboa, Portugal, e utiliza medidas registradas de inverno e verão para validar o trabalho. Os resultados mostram uma razoável concordância entre a irradiação modelada e a medida, com maiores erros encontrados durante o inverno, que são atribuídos à necessidade de um melhor ajuste na remodelagem de sombras em escala mais fina. A falta deste aperfeiçoamento resulta na subestimação das perdas elétricas ocorridas em razão do sombreamento.

MAVSAR et. al. (2019) propõem um novo método simplificado para encontrar o potencial econômico de um edifício que pretende instalar um sistema fotovoltaico. Comparam os resultados aos valores medidos de um sistema existente. Segundo os autores, o estudo tem uma abordagem mais simplificada que outros disponíveis na literatura, e considera características essenciais dos SFVs e a dinâmica do mercado de energia elétrica, ao contrário de outros trabalhos que enfatizam mais a energia consumida pelo investidor. Concluem que é preciso dar mais ênfase ao potencial econômico, que ao potencial técnico dos SFVs.

ZDYB e GULKOWSKI (2020) comparam, na Polônia, as tecnologias fotovoltaicas de silício policristalino (p-Si), silício amorfo (a-Si), seleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe), utilizando indicadores de análise de desempenho, com o

objetivo de fornecer subsídios aos projetistas. Os resultados mostram que a eficiência dos módulos de p-Si e CIGS diminui com o aumento da temperatura, entretanto, a dos módulos de a-Si e CdTe é mais estável. Pequenas perdas médias de captura de arranjo são observadas para o CIGS e para módulos p-Si, enquanto para os módulos de a-Si e CdTe são maiores, principalmente, no verão. Os resultados indicam ainda altos rendimentos energéticos anuais para os módulos de p-Si e CIGS.

Nos trabalhos elencados observa-se que os estudos encontrados na literatura são fundamentalmente orientados a avaliar a performance dos sistemas a partir de informações projetadas para os mesmos. Poucos são aqueles cujas investigações partem de dados obtidos a partir de sistemas instalados e em funcionamento por um ou mais ciclos anuais. Assim como, não incorporam fatores locais que possibilitem considerar variações na performance dos sistemas em simulações de uso em outro sítio, propósito de análise factível no caso de o empreendedor disponibilizar de diferentes espaços possíveis de utilização, como é caso de instituições e corporações que possuem múltiplas sedes.

Nesse enquadramento, essa tese, contribui a avaliar a performance dos SFVs tanto pelo emprego dos dados teóricos projetados, como também pelos dados medidos diretamente nos sistemas, permitindo uma comparação entre eles. Pondera também a performance dos sistemas através da avaliação dos resultados da simulação de seu desempenho usando dados de outros sítios possíveis de aproveitamento pelo empreendedor.

4.3 Performance dos arranjos fotovoltaicos

Dentro de um marco adequado de regulação que assegure a produção de energia elétrica a partir de sistemas fotovoltaicos, a principal incerteza para o investidor é o total de energia elétrica gerada e disponibilizada para suprir sua demanda. Assim, desde o início de qualquer projeto fotovoltaico é esperado um estudo do rendimento do sistema, este essencial para avaliar o risco financeiro do investimento.

Conhecendo-se o rendimento do sistema é possível projetar a oferta total de energia a ser disponibilizada ao consumo (ROBERTS et. al., 2017). Para tanto, se faz necessário o uso de modelos de desempenho de sistemas fotovoltaicos, os quais são representações matemáticas usadas para estimar a geração de eletricidade. Esses modelos preveem o quantitativo de energia gerada com base nas especificações dos sistemas utilizados

(módulos, inversores, características das instalações, etc.) e em dados meteorológicos (irradiância solar e temperatura ambiente).

A literatura oportuniza o uso de diversos modelos e métodos de análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos. As diferenças entre eles estão relacionadas ao perfil dos parâmetros de entrada, modelos de equipamentos de medição e padrão de operação - conectadas ou não à rede. Segundo (ROUMPAKIAS; STAMATELOS, 2017), há três principais métodos para avaliação e previsão de desempenho de sistemas fotovoltaicos:

1. Baseado em dados de operação em tempo real. Neste método, é possível comparar a geração dentro de um período desejado, e assim, observar se o desempenho está dentro do esperado, ou se há indícios de problemas como sombreamento, sujeira, dano em algum módulo, *string* ou inversor, por exemplo;
2. Baseado em medições, onde pode-se comparar com outros sistemas já instalados na mesma localidade, o que permite estimar o valor da geração.
3. Baseado em simulação onde utiliza-se modelos matemáticos que representem o processo completo de geração de energia a partir de SFVs, desde a incidência de luz no módulo até a saída do inversor.

Por sua vez, SOBRI et. al. (2018) classificam os métodos baseados em simulação, em três categorias principais: métodos estatísticos de série temporal⁴²; métodos físicos⁴³; métodos em conjunto⁴⁴.

Neste contexto, *softwares* como PVsyst, PVSOL Premium, HelioScorpe, PV DesignProl e SOLergo propiciam um completo ambiente de projeto e simulação em 2D ou 3D, com vastas bibliotecas, incluindo banco de dados solarimétricos e meteorológicos, propiciando a engenheiros, projetistas ou pesquisadores, dimensionar de forma completa,

⁴² São altamente dependentes de dados históricos para prever séries temporais. Por outro lado, apresentam facilidades para implementação. Fazem parte desse método, técnicas como Rede Neural Artificial, Máquina de Vetor de Suporte e Modelos de Regressão.

⁴³ Dependem da interação entre o estado físico e o movimento dinâmico da radiação solar que ocorre na atmosfera. Utiliza três submodelos: Previsão Numérica do Tempo; Imagens do Céu e; Modelos de Imagens de Satélites.

⁴⁴ Refere-se a qualquer combinação de métodos estatísticos ou físicos. Este conceito mistura modelos diferentes com características únicas para lidar com a limitação de um modelo individual, melhorando assim o desempenho da previsão.

sistemas fotovoltaicos conectados à rede de distribuição, isolados ou híbridos, e estimar a energia elétrica gerada. Todavia, os custos desses softwares limitam o seu uso para projetos de pequena escala ou para os usuários finais (DIAS et al., 2017).

Nessa circunstância, simuladores de desempenho mais simples, como PVSuiteBR e PVWatts⁴⁵, de acesso livre e fácil interação, exigindo uma menor gama de parâmetros de entrada são também indicados para uso. Nesta tese optou-se pelo PVWatts para simular o desempenho dos SFCRs investigados - Projeto IFRN-Solar - uma vez que o mesmo é capaz de estimar a produção de energia de sistemas fotovoltaicos em qualquer parte do mundo, permitindo aos proprietários de residências e pequenos edifícios, instaladores e fabricantes estimar de forma simples o desempenho das possíveis unidades de geração fotovoltaica em seus empreendimentos.

O PVWatts permite ao usuário informar parâmetros do sistema como potência, tipo do módulo, tipo de instalação, ângulo de inclinação e ângulo azimute, e, a partir deles, obter como resposta o valor estimado da produção de energia, bem como das perdas do sistema.

Para a análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos, a literatura disponibiliza indicadores como Rendimentos de Referência (Y_R), Rendimento Final (Y_F), *Performance Ratio* (PR), Fator de Capacidade (FC) e Eficiência Global (η_A). Estes indicadores quando observados, permitem inferir sobre o potencial solar de diferentes localidades ou comparar diferentes tecnologias. Destarte, utiliza-se esses indicadores nesta pesquisa, conforme detalhamento a seguir.

4.3.1 Rendimento de Referência (Y_R)

O Rendimento de Referência Y_R representa a razão obtida entre a radiação total ou global no plano do arranjo e a Irradiância de Referência *Standard Test Conditions* (STC). Ele fornece o número equivalente de horas na Irradiância de Referência. Representa, portanto, a energia ideal a ser produzida caso o sistema funcione nas condições de eficiência STC (ROUMPAKIAS; STAMATELOS, 2017). Conforma-se, portanto, em uma medida de energia teórica disponível em um local específico durante um período de

⁴⁵ Pertence ao NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), laboratório de referência em energias renováveis e eficiência energética dos Estados Unidos.

tempo especificado (LIMA et al., 2017). O Rendimento de Referência Y_R está representado pela equação (1).

$$Y_R = \frac{H}{G_{STC}} \quad (1)$$

Onde: H é a Radiação solar total no plano, em kWh/m²; G_{STC} é a irradiância solar nas condições STC , cujo valor é 1 kW/m².

A Equação (1), contudo, não considera o efeito da temperatura no painel fotovoltaico, sendo necessário, portanto, aplicar um fator de correção, que, de acordo com ELHADJ SIDI et. al. (2016), tenha-se o Rendimento de Referência Corrigido Y_{CR} expresso conforme a Equação (2):

$$Y_{CR} = Y_R \cdot (1 + \alpha \cdot (T_C - T_{STC})) \quad (2)$$

Onde: Y_R é o rendimento de referência computado conforme Equação (1); α é o coeficiente de temperatura do painel, em %/°C; T_C é a temperatura do painel, em °C; T_{STC} é a temperatura de referência nas condições STC , em °C.

4.3.2 Rendimento Final (Y_F)

O Rendimento Final Y_F é definido como a razão entre a energia total em corrente alternada (CA) gerada pelo sistema para um período definido de tempo e a potência nominal instalada do sistema. O mesmo indica quantas horas por dia o sistema fotovoltaico deve operar em sua potência nominal para produzir o total de energia projetada para o sistema (LIMA et al., 2017). O Y_F é o indicador que permite a normalização da energia gerada independentemente da dimensão do sistema (AL-OTAIBI et al., 2015). A equação (3) representa matematicamente este indicador.

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (3)$$

Onde: E_{AC} é a energia de saída do sistema em CA, em kWh; e P_{STC} é potência instalada nas condições STC , em kW.

4.3.3 Performance Ratio (*PR*)

O *Performance Ratio* permite avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico, uma vez que fornece o entendimento sobre a eficiência total do sistema em relação à potência nominal instalada, sendo definido conforme a equação (4):

$$PR = \frac{Y_F}{Y_{CR}} \quad (4)$$

Onde: Y_F é o Rendimento Final; Y_{CR} é o Rendimento de Referência Corrigido.

Utiliza-se os valores de *PR* para comparar diferentes tipos de tecnologia empregadas em sistemas fotovoltaicos, correlacionando o desempenho dos sistemas com as condições climáticas no local de uso, sendo realizada sazonalmente (ASTE et. al., 2014). A comparação anual do *PR* permite uma avaliação indicativa do desempenho do aproveitamento fotovoltaico, embora não leve em consideração o efeito de possíveis períodos de desconexão do parque com a rede. O *PR* é útil para identificar problemas como falhas na operação do inversor, sombreamento dos módulos, falhas de diodos e problemas de manutenção relacionados a deposição de material sobre as placas (MARION, 2005). Permite, portanto, inferir sobre os efeitos globais das perdas na produtividade do sistema (ALLOUHI et al., 2016).

4.3.4 Fator de Capacidade (*FC*)

O Fator de Capacidade (*FC*) é definido como a razão entre a energia CA efetivamente produzida pelo sistema fotovoltaico durante um determinado período de tempo e a capacidade máxima de geração nesse mesmo período. A equação (5) expressa o fator de capacidade para um período anual:

$$FC = \frac{E_{AC}}{P_{STC} \cdot 8760} \quad (5)$$

Onde: E_{AC} é a energia CA de saída do sistema, em kWh; P_{STC} é potência instalada nas condições *STC*, em kW.

4.3.5 Eficiência Global Anual (η_A)

A Eficiência Global Anual do sistema representa a razão entre a produção anual de energia do sistema em CA e a energia total coletada pelo arranjo fotovoltaico. A equação (6) descreve esse parâmetro:

$$\eta_A = \frac{E_{AC}}{H \cdot A_{PV}} \quad (6)$$

Onde: E_{AC} é a energia de saída do sistema em CA, em kWh; H é a radiação solar total no plano, em kWh/m²; A_{PV} é a área total do arranjo fotovoltaico, em m².

4.3.6 Análise de desempenho técnico dos SFCRs

A análise e comparação do desempenho técnico dos SFCRs instalados no âmbito do caso estudado nesta tese – Projeto IFRN-Solar – se realiza a partir da alocação de dados como latitude, longitude, orientação, inclinação, forma de instalação e potência total instalada, no *software* PVWatts e, posteriormente, mensurada e interpretada através dos indicadores descritos acima.

Contudo, para conhecer o verdadeiro potencial solar de um determinado sítio e compará-lo com resultados de outros aproveitamentos, o ideal é que todos tenham o mesmo sistema instalado. Adicionalmente, é importante avaliar o quão os valores estimados e medidos estão condizentes com a expectativa desejada. Deste modo, a metodologia descrita para a análise de desempenho é realizada considerando-se três situações, as quais são denominadas de premissas 1, 2 e 3, detalhadas nos itens subsequentes.

4.3.6.1 Premissa 1

Nessa proposição é avaliada a produção de energia nas localidades onde há sistemas fotovoltaicos do Projeto IFRN-Solar instalados, a partir do emprego de um sistema padrão, comum a todas as unidades, com definições estabelecidas para orientação, inclinação e modo de instalação dos módulos, além da potência total do arranjo. Estima-se então a produção de energia em CA através da aplicação do simulador de desempenho PVWatts.

O sistema padrão definido apresenta as seguintes características: ângulo azimute igual a 0°, isto é, os módulos estão perfeitamente alinhados com o norte, uma vez que

essa orientação é relatada como a ideal para o hemisfério sul; inclinação de 10° devido ao fato de este valor está próximo ao valor das latitudes de todas as localidades onde se encontram os SFCRs do Projeto IFRN-Solar; fixação de painéis fotovoltaicos no telhado e; capacidade instalada de 27,825 kWp, escolhida por ser comum a três SFCRs, investigados, quais sejam: Natal Zona Norte II; Reitoria II, e; Santa Cruz II. Essa análise tem por objetivo diferenciar os rendimentos teóricos de cada localidade a partir de suas condições climáticas, uma vez que o sistema simulado é comum a todos.

4.3.6.2 Premissa 2

Essa premissa simula a produção de energia a partir das condições reais de cada sistema fotovoltaico utilizado nas diferentes unidades. Nesta situação, estima-se a produção de energia em CA, através da aplicação do simulador de desempenho *PVWatts*, usando as informações reais de cada sistema instalado no âmbito do Projeto IFRN-Solar, como latitude e longitude, tipo de instalação, inclinação, orientação e potência instalada, conforme disponíveis da Tabela 7 à Tabela 9, apresentada no Capítulo 3. Essa premissa tem, portanto, o objetivo de ressaltar as diferenças existentes entre os números nela encontrados e àqueles obtidos na Premissa 1, para, dessa forma, saber o quão é significativa a influência da orientação, inclinação e tipo de instalação na produção de energia.

4.3.6.3 Premissa 3

Usa-se nessa suposição os registros de medições da energia gerada nos SFCRs do Projeto IFRN-Solar para então analisar os parâmetros disponíveis e compará-los com os números obtidos nas Premissas 1 e 2.

Assim, se faz uso do Rendimento de Referência (Y_R), do Rendimento Final (Y_F), do *Performance Ratio (PR)*, do Fator de Capacidade (FC) e da Eficiência Global Anual (η_A) dos sistemas para então inferir quais as localidades (unidades de ensino do IFRN) conformam-se como mais apropriadas para a implantação de sistemas fotovoltaicos.

4.4 Análise de viabilidade econômica dos arranjos fotovoltaicos

A literatura oferece diversos estudos (HAMMAD et al., 2017; LANG et al., 2015; LI et al., 2018; MOREIRA et al., 2018; RAMÍREZ-SAGNER et al., 2017; SOMMERFELDT; MADANI, 2017; TOMOSK et al., 2017) que investigam a performance econômica dos sistemas fotovoltaicos em termos de atratividade do

investimento cujo o foco considera o retorno financeiro proporcionado pela tecnologia. Os conceitos mais utilizados são o Valor Presente Líquido (VPL), o Tempo de Retorno (TR) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). O Tempo de Retorno (TR) é definido como o período de tempo requerido para recuperar o investimento inicial. No entanto, esta abordagem pode sobre-estimar o retorno financeiro, caso a taxa de desconto for desconsiderada, por esta razão, é aconselhável utilizar o Tempo de Retorno Descontado (TRD). Similar ao VPL e ao TRD, a TIR permite uma comparação econômico-financeira de performance entre regiões e tecnologias distintas, mas, se torna limitada quando esta comparação envolve projetos de escala e horizonte de tempo distintos (LANG et al., 2015). O uso da TIR é indicado quando há dificuldade em se fixar a taxa de desconto.

No Brasil, empresas que comercializam sistemas fotovoltaicos divulgam maciçamente as vantagens de se investir na autoprodução de energia elétrica utilizando os SFVCR, no âmbito da regulação da geração distribuída, em razão, principalmente, da constante queda dos preços dos módulos fotovoltaicos registrados a partir da década de 2010. O principal argumento usado recai no tempo de retorno, apontado normalmente como estando entre 5 e 8 anos (WASOLAR, 2019). Tal parâmetro é considerado, via de regra, para investimentos em geração distribuída em sistemas comerciais e residenciais. Por essa razão, essa tese utiliza o TRD como parâmetro principal para avaliar a viabilidade financeira das usinas instaladas no âmbito do Projeto IFRN-Solar.

Importa ressaltar que a instalação de um sistema fotovoltaico em uma unidade consumidora (conectado à rede) requer a aquisição de módulos, inversores, cabos, dispositivos de proteção, quadros elétricos, conectores, entre outros, os quais demandam um desembolso por parte dos investidores para que o sistema entre em operação. Esses conjuntos de aquisições correspondem ao denominado investimento inicial. Em funcionamento o sistema produz energia elétrica que pode ser disponibilizada para consumo próprio ou injetada na rede de distribuição local, caso a oferta temporalmente supere o consumo. No estudo aqui desenvolvido, todos os SFVCRs avaliados apresentam uma geração de energia inferior à demanda de eletricidade em cada sede do IFRN. Nesta condição de operação o retorno financeiro propiciado pelos sistemas fotovoltaico é contabilizado pelo produto entre a energia produzida e o preço do kWh praticado pela concessionária na área de concessão.

Vale destacar que ao longo do tempo de operação, o módulo fotovoltaico reduz a sua capacidade de produção a uma taxa de 0,8%/ano (HAMMAD et al., 2017), ao passo

que o preço da energia também varia com o tempo, com uma tendência de aumento, considerando a variação de preços impulsionada sobretudo pela inflação. Além disso, existem os custos de operação e manutenção durante a vida útil do sistema que devem ser considerados, influenciados também pela inflação. Abaixo, as equações (7), (8) e (9) descrevem o comportamento da geração de energia, do valor da tarifa de energia elétrica e dos custos de operação e manutenção, durante a vida útil do sistema fotovoltaico.

$$PVG_t = PVG \cdot [1 - DR \cdot (t - 1)] \quad (7)$$

$$EP_t = EP \cdot (1 + PVR)^{(t-1)} \quad (8)$$

$$O\&M_t = O\&M \cdot (1 + OMR)^{(t-1)} \quad (9)$$

Onde:

- PVG_t é a geração de energia do SFCR para o ano t (MWh);
- PVG é a geração de energia do SFCR para o primeiro ano de funcionamento (MWh);
- DR é a taxa de degradação do módulo fotovoltaico ao longo do tempo (%/ano);
- t é período representado em anos;
- EP_t é o preço médio da energia elétrica da rede no ano t (R\$/kWh);
- EP é o preço médio da energia elétrica da rede no primeiro ano de operação do SFV (R\$/kWh);
- PVR é a Taxa de Valorização do Preço da Energia Cobrada pela Rede (%);
- $O\&M_t$ é o custo de operação e manutenção dos SFCRs no ano t (R\$);
- $O\&M$ é o custo de operação e manutenção das usinas fotovoltaicas no primeiro ano de operação (R\$);
- OMR é a Taxa de Valorização do Custo de Operação e Manutenção (%).

Para a análise das equações acima, conhecer as taxas de valorização tanto do preço da energia elétrica quanto dos custos de operação e manutenção dos SFVs são essenciais, devendo-se, para tanto, utilizar a inflação como referência. Ocorre que, conforme pode-se rever na Tabela 7, no Capítulo 3, os SFCRs do Projeto IFRN-Solar foram implantados entre 2013 e 2017, sendo, portanto, necessário um valor de referência único a ser aplicado

para cada sistema como também para o conjunto de SFCRs como um todo, uma vez que esse trabalho investiga o retorno financeiro total do projeto e não apenas àquele correspondente a cada SFCR. Deve-se considerar também que o valor de inflação adotado não deve ser o do ano de instalação do SFCR, mas sim, a partir uma série histórica a qual delimita-se, para este trabalho, nos últimos 10 anos. Sendo assim, a partir dos dados disponíveis em DATA (2022) adota-se 6,07 % como média da inflação para o período de 2012 a 2021. Este valor é utilizado como referência para a Taxa de Valorização do Preço da Energia Elétrica (*PVR*) e para a Taxa de Valorização do Custo de Operação e Manutenção do Sistema (*OMR*), a cada ano.

