



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA CIVIL

ERNESTO DE FREITAS MOSCARDINI JÚNIOR

**A INFLUÊNCIA DO BANCO DE DADOS SOLARIMÉTRICOS E DO
SIMULADOR FOTOVOLTAICO NO DIMENSIONAMENTO E NA
ECONOMIA DE COMBUSTÍVEL EM USINAS FOTOVOLTAICO-
DIESEL**

FLORIANÓPOLIS
2020

Ernesto de Freitas Moscardini Júnior

**A INFLUÊNCIA DO BANCO DE DADOS SOLARIMÉTRICOS E DO SIMULADOR
FOTOVOLTAICO NO DIMENSIONAMENTO E NA ECONOMIA DE
COMBUSTÍVEL EM USINAS FOTOVOLTAICO-DIESEL**

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do título de Doutor em
Engenharia Civil.

Orientador: Prof. Ricardo Rüther, Ph.D.

Florianópolis
2020

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

MOSCARDINI JÚNIOR, ERNESTO DE FREITAS

A INFLUÊNCIA DO BANCO DE DADOS SOLARIMÉTRICOS E DO
SIMULADOR FOTOVOLTAICO NO DIMENSIONAMENTO E NA ECONOMIA DE
COMBUSTÍVEL EM USINAS FOTOVOLTAICO-DIESEL / ERNESTO DE
FREITAS MOSCARDINI JÚNIOR ; orientador, Ricardo Rüter,
2020.

109 p.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa
Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Civil. 2. Usinas Híbridas. 3. Minirrede .
4. Fotovoltaica-diesel. 5. Irradiação solar. I. Rüter,
Ricardo . II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. III. Título.

Ernesto de Freitas Moscardini Júnior

A influência do banco de dados solarimétricos e do simulador fotovoltaico no dimensionamento e na economia de combustível em usinas fotovoltaico-diesel

O presente trabalho em nível de doutorado foi avaliado e aprovado por banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Dr. Roberto Zilles
Universidade de São Paulo

Prof. Dr. João Tavares Pinho
Universidade Federal do Pará

Prof. Roberto Lamberts, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Dr. Deivis Luis Marionski
Universidade Federal de Santa Catarina

Certificamos que esta é a **versão original e final** do trabalho de conclusão que foi julgado adequado para obtenção do título de doutor em Engenharia Civil.

Prof.^a Dra. Poliana Dias de Moraes
Coordenadora do Programa

Prof. Ricardo Rütger, PhD.
Orientador

Florianópolis, 06 de março de 2020.

AGRADECIMENTOS

Durante a jornada que se iniciou com minha aprovação no Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil da Universidade Federal de Santa Catarina até a conclusão desta tese, tive a ajuda de diversas pessoas e instituições.

Meus sinceros agradecimentos ao professor Ricardo Rüther pela oportunidade de ingressar no Centro de Pesquisa e Capacitação em Energia Solar da Universidade Federal de Santa Catarina (Fotovoltaica-UFSC), pela paciência, conselhos e todo suporte necessário para o desenvolvimento desta pesquisa. Muito obrigado pela valiosa e importante contribuição na minha formação profissional. Tenho um enorme respeito e admiração pelo seu profissionalismo e dedicação à ciência.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Agradeço à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e à Guascor Solar do Brasil, pelo acesso aos dados operacionais da minirrede a diesel da cidade de Buritis-RO.

Um agradecimento especial aos meus amigos e pesquisadores do Fotovoltaica – UFSC: Alexandre Montenegro, Andriago Filippo, Bernardo Hickel, Isadora Custódio, Kathlen Schneider, Pedro Veríssimo, Anelise Medeiros, Rafael Antunes, Eduardo Deschamps e Delma Camargos pela ajuda no desenvolvimento deste trabalho.

Gostaria de expressar minha gratidão ao Dr. Lucas Nascimento pela ajuda em obter e interpretar os dados da minirrede analisada no estudo de caso desta tese.

Ao Júlio Cesar Ferreira da Silva pela amizade e por disponibilizar acesso ao banco de dados da plataforma SOLARGIS®.

Agradeço à professora Helena Napolini por despertar-me a paixão pela pesquisa científica, incentivar meu ingresso no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da UFSC, pela paciência, carinho, valiosos conselhos e por mais de dez anos de amizade.

Aos amigos Rafael Saldanha, Hebert Militão, Roberto Barbedo, Thiago Puluceno, Afrânio Castro, Márcio Augusto e Jéssica Ramalho pela amizade e suporte logístico.

Aos meus pais e minha irmã, meus profundos agradecimentos por todas as sábias palavras de carinho e incentivo.