Já o Preço Médio da Energia Elétrica no primeiro ano de operação (*EP*) considera o preço médio fora da ponta praticado pela concessionária local, em 2018, uma vez que a partir desse ano, todos os SFCRs estavam em pleno funcionamento. Os custos de operação e manutenção, por sua vez, consistem na limpeza regular, no monitoramento da performance e em substituição de inversores aproximadamente a cada 10 anos (HERNÁNDEZ-MORO; MARTÍNEZ-DUART, 2013). No entanto, a experiência vivida pelo Projeto IFRN-Solar mostra que, além das ações acima citadas, a substituição de equipamentos como Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPSs), fusíveis, terminais, módulos fotovoltaicos e reparos de inversores, ainda dentro do período de garantia, são também requeridos. A Tabela 10 mostra os custos iniciais de manutenção e de operação de cada SFCR do IFRN, tendo como referência o ano de 2018. Nela é possível observar diferenças nos valores referentes aos investimentos (R\$/kWp) e aos custos de *O&M* (R\$/kWp/ano), isso ocorre devido à diversidade e quantidade de módulos e de inversores adquiridos no Projeto IFRN-Solar, para cada sistema adotado.

Tabela 10 - SFCRs do Projeto IFRN-Solar: investimento inicial e custo de operação e manutenção.

SFCR	Investimento	Custo de O&M
	R\$/kWp	R\$/kWp/ano
Apodi	10.166,67	32,98
Caicó	8.819,93	32,98
Canguaretama	5.656,03	86,10
Ceará-Mirim	5.656,03	86,10
Currais Novos	5.762,41	86,10
Ipanguaçu	10.166,67	32,09
João Câmara	8.819,93	32,98
Lajes	6.400,00	49,91
Macau	10.742,14	34,85
Mossoró I	7.828,93	48,80
Mossoró II	7.828,93	36,75
Natal Central I	5.656,03	86,10
Natal Central II	6.805,68	87,11
Natal Cidade Alta	10.742,14	45,20
Natal Zona Norte I	7.828,93	48,80
Natal Zona Norte II	7.828,93	42,44
Nova Cruz	10.166,67	42,78
Parelhas	6.400,00	49,91
Parnamirim	10.742,14	34,85
Pau dos Ferros	6.704,55	32,98
Reitoria I	5.656,03	88,91
Reitoria II	7.828,93	42,44
Santa Cruz I	7.706,60	48,04
Santa Cruz II	7.828,93	42,44
São Gonçalo do Amarante	8.952,97	88,99
São Paulo do Potengi	5.656,03	86,10

Fonte: Produzida pelo autor.

A partir dos valores presentes na Tabela 10 **Erro! Fonte de referência não encontrada.** é possível calcular o tempo de recuperação do investimento por meio da equação (10), que representa o método do Tempo de Retorno Descontado (TRD), o qual é atingido quando o fluxo de caixa contabilizado até o período T se iguala ao investimento inicial I (R\$) considerando uma taxa de desconto r (%). O objetivo consiste em determinar o valor de T , para o qual o somatório se iguala ao investimento inicial I .

$$I = \sum_{t=1}^T \frac{PVG_t \cdot EP_t - O\&M_t}{(1+r)^t} \quad (10)$$

Em análise de investimentos, a proposição em um novo projeto deve avaliar se há uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) que servirá de referência para a tomada de decisão (MOREIRA et al., 2018). Essa taxa corresponde à taxa de juros disponível no mercado financeiro. Existem vários indicadores em que o investidor pode se basear, mas, no Brasil, a taxa de juros praticada no mercado se baseia na taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), determinada pelo Banco Central do Brasil, que foi, em média 8,47 %, nos últimos dez anos (BRASIL, 2022). Portanto, para o estudo em questão, esse valor é utilizado como o valor da taxa de desconto r .

4.5 Arranjo Centralizado x Descentralizado

Empresas ou instituições com múltiplas sedes ao planejarem a adoção de sistemas fotovoltaicos como forma de reduzir custos com a energia elétrica e impulsionarem ações voltadas à sustentabilidade devem ter atenção quanto aos arranjos adotados, de forma que estes promovam um maior retorno. A escolha por pulverizar os sistemas fotovoltaicos em suas diferentes sedes deve ser contraposta, em termos de estudos de avaliação de alternativas, a arranjos que concentrem os sistemas a serem instalados nos sítios que apresentem melhor performance técnica, e, por consequência, promovam maiores ganhos econômicos e ambientais. No caso do Projeto IFRN-Solar, adotou-se a estratégia de pulverizar os SFCRs em todas as suas sedes, localizadas em diferentes regiões do Estado do Rio Grande do Norte.

Nesta tese investiga-se a alocação dos sistemas fotovoltaicos nos sítios de melhor desempenho como forma de comparar o quão significativo mostram-se os ganhos tanto da geração de energia elétrica quanto o retorno financeiro ao investidor.

Assim, a partir de dados extraídos do *Global Solar Atlas* (BANK WORLD; ESMAP; SOLARGIS, 2021) foi possível obter dados meteorológicos das 21 sedes do IFRN que contém SFCRs, no âmbito do Programa IFRN-Solar. Tais informações estão representadas na Figura 38 onde se observa a magnitude de irradiação global horizontal, em kWh/m²/dia, e a temperatura média anual, em °C, de cada sede. As mesmas estão ordenadas de forma decrescente, considerando-se a irradiação como referência. De modo geral, visualiza-se que todas as sedes do IFRN possuem uma irradiação global horizontal superior a 5,50 kWh/m²/dia, com destaque para as cidades de Apodi, Pau dos Ferros e Caicó que possuem valores iguais a 6,10, 6,06 e 6,00 kWh/m²/dia, respectivamente, sendo, portanto, as três sedes com maior irradiação solar. Ainda na Figura 38, destaca-se também a cidade do Natal onde se localizam os *campi* Natal Central, Natal Cidade Alta e Natal Zona Norte, além da Reitoria, estando todas essas sedes entre as sete primeiras de maior irradiação solar. No tocante à temperatura média anual, os valores concentram-se entre 25,70 °C e 28,80 °C, onde as sedes em que há maior magnitude são Caicó, Ipanguaçu e Mossoró, enquanto que as menores estão em Natal, Canguaretama, Nova Cruz e Santa Cruz.

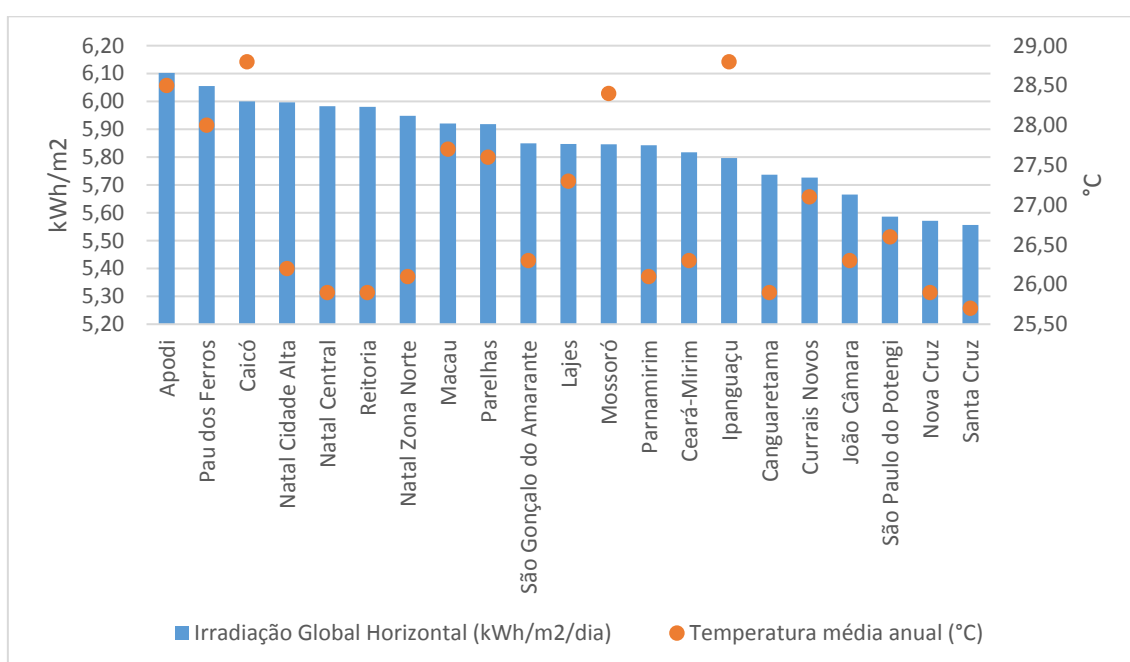


Figura 38 - Irradiação Global Horizontal e Temperatura Média Anual das sedes do IFRN contempladas no Projeto IFRN-Solar.

Fonte: elaborado pelo autor a partir de (BANK WORLD; ESMAP; SOLARGIS, 2021).

Contudo, para avaliar os ganhos das alternativas consideradas: *SFCRs Centralizados x SFCRs Descentralizados*, faz-se uso também de valores atualmente praticados nos investimentos em SFVs no Brasil, de acordo com BLUESOL (2021a, b) e

SOLAR (2021a, b), de modo a comparar o TRD a partir desses valores com aqueles registrados na data em que os SFVs do Projeto IFRN-Solar foram adquiridos. Além disso, esses valores de investimento inicial atuais são investigados considerando os SFCRs alocados nos sítios em que se encontram conforme o Projeto IFRN-Solar, como também redistribuídos naquelas regiões de maior irradiação solar. Deste modo, para contemplar as variantes descritas acima, são estruturados os cenários 1, 2 e 3, conforme detalhamento subsequente.

4.5.1 Cenário 1

Objetiva analisar os ganhos energéticos e financeiros obtidos, fundamentalmente, pela redistribuição dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar para as sedes de melhor desempenho. Assim, o total de kWp instalados, distribuídos originalmente em todas as sedes do IFRN, passam a ser realocados nos sítios de melhor rendimento energético, considerando, para tanto, a demanda máxima contratada dessas unidades, via concessionária de energia, uma vez que, segundo ANEEL (2012a), a potência instalada para micro ou mini geração própria de energia, em uma unidade consumidora, não pode ultrapassar tal demanda.

Nesse cenário, baseado na Irradiação Global Horizontal e Temperatura Média Anual das sedes do IFRN mostradas na Figura 38, as sedes de Apodi, Caicó, Pau dos Ferros, Natal Cidade Alta, Natal Central, Natal Zona Norte e Reitoria são denominadas de locadoras, pois estão aptas a receber os SFCRs de outras sedes desde que o montante instalado não ultrapasse a sua demanda máxima contratada.

Nesta condição, a distribuição dos kWp nesse arranjo está realizada conforme a Tabela 11, onde a sede de Apodi, além de permanecer com seu sistema original, ainda é adicionada a potência relativa ao sistema de Nova Cruz. Situação análoga ocorre com Caicó, Natal Zona Norte e Pau dos Ferros que recebem os SFCRs de Parelhas, São Gonçalo do Amarante e Santa Cruz I, respectivamente. As sedes Natal Cidade Alta e Reitoria permanecem com seus sistemas originais sem receber qualquer outro adicional. Em compensação, a sede Natal Central, por ser o maior *campus* do IFRN e aquele que possui maior a demanda contratada, tem a capacidade de receber uma maior potência instalada, por isso, abarca a potência dos demais SFCRs, não citados anteriormente.

Há de se observar ainda que, para o Cenário 1, os custos iniciais e de operação e manutenção dos SFCRs considerados, são os mesmos constantes no Projeto IFRN-Solar.

Isto quer dizer que, nesse cenário, possíveis ganhos obtidos, tanto de geração de energia quanto de retorno financeiro, serão frutos, exclusivamente, da melhor aptidão dos locais designados para a geração de energia à base da tecnologia fotovoltaica.

4.5.2 Cenário 2

Este arranjo tem o intuito de estimar os ganhos financeiros do IFRN, para o caso de o Projeto IFRN-Solar ser implementado a partir dos preços de revenda de sistemas fotovoltaicos praticados atualmente no mercado brasileiro. Nesta proposição, a distribuição dos kWp instalados é exatamente igual à do Projeto IFRN-Solar, como já demonstrado na Tabela 7. A diferença está no fato de que, no Cenário 2, os valores correspondentes aos investimentos originais são substituídos por preços médios praticados pelo mercado (BLUESOL, 2021a, 2021b; SOLAR, 2021a, 2021b), variando de acordo com a potência a ser instalada.

Conforme disposto na Tabela 11, os investimentos considerados no Cenário 2 - mostram-se mais atrativos para o investidor que àqueles praticados originalmente no projeto IFRN-Solar, refletindo, dessa maneira, as reduções nos preços dos sistemas solar fotovoltaicos registradas nos últimos anos. Por isso, para esse cenário, espera-se obter resultados, em termos energéticos, iguais aos já existentes, uma vez que a distribuição dos módulos fotovoltaicos é idêntica à dos SFCRs implantados. Com relação ao retorno financeiro, todavia, é expectado um resultado que expresse a queda nos preços dos SFCRs, refletidos no Cenário 2, sendo estes próximos à metade dos valores praticados nos casos encontrados no Cenário 1.

4.5.3 Cenário 3

Para esta configuração, deseja-se investigar o quão significativo são os retornos energético e financeiro, tendo-se como base a realocação dos kWp instalados, conforme proposta no Cenário 1 e, ao mesmo tempo, o valor de investimento inicial proposto no Cenário 2. Com isso, o resultado esperado, em termos energéticos, é igual àqueles esperados no Cenário 1, uma vez que a realocação dos módulos fotovoltaicos é a mesma para os dois cenários. Com relação ao retorno financeiro, porém, espera-se encontrar resultados atrativos que àqueles obtidos no Cenário 2, visto que o Cenário 3 difere deste, por distribuir os módulos fotovoltaicos nas sedes onde há maior produção anual de energia elétrica.

Tabela 11 - Redistribuição dos SFCRs nas sedes de maior irradiação global horizontal e diferentes investimento de acordo com a proposta dos Cenários 1, 2 e 3.

Sede locadora	SFCR alocado	Investimento Inicial (R\$/kWp)		
		Comum aos Cenário 1 e 3	Cenário 1	Comum aos Cenários 2 e 3
Apodi	Apodi		10.166,67	3.835,37
	Nova Cruz		10.166,67	3.835,37
Caicó	Caicó		8.819,93	3.881,48
	Santa Cruz II		7.828,93	4.033,52
Natal Central	Canguaretama		5.656,03	3.881,48
	Ceará-Mirim		5.656,03	3.881,48
	Currais Novos		5.762,41	3.881,48
	Ipanguaçu		10.166,67	3.881,48
	João Câmara		8.819,93	3.881,48
	Lajes		6.400,00	4.012,35
	Macau		10.742,14	3.835,87
	Mossoró I		7.828,93	3.835,37
	Mossoró II		7.828,93	4.012,35
	Natal Central I		5.656,03	3.881,48
	Natal Central II		6.805,68	3.835,37
	Parnamirim		10.742,14	3.835,37
	São Paulo do Potengi		5.656,03	3.881,48
Natal Cidade Alta	Cidade Alta		10.742,14	3.835,37
	Parelhas		6.400,00	4.012,35
Natal Zona Norte	São Gonçalo do Amarante		8.952,97	4.012,35
	Natal Zona Norte I		7.828,93	3.835,37
	Natal Zona Norte I		7.828,93	4.033,52
Pau dos Ferros	Santa Cruz I		7.706,60	3.835,37
	Pau dos Ferros		6.704,55	3.881,48
Reitoria	Reitoria I		5.656,03	4.012,35
	Reitoria II		7.828,93	4.033,52

Fonte: Produzida pelo autor.

No próximo capítulo estão expostos os resultados obtidos a partir da metodologia explanada aqui, enfatizando:

- i. o desempenho energético das sedes do IFRN a partir dos indicadores e das premissas 1, 2 e 3;
- ii. o tempo de retorno de investimento para todos os SFCRs e para o Projeto IFRN-Solar como um todo; a análise da centralização de SFVs nas sedes de maior irradiação global horizontal em comparação à pulverização destes como dispostos no Programa IFRN-Solar;
- iii. a análise de sensibilidade para o retorno do investimento, evidenciando-se a importância de fatores como investimento inicial, custos de operação e manutenção, taxa de degradação dos módulos, tarifa de energia e taxa de desconto.

CAPÍTULO V - AVALIAÇÃO DO PROJETO IFRN-SOLAR

5.1 Introdução

Este capítulo é dedicado à apresentação e análises dos resultados encontrados a partir do percurso metodológico descrito no capítulo anterior, cujo o objetivo é subsidiar a pesquisa no sentido de responder à questão central posta: é atrativo, do ponto de vista energético e econômico, uma empresa ou instituição de múltiplas sedes, que deseja adotar SFCRs como forma de diminuir o seu gasto com energia elétrica, distribuir sua instalação em suas diferentes unidades ou concentra-los naquelas sedes onde a região apresenta maior radiação solar?

Com esse intuito, a análise é realizada sob duas vertentes: a primeira, sob a ótica energética, avaliando os indicadores e premissas descritos na seção 4.3; e a segunda, é a econômica, cujos indicadores e métodos estão propostos na seção 4.4. O diagnóstico, porém, só é possível quando complementado pelos cenários propostos na seção 4.5. Os dados disponíveis para essa análise são oriundos do Projeto IFRN-Solar detalhados na seção 3.5.

5.2 Análise da performance energética de diferentes sedes a partir do Projeto IFRN-Solar

A análise energética para avaliar o desempenho dos SFCRs nas diferentes sedes do IFRN é usada como estudo de caso para aferir e explicitar as diferenças existentes entre as distintas localidades no tocante aos seus potenciais energéticos relacionados à produção de energia elétrica a partir da tecnologia fotovoltaica.

No caso do IFRN, são 21 sedes avaliadas a partir dos indicadores explanados na seção 4.3, quais sejam: i) Rendimento de Referência (Y_R); ii) Rendimento de Referência Corrigido (Y_{CR}); iii) Rendimento Final (Y_F), iv) *Performance Ratio* (PR); v) Fator de Capacidade (CF); e vi) Eficiência Global do Sistema (η_A). Em complemento, para subsidiar melhor o estudo é preciso que esses indicadores sejam interpretados considerando-se também as premissas 1, 2 e 3 (detalhadas na mesma seção) que trazem perspectivas de resultados tanto sob a ótica teórica – a partir de valores estimados – quanto de valores medidos.

Assim, inicia-se a análise a partir do Rendimento de Referência (Y_R) e do Rendimento de Referência Corrigido (Y_{CR}), fazendo uso dos valores anuais dessas duas

variáveis para cada SFCR do Projeto IFRN-Solar, considerando a Premissa 1, conforme apresentado na Figura 39.

Nesta premissa, objetiva-se conhecer o potencial energético de cada localidade, a partir das suas características climáticas, observando-se os resultados obtidos a partir de um SFCR padrão comum, instalado sob as mesmas condições, em todas as sedes. Esses indicadores representam quantidades de horas teóricas de sol pleno para obter a energia gerada nas condições *STC*.

Deste modo, na Figura 39, observa-se que o SFCR Apodi possui o maior valor de Y_R ao passo que o menor, se encontra no SFCR Nova Cruz. Além de Apodi, Pau dos Ferros, Caicó e Lajes, nessa ordem, apresentam os SFCRs de maiores valores de Y_R dentro do Projeto IFRN-Solar. Neste quesito, a cidade do Natal também merece destaque uma vez que os valores encontrados para as sedes Natal Central, Natal Zona Norte e Reitoria também estão entre as maiores. O mesmo se pode concluir sobre Parelhas. Relembrando que a Figura 39 expressa valores correspondente à Premissa 1, então, significa que as sedes de maior Y_R são aquelas onde existem as maiores radiações solares globais sobre o arranjo do SFCR ao longo do ano.

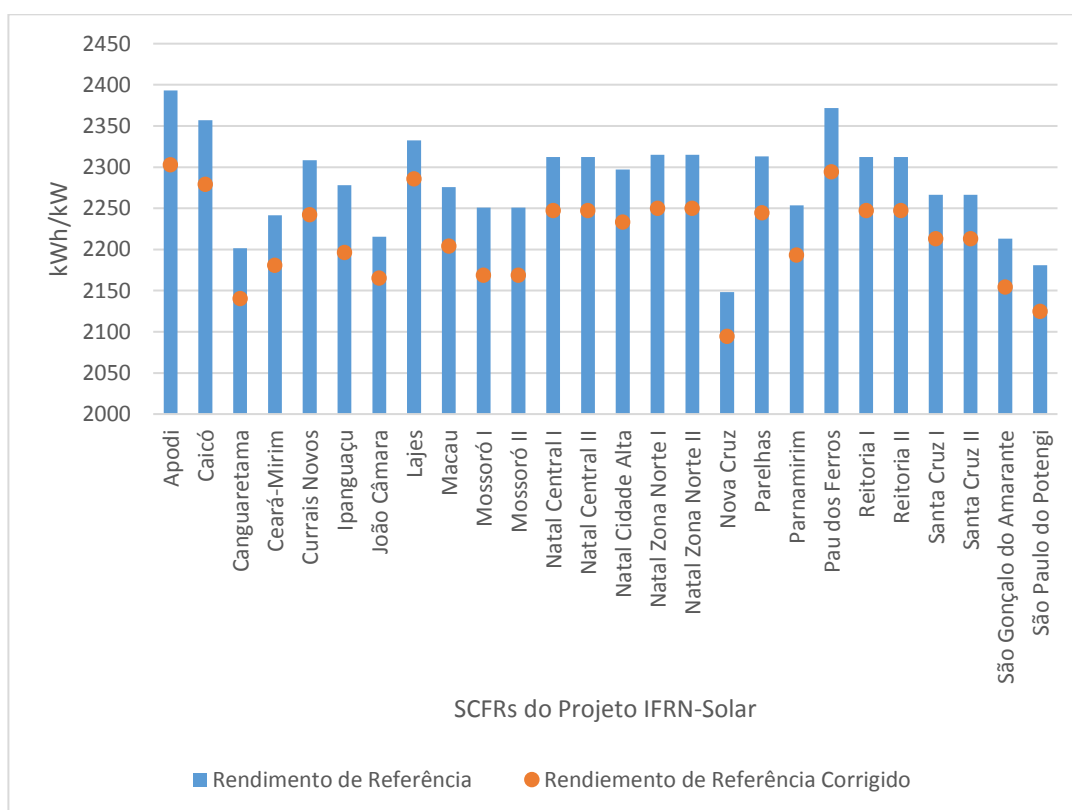


Figura 39 - Rendimentos de Referências (Y_{CR}) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando a Premissa 1.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Entretanto, para efeito de produção de energia elétrica, além da radiação, a temperatura ambiente do local afeta a temperatura do módulo fotovoltaico que por sua vez altera a produção de energia. Assim, o Rendimento de Referência (Y_R) é substituído pelo Rendimento de Referência Corrigido (Y_{CR}) que considera o efeito da temperatura e também está disponível na Figura 39. Assim, verifica-se que os Rendimentos de Referência Corrigidos de todos os SFCRs são inferiores ao mesmo indicador anterior em função do efeito da temperatura. Importante destacar que com os rendimentos corrigidos em função da temperatura local, Apodi continua como o SFCR de maior desempenho seguido por Pau dos Ferros, mas, em comparação com a situação anterior, Lajes superou Caicó. Pelo mesmo motivo, os SFCRs de Natal Central e Reitoria superaram levemente o de Parelhas. Sob essa mesma ótica, além de Caicó e de Parelhas, as elevadas temperaturas das cidades de Ipanguaçu, Macau e Mossoró também fizeram com que os seus rendimentos originais decaíssem mais acentuadamente que os das demais localidades.

Desse modo, o Y_{CR} se configura como um indicador mais adequado uma vez que considera o efeito da temperatura ambiente das localidades. Enquanto a Premissa 1 considera o mesmo SFCR comum a todas as sedes do Projeto IFRN-Solar, a Premissa 2 aprecia as informações de orientação, inclinação, modo de instalação e potências presentes entre a Tabela 7 e a Tabela 9 presentes no Capítulo 3, isto é, leva em conta os dados reais de campo dos SFCRs. Deste modo, é possível analisar os Y_{CR} dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar para as Premissas 1 e 2, através da Figura 40.

É se esperar que, para alguns casos, os Y_{CR} da Premissa 1 sejam superiores aos da Premissa 2, isso porque, no primeiro caso os arranjos estão alinhados com o norte e a inclinação padronizada em 10° (valor próximo ao valor da latitude de todas as sedes), ao passo que no segundo caso, os registros de orientação e de inclinação são os dados reais do Projeto IFRN-Solar. Assim sendo, verifica-se através da Figura 40, que em 20 dos 26 SFCRs, tal expectativa se confirma, enquanto em 4, o Y_{CR} na Premissa 2 é superior ao da Premissa 1 em João Câmara e em Macau, os rendimentos são rigorosamente os mesmos considerando-se as duas Premissas.

De modo geral, as inclinações dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar encontram-se compreendidas entre 3° e 17° , sendo a maioria delas de valores próximos à latitude do local. No tocante ao ângulo azimutal, este é bastante variável, uma vez que 14 SFCRs possuem uma única orientação que vai desde 27° L (Caicó) até 150° O (Mossoró II),

enquanto os arranjos dos demais 12 SFCRs estão orientados por 2 ou 4 ângulos azimutais. Recorrendo-se novamente à Figura 40 percebe-se os Y_{CR} da Premissa 1 são superiores aos da Premissa 2 para todos os casos em que os SFCRs possuem mais de um ângulo azimutal. Também se verifica uma superioridade mais acentuada dos Y_{CR} da Premissa 1 em relação aos da Premissa 2 para os casos em que os SFCRs possuem uma única orientação cujo valor é maior que 120° O, como é a situação de Mossoró II, Natal Zona Norte II e Santa Cruz II. Nesses três casos, quanto maior o ângulo azimutal a oeste, menor é o Y_{CR} da Premissa 2 em relação ao da Premissa 1. Cabe acrescentar que a inclinação do SFCR Mossoró II é de 17° e a de Natal Zona Norte II é de 13° , o que representa mais que o triplo e o dobro de suas latitudes, respectivamente, sugerindo que, a diminuição acentuada de seus Y_{CR} da Premissa 2 em relação ao da Premissa 1 está associada também ao maior distanciamento da inclinação em relação à latitude local.

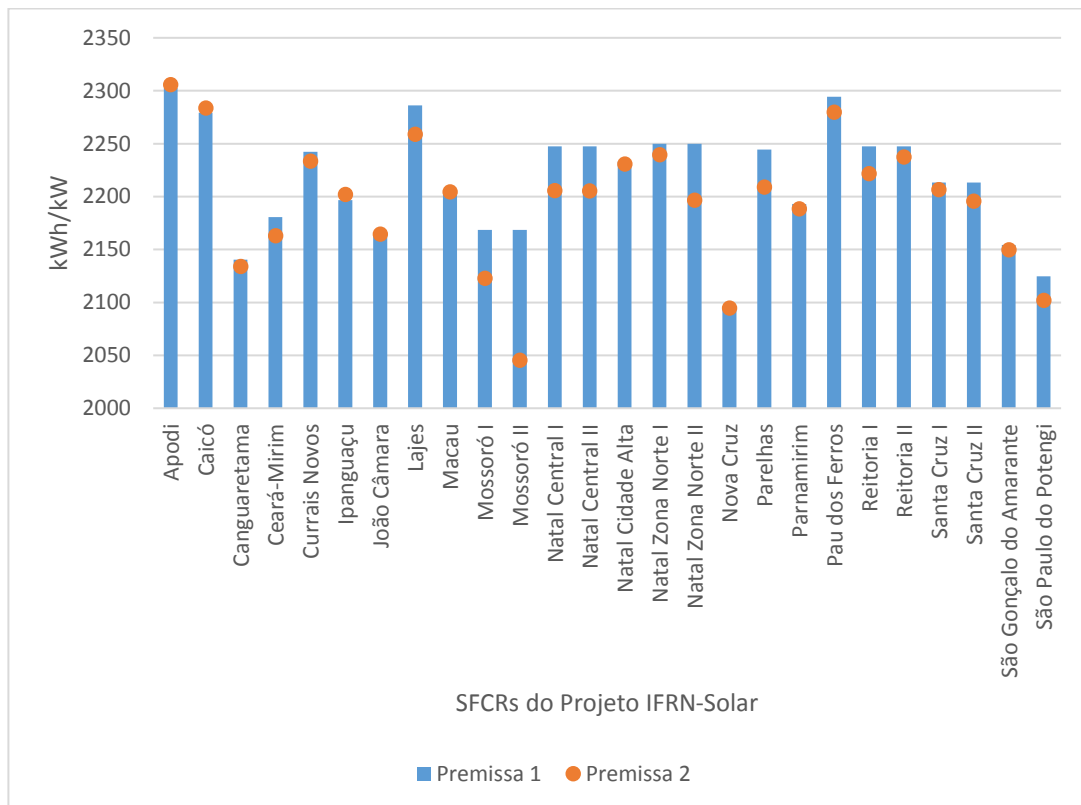


Figura 40 - Rendimentos de Referências Corrigidos (Y_{CR}) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1 e 2.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise da Figura 40 sugere que as inclinações próximas às latitudes locais associadas a ângulos azimutais de até 30° seja a leste ou a oeste, tem pouca influência

sobre a radiação solar global no plano do arranjo em relação à condição dita ideal⁴⁶. Por outro lado, a inclinação superior ao dobro da latitude associada a um ângulo azimutal superior a 120° a oeste incide em uma redução na radiação solar global sobre o arranjo. O mesmo ocorre quando os arranjos são dispostos em orientações com mais de um ângulo azimutal em comparação com outro arranjo, no mesmo local, que possui um único ângulo azimutal. Assim, do ponto de vista teórico do Y_{CR} , as sedes mais promissoras, em ordem decrescente, são: Apodi, Pau dos Ferros, Lajes, Caicó, Natal, Parelhas e Currais Novos. A análise do Y_{CR} para a Premissa 3 não foi realizada em função das sedes do Projeto IFRN-Solar não possuírem aparelhos de medição de radiação solar.

O Rendimento Final (Y_F), por sua vez, representa a razão entre a energia (kWh) efetivamente ofertada por um sistema fotovoltaico e a sua capacidade máxima de potência (kW), que considera, para tanto, as condições climáticas do local, o modo de instalação, a orientação, a inclinação, a potência e a tecnologia dos módulos, a potência e o rendimento dos inversores e as perdas existentes ao longo do processo. A Figura 41 detalha o comportamento desta variável nos SFCRs do projeto IFRN-Solar. Nela, observa-se que, a exemplo do que acontece para o Y_{CR} , existem diferenças nos Y_F , quando comparados para as Premissa 1 e 2 na mesma localidade. Tais diferenças são determinadas pelas mudanças de orientação, inclinação e modo de instalação dos módulos. Contudo, quando se compara os Y_F de sedes distintas, os valores são influenciados decisivamente pelas condições climáticas de cada localidade.

Na Figura 41 constata-se que os valores de Y_F para as Premissas 1 e 2, de um mesmo SFCR, são muito próximos com diferenças mínimas entre si, onde a maioria dos casos apontam magnitudes maiores para a Premissa 1, mas, há também situações em que os valores da Premissa 2 são maiores, o que sugere que as inclinações e orientações existentes nos SFCRs do Projeto IFRN-Solar pouco interferem na produção de energia CA em comparação com os valores de referência colocados para a Premissa 1. Os casos de maior diferença estão naquelas sedes onde os painéis estão dispostos em um azimute superior a 120° ou quando o arranjo está orientado sob dois ou mais azimutes. Entretanto, quando se compara os Y_F teóricos entre as sedes, a Figura 41 mostra que a cidade do Natal tem a maior produção de energia por unidade de potência instalada, conforme percebe-se

⁴⁶ O posicionamento ideal dos painéis fotovoltaicos para localidades do hemisfério sul é estarem voltados para o norte (ângulo azimutal igual a 0°) e a inclinação deve ser igual à da latitude.

através das sedes Natal Central, Natal Cidade Alta, Natal Zona Norte e Reitoria. As sedes de Apodi, Caicó, Currais Novos, Lajes e Pau dos Ferros também estão entre as de melhor Y_F teórico.

Na Figura 41 observa-se que para a Premissa 3, que considera os valores de energia medidos nos SFCRs do Projeto IFRN-Solar desde o início de suas operações, para a maioria das localidades, o Y_F apresenta magnitude inferior aos valores teóricos (Premissas 1 e 2). Tal resultado é compreensível pois os valores obtidos na Premissa 3 consideram as perdas reais existentes, que vão desde um tempo de insolação inferior ao esperado a impurezas depositadas nos módulos, passando por ocorrência de falhas em alguns dispositivos. A esse respeito, cabe destacar que a partir da experiência do Projeto IFRN-Solar, as instituições com múltiplas sedes que desejarem implementar SFCRs em suas instalações, precisam contar com uma equipe de técnica de pessoal dedicada a esses sistemas, de modo a efetuar o monitoramento e a implementar a manutenção preventiva a fim de reduzir as intercorrências que provocam a interrupção, parcial ou total, momentânea ou intermitente, da geração de energia, bem como, para obter maior retorno financeiro desejado com o investimento.

Em que pese o fato de os Y_F da maioria dos SFCRs estarem abaixo dos valores nominais, pelas possibilidades elencadas acima, os valores de Ceará-Mirim, Mossoró I, Natal Central I, Reitoria I e Santa Cruz I sugerem que interrupções na geração ocorreram, ainda que pontuais, uma vez que, algumas dessas sedes apresentaram melhor desempenho em outros SFCRs instalados nestas, submetidos às mesmas condições climáticas. Não obstante, o caso mais reluzente é do SFCR Canguaretama onde o resultado medido é quase 28% menor que o valor teórico, o pior caso, sugerindo que problemas técnicos intermitentes possam estar acontecendo. Além disso, é importante destacar que esse SFCR está instalado no solo próximo a prédios e a uma área de vegetação, o que pode estar acarretando sombreamento.

Os Y_F medidos dos SFCRs de Apodi, Caicó, Macau, Natal Central II e Reitoria II igualaram ou superaram os valores teóricos nominais. Por se tratar de sistemas bem distintos entre si, no tocante ao modo de instalação, orientação, inclinação e tecnologia dos módulos e de inversores, tal resultado sugere que houve poucas intercorrências nesses sistemas a ponto de não prejudicar a geração de energia.

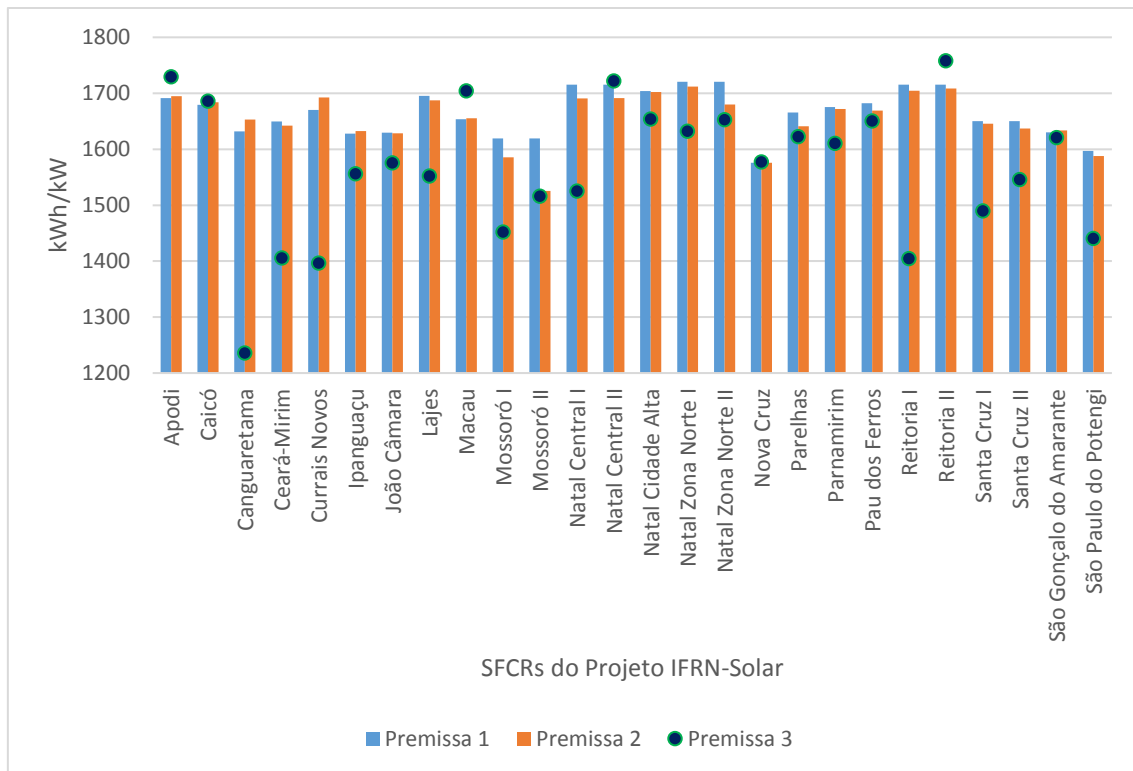


Figura 41 - Rendimentos Finais (Y_F) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborada pelo autor.

É importante pontuar a realidade verificada nas sedes de Mossoró, Natal Central, Natal Zona Norte, Santa Cruz e Reitoria onde cada uma possui dois SFCRs distintos. Nesses locais o Y_F medido, tomando como referência a Premissa 3, foi diferente para os SFCRs nelas instalados, mesmo estes estando submetidos às mesmas condições climáticas. Uma constatação é de que, nessas sedes, os SFCRs de maior Y_F são aquelas que apresentam os módulos de maior eficiência de conversão e/ou menor número de inversores, sugerindo que esse quantitativo menor, proporciona menos perdas.

O *Performance Ratio (PR)*, outro parâmetro importante, representa a proporção do quanto de Y_{CR} pode ser materializado em Y_F , ou seja, este indicador é capaz de inferir sobre os efeitos globais das perdas na produtividade do sistema. Na análise feita, comparando-se o *PR* para as Premissas 1 e 2, pode-se entender que as perdas que ocasionam as diferenças de valores encontrados para cada SFCR do Projeto IFRN-Solar, são oriundas das condições climáticas de cada localidade, bem como, da orientação, da inclinação e do modo de instalação dos painéis fotovoltaicos, pois as perdas elétricas⁴⁷

⁴⁷ Entre as quais podemos citar: sujeira nas placas, sombreamento, incompatibilidade, fiação, conexões.

são comuns para todos os sistemas, em ambas as premissas, e padronizadas em 14,08% pelo PVWatts. A Figura 42 apresenta o *PR* dos SFCRs para as Premissas 1 e 2. Nela, verifica-se que, do ponto de vista teórico, todas as sedes do IFRN apresentam valores de *PR* consideravelmente próximos quando comparadas as Premissas 1 e 2, para um mesmo SFCR, sendo as maiores diferenças encontradas de 1,2% e 1,3% para os SFCRs Canguaretama e Currais Novos, respectivamente, enquanto que em 17 deles, os valores praticamente coincidem. Registra-se que os painéis dos SFCRs Canguaretama e Currais Novos foram simulados, na Premissa 1, como estando sobre o teto, e na Premissa 2, os arranjos estão dispostos no solo, situação que condiz com a realidade encontrada no Projeto IFRN-Solar. Em média, o *PR* para a Premissa 1 é 75,2%, enquanto que para a Premissa 2 é 75,4%. As sedes Natal Central, Natal Cidade Alta, Natal Zona Norte e Reitoria, todas situadas na cidade do Natal, apresentam os *PR* mais altos, considerando a Premissa 1 e a diferença encontrada em relação à Premissa 2 se deve às mudanças de orientação e inclinação dos módulos.

É importante destacar que o *PR*, matematicamente, representa a razão entre o Y_F e o Y_R , onde o primeiro trata da geração de energia por unidade de potência instalada e o segundo, da radiação solar sobre a irradiância nas condições *STC*. Isto não afiança que aquelas sedes de maior *PR* são necessariamente as mais indicadas para a instalação de SFCRs. A análise precisa considerar também as duas variáveis que o compõe, pois, a proporção entre Y_F e Y_R de uma sede A pode ser menor que a da sede B, mas, os valores absolutos de cada variável da sede A podem ser superiores aos mesmos parâmetros da sede B, e nesse caso, a sede A se mostra mais atrativa porque tanto a radiação sobre os arranjos quanto a energia gerada por unidade de potência serão maiores. Por essa razão, concluiu-se que o *PR* não é um indicador adequado quando se deseja comparar o desempenho de localidades distintas para a implantação de um SFCR.

Reportando-se à Figura 42 percebe-se esse exemplo através das sedes Apodi, Caicó e Pau dos Ferros que apresentam os menores *PR*, mas, em compensação, exibem Y_R e Y_F superiores à maioria das outras sedes, conforme se pode verificar nas Figuras Figura 40 e Figura 41, respectivamente. Do ponto de vista teórico, isso significa que as perdas globais, nesses locais, são percentualmente maiores, contudo, continuam sendo sítios apropriados para a produção fotovoltaica, uma vez que a geração de energia, neles, está entre as mais elevadas. Nestes termos, a análise mostra que, tais perdas, não se vinculam às tecnologias dos módulos, às perdas elétricas, ou ao rendimento dos inversores, mas sim, às

características climáticas desses locais. Ou seja, embora possuam os maiores potenciais de radiação solar, a combinação com outros fatores locais como temperatura, pressão, umidade, altitude e velocidade dos ventos, por exemplo, resultam em um *PR* teórico inferior em relação a outras sedes. Em compensação, importa salientar que essas mesmas características creditam, a esses locais, maior atratividade, em termos de geração de energia por unidade de potência.