À minha amada esposa Ana Clara e ao meu filho Mateus, sou eternamente grato por toda paciência, companheirismo, dedicação e por tornarem meu mundo mais ensolarado.

Seja humilde, porque até o sol com toda a sua grandeza deixa a lua brilhar.
(Bob Marley)

RESUMO

O correto dimensionamento de usinas solares fotovoltaicas depende principalmente da qualidade do banco de dados de irradiação solar e do pacote de simulação fotovoltaica. Esta tese avalia os efeitos da adoção de cinco diferentes bancos de dados solarimétricos no dimensionamento de geradores híbridos de energia solar fotovoltaico-diesel projetados para fornecer eletricidade a minirredes isoladas, usando dois dos mais populares pacotes de simulação fotovoltaica disponíveis comercialmente (PVsyst® e HOMER Energy®). São comparadas as diferentes origens, período de tempo, resolução de espaço e tempo dos cinco bancos de dados de irradiação solar mais relevantes e disponíveis para a Região Amazônica brasileira (INPE2006, INPE2017, METEONORM7.2, NASA-SSE e SOLARGIS). Um estudo de caso é apresentado para ilustrar as influências dos bancos de dados de irradiação solar e das ferramentas de simulação do gerador fotovoltaico resultante no comportamento horário do fornecimento de energia a uma carga existente em uma minirrede na Amazônia brasileira (Buritituba-RO), juntamente com a economia de diesel obtida com os geradores fotovoltaicos resultantes. Os comportamentos da curva de carga e da usina termelétrica que abastece a minirrede foram modelados no HOMER Energy® juntamente com dados de geração de um sistema fotovoltaico básico (99kWp) resultante das dez combinações entre banco de dados de irradiação solar e ferramenta de dimensionamento fotovoltaico, sendo cinco do próprio HOMER Energy® e cinco de dados importados das simulações realizadas no PVsyst®. Obteve-se uma variação de 20,6% na geração anual total de energia. Essas diferenças, levando em consideração o comportamento da curva de carga e a capacidade instalada total de geração diesel no local, aumentaram em mais de 100% (1,782 MWp a 3,663 MWp) o tamanho ideal do gerador fotovoltaico (múltiplos do sistema fotovoltaico base) do estudo de caso. A economia total de diesel, durante um período de 15 anos, variou de R\$ 9.454.657,00 a R\$ 71.240.915,00 (> 7,5 vezes) para o menor sistema fotovoltaico de 1,782 MWp. Essas avaliações podem ser estendidas para minirredes de qualquer tamanho em outros lugares e demonstram a influência do banco de dados de radiação solar e do pacote de simuladores fotovoltaicos no dimensionamento de geradores fotovoltaico-diesel. O estudo revelou também que apesar das diferenças entre os algoritmos dos dois pacotes de simulação utilizados, a variação entre os resultados proporcionados foi mínima. A novidade e originalidade deste estudo é demonstrar e quantificar pela primeira vez a influência do banco de dados de radiação solar e do pacote de simuladores fotovoltaicos no dimensionamento de geradores híbridos diesel/fotovoltaico. As consequências deste estudo não são apenas de importância científica e acadêmica, mas também de interesse econômico e comercial.

Palavras-chave: Usinas Híbridas. Minirrede. Fotovoltaica-diesel. Irradiação solar. Simulador fotovoltaico.

ABSTRACT

The correct sizing of solar photovoltaic (PV) power plants depends mainly on the quality of the solar irradiation data database and the photovoltaic simulation package. This thesis evaluates the effects of adopting five different solar radiation databases in the sizing of hybrid PV-diesel solar generators designed to supply electricity to isolated minigrids, using two of the most popular PV sizing and simulation tools available on the market (PVsyst® and HOMER Energy ®). The different source, time, space resolution and time span of the five most relevant and available solar irradiation databases for the Brazilian Amazon Region (INPE2006, INPE2017, METEONORM7.2, NASA-SSE and SOLARGIS) are compared. A case study is presented to illustrate the influences of the solar irradiation database and the simulation tool in the PV generators, and the effects on diesel consumption and on the operational regime of the diesel gen sets supplying the demand of an existing minigrid in the Brazilian Amazon (Buritis-RO). The behavior of the load curve and the diesel power plant were modeled in HOMER Energy® and include generation data from a basic PV system (99kWp). Ten combinations of the five solar irradiation databases and the two PV system sizing tools were carried out. There was a 20.6% variation in the total annual energy generation. These differences, taking into account the behavior of the load curve and the total installed capacity of diesel generation at the site, increased by more than 100% (1.782 MWp to 3.663 MWp) in the ideal size of the PV generator (multiples of the base PV system) of the case study. The total diesel savings, over a period of 15 years, ranged from R\$ 9,454,657.00 to R\$ 71, 240,915.00 (>7,5 times) for the smallest PV system of 1.782 MWp. These assessments can be extended to minigrids of any size in other places and demonstrate the influence of the solar radiation database and the PV simulator package on the sizing of PV-diesel generators. The study also revealed that despite the differences between the algorithms of the two simulation packages used, the variation between the results provided was minimal. The novelty and originality of this study is to demonstrate and quantify for the first time the influence of the solar radiation database and the PV simulation package on the sizing of PV-diesel generators. The consequences of this study are not only of scientific and academic importance, but also of economic and commercial interest as well.