A análise do *PR* para a Premissa 3 não foi possível em razão das sedes do Projeto IFRN-Solar não possuírem aparelhos de medição de radiação solar.

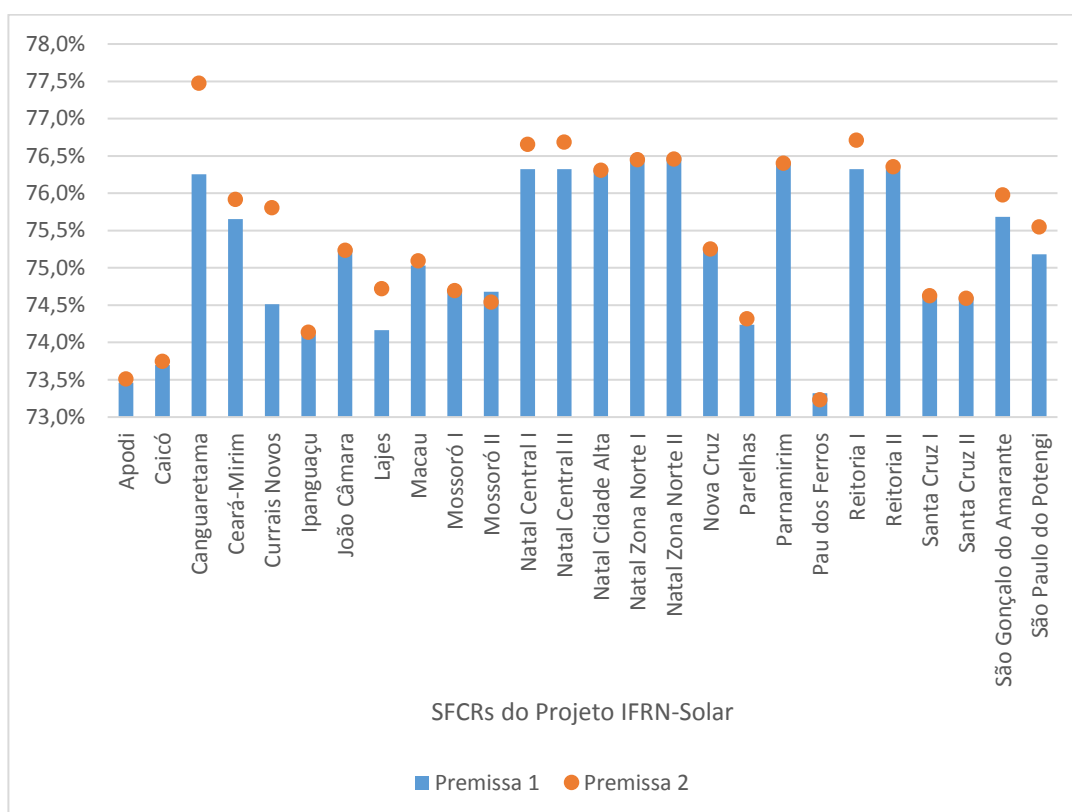


Figura 42 - Performance Ratio (*PR*) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1 e 2. Fonte: Elaborada pelo autor.

O Fator de Capacidade (*FC*) é outro indicador utilizado para a análise nesta tese, o qual demonstra a quantidade, em termos percentuais, de energia produzida ao longo do ano, sob as condições de potência máxima do sistema. Através da Figura 43, é possível analisá-lo, tendo-se como referência os SFCRs do Projeto IFRN-Solar sob a ótica das Premissas 1, 2 e 3. Assim, o *FC* médio para a Premissa 1 é de 19% sem grandes variações entre o maior e o menor valor registrado, que estão nas sedes da cidade do Natal, com 19,6%, e em Nova Cruz, com 18%, respectivamente. Os SFCRs de Apodi, Caicó, Pau

dos Ferros e Lajes também estão entre aqueles de maior *FC* considerando-se particularmente a Premissa 1.

Os valores de *FC* registrados para a Premissa 2 são, em média, 18,9% e estão muito próximos daqueles encontrados para a Premissa 1 avaliando-se cada SFCR individualmente. Em doze casos, o valor para a Premissa 1 é maior, mas, em outros três, a superioridade é para a Premissa 2, enquanto que em outros onze, o resultado é igual. As maiores diferenças pró Premissa 1 estão em Mossoró II e em Natal Zona Norte II com 1,1% e 0,4%, respectivamente. Os painéis desses SFCRs estão inclinados a mais de 12° e orientados a mais de 130° O, o que sugere alguma influência negativa, desses valores de inclinação e orientação na geração de energia elétrica. Já os casos em que as diferenças pró Premissa 2 estão localizados em Canguaretama (0,3%), Currais Novos (0,2%) e São Gonçalo do Amarante (0,1%). Os painéis de Canguaretama e de Currais Novos estão com a mesma inclinação para as duas premissas, porém, dispostos na cobertura para a Premissa 1, e no solo para a Premissa 2. Já a diferença em São Gonçalo do Amarante está no fato de os painéis se encontrarem a 10° e a 7° de inclinação, nas Premissas 1 e 2, respectivamente, o que acarretou um *FC* maior na situação em que a inclinação é menor, mais próxima à latitude. Assim, as diferenças entre os *FC* encontradas para as Premissas 1 e 2 se devem basicamente a inclinação, orientação e modo de instalação dos painéis fotovoltaicos.

No que concerne à Premissa 3, o *FC*, para a maioria dos casos, mostra-se inferior ao valor teórico estimado na Premissa 2, onde a média é de 17,8%. Como a Premissa 3 se refere a medições reais, é provável que se obtenha valores abaixo do teórico por várias razões, desde períodos chuvosos mais prolongados até defeitos existentes em placas, módulos, conexões, dispositivos de segurança e inversores, ou até sujeira acumulada por longos períodos. Contudo, os registros mais destoantes estão nos SFCRs de Canguaretama, Currais Novos, Ceará-Mirim, Lajes, Mossoró I, Natal Central I, Reitoria I, Santa Cruz I e São Paulo do Potengi. Para estas localidades, dada a forte divergência entre os valores teóricos e medidos, faz-se necessário uma investigação mais pontual nesses locais, para revelar as variáveis e razões explicativas de tais discrepâncias. Por outro lado, os SFCRs de Caicó e Nova Cruz registram os mesmos valores de Fator de Capacidade estimado, enquanto os SFCRs de Apodi, Macau, Natal Central II e Reitoria II superaram os valores estimados.

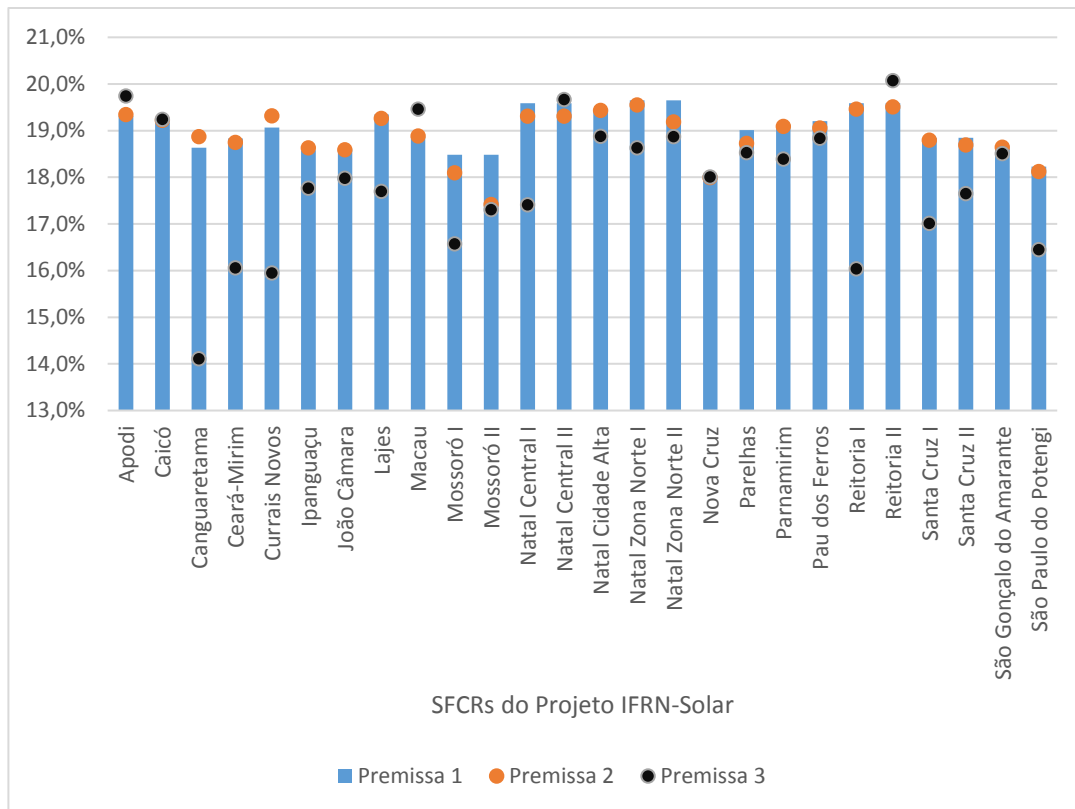


Figura 43 - Fator de Capacidade (FC) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborada pelo autor.

A Eficiência Global Anual do Sistema (η_A), por sua vez, avalia o percentual de radiação solar incidente sobre o arranjo fotovoltaico que é convertida em energia elétrica em CA na saída do inversor, ponderando também a área do arranjo fotovoltaico. Nela, considera-se todas as perdas ocorridas durante o processo, que vai desde a captação de luz até a eletricidade gerada em CA ofertada na saída do inversor, assim como, a eficiência de conversão do módulo. A Figura 44 apresenta o comportamento desse indicador, para os SFCRs do Projeto IFRN-Solar, contemplando-se as Premissas 1 e 2.

Na Premissa 1, registra-se pouca diferença de valores de η_A entre os SFCRs do Projeto IFRN-Solar, isso porque, nessa premissa, o sistema fotovoltaico proposto (potência, inclinação, orientação, modo de instalação, eficiência do inversor, etc.) é o mesmo para todas as sedes, inclusive a área do arranjo. A diferença está na energia gerada, na radiação sobre os módulos e na capacidade que estes têm de convertê-la em energia elétrica. Ocorre que os locais que possuem uma maior radiação têm potencial de gerar uma maior quantidade de energia em uma proporção menor em relação ao seu potencial, que os locais de menor radiação, quando se usa a radiação teórica como referência. Isso

explica o fato de o SFCR de Apodi apresentar uma η_A menor que o de São Paulo do Potengi, mesmo gerando mais energia por unidade potência instalada.

Na análise de η_A referente à Premissa 2, quando se compara os resultados obtidos em relação à Premissa 1, observa-se que existem três grupos distintos de SFCRs: 1) aqueles em que os valores da Premissa 2 são menores que o da Premissa 1; 2) aqueles em que os valores das Premissas 1 e 2 são iguais; e 3) aqueles onde os valores da Premissa 2 são superiores aos da Premissa 1. No primeiro caso, que representa a maioria, consta-se que os módulos fotovoltaicos dos diferentes SFCRs desse grupo possuem eficiência máxima de conversão inferiores a 16,47% e que, quanto menor esse parâmetro, menor é a η_A . É o caso dos SFCRs Caicó, Canguaretama, Ceará-Mirim, Currais Novos, João Câmara, Lajes, Natal Central I e II, Parelhas, Pau dos Ferros, Reitoria I, São Gonçalo do Amarante e São Paulo do Potengi. Para o segundo caso, verifica-se que todos os SFCRs que apresentam η_A iguais para as Premissas 1 e 2, usam o módulo CS6P-265P cuja eficiência máxima de conversão é de 16,47%, o mesmo valor de referência usado na Premissa 1 (comum a todos). Esta situação é encontrada para os SFCRs Mossoró I e II, Natal Cidade Alta, Natal Zona Norte I e II, Parnamirim, Reitoria II, Santa Cruz I e II. Para o terceiro caso, em que a η_A para a Premissa 2 é superior ao da Premissa 1, os SFCRs Apodi, Ipanguaçu e Nova Cruz utilizam o módulo CS6K-280M cuja eficiência máxima de conversão é de 17,11%. Desde modo, percebe-se a íntima relação entre a η_A com a eficiência máxima de conversão do módulo. Por esta razão, concluiu-se que a Eficiência Global do Sistema não é um indicador dos mais adequados para se comparar o desempenho das localidades quanto à implementação de SFCRs, sendo mais indicado para se monitorar o comportamento do sistema.

A análise da η_A para a Premissa 3 não foi possível em razão de, nas sedes do Projeto IFRN-Solar, não existirem equipamentos de medição de radiação solar.

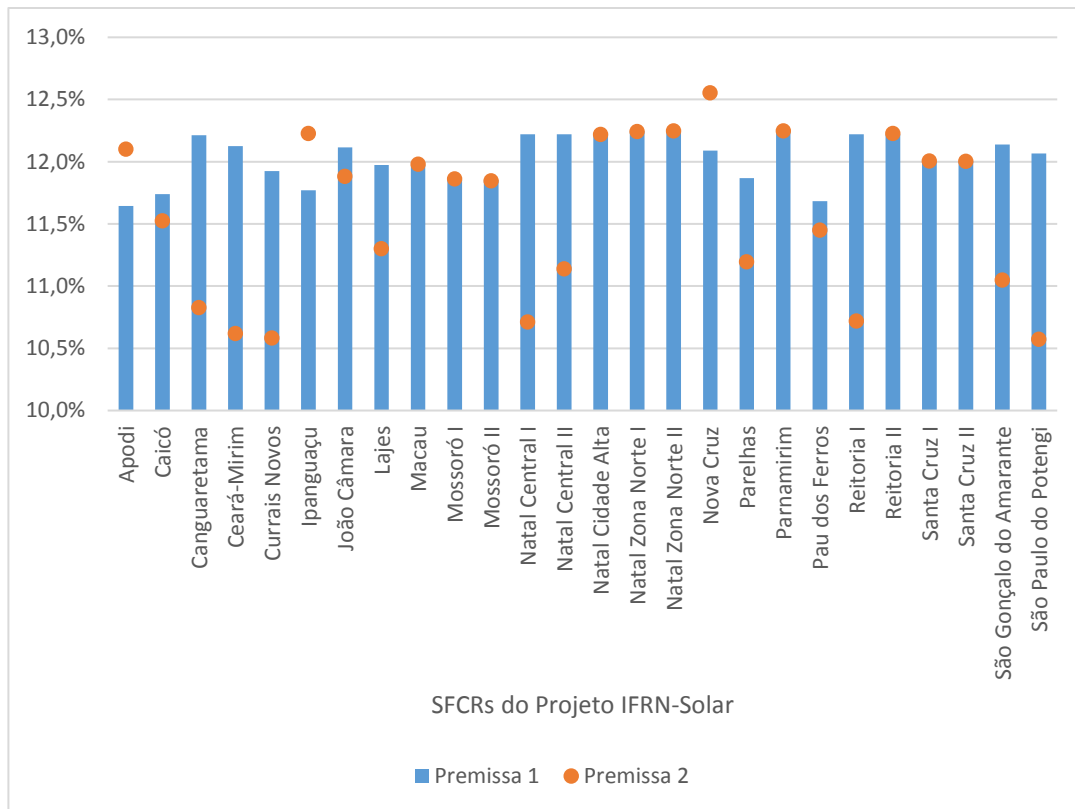


Figura 44 - Eficiência Global Anual (η_A) dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar considerando as Premissas 1 e 2.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como forma de subsidiar a pesquisa, a qual orienta-se a investigar as vantagens de se alocar SFVs nos locais de melhor desempenho ou pulveriza-los em todas as sedes disponíveis em instituição ou empresa qualquer, recorreu-se aos indicadores consolidados na literatura para avaliar a performance dos sítios do Projeto IFRN-Solar e identificar àqueles mais adequados ou recomendados para a instalação dos SFVs.

A análise mostra que o PR e a η_A não estão exatamente entre os mais indicados para avaliar o desempenho das localidades. O primeiro, pode apontar uma proporção desfavorável entre o Rendimento Final (Y_F) e a radiação global incidente no plano do arranjo, levando-se a acreditar na baixa eficiência, mas, nesse mesmo caso, pode ocorrer de o Y_F ser elevado, o que é bastante desejável. Por essa razão, o PR , quando analisado isoladamente, não se mostra confiável para apontar o potencial de geração de uma localidade comparativamente a outro aproveitamento. Este indicador, contudo, mostra-se mais apropriado quando utilizado para analisar o rendimento de um mesmo sistema, em períodos distintos. Por razões similares, e pelos argumentos expostos no decorrer dessa seção, a η_A também se mostra mais adequada à comparação de diferentes sistemas submetidos às mesmas condições climáticas para um mesmo período de tempo.

Por outro lado, o Y_R ou o Y_{CR} se mostram bastante adequados à investigação em curso, pois trazem a radiação global no plano do arranjo sob condições *STC*, para cada localidade. Valores elevados de Y_R se traduz majoritariamente em importante produção de energia por unidade potência instalada.

O Y_F e o FC por sua vez permitem observar não só a importância da radiação solar de cada localidade, mas também, o efeito da temperatura e que outros parâmetros locais como a velocidade do vento, pressão, altitude e umidade, por exemplo, podem também influenciar na conversão fotovoltaica.

A pesquisa mostra que os módulos, para que se obtenha uma maior produção de energia, devem estar sob a orientação de um único ângulo azimutal e não superior a 120° . O mesmo vale para uma inclinação mais próxima possível da latitude do local. Quando isso acontece associado a um azimutal inferior a 30° , os resultados também se mostram favoráveis.

Os valores medidos apontam que os SFCRs com o menor número de inversores têm o desempenho melhor comparado a outro sistema situado na mesma sede. Da mesma forma, para aqueles que contam com módulo de maior eficiência de conversão. As medições trazem ainda um alerta sobre a necessidade de monitoramento e manutenção preventiva dos SFCRs, pois, em que pese o fato de os valores reais ficarem abaixo dos estimados ser compreensível, há situações em que os resultados estão muito aquém, em especial, em Canguaretama.

Por fim, a pesquisa mostra que, considerando-se as várias análises, as sedes de Apodi, Pau dos Ferros, Caicó e Natal estão entre aquelas que apresentam melhor desempenho. A ordem posta, coincide exatamente com ordem decrescente de radiação solar global anual conforme exposta na Figura 38, o que demonstra a congruência entre a pesquisa e o proposto pela literatura. Contudo, os resultados mostram que Natal apresenta o melhor Y_F dentre todas, o que também se mostra compreensível ao se averiguar a sua temperatura média em relação a das outras três sedes. Assim, a indicação para se descobrir as localidades de melhor desempenho energético não deve se limitar a observar a radiação solar, mas, a buscar respostas mais precisas a partir de ferramentas computacionais onde se possa alocar dados dessa localidade e dos sistemas pretendidos.

5.3 Tempo de retorno do investimento

A avaliação do Tempo de Retorno dos investimentos, também conhecido como *payback*, é um dos indicadores mais comuns e importantes para a tomada de decisão em investir em SFVs. Esta seção traz o resultado desse estudo no tocante à aquisição dos SFCRs do Projeto IFRN Solar, por meio do Método do Tempo de Retorno Descontado (TRD). O resultado final alcançado pelo referido método depende de diferentes variáveis a exemplo: da taxa de degradação anual dos módulos; da energia gerada pelo sistema ao longo de sua vida útil; do preço da energia nesse mesmo período; dos índices inflacionários; da taxa de desconto; dos custos de operação e manutenção; e do investimento inicial.

É importante reforçar que esta análise considera os valores percentuais das taxas de: degradação dos módulos (0,8 %); valorização do preço da energia elétrica cobrada pela distribuidora (6,07 %); valorização do custo de operação e manutenção (6,07 %); e da taxa de desconto (8,47 %). Estando os mesmos já elucidados e justificados na Seção 4.4. Outro ponto importante é que o valor cobrado pela concessionária é um valor médio de R\$ 0,4225/kWh, tendo o ano de 2018 como referência, pois a partir dele, todos os 26 SFCRs do Projeto IFRN-Solar estavam em plena operação. O investimento inicial e o custo de manutenção e operação de cada SFCR estão presentes na Tabela 10.

Outro registro é que, nesse primeiro momento, considera-se a energia gerada a partir das medições extraídas dos sistemas supervisórios do Projeto IFRN-Solar, isto é, trata-se das gerações reais de energia elétrica providas por cada SFCR estudado. Tais valores refletem as condições reais de radiação solar, temperatura, condições de manutenção, desempenho dos módulos e de inversores aos quais esses sistemas estão submetidos. Estas medições associadas aos dados e informações descritos acima trazem um primeiro diagnóstico sobre o tempo de retorno do investimento do Projeto IFRN-Solar exposto na Figura 45.

Os resultados mostram que o tempo de retorno do investimento dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar está acima dos períodos publicizados pelos agentes de mercado (fabricantes, montadores, comercializadores, ...), compreendido entre 5 e 8 anos (WASOLAR, 2019). Para as condições citadas, o SFCR de melhor *payback* é o de Parelhas com 13,28 anos, ao passo que quatro deles, Ipanguaçu, Nova Cruz, Natal Cidade

Alta e Parnamirim, ultrapassam, ligeiramente, os 25 anos, o que quer dizer que não se pagam considerando que este é o tempo de vida útil estimado dos painéis fotovoltaicos.

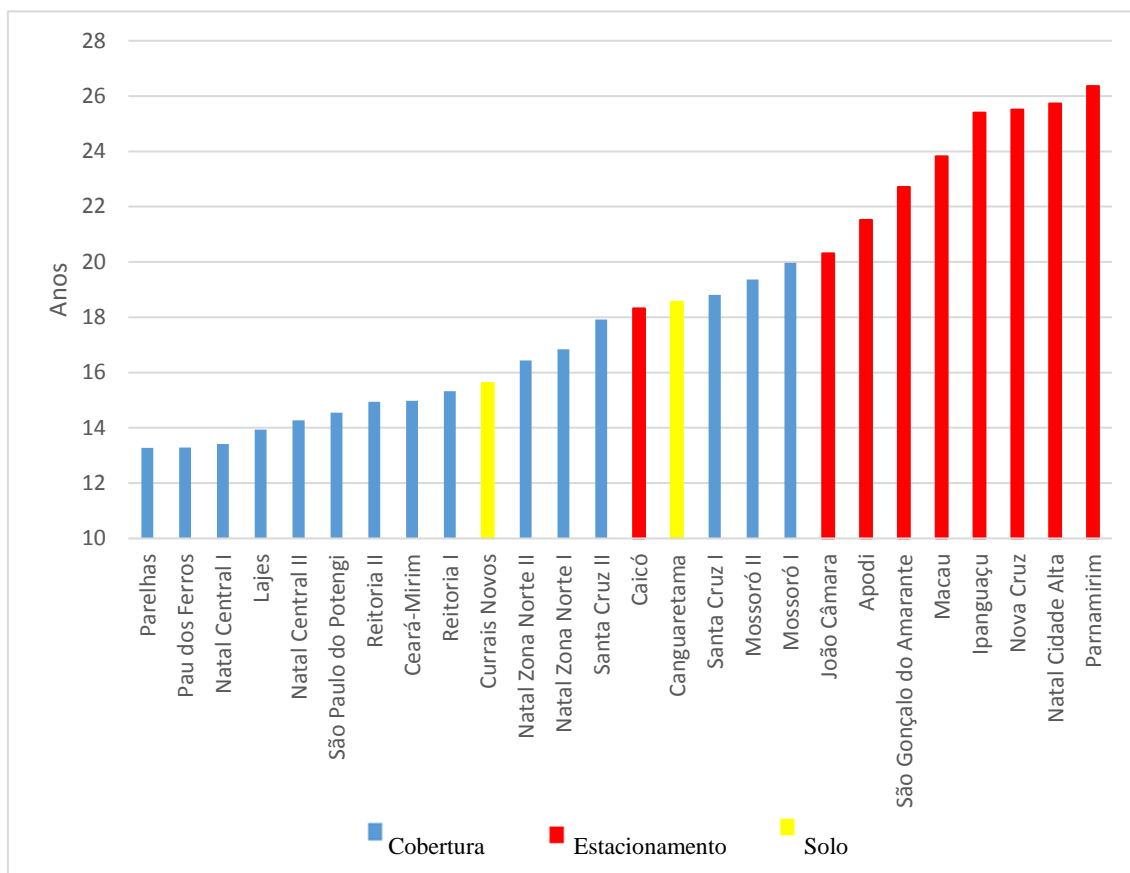


Figura 45 - *Payback* dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar a partir de medições de campo.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Um fator considerável na análise desses resultados é a taxa de desconto que, de acordo com a Equação (10), pressiona a receita para valores menores a cada ano, fazendo com que o retorno ocorra em um tempo maior. Quanto maior é o valor da taxa de desconto, menor é a receita a cada ano. O valor de 8,47 % adotado para a taxa de desconto influencia decisivamente no patamar dos *paybacks* dos SFCRs estudados.

Entretanto, a diferença encontrada entre os *paybacks* da Figura 45 se deve fundamentalmente ao preço do investimento do kWp, além dos custos de operação e manutenção e do Rendimento Final (Y_F), de cada SFCR, uma vez que as demais variáveis que compõem o TRD são comuns a todos. A magnitude do investimento inicial é o fator de maior relevância. Os cinco SFCRs de maior *payback* tem o investimento superior a R\$ 10.000,00/kWp, enquanto que os cinco SFCRs de menor *payback* apresentam custo de investimento, variando entre R\$ 5.600,00/kWp, a R\$ 6.800,00/kWp.

Entre os SFCRs de mesmo investimento, verifica-se situações em que os custos de O&M são de tal monta que superam os ganhos auferidos pelos seus Y_F , isto é, aqueles com maior custo de O&M apresentam maiores *paybacks*. É o caso do SFCR Nova Cruz, cujo *payback* supera o de Ipanguaçu, mesmo tendo um Y_F maior que este. Por outro lado, registra-se situações em que, para o mesmo investimento inicial, o Y_F se mostra mais relevante para a formação do *payback* do que os custos de O&M. Como verificado para o caso da Reitoria I em relação a Canguaretama, e da Reitoria II em relação a Mossoró II. O Y_F foi relevante ainda, naqueles casos em que dois ou mais SFCRs possuem o mesmo investimento inicial e o mesmo custo de O&M, ficando com o menor *payback* aquele que apresenta maior Y_F . Esse é o caso do SFCR Caicó em relação a de João Câmara e de São Paulo do Potengi em relação à Ceará-Mirim.

Na análise do retorno do investimento, o modo de instalação dos arranjos fotovoltaicos também tem se mostrado decisivo na influência sobre o *payback*. Nas unidades em que se optou por instalar os sistemas fotovoltaicos, no estacionamento, o *payback* de menor valor foi o SFCR de Caicó com 18,32 anos e o de maior foi o SFCR de Parnamirim com 26,36 anos. O kWp de sistemas no estacionamento, no caso do Projeto IFRN-Solar está entre os mais caros, em razão de, nas unidades em que foram instalados, não haver estacionamento anteriormente nos locais de instalação, o que trouxe o valor da construção para o preço final do SFCR. Assim, concluiu-se que, ao se optar por construir um estacionamento para alojar painéis fotovoltaicos, deve-se observar que o tempo de retorno do investimento se prolongará, o que deve ser considerado pelo investidor. Situação bem diferente quando da opção por instalá-los na cobertura ou no solo. Como resultado, os treze sistemas de menor *payback* foram instaladas na cobertura ou no solo, ao passo que, os oito sistemas de maior *payback* foram fixados em estacionamentos. A Figura 45 diferencia os SFCRs por cores no tocante ao modo de instalação, seja cobertura, estacionamento ou solo.

O estudo ainda mostra que o Projeto IFRN-Solar como um todo, sob as mesmas condições abordadas acima, apresenta um *payback* geral é de 18,38 anos. Desde 2013 com a aquisição do primeiro SFCR destinado à Reitoria e posteriormente com sucessivas implantações nas demais sedes do IFRN, a instituição, com essa política, concebia colher todos os benefícios existentes advindos da adoção de SFVs em suas sedes. É inegável que tais sistemas ajudaram a abater o valor da conta de energia elétrica de todas as suas sedes, mas, idealizava-se um retorno financeiro de 6 a 7 anos para se recuperar o valor investido,

todavia, a partir do presente estudo, é possível constatar que tal compensação só ocorrerá a partir dos últimos anos de vida útil dos SFCRs.

Porém, conhecer o *payback* do Projeto IFRN-Solar e avaliá-lo isoladamente, não é a única proposta desse trabalho que também traz à tona o debate entre pulverizar a distribuição de SFCRs em todas as sedes de uma determinada instituição *versus* alocá-los nos sítios de melhor rendimento energético. Este exercício foi feito adotando-se os dados existentes nas Tabela 7, Tabela 8, Tabela 9, Tabela 10 e Tabela 11 e simulando-os no *software* PVWatts para quatro situações:

- 1) Para o caso em que os sistemas estão distribuídos conforme proposta do Projeto IFRN-Solar, isto é, todas as sedes possuem pelo menos um SFCR e o valor do investimento é o mesmo do projeto original. Do ponto de vista de produção de energia essa situação é a equivalente a Premissa 2 discutida na Seção 4.3.6;
- 2) Para o caso em que o investimento inicial é igual ao do Projeto IFRN-Solar, mas, a distribuição é feita a partir de uma realocação dos SFCRs para as sedes de melhor desempenho energético. É o chamado Cenário 1, conforme explanado na Seção 4.5.1;
- 3) Para o caso em que o investimento inicial considera valores atualizados de SFCRs, entretanto, a sua distribuição ocorre de forma pulverizada, isto é, trata-se da configuração do Cenário 2 arrazoadado na Seção 4.5.2;
- 4) Para o caso em que o investimento inicial considera valores atualizados de SFCRs e sua distribuição ocorre nas sedes de melhor desempenho energético onde configura-se o Cenário 3 arguido na Seção 4.5.3.

Os resultados estão postos na Figura 46 e na Figura 47, onde a Figura 46 traz os *paybacks* de todos os SFCRs do Projeto IFRN-Solar para as quatro situações nominadas acima, enquanto a Figura 47 mostra os ganhos no *payback* com a alocação dos sistemas nas sedes de melhor performance energética, conforme distribuição constante na Tabela 11. A Figura 46 apresenta os SFCRs ordenados de forma crescente quanto ao *payback*, tomando-se como referência a Premissa 2 na qual observa-se um patamar muito próximo ao apresentado na Figura 45, isto é, *paybacks* elevados variando entre 11,5 e 25,5 anos. A semelhança se deve principalmente ao fato de que o valor do investimento inicial ser o mesmo e as pequenas diferenças ocorrem devido ao Y_F , pois enquanto os valores de energia implícitos na Figura 45 são oriundos das medições de

campo, os da Figura 46 trazem grandezas estimadas a partir do $PVWatts$. Os sete primeiros SFCRs de menor *payback* possuem investimento inicial inferior a R\$ 6.000,00/kWp, enquanto que os cinco últimos têm investimento superior a R\$ 10.000,00/kWp. É importante ressaltar a relevância do Y_F de cada localidade nesse cálculo, pois o elevado valor desse parâmetro indica uma maior produção de energia que implica em uma receita anual maior que pressiona o *payback* para baixo. Um exemplo é o SFCR de Apodi que teve praticamente o mesmo *payback* de São Gonçalo do Amarante mesmo tendo o kWp custando cerca de R\$ 1.200,00 a mais. A mesma análise pode ser feita para Caicó que teve praticamente um ano a menos de *payback* em relação a João Câmara, mas, com investimento igual a este último.

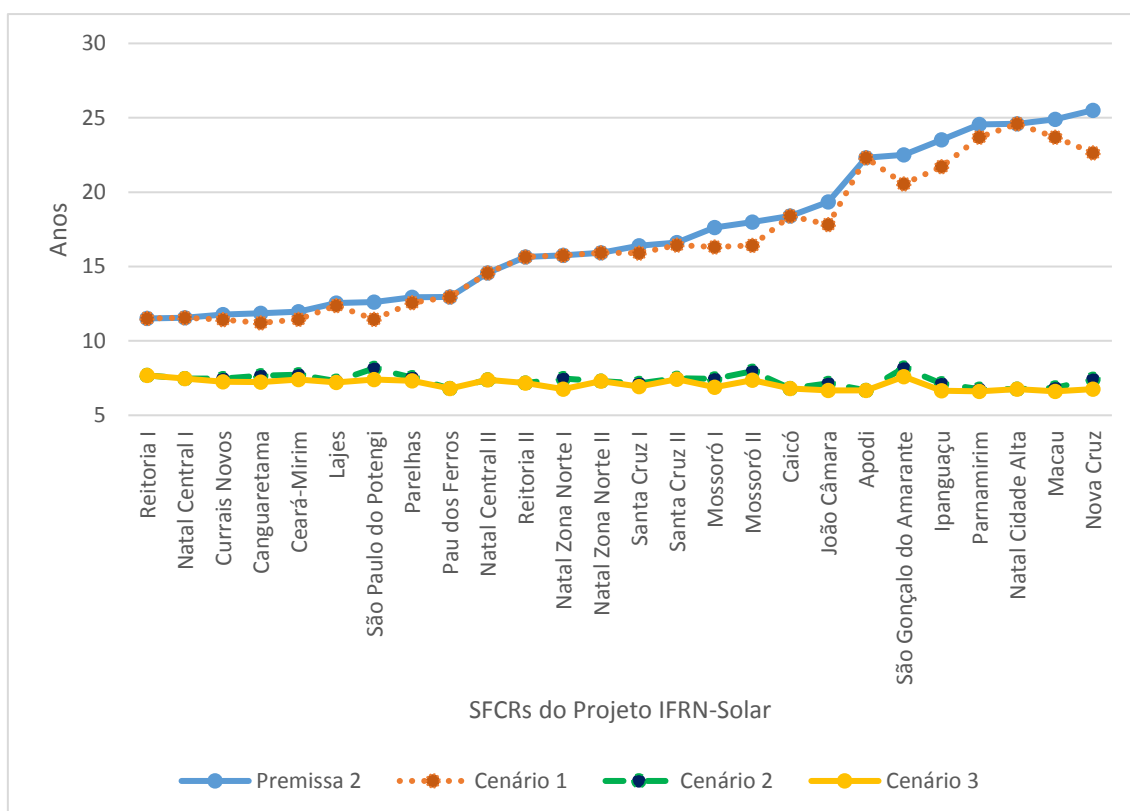


Figura 46 - Comportamento do *payback* dos SFCRs do projeto IFRN Solar considerando a distribuição pulverizada (premissa 2) e os cenários 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Na Figura 46 observa-se também o comportamento dos *paybacks* quando os SFCRs são alojados nas sedes de melhor performance energética, isto é, no Cenário 1. Aqueles que permanecem nas sedes originais tem o mesmo *payback* encontrado para a Premissa 2, contudo, todos aqueles deslocados para outras sedes apresentam redução de seus *paybacks*, em média, de 12,7 meses, motivados, fundamentalmente, pelo aumento do Y_F .

Porém, ainda se mostram com valores elevados, fato este associado diretamente ao investimento inicial de cada um.

Para o Cenário 2, entretanto, percebe-se um patamar bem menor para os *paybacks* variando-se de 6,76 (Parnamirim) a 8,19 (São Gonçalo do Amarante) anos, devido ao investimento inicial compreendido entre R\$ 3.800,00 e R\$ 4.033,52 (vide Tabela 11), ser bem menor que o investido no Projeto IFRN-Solar. Esse intervalo menor de *I* também ajuda a entender o fato de os *paybacks* dos SFCRs para o Cenário 2 terem valores mais próximos entre si que para as outras duas situações anteriores.

Para o cenário 3, o *payback* dos SFCRs em média, situa-se em 7,1 anos o que configura uma redução de 10,1 anos em relação à proposta original de pulverização. Os destaques são os SFCR de Nova Cruz, Macau e Parnamirim que obtiveram redução de 18,7, 18.3 e 18 anos, respectivamente, quando comparado aos seus *paybacks* originais atuais. Na Figura 46, observa-se que alguns SFCRs obtiveram o *payback* igual ao do Cenário 2, justamente, por estarem situadas nas localidades de melhor desempenho energético: Apodi, Caicó, Natal Central I e II, Natal Cidade Alta, Natal Zona Norte I e II, Pau dos Ferros e Reitoria I e II. Por outro lado, todas aquelas que foram deslocadas para essas localidades tiveram uma redução do seu *payback*, em média, em torno de 4,5 meses, quando comparado ao obtido no Cenário 2. Tal diferença se deve fundamentalmente à capacidade desses sistemas em gerar mais energia quando instalados em localidades com condições mais favoráveis de geração.

Os deslocamentos de alguns SFCRs para sedes de melhor performance energética trazem ganhos de *paybacks*. Esta é a proposta dos Cenários 1 e 3. Assim, o Cenário 1 apresenta ganhos em relação à Premissa 2 ou à distribuição pulverizada e o Cenário 3 exibe proveitos comparado ao Cenário 2, ambos, podem ser melhor compreendidos a partir da Figura 47. Nela, os SFCRs Apodi, Caicó, Natal Cidade Alta, Natal Central I e II, Natal Zona Norte e II, Pau dos Ferros e Reitoria I e II não apresentam resultados, isto porque, esses sistemas, durante o estudo, permaneceram em suas sedes de origem que são aquelas de melhor performance, por isso, as propostas dos Cenários 1 e 3 não se aplica sobre elas. Os demais, entretanto, apresentam ganhos de *payback* ao serem realocadas para essas sedes.

Embora o ganho médio geral do Cenário 1 em relação à configuração original ser de 12,7 meses, SFCRs como Nova Cruz, São Gonçalo do Amarante, Ipanguaçu e Mossoró II, com ganhos de 2,9, 2, 1,8 e 1,6 anos, respectivamente, obtiveram os retornos

mais significativos. O ganho médio geral obtido do Cenário 3 para o Cenário 2 é 4,5 meses, menor que na situação anterior. Tal diferença se deve fundamentalmente ao fato de haver, para esse último caso, uma redução e uma homogeneização dos valores de investimento inicial dos SFCRs, o que explica um ganho proporcionalmente menor de um determinado sistema, quando se compara os dois casos. Esses ganhos estão exibidos na Figura 47. Ainda assim SFCRs como São Paulo do Potengi, Nova Cruz e São Gonçalo do Amarante obtiveram ganhos de 9, 7,8 e 7,2 meses com a mudança do Cenário 2 para o Cenário 3. Esses proveitos são conseguidos em razão do deslocamento de SFCRs para sedes de melhor performance energética.

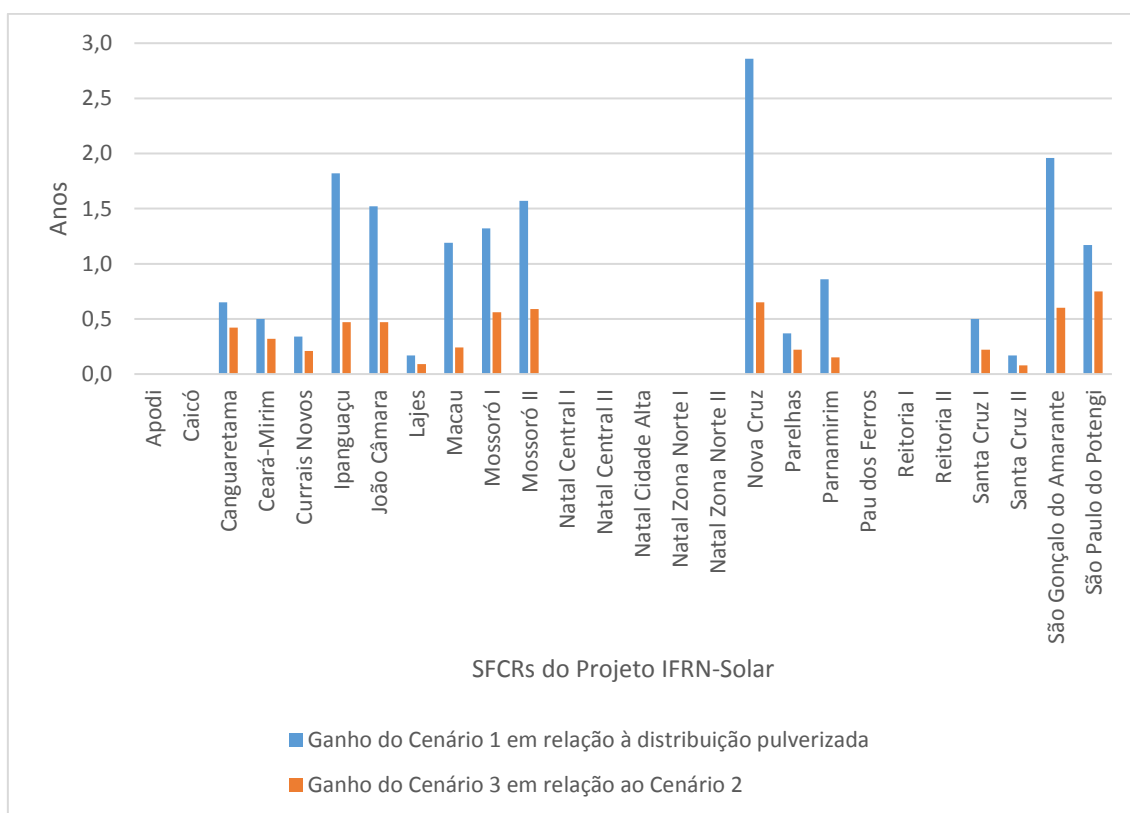


Figura 47 - Ganhos de *paybacks* advindos da alocação de SFCRs nas sedes de melhor Rendimento Final.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 46 mostra os *paybacks* de cada SFCR, considerando-se a estrutura do projeto IFRN-Solar e aqueles encontrados no exercício configurado pelos cenários 1, 2 e 3. Importa destacar que se faz necessário ter a visão geral da performance de todo o conjunto de SFCRs que conforma o projeto IFRN-Solar, tanto sob a ótica dos parâmetros energéticos quanto econômico-financeiro. A Tabela 12 resume essa análise. Nela, verifica-se que o *payback* de todo o sistema, na configuração atual, assim como mostrado anteriormente para cada SFCR, mostra-se acima dos valores apresentados como atrativo

pelo mercado, uma vez que o retorno financeiro só começará após transcorridos mais de 67% de sua vida útil.