Keywords: Hybrid plants. Mini network. Photovoltaic-diesel. Solar irradiation. Photovoltaic simulator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Localização dos 272 sistemas isolados no ano de 2020.....	24
Figura 2 – A evolução do consumo de energia elétrica dos sistemas isolados para os anos de 2004 a 2019.	25
Figura 3 – Composição da matriz energética dos Sistemas Isolados.	27
Figura 4 – Composição da CDE para 2019. Em verde tem-se a distribuição da origem dos recursos e em vermelho os programas governamentais para os quais são destinados.	30
Figura 5 – Mapa da rede brasileira de distribuição de combustível.	33
Figura 6 – Mapa da velocidade média anual do vento (m/s) a 50 m no Brasil. O retângulo em azul destaca o litoral da região norte e o nordeste do estado de Roraima.	35
Figura 7 - Mapa com a localização da cidade de Buritis e a minirrede selecionada para o estudo de caso desta tese.	49
Figura 8 - Diagrama esquemático da minirrede conectada à usina FV/Diesel em Buritis-RO utilizada no estudo de caso desta tese.....	50
Figura 9 - Vista aérea das instalações da usina termelétrica que alimenta a minirrede da cidade de Buritis RO.....	51
Figura 10 - Vista aérea das instalações da usina solar fotovoltaica experimental do P&D SOLAR GUASCOR/UFSC instalada junto à usina termelétrica que alimenta a cidade de Buritis-RO (parte superior). Módulos fotovoltaicos em estado de elevada sujidade após dois anos de operação da usina (parte inferior).....	52
Figura 11 - Configuração do sistema fotovoltaico de 99kWp modelado para o estudo de caso.	56
Figura 12 - Curva de carga horária da minirrede de Buritis-RO para o ano de 2015.....	58
Figura 13 - Curva de consumo específico de geradores termelétricos a diesel da UTE Buritis-RO. A região cinza (300kW-1000kW) corresponde à faixa de estabilidade dos grupos geradores.....	60
Figura 14 - Dinâmica da metodologia empregada no dimensionamento dos sistemas híbridos FV/diesel e a análise dos resultados dos diversos cenários.	62
Figura 15 - Diagrama esquemático com as variáveis consideradas para os cenários de simulação da minirrede híbrida FV/diesel.....	63
Figura 16 - A irradiação horizontal global média diária de cada mês (kWh/m ² .dia) dos cinco bancos de dados de radiação solar analisados nesta tese e utilizados nas simulações do estudo de caso.	67

Figura 17 - Mapa com a distribuição das estações meteorológicas no território brasileiro utilizadas pelo INPE 2017 (mapa esquerdo contendo 900 unidades) e SOLARGIS (mapa direito contendo apenas quatro unidades) no processo de validação de seus bancos de dados solarimétricos.	68
Figura 18 – Distribuição da frequência percentual da GTI em intervalos de 50 W/m ² , obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para os cinco bancos de dados de radiação solar avaliados neste estudo.	69
Figura 19 - Distribuição da frequência percentual GTI em intervalos de 50Wh/m ² efetivamente convertida em eletricidade, obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para as cinco usinas solares bancos de dados de radiação avaliados neste estudo.	70
Figura 20 - Distribuição da frequência percentual da irradiação solar (% da energia total anual) efetivamente convertida em eletricidade solar em intervalos de 50 Wh/m ² , obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para usinas solares FV simuladas com os cinco bancos de dados de radiação avaliados neste estudo.	71
Figura 21 - Distribuição da frequência percentual da irradiação solar (% da energia total anual) efetivamente convertida em eletricidade solar pelo nível de irradiância em intervalos de 50 W/m ² , obtida a partir de dados de GHI horários medidos entre 2006 a 2015 por satélite e transpostos para o plano do arranjo por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas).	71
Figura 22 - A irradiação horizontal global média diária de cada mês (kWh/m ² .dia) dos anos de 2006 a 2015 para cidade de Buritis-RO.	73
Figura 23 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (MWh/ano) por intervalos de irradiação nos níveis baixo (0 - 250 W/m ²), médio (250 - 950 W/m ²) e alto (950 - 1300 W/m ²) obtidos a partir de dados sintéticos gerados pelos simuladores fotovoltaicos para o gerador fotovoltaico base de 99kWp.	75
Figura 24 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (% da geração anual total) por intervalos de irradiação nos níveis baixo (0 - 250 W/m ²), médio (250 - 950 W/m ²) e alto (950 - 1300 W/m ²) obtidos a partir de dados sintéticos gerados pelos simuladores fotovoltaicos para o gerador fotovoltaico base de 99kWp.	75
Figura 25 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (em MWh/ano) por intervalos de irradiância nos níveis baixo (0 - 250 W/m ²), médio (250 - 950 W/m ²) e alto (950 - 1300 W/m ²) obtidos a partir de dados medidos por satélite dos anos de 2006 a 2015 para o sistema base de 99kWp.	78
Figura 26 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (% da geração anual total) por intervalos de irradiância nos níveis baixo (0 - 250 W/m ²), médio (250 - 950 W/m ²) e alto (950 - 1300 W/m ²) obtidos a partir de dados medidos por satélite dos anos de 2006 a 2015 para o sistema base de 99kWp.	78
Figura 27 – Curvas de geração da usina híbrida FV/diesel para os cinco bancos de dados diferentes de radiação solar simulados com o software PVsyst® nos três dias mais críticos de 2015 em termos de máxima penetração energética fotovoltaica.	82