Tabela 12 - Resultados do retorno energético e econômico-financeiro para diferentes cenários.

Cenários	Energia gerada em 25 anos (kWh)	Varição da energia gerada em relação a Premissa em 25 anos	Tempo de Retorno Descontado (anos)	Retorno financeiro em relação a Premissa 2 em 25 anos
Premissa 2	80004362		16,80	
Cenário 1	82206302	2,75%	16,23	12,01%
Cenário 2	80004362	0,00%	7,61	143,96%
Cenário 3	82206302	2,75%	7,39	155,96%

Fonte: Elaborado pelo autor.

Realocando-se os sistemas fotovoltaicos para as sedes que se mostram mais atrativas sob o ponto de vista energético, conforme a proposição do Cenário 1, o *payback* do sistema como um todo, cai para 16,23 anos, ainda sim, acima das expectativas do mercado, e um incremento de energia gerada, da ordem de 3%. É importante também analisar o retorno financeiro proporcionado pelo sistema ao longo de vida útil prevista, assim, na perspectiva do Cenário 1, o recurso financeiro obtido com a aquisição de SFCRs terá um acréscimo de 12%, em 25 anos, quando comparados à configuração atual.

Esses benefícios são alcançados com a realocação dos sistemas fotovoltaicos para as localidades de melhor rendimento energético. Contudo, sob a égide econômica, esta mudança é insuficiente para se conseguir resultados mais expressivos. Para tanto, faz-se necessário considerar o preço de investimento do kWp que está em queda, pelo que foi proposto para o exercício dos cenários 2 e 3. Para o Cenário 2, se chegou ao *payback* de 7,61 anos para todo o sistema e ao ganho financeiro de 144%, aproximadamente, ao longo de 25 anos, em relação à configuração vigente.

Para o Cenário 3, os ganhos econômico-financeiros são ainda maiores: o *payback* chega a 7,39 anos e o retorno financeiro, em relação ao arranjo atual chega a praticamente 156% em 25 anos. O Cenário 3 ainda apresenta mais uma vantagem em relação ao Cenário 2 que é o ganho de mais de 3% na produção de energia em relação à situação atual, a exemplo do ocorrido para o Cenário 1. Tal resultado está associado à realocação das usinas para as localidades de melhor desempenho energético.

Para a determinação do *payback* e do ganho econômico-financeiro o valor de investimento do kWp se mostra bastante decisivo para a definição de patamares desses valores. Todavia, a de se considerar a relevância do deslocamento de sistemas

fotovoltaicos para sedes de melhor performance energética. No presente estudo, o acréscimo energético de 3%, aparentemente pouco expressivo, é explicado por alguns fatores:

- As 21 sedes estudadas apresentam níveis de irradiação solar diária relativamente próximas, onde a de maior incidência, Apodi, tem 6,10 kWh/m²/dia e a de menor, Santa Cruz, 5,56 kWh/m²/dia, conforme Figura 38, uma vez que o Estado do Rio Grande do Norte está entre aqueles com melhores índices de rendimento energético anual do Brasil, de acordo com a Figura 24.
- Durante o estudo, constatou-se o bom rendimento energético das cidades de Apodi, Caicó, Natal e Pau dos Ferros, que foram escolhidas como as sedes a receberem outros sistemas. Por esse fato, dez, dos vinte e um SFCRs, permaneceram em suas sedes de origem o que quer dizer que nas propostas do Cenários 1 e 3, não representaram ganho energético algum para o estudo.
- Optou-se neste trabalho por considerar a limitação imposta pela concessionária de energia de que a carga instalada dos SFCRs não deve ultrapassar a demanda contratada da unidade consumidora, o que impôs realocar os sistemas em quatro sedes respeitando-se essa normativa.

Apesar desses fatores, o deslocamento dos sistemas para sedes de melhor desempenho energético proporciona, nesse estudo, um incremento de 12% no retorno financeiro para o investidor ao final de 25 anos. Deste modo, para o caso de empresas ou instituições com múltiplas sedes presentes em todos os Estados brasileiros, por exemplo, adotarem a política de instalação de SFCRs em suas sedes de melhor performance energética ganhos na produção de energia, no TRD e no retorno financeiro serão mais expressivos.

5.3.1 Análise de sensibilidade para tempo de retorno do investimento

Como já apontado, o tempo de retorno de um investimento depende de diversas variáveis como a taxa de desconto, o preço da energia elétrica, os custos de manutenção e operação e o custo inicial de investimento, que neste estudo, foram fixadas para se conseguir chegar aos resultados apresentados até o presente momento. Esta estratégia é interessante porque os valores usados refletem uma situação momentânea, porém, real, o que valida as respostas encontradas. Contudo, oscilar os valores de uma determinada grandeza mantendo-se fixo os das demais, denota a influência dessa grandeza oscilante

no comportamento do *payback*. É a chamada análise de sensibilidade. Assim, a Figura 48, Figura 49, Figura 50, Figura 51 e Figura 52 mostram o alcance, respectivamente, da taxa de degradação dos módulos, da taxa de desconto, da tarifa de energia elétrica da concessionária, dos custos de O&M e do investimento inicial sobre o *payback* final do sistema, considerando-se as proposições já trabalhadas aqui: Distribuição Pulverizada dos SFCRs, Cenário 1, Cenário 2 e Cenário 3.

A taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos é um indicador importante no desempenho de SFCRs pois aponta o quão o módulo pode perder em produção a cada ano, em decorrência da depreciação natural do equipamento ao longo de sua vida útil. No primeiro momento, essa taxa foi fixada em 0,8%/ano e integrou os dados que propiciaram os resultados exibidos até aqui. Entretanto, a Figura 48 mostra a influência da oscilação dessa variável de 0 a 2%/ano sobre o *payback*, na perspectiva das quatro proposições trabalhadas até o presente momento.

Sendo assim, partindo-se de uma situação ótima em que os módulos não apresentariam depreciação no decorrer de sua vida útil, os *paybacks* para a distribuição pulverizada e para o Cenário 1 já seriam elevados em torno de 15 e 15,5 anos, respectivamente, e, à medida em que a taxa de degradação cresce o *payback* aumenta, isso porque, com o aumento da degradação a produção de energia decai e a compensação financeira é retardada. Também é possível identificar que com o aumento da taxa de degradação há um tímido distanciamento entre os *paybacks* das curvas Distribuição Pulverizada e Cenário 1, o que denota a influência positiva da realocação dos sistemas em locais de melhor aproveitamento energético. O mesmo ocorre entre as curvas Cenário 2 e Cenário 3, mas, em uma proporção menor, uma vez que, para esses casos, os níveis de *paybacks* são mais baixos em função do investimento inicial mais baixo.

A taxa de desconto é o custo de capital utilizado em uma análise de retorno financeiro onde quanto maior for esse custo, menor será o retorno. A Figura 49 confirma a essa tendência e expõe os diferentes comportamentos do *payback* para as distintas proposições apresentadas nesse estudo. Para a situação de Distribuição Pulverizada, a qual foi adotada no Projeto IFRN Solar, onde cada sede recebe um SFCR, a evolução dos *paybacks* é regida por uma curva não-linear onde o menor valor ocorre em pouco mais de 9 anos e o maior, em quase 29 anos, isto é, um tempo de retorno superior ao tempo de vida útil do sistema.

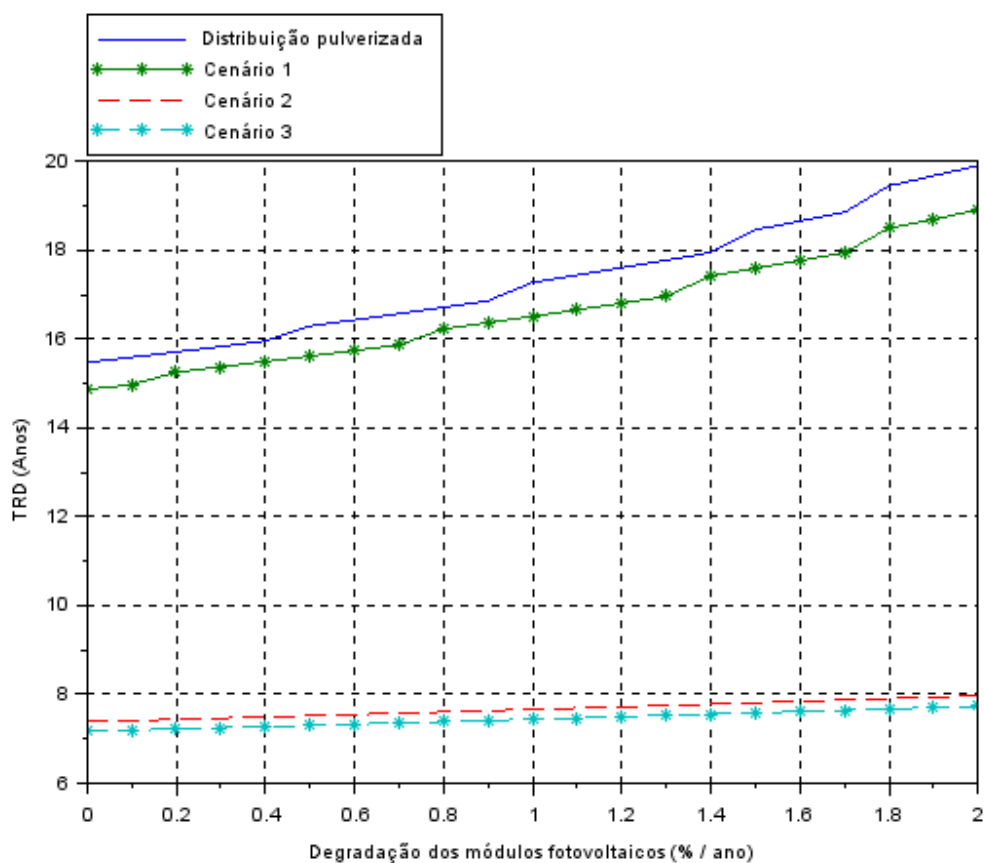


Figura 48 - Sensibilidade do *payback* a partir da variação da taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Para o Cenário 1, onde os SFCRs são deslocados para as sedes de melhor rendimento energético, o comportamento do *payback* continua não-linear, porém, com valores abaixo daqueles encontrados na situação anterior, para uma mesma taxa de desconto. As diferenças entre as duas curvas se acentuam à medida que a taxa de desconto progride, ou seja, a vantagem da configuração do Cenário 1 em relação à Distribuição Pulverizada, relacionada ao *payback*, se torna mais perceptível à medida que a taxa de desconto aumenta, muito embora para este mesmo cenário, *paybacks* abaixo de 10 anos só são possíveis com taxas de desconto inferior a 1%.

No caso do Cenário 2, o comportamento do *payback* mostra-se linear com a variação do tempo de retorno pouco significativa à medida que a taxa de desconto evolui, estabelecendo o maior *payback* em torno de 9 anos, para uma taxa de desconto de 12%. Essa discrepância com relação ao arranjo do Projeto IFRN Solar (Distribuição Pulverizada) se deve fundamentalmente aos valores de investimentos iniciais adotados no Cenário 2, que estão abaixo que dos investimentos originais, refletindo os preços

médios praticados na atualidade pelo mercado, conforme se constata na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

Já no Cenário 3, a curva do *payback* se assemelha à do Cenário 2, onde a diferença existente é fruto do desempenho da geração de energia das localidades, uma vez que no Cenário 3, os SFCRs estão alocados nos sítios de melhor rendimento energético. Assim, de modo geral, observa-se a forte influência do investimento inicial sobre o *payback* e que os ganhos obtidos com a alocação de SFCRs em sítios mais atrativos do ponto de vista energético, é mais perceptível à medida que a taxa de desconto aumenta.

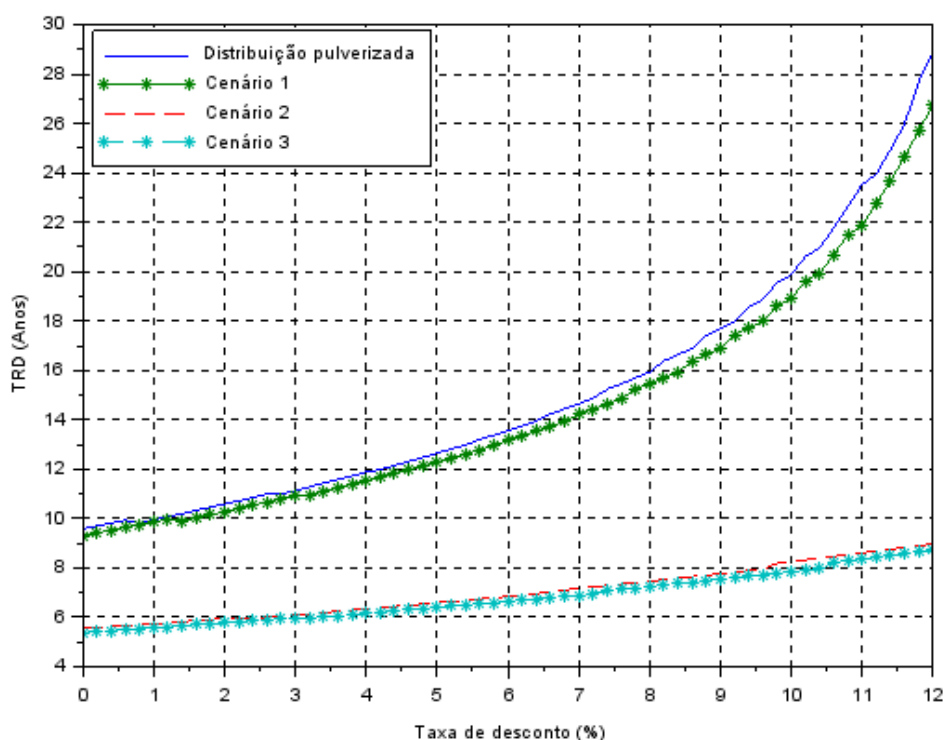


Figura 49 - Sensibilidade do *payback* a partir da variação da taxa de desconto considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A análise do comportamento do *payback* a partir da variação da tarifa de energia elétrica da concessionária é encontrada na Figura 50. Nela, se verifica que o tempo de retorno do investimento decai com o aumento da tarifa em uma relação não-linear. Para as curvas relativas à proposição referente a Distribuição Pulverizada e do Cenário 1, os *paybacks* iniciais estão na ordem de 18,3 e 17,5 anos, respectivamente. No entanto, quando considerado que a tarifa passa ter o dobro do valor, eles caem a menos da metade em relação aos valores iniciais. Para a distribuição pulverizada e para o Cenário 1, tarifas a partir de 0,62 R\$/kWh e 0,6 R\$/kWh, respectivamente, apontam para um *payback* máximo de 10 anos, onde o mesmo se reduz na medida que esta tarifa aumenta. Os

proveitos advindos da configuração do Cenário 1 em relação à Distribuição Pulverizada decrescem com o aumento da tarifa, ficando a diferença entre os *paybacks* menos significativa a partir de uma tarifa de 0,75 R\$/kWh.

Para os cenários 2 e 3, os menores valores encontrados de *paybacks* são 8,2 e 7,8 anos, respectivamente, bem abaixo dos valores obtidos para a proposição de Distribuição Pulverizada e do Cenário 1. Tais valores resultam da à influência do investimento inicial que se mostram mais baixo para estas duas proposições. As diferenças entre os *paybacks* verificadas entre o Cenário 3 e Cenário 2 são inferiores a 0,5 ano, considerando-se os valores iniciais da tarifa de energia. A partir de 0,75 R\$/kWh esta diferença se torna mínima. Para os cenários 2 e 3, a tarifa de 0,525 R\$/kWh já proporciona um *payback* inferior a 6 anos, chegando um pouco mais de 1 ano se a tarifa evoluir para 0,9 R\$/kWh.

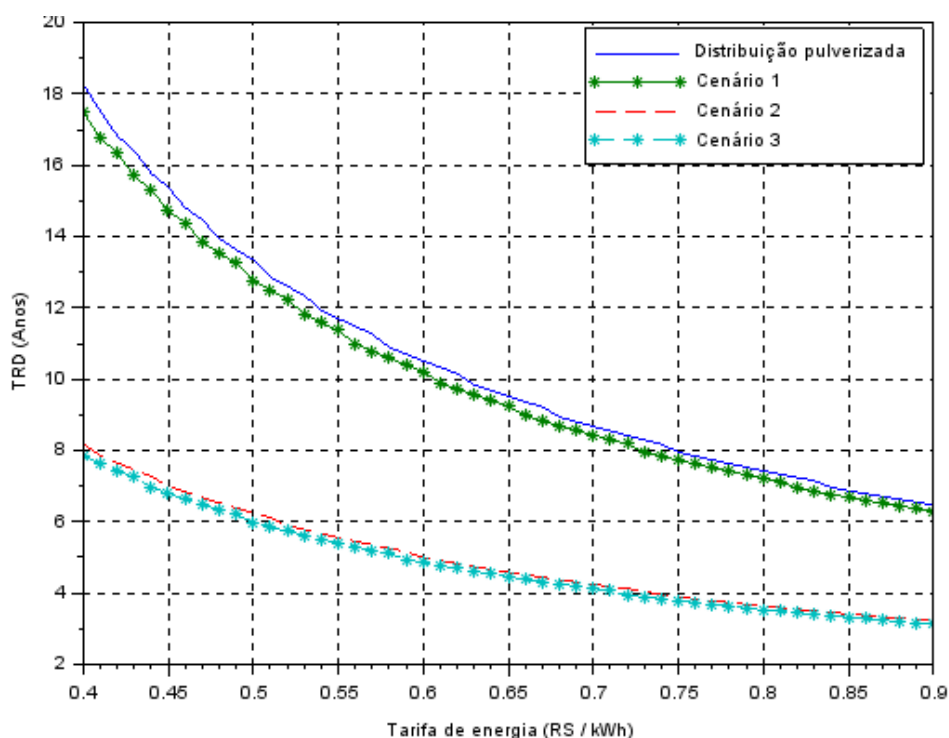


Figura 50 - Sensibilidade do *payback* a partir da variação da tarifa de energia elétrica da concessionária considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O custo de O&M é outra variável importante na definição do *payback*, onde o aumento do primeiro acarreta acréscimo do segundo. Uma forma conveniente de representar o custo de O&M é em função do investimento inicial e isto está concebido na Figura 51. Observando-a encontra-se o *payback* é de 14,9 anos para a configuração do Projeto IFRN-Solar (Distribuição Pulverizada), considerando-se uma situação ideal e

utópica de custo de O&M igual a zero ao longo dos 25 anos de vida útil do sistema, o que demonstra o quão as condições de aquisição dos SFCRs, em termos de investimento, foram elevadas se comparadas a valores atuais praticados no mercado.

Ao se considerar o crescimento de O&M verifica-se o aumento não-linear do *payback* atingindo 25 anos no caso de O&M atingir 2,5% do investimento inicial. A curva do Cenário 1 é semelhante à da configuração de Distribuição Pulverizada, entretanto, apresenta valores de *paybacks* menores para o mesmo valor de O&M. A variação entre os valores de *paybacks* para a Distribuição Pulverizada e para o Cenário 1, se eleva na medida em que os custos de O&M aumentam, apontado que o tempo de retorno do investimento do Cenário 1 em relação à Distribuição Pulverizada é mais representativo para valores maiores de O&M.

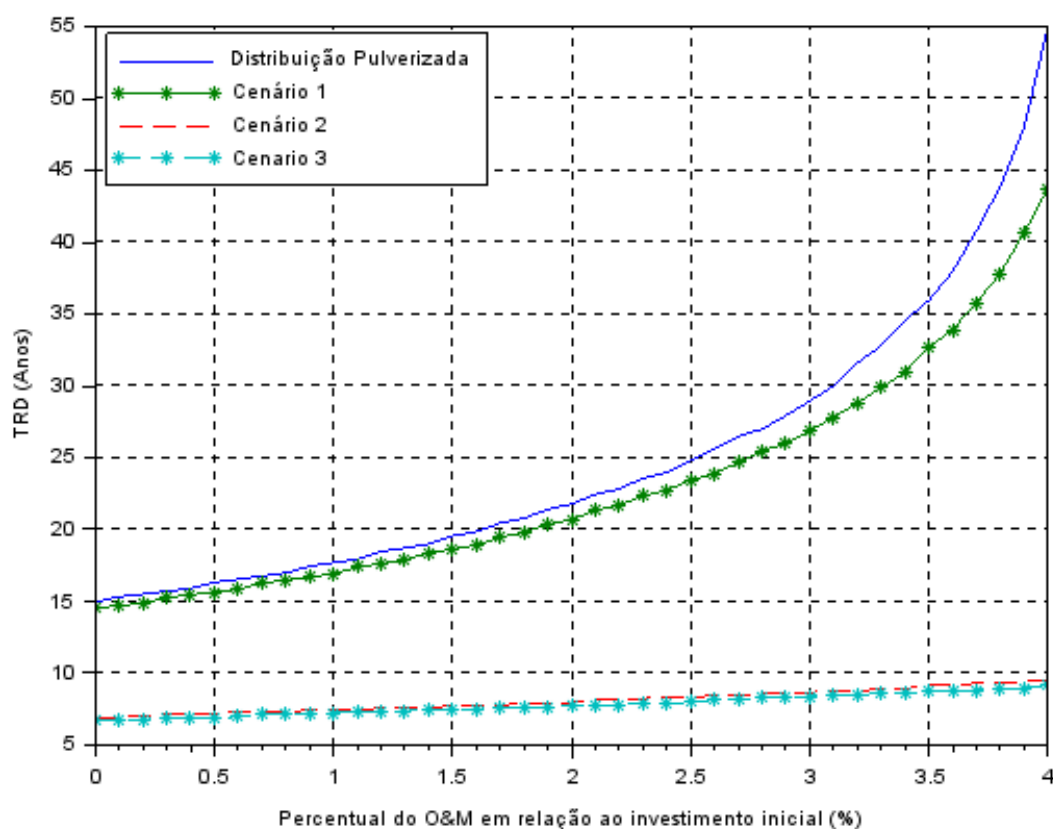


Figura 51 - Sensibilidade do *payback* a partir da variação dos custos de O&M considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborada pelo autor.

Já no Cenário 2, o aumento dos custos de O&M tem extensão bem menor que para as duas configurações anteriores. A mudança de zero valor de O&M para 4% relativo ao investimento inicial, acarreta uma variação de 2,61 anos de *payback*, para o Cenário 2. A curva do *payback* para o Cenário 3 é similar à do Cenário 2, apresentando, contudo,

pequenos ganhos em relação a este último. A pior situação para o Cenário 3 registra um *payback* pouco acima de 9 anos, o que não ocorre em nenhuma circunstância para a Distribuição Pulverizada e nem para o Cenário 1. A diferença entre os *paybacks* do Cenário 3 em relação aos do Cenário 2 se acentuam com o crescimento de O&M. Vale destacar que no espectro mostrado, para os Cenários 2 e 3, a variação de *payback* não se mostra significativa diante da variação de O&M, ao contrário do que se verifica para a Distribuição Pulverizada e para o Cenário 1.

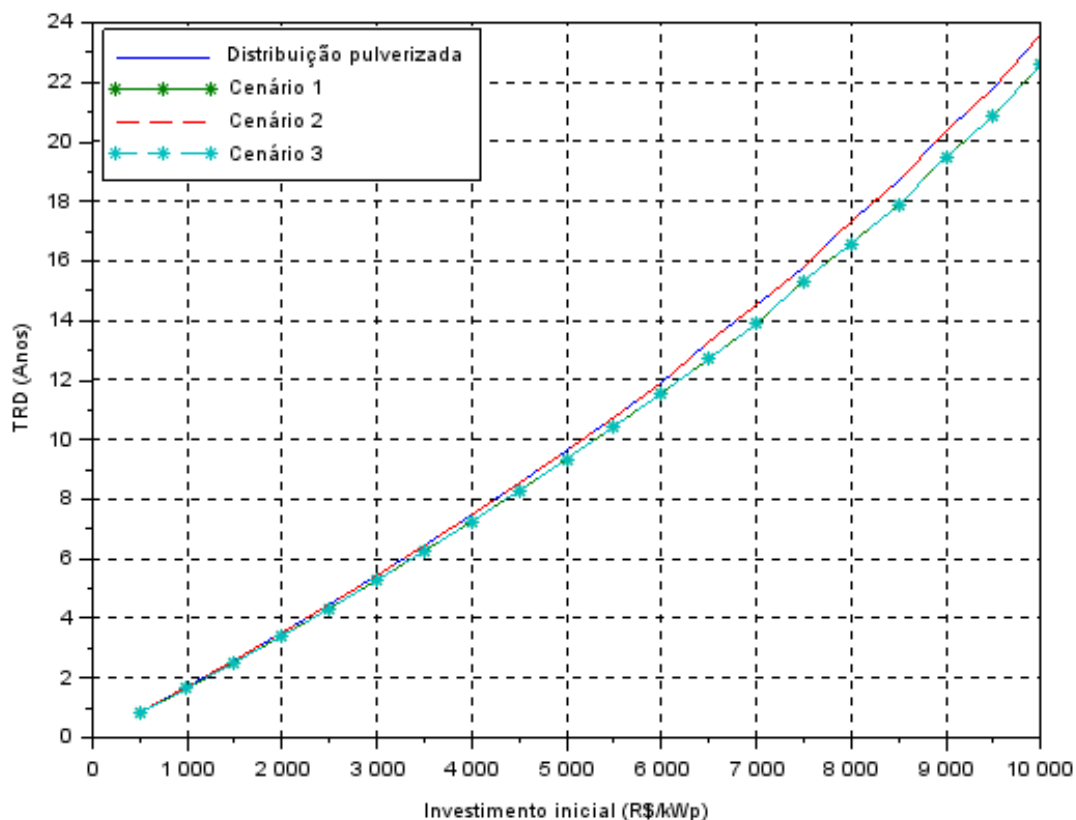


Figura 52 - Sensibilidade do payback a partir da variação do custo inicial de investimento considerando a distribuição pulverizada e os cenários 1, 2 e 3.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No tocante ao investimento inicial, a Figura 52 demonstra sua interferência sobre o *payback* para sistemas fotovoltaicos. Nela, percebe-se que o crescimento do *payback* é quase linear e diretamente proporcional ao investimento inicial. Aqui, o comportamento do *payback* para a Distribuição Pulverizada e para o Cenário 2 é exatamente o mesmo, isso porque, em ambos, os SFCRs estão instalados nas mesmas localidades, em consonância com o Projeto IFRN-Solar. O mesmo ocorre com as curvas dos Cenários 1 e 3 cujos SFCRs estão alocados, em ambos, nos sítios de melhor rendimento energético.

Percebe-se que um investimento inicial da ordem de 1.000 R\$/kWp proporcionaria à atual configuração do Projeto IFRN-Solar e para o Cenário 1, um *payback* em torno de 2 anos, ao passo que, até um valor de investimento igual a 4.000 R\$/kWp o *payback* fica situado em torno de 9 anos, porém, acima de 5.000 R\$/kWp, os *paybacks* ultrapassam a faixa de 10 anos e acima de 7.000 R\$/kWp extrapolam 14 anos. A vantagem de se instalar os sistemas em locais de melhor rendimento energético se torna mais evidente à medida que o investimento inicial aumenta onde, para esse estudo, os superiores a 6.000 R\$/kWp comprovam esse benefício.

A análise feita permite afirmar que, para instituições com múltiplas sedes e que estejam dispostas a investir em sistemas solares fotovoltaicos, a opção de distribuir esses sistemas nas sedes que apresentem as condições locais que auferem melhores rendimentos energéticos, se mostra mais atrativa, técnica e economicamente, quando comparada à opção de instalação dos SFCRs de forma pulverizada, indiscriminadamente em suas sedes, sem que seja feito um estudo técnico-econômico tal como investigado nesta tese.

CONCLUSÕES

Esta pesquisa fez uso do Projeto IFRN-Solar como objeto de estudo para avaliar o emprego de sistemas fotovoltaicos em instituições multi-sedes, comparando as performances técnicas e econômico-financeira em se adotar por uma a distribuição de forma pulverizada dos sistemas, isto é, levando estes ao maior número de sedes que as compõem, ou optando por uma distribuição centralizada desses mesmos sistemas naquelas sedes que apresentam melhores indicadores energéticos. Para tanto, a pesquisa avança nesse campo de análise por utilizar: o *software* PVWatts; dados reais de medições da energia gerada em cada SFCR investigado; indicadores de desempenho energético, consagrados na literatura, a saber: - Rendimento de Referência (Y_R), Rendimento de Referência Corrigido (Y_{CR}), Rendimento Final (Y_F), *Performance Ratio* (PR), Fator de Capacidade (CF) e a Eficiência Global do Sistema (η_A) -, e; do Método do Tempo de Retorno Descontado (TRD).

No que concerne ao desempenho energético, este foi revelado por meio de três proposições distintas, apresentadas na tese como Premissas, como forma de cotejar o desempenho dos sistemas em função das condições presentes nas localidades de suas instalações considerando: dados obtidos em condições reais de funcionamento, estimativas obtidas a partir de pressupostos teóricos, bem como análise que utilizem de ambas as situações. Os resultados obtidos respondem também a alternativa metodológica de empregar três arranjos distintos para o conjunto de SFCRs, denominados de Cenários 1, 2 e 3, combinando diferentes formas de distribuição dos SFCRs, a saber:

- No arranjo proposto para o **Cenário 1**, a capacidade instalada dos SFCRs é centralizada nas sedes que apresentam indicadores mais atrativos à geração de energia, e o estudo foi feito mantendo-se os valores de investimento originais registrados no Projeto IFRN-Solar.
- No **Cenário 2** o estudo foi feito considerando a distribuição original do projeto IFRN-Solar, onde a capacidade instalada encontra-se pulverizada em todas as sedes do IFRN. No entanto, este arranjo promove a atualização dos valores de investimento praticados para os SFCRs, dessa forma introduz na análise a queda de preço dos SFCRs que vem sendo registrada nos últimos anos.

- Já no **Cenário 3**, a capacidade instalada é centralizada nas sedes que apresentam indicadores mais atrativos à geração de energia, e também se atualiza os valores de investimento do kWp. Os resultados apresentados nestes cenários são comparados com os indicadores, obtidos a partir da distribuição originária dos SFCRs implementadas no âmbito do Projeto IFRN-Solar, e, por conseguinte, avaliados os ganhos energéticos e econômico-financeiros.

Como resultado, o Y_R aponta as sedes de Apodi, Pau dos Ferros, Caicó, Lajes, Natal e Parelhas como as mais indicadas do ponto de vista da irradiação solar global no plano inclinado, contudo o Y_{CR} revela, em conformidade com o que orienta a literatura, a importância de incluir na análise o efeito da temperatura local, o que se confirma quando este indicador revela a superioridade de Lajes em relação a Caicó, fato resultante do efeito da temperatura nestas localidades.

O Rendimento de Referência Corrigido (Y_{CR}) mostra ainda que, para as localidades analisadas, uma inclinação dos módulos de valor próximo a das latitudes locais associada a ângulos azimutais de até 30° , seja a leste ou a oeste, tem pouca influência sobre a radiação solar global no plano do arranjo em relação à condição de referência que é a inclinação de 10° e azimute 0° . Por outro lado, a inclinação superior ao dobro da latitude associada a um ângulo azimutal superior a 120° a oeste incide em uma redução na radiação solar global sobre o arranjo e o mesmo ocorre quando os arranjos são dispostos em orientações com mais de um ângulo azimutal em comparação com outro, no mesmo local, que possui um único ângulo azimutal.

O Rendimento Final (Y_F), por sua vez, mostra que, para a mesma localidade, diferenças de magnitudes desse indicador são determinadas pelas mudanças de orientação, inclinação e modo de instalação dos módulos, ao passo que, quando se compara os Y_F de sedes distintas, os valores são influenciados decisivamente pelas condições climáticas de cada localidade. Quando se compara os Y_F teóricos entre as sedes, a cidade do Natal tem a maior produção de energia por unidade de potência instalada, de acordo com os números das sedes Natal Central, Natal Cidade Alta, Natal Zona Norte e Reitoria. As sedes de Apodi, Caicó, Currais Novos, Lajes e Pau dos Ferros também estão entre as de melhor Y_F teórico.

Para a Premissa 3, que considera os valores de energia medidos nos SFCRs do Projeto IFRN-Solar desde o início de suas operações, para a maioria das localidades, o Y_F apresenta magnitude inferior aos valores teóricos (Premissas 1 e 2). Tal resultado é compreensível pois os valores obtidos na Premissa 3 consideram as perdas reais existentes, que vão desde um tempo de insolação inferior ao esperado a impurezas depositadas nos módulos, passando por ocorrência de falhas em alguns dispositivos. A esse respeito, cabe destacar que a partir da experiência do Projeto IFRN-Solar, as instituições com múltiplas sedes que desejarem implementar SFCRs em suas instalações, precisam contar com uma equipe técnica dedicada a esses sistemas, de modo a efetuar o monitoramento e implementar a manutenção preventiva a fim de reduzir as intercorrências que provocam a interrupção, parcial ou total, momentânea ou intermitente, da geração de energia, contribuindo, dessa forma com um melhor retorno financeiro desejado com o empreendimento.

Nas sedes que possuem dois SFCRs distintos, o Y_F medido foi diferente para cada um, mesmo estes estando submetidos às mesmas condições climáticas do local. Uma constatação é de que, nessas sedes, os SFCRs de maior Y_F foram aquelas que apresentavam os módulos de maior eficiência máxima e/ou menor número de inversores, sugerindo que esses, em menos quantitativo, proporcionam menores perdas.

Os valores teóricos de *Performance Ratio (PR)* apontam uma diferença média de 0,2% entre as Premissas 1 e 2 e confirmam as sedes Natal Central, Natal Cidade Alta, Natal Zona Norte e Reitoria como as de melhor desempenho nesse quesito. Porém, a análise mostra que um local com *PR* inferior a um outro dado sistema, não necessariamente é menos indicado para a instalação de SFCRs que este outro, pois há de se considerar o Y_F de cada um. Por este motivo, concluiu-se que o *PR* não é um indicador adequado quando se deseja comparar o desempenho de localidades distintas para a implantação de um SFCR, sendo mais indicado à comparação de desempenho de um mesmo sistema em um intervalo de tempo definido.

Os valores médios de Fator de Capacidade (*FC*) para as Premissas 1, 2 e 3, foram, 19%, 18,9% e 17,8%, respectivamente. Ao se comparar os valores teóricos (Premissas 1 e 2), percebe-se que alterações promovidas em parâmetros como modo de instalação, inclinação e orientação tem pouca influência sobre o *CF*, se considerado todos os SFCRs, mas, há casos em que a diferença é mais acentuada, principalmente, quando se trata de arranjos inclinados a mais de 12° e orientados a mais de 130°O. Por outro lado, o valor

mais baixo encontrado para a Premissa 3 leva a concluir que isto resulta de vários fatores, desde as condições climáticas ocorridas no período até a defeito apresentados em componente no sistema. A análise do CF também demonstrou que as sedes de Apodi, Natal Cidade Alta, Natal Central, Natal Zona Norte e Reitoria conformam-se como locais mais atrativos à instalação de sistemas fotovoltaicos.

Enquanto os parâmetros anteriores subsidiam resultados que permitem aferir a performance da localidade em si, no tocante ao seu rendimento energético, a análise da Eficiência Global Anual do Sistema (η_A) demonstra a importância da tecnologia adotada, notadamente, da eficiência máxima do módulo fotovoltaico encontrada nos *datasheets* de seus fabricantes. Os maiores valores de η_A encontrados foram em localidades em que haviam sido instalados módulos com as maiores eficiências máximas. O contrário também acontece, onde os foi verificado que os menores valores de η_A encontrados estiveram em localidades cuja eficiência máxima dos módulos eram as mais baixas. Desde modo percebe-se a íntima relação entre a Eficiência Global Anual do Sistema (η_A) com a eficiência máxima de conversão do módulo. Por esta razão, concluiu-se que a η_A não é um indicador dos mais adequados para se comparar o desempenho das localidades quanto à implementação de SFCRs, sendo mais indicado para se monitorar o comportamento de um sistema observado isoladamente.

O Tempo de Retorno Descontado (TRD), parâmetro para medir o retorno financeiro do investimento feito para o Projeto IFRN-Solar, é utilizado no mercado brasileiro para expressar a atratividade da adoção SFCRs é recorrentemente divulgado pelos agentes de mercado como variando entre 5 e 8 anos em média. Este tempo reduzido de retorno tem servido de argumento para o convencimento dos potenciais consumidores a investirem na aquisição de sistemas fotovoltaicos.

Os resultados da investigação feita nesta tese mostram que, tomando-se como base os valores de energia efetivamente gerados em campo, o tempo de retorno ou *payback* dos SFCRs do Projeto IFRN-Solar atingiram patamares elevados e, por conseguinte, pouco atrativos, revelando que metade dos SFCRs proporcionam um retorno financeiro somente após 18 anos de funcionamento e quatro deles depois de superado 25 anos de instalação. Destaca-se que o melhor resultado só é atingido após 13 anos de uso.

O Projeto IFRN-Solar, como um todo, apresenta um *payback* de 18,38 anos. A pesquisa mostra que a variável de maior impacto no *payback* é o investimento inicial (I), o que pode ser reforçado quando se verifica que os oito SFCRs de maior *payback* tem os

maiores valores de I , enquanto os menores *payback* estão naqueles que apresentam valores de I entre os menores. Outra constatação importante é de que, para o Projeto IFRN-Solar, os SFCRs de maiores I são aqueles alocados nos estacionamentos dos *campi*, enquanto os dispostos nas coberturas dos prédios apresentam menores custos iniciais. Para SFCRs como os mesmos valores de I , registra-se casos em que os custos de *O&M* se mostraram mais decisivos para o *payback* do que o Y_F , como é o caso do SFCR Nova Cruz tem um *payback* superior ao do SFCR Ipanguaçu, em função de um *O&M* maior, mesmo tendo um Y_F maior também. Em outros, o processo foi o inverso, como também, o Y_F se mostrou decisivo em SFCRs que detinham os mesmos I e *O&M*, isto é, teve o menor *payback* o SFCR que tem o maior Y_F , como é o caso do SFCR Reitoria I em relação ao SFCR Canguaretama.

Para o Cenário 1, todos os SFCRs deslocados no exercício para outras sedes apresentaram redução de seus *paybacks*, em média, em 1,1 anos, fato motivado, fundamentalmente, pelo aumento do Y_F . Nesse caso, o Projeto IFRN-Solar, como um todo, apresentaria um *payback* de 16,23 anos e se obteria um incremento na produção de energia de 2,75%, em 25 anos, e no mesmo período, um acréscimo de ganhos financeiros da ordem de 12,01%.

Para o Cenário 2, o *payback* dos SFCRs, em média, se encontra na faixa de 7,33 anos, ou seja, foi reduzido em mais de 9 anos, quando comparado à situação original do Projeto IFRN-Solar estimada para a Premissa 2. Neste cenário, o sistema como um todo, teria um *payback* 7,61 anos e haveria um acréscimo de ganhos financeiros da ordem de 143,96%. Esses números se devem fundamentalmente aos valores atribuídos para o investimento inicial que é, em média, inferior à metade do valor original do Projeto IFRN-Solar, captando, dessa forma, a queda de preço que vem sendo registrada para os sistemas fotovoltaicos.

Para o Cenário 3, o *payback* dos SFCRs em média, situa-se em 7,09 anos o que configura uma redução de 10 anos em relação à proposta original de pulverização. Os destaques são os SFCRs localizados nas sedes de Nova Cruz, Parnamirim e Ipanguaçu, que obtiveram redução de 18,7, 18 e 16,9 anos, respectivamente, quando comparado aos seus *paybacks* do Projeto IFRN Solar como originalmente instalados. Por outro lado, o exercício de deslocar todos os SFCRs para as localidades de melhor rendimento energético revelou uma redução do seu *payback*, em média, em torno de 4,5 meses, quando comparado ao obtido no Cenário 2. Tal diferença se deve fundamentalmente à

potencialidade dessas localidades promover uma maior geração de energia elétrica em função das condições climáticas do local. No cenário 3, o Projeto IFRN-Solar, como um todo, apresentaria um *payback* de 7,39 anos e haveria um incremento na produção de energia de 2,75%, em 25 anos, e no mesmo período, um acréscimo de ganhos financeiros da ordem de 155,96%.

A análise de sensibilidade feita, considerando a distribuição pulverizada e os Cenários 1, 2 e 3, para as principais variáveis que influenciam no TRD - taxa de degradação dos módulos fotovoltaicos, taxa de desconto, tarifa de energia elétrica da concessionária, custos de O&M e investimento inicial - revela que:

- i) Em relação à taxa de degradação dos módulos, verifica-se que esta variável apresenta influência negativa no *payback*, o qual se estende em virtude do aumento da referida taxa. Para o Cenário 1, os ganhos com a realocação dos sistemas nas sedes de melhor rendimento energético são mais perceptíveis em relação à Distribuição Pulverizada, pois o aumento do *payback* é menor comparado a esta última configuração. O mesmo ocorre no comparativo entre os Cenários 2 e 3, mas, em uma proporção menor em razão do menor investimento inicial nesses dois cenários.
- ii) No tocante à taxa de desconto, o resultado mostra que, para a distribuição pulverizada e para o Cenário 1, as perspectivas de *payback* são elevadas, mesmo atribuindo valor zero a esta taxa, isto é, a taxa de desconto tem pouca ou nenhuma influência nessas duas configurações. Em compensação, para os Cenários 2 e 3, os valores de *paybacks* caem significativamente, impulsionados pela queda do investimento inicial, e a taxa de desconto tem pouco controle sobre o valor final do *payback*.
- iii) Quanto a sensibilidade dos custos de O&M demonstra-se um comportamento análogo ao registrado para a taxa de desconto. Estes influenciam negativamente no aumento do *payback* quando seu valor progride, considerando a distribuição pulverizada e o Cenário 1; e tem pouca influência sobre o *payback*, para os Cenários 2 e 3.
- iv) A análise de sensibilidade da tarifa de energia elétrica mostra um comportamento inverso ao das variáveis anteriores. Apontando que um aumento da tarifa incorre na redução do *payback*. Ocorre que, para a distribuição pulverizada e para o Cenário 1, tarifas a partir de 0,62 R\$/kWh apontam em um *payback* inferior a 10 anos, onde o mesmo se reduz na medida que esta tarifa aumenta. Para os cenários 2 e 3, a menor

tarifa de 0,45 R\$/kWh já proporciona um *payback* em torno de 7 anos, chegando um pouco mais de 3 anos se a tarifa duplicar de valor.

v) O investimento inicial se constitui como a principal variável de influência sobre o *payback*. Na análise de sensibilidade, o comportamento para a distribuição pulverizada é o mesmo que para o Cenário 2, isto porque, em ambos os casos a distribuição dos SFCRs nas localidades é a mesma. Portanto, a diferenciação nos *paybacks* proporcionada pelo potencial energético das localidades não ocorre. O mesmo raciocínio pode ser estendido entre as curvas dos cenários 1 e 3 que são coincidentes. Em ambos os casos, pelo fato de os SFCRs estarem distribuídos nas mesmas localidades. A análise de sensibilidade demonstra que investimentos a partir de 5.000 R\$/kWp proporcionam um *payback* na ordem de 10 anos, ou seja, valores superiores a estes passam a oferecer um retorno financeiro pouco interessante. Ao passo que o investimento de 4.000 R\$/kWp propicia *paybacks* dentro da expectativa atribuída e difundida pelo mercado.

A investigação feita contribui subsidiando empresas ou instituições com múltiplas sedes, que planejem investir em SFCRs, na avaliação das alternativas de instalá-los em todas as suas sedes, de forma pulverizada, ou concentrá-los nas sedes situadas em regiões que favorecem um melhor rendimento energético para os sistemas.

Para o Projeto IFRN-Solar, objeto de estudo desta tese, concentrar seus sistemas fotovoltaicos nas sedes que apresenta ganhos energéticos e econômicos é uma opção indicada. Vale destacar que o Estado do Rio Grande do Norte é reconhecido por ter a totalidade de seu território propício à atração de empreendimentos fotovoltaicos, o que certamente reduz a expectativa de ganhos locacionais a serem auferidos na análise comparativa em centralizar ou pulverizar os SFCRs. Isto posto, e considerando que diversas empresas e instituições públicas tem sua área de atuação espalhada em todo o território nacional, maiores benefícios podem ser revelados quando do emprego da metodologia utilizada nessa tese.

Nesses termos, como desdobramento da investigação aqui desenvolvida, sugere-se o prosseguimento dos estudos em pesquisas futuras ampliando o escopo da abordagem empregada para o âmbito nacional. Dessa forma, as diferenças que resultam da dimensão continental do país, e como ela as variações de ordem climáticas que são determinantes para o sucesso ou rechaço de um aproveitamento fotovoltaico, podem melhor mapear os

atrativos regionais, maximizado os propalados benefícios dessa tecnologia, e com isso contribuir com o planejamento da expansão do setor elétrico nacional.

REFERÊNCIAS

AL-OTAIBI, A. et al. Performance evaluation of photovoltaic systems on Kuwaiti schools' rooftop. **Energy Conversion and Management**, v. 95, p. 110–119, 1 maio 2015.

ALLOUHI, A. et al. Grid-connected PV systems installed on institutional buildings: Technology comparison, energy analysis and economic performance. **Energy and Buildings**, v. 130, p. 188–201, 2016.

ALTENER, P. **ENERGIA FOTOVOLTAICA: Manual sobre tecnologias, projecto e instalação**. Portugal: Portal Energia, 2004.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 167, DE 10 DE OUTUBRO DE 2005. . 2005.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 228, DE 25 DE JULHO DE 2006. . 2006.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 390, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009. . 2009 a.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 391, DE 15 DE DEZEMBRO DE 2009. . 2009 b.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012. . 2012 a, p. 9.

ANEEL, A. N. DE E. E. Resolução Normativa 482/2012. . 2012 b, p. 1689–1699.

ANEEL, A. N. DE E. E. RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687. . 2015.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída-Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <<http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>>.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Sistema de Informações de Geração Distribuída - SIGA**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 7 mar. 2021.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Sistema de Informações de Geração Distribuída - SIGA**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 24 abr. 2022a.

ANEEL, A. N. DE E. E. **Sistema de Informações de Geração - SIGA**. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>.

hNGU5YzAxNzBlMSIsImMiOjR9>. Acesso em: 24 abr. 2022b.

ASTE, N.; DEL PERO, C.; LEONFORTE, F. PV technologies performance comparison in temperate climates. **Solar Energy**, v. 109, p. 1–10, 1 nov. 2014.

BANK WORLD; ESMAP; SOLARGIS. **Global Solar Atlas**. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/support/about>>. Acesso em: 7 nov. 2021.

BEZERRA, F. D. **MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA: Situação atual e perspectivas**. Fortaleza: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.bnb.gov.>>.

BLUESOL. **Energia Solar x Valor: Quanto Custa + 7 Dúvidas Respondidas**. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/energia-solar-valor-do-projeto/>>. Acesso em: 7 nov. 2021a.

BLUESOL. **Instalação de Energia Solar: Quanto Custa + 7 Informações**. Disponível em: <<https://blog.bluesol.com.br/instalacao-de-energia-solar/>>. Acesso em: 7 nov. 2021b.

BRASIL. **Lei nº 11.892/2008 - Cria a Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica e os Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia.**, 2008. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2008/lei/11892.htm>. Acesso em: 24 jan. 2021

BRASIL, B. C. DO. **Taxas de juros básicas – Histórico**. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros>>. Acesso em: 2 abr. 2022.

BRITO, M. C. et al. 3D Solar Potential in the Urban Environment: A Case Study in Lisbon. **Energies**, v. 12, n. 18, p. 3457, 7 set. 2019.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Câmara aprova marco legal dos micro e minigeradores de energia**. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/796186-camara-aprova-marco-legal-dos-micro-e-minigeradores-de-energia>>. Acesso em: 5 maio. 2022.

CASTRO, N. DE et al. **Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2016.

CONIF, C. N. DAS I. DA R. F. DE E. T. **Histórico da Rede Federal de Educação Profissional, Científica e Tecnológica**. Disponível em: <<https://portal.conif.org.br/br/rede-federal/historico-do-conif>>. Acesso em: 19 jul. 2021.

CRESESB. **Casa Solar Eficiente**. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&catid=91>. Acesso em: 24 nov. 2020.

DATA, W. I. **Inflação Histórica Brasil - IPC**. Disponível em: <<https://www.inflation.eu/pt/taxas-de-inflacao/brasil/inflacao-historica/ipc-inflacao-brasil.aspx>>. Acesso em: 2 abr. 2022.

DIAS, C. L. DE A. et al. Performance estimation of photovoltaic technologies in Brazil. **Renewable Energy**, v. 114, n. PB, p. 367–375, 2017.

ELHADJ SIDI, C. E. B. et al. Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania. **Energy Conversion and Management**, v. 119, p. 411–421, 1 jul. 2016.

ENERGY AGENCY, I. **Deploying Renewables 2011: Best and Future Policy Practice**. Paris: IEA, 2011.

ENERGY AGENCY, I. **Statistics Report Key World Energy Statistics 2021**. [s.l.: s.n.].

ENERGY AGENCY, I. **Electricity production – Electricity Information: Overview – Analysis - IEA**. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/electricity-information-overview/electricity-production>>. Acesso em: 24 abr. 2022.

EVANS, A.; STREZOV, V.; EVANS, T. J. Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 5, p. 1082–1088, 1 jun. 2009.

HAMMAD, B. et al. Performance and economic comparison of fixed and tracking photovoltaic systems in Jordan. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 80, n. June, p. 827–839, 2017.

HASHIMURA, L. DE M. M. **APROVEITAMENTO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTES RENOVÁVEIS ALTERNATIVAS NO BRASIL: INSTRUMENTOS DE POLÍTICA E INDICADORES DE PROGRESSO**. [s.l.] Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), 2012.

HERNÁNDEZ-MORO, J.; MARTÍNEZ-DUART, J. M. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 119–132, abr. 2013.

HERTELEER, B. et al. Normalised efficiency of photovoltaic systems: Going beyond the performance ratio. **Solar Energy**, v. 157, n. August, p. 408–418, 2017.

IFRN. **Plano de Gestão de Logística Sustentável**. Natal, 2015.

IFRN. **Relatório de Gestão 2020**. Natal: [s.n.].

IFRN. **Histórico** — **Portal IFRN**. Disponível em: <<https://portal.ifrn.edu.br/institucional/historico>>. Acesso em: 25 mar. 2021a.

IFRN. **Cursos** — **Portal IFRN**. Disponível em: <<https://portal.ifrn.edu.br/ensino/cursos>>. Acesso em: 27 mar. 2021b.

IFSULDEMINAS. **IF SOLAR: Projeto inovador do IFSULDEMINAS possibilita a geração de energia solar em 82 unidades da Rede Federal**. Disponível em: <<http://energif.org/noticias-joomla/index.php/2-uncategorised/3-if-solar-projeto-inovador-do-ifsuldeminas-possibilita-a-geracao-de-energia-solar-em-82-unidades-da-rede-federal>>. Acesso em: 18 dez. 2018.

IFSULDEMINAS. **IFSULDEMINAS implanta usinas fotovoltaicas para geração de energia solar nos campi**. Disponível em: <<https://portal.ifsuldeminas.edu.br/ultimas>>.

noticias-ifsuldeminas/78-noticias-da-prodi/1008-if-solar>. Acesso em: 20 dez. 2018.

JÄGER-WALDAU, A. Snapshot of Photovoltaics—February 2020. **Energies**, v. 13, n. 4, p. 930, 19 fev. 2020.

KABIR, E. et al. Solar energy: Potential and future prospects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. September 2016, p. 894–900, 2018.

KANNAN, N.; VAKEESAN, D. Solar energy for future world: - A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1092–1105, 2016.

LANG, T.; GLOERFELD, E.; GIROD, B. Don't just follow the sun - A global assessment of economic performance for residential building photovoltaics. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 932–951, 2015.

LI, T.; ROSKILLY, A. P.; WANG, Y. Life cycle sustainability assessment of grid-connected photovoltaic power generation: A case study of Northeast England. **Applied Energy**, v. 227, p. 465–479, 2018.

LIMA, G. C. DE. **EFICIÊNCIA ENERGÉTICA E ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PRÉDIOS PÚBLICOS NO SETOR DE EDUCAÇÃO NO NORDESTE DO BRASIL: O CASO DA EXPANSÃO DO IFRN**. [s.l.] Rio de Janeiro, UFRJ, 2019.

LIMA, L. C. DE; FERREIRA, L. DE A.; MORAIS, F. H. B. DE L. Performance analysis of a grid connected photovoltaic system in northeastern Brazil. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 79–85, 2017.

MARION B. **Performance Parameters for grid-connected PV systems**. Photovoltaic Specialists, IEEE conference. **Anais...**2005.

MARRECO, J.; BUIATTI, N.; BUIATTI, G. M. **O POTENCIAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA COMO ESTRATÉGIA DE INCLUSÃO ENERGÉTICA NO BRASIL**. Rio de Janeiro: [s.n.].

MARTINS, J. M. C. **Estudo dos principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico**. [s.l.] UNICAMP, 2010.

MAUAD, F. F.; FERREIRA, L. DA C.; TRINDADE, T. C. G. **Energia Renovável no Brasil: Análise das principais fontes energéticas renováveis brasileiras**. São Carlos, SP: EESC/USP, 2017.

MAVSAR, P. et al. Simplified Method for Analyzing the Availability of Rooftop Photovoltaic Potential. **Energies**, v. 12, n. 22, p. 4233, 6 nov. 2019.

MEC. **Comitê debate oferta de cursos na área de energia renovável - MEC**. Disponível em: <<http://portal.mec.gov.br/ultimas-noticias/209-564834057/45681-comite-debate-oferta-de-cursos-na-area-de-energia-renovavel>>. Acesso em: 20 dez. 2018.

MEC. **RELATÓRIO ANUAL DE ANÁLISE DOS INDICADORES DE GESTÃO DAS INSTITUIÇÕES FEDERAIS DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL**,

CIENTÍFICA E TECNOLÓGICA. EXERCÍCIO 2018. Brasília: [s.n.].

MEC, M. DA E. **Rede Federal - Histórico.** Disponível em: <<http://portal.mec.gov.br/rede-federal-inicial/historico>>. Acesso em: 23 jan. 2021a.

MEC, M. DA E. **Expansão da Rede Federal.** Disponível em: <<http://portal.mec.gov.br/setec-programas-e-acoes/expansao-da-rede-federal>>. Acesso em: 21 jan. 2021b.

MEC, M. DA E. **Instituições da Rede Federal.** Disponível em: <<http://portal.mec.gov.br/rede-federal-inicial/instituicoes>>. Acesso em: 21 jan. 2021c.

MEC, M. DA E. **Rede Federal - Apresentação.** Disponível em: <<http://portal.mec.gov.br/rede-federal-inicial/>>. Acesso em: 21 jan. 2021d.

MIRANDA, R. F. C. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro.** Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MME, M. DE M. E E. **Energia Solar no Mundo e no Brasil.** Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c;jsessionid=41E8065CA95D1FABA7C8B26BB66878C9.srv154>>.

MORAIS, J. **Sistemas Fotovoltaicos: da Teoria à Prática.** Porto: Engebook, 2009.

MOREIRA, H. L.; BASTOS, A. M.; SANTOS, R. B. Análise comparativa da viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e eólicos para microgeração de energia elétrica. **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**, p. 10, 2018.

PACHECO, E. **OS INSTITUTOS FEDERAIS: Uma Revolução na Educação Profissional e Tecnológica.** Natal, Rio Grande do Norte, Brazil: Editora do IFRN, 2010.

PACHECO, E. et al. **INSTITUTOS FEDERAIS: UMA REVOLUÇÃO NA EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA.** Brasília, São Paulo: Moderna, 2011.

PACHECO, E. M.; PEREIRA, L. A. C.; SOBRINHO, M. D. Institutos Federais de Educação, Ciência e Tecnologia: Limites e Possibilidades. **Linhas Críticas**, v. 16, n. 30, p. 71–88, 2010.

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

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

PIZZOL, C. C. S. **PROJEÇÃO DO CRESCIMENTO DO MERCADO BRASILEIRO PARA AS PEQUENAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS (PCH's).** [s.l.] UNIFEI, 2011.

PROVDANOV, C. C.; FREITAS, E. C. DE. **Metodologia do trabalho científico:**

métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico. 2ed. ed. Novo Hamburgo: [s.n.].

RAMÍREZ-SAGNER, G. et al. Economic feasibility of residential and commercial PV technology: The Chilean case. **Renewable Energy**, v. 111, n. July 2016, p. 332–343, 2017.

REN21. **Renewables 2014 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

REN21. **Renewables 2015 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

REN21. **Renewables 2016 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

REN21. **Renewables 2017 Global Status Report**. Paris: [s.n.]. Disponível em: <<http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/IFES/BV/ren213.pdf>>.

REN21. **Renewables 2018 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

REN21. **Renewables 2020 Global Status Report**REN21 Secretariat. Paris: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.ren21.net/resources/publications/>>.

REN21. **Renewables 2021 Global Status Report**. Paris: [s.n.].

ROBERTS, J. J.; MENDIBURU ZEVALLOS, A. A.; CASSULA, A. M. Assessment of photovoltaic performance models for system simulation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 72, n. October 2016, p. 1104–1123, 2017.

ROSA, A. R. O.; GASPARIN, F. P. Panorama da Energia Solar Fotovoltaica no Brasil. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. VII, p. 8, 2016.

ROSA, C. A. **Estudo do Balanço Energético e do Passivo Ambiental Resultante da Fabricação do Módulo Fotovoltaico** Estudo do Balanço Energético e do Passivo Ambiental Resultante da Fabricação do Módulo Fotovoltaico. [s.l.] Rio de Janeiro, UFRJ, 2008.

ROUMPAKIAS, E.; STAMATELOS, A. Comparative performance analysis of grid-connected photovoltaic system by use of existing performance models. **Energy Conversion and Management**, v. 150, n. July, p. 14–25, 2017.

RÜTHER, R. **EDIFÍCIOS SOLARES FOTOVOLTAICOS: O Potencial da Geração Solar Fotovoltaica Integrada a Edificações Urbanas e Interligada à Rede Elétrica Pública no Brasil**. 1. ed. Florianópolis: UFSC/LABSOLAR, 2004.

SETEC, S. DE E. P. E T. **INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA e TECNOLOGIA: UM NOVO MODELO EM EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA. CONCEPÇÃO E DIRETRIZES**. Brasília: [s.n.].

SHUKLA, A. K.; SUDHAKAR, K.; BAREDAR, P. Simulation and performance analysis of 110 kWpgrid-connected photovoltaic system for residential building in India: A comparative analysis of various PV technology. **Energy Reports**, v. 2, p. 82–88, 2016.

SIRAGANYAN, K. et al. Eco-Sim: A Parametric Tool to Evaluate the Environmental and Economic Feasibility of Decentralized Energy Systems. **Energies**, v. 12, n. 5, p. 776, 26 fev. 2019.

SOBRI, S.; KOOHI-KAMALI, S.; RAHIM, N. A. Solar photovoltaic generation forecasting methods: A review. **Energy Conversion and Management**, v. 156, n. November 2017, p. 459–497, 2018.

SOLANGI, K. H. et al. A review on global solar energy policy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 4, p. 2149–2163, 2011.

SOLAR, P. **Painel solar: preços e custos de instalação**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao.html>>. Acesso em: 7 nov. 2021a.

SOLAR, P. **Quanto Custa para Instalar Energia Solar**. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>>. Acesso em: 7 nov. 2021b.

SOMMERFELDT, N.; MADANI, H. Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems: Part two - Application. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 74, n. November 2016, p. 1394–1404, 2017.

TAVARES, W. M.; FILHO, A. P. DE Q. **Energias Renováveis riqueza sustentável ao alcance da sociedade**. Brasília: [s.n.]. Disponível em: <www.camara.gov.br/caeat>.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2016.

TOMOSK, S.; HAYSOM, J. E.; WRIGHT, D. Quantifying economic risk in photovoltaic power projects. **Renewable Energy**, v. 109, p. 422–433, 2017.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 3. ed. São Paulo: Érica, 2015.

WASOLAR. **Tempo de retorno do investimento em energia solar**. Disponível em: <<http://www.wasolar.com.br/tempo-de-retorno-do-investimento-em-energia-solar>>. Acesso em: 29 dez. 2019.

ZDYB, A.; GULKOWSKI, S. Performance Assessment of Four Different Photovoltaic Technologies in Poland. **Energies**, v. 13, n. 1, p. 196, 1 jan. 2020.

ZHAO, X.; ZENG, Y.; ZHAO, D. Distributed solar photovoltaics in China: Policies and economic performance. **Energy**, v. 88, p. 572–583, 2015.

ZÜLKE, R. A. R.; PAULA, I. C. DE; RICHTER, C. **INDÚSTRIA DE SEMICONDUTORES BRASILEIRA: UMA ANÁLISE DO PADIS**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/handle/10183/218336>>. Acesso em: 13 jul. 2021.