Figura 28 – Curvas de geração da usina híbrida FV/diesel para os cinco bancos de dados diferentes de radiação solar simulados com o software HOMER Energy® nos três dias mais críticos de 2015 em termos de máxima penetração energética fotovoltaica. 82

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distribuição dos sistemas isolados por estado e concessionária de energia.....	25
Tabela 2 – Orçamento da CDE de 2013 a 2019.	29
Tabela 3 - Informações da cidade de Buritis-RO na Amazônia brasileira, selecionada para o estudo de caso.	48
Tabela 4 - Parâmetros usados na modelagem computacional da usina fotovoltaica de 99kWp.	55
Tabela 5 - Nível de eficiência por carga dos geradores diesel.	60
Tabela 6 - Resumo das características do banco de dados de radiação solar.	68
Tabela 7 - Desempenho comparativo do rendimento anual de energia do gerador fotovoltaico do caso base de 99kWp, em função do software de dimensionamento fotovoltaico e do banco de dados de radiação solar.	76
Tabela 8 - Resumo das simulações realizadas para o gerador fotovoltaico do caso base de 99 kWp e diferenças percentuais em relação ao conjunto (simulador fotovoltaico + banco solarimétrico) de referência PVsyst/INPE 2017.....	77
Tabela 9 – Desempenho comparativo do rendimento anual de energia dos geradores fotovoltaicos individuais de 99kWp, em função da ferramenta de software de dimensionamento fotovoltaico e dos dez anos de dados de irradiação solar medidos por satélites do INPE.	79
Tabela 10 – Desempenho comparativo do rendimento anual de energia dos geradores fotovoltaicos de 99kWp durante dez anos de operação, em função da ferramenta de dimensionamento fotovoltaico e da base de dados de irradiação solar medidos por satélites do INPE.	80
Tabela 11 – Potência nominal fotovoltaica máxima admissível (MWp) e produção anual de energia resultante (MWh/ano), medida pelas dez combinações de pacote de simulador fotovoltaico e banco de dados de irradiação solar.....	81
Tabela 12 - Consumo específico (litros/kWh) dos 13 motogeradores diesel que compõem as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para potência FV de 1,782MWp.....	84
Tabela 13 - Horas evitadas de operação (em %) dos 13 motogeradores diesel após a hibridização da minirrede, para as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para potência FV de 1,782MWp.....	84
Tabela 14 - Redução percentual do consumo de combustível para cada um dos 13 motogeradores diesel após hibridização da minirrede, para as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para potência FV de 1,782MWp.....	85

Tabela 15 - Percentual de diesel economizado em cada uma das 10 configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para usina fotovoltaica de 1,782MWp..... 86

Tabela 16 - Percentual de diesel economizado em cada uma das 10 configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para máxima potência FV suportável pela minirrede e para usina fotovoltaica de 1,782MWp. 87

Tabela 17 - Cenários de custo nivelado da energia resultantes da operação da usina termelétrica diesel na cidade de Buritis-RO. 88

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMT	Ano Meteorológico Típico
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
ARMA	<i>Autoregressive Moving Average</i>
CAPEX	<i>Capital expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comércio de Energia Elétrica
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
FCI	Fator de Carregamento do Inversor
ESMAP	<i>Energy Sector Management Assistance Program</i>
FV	Fotovoltaica
GEF	<i>Global Environmental Facility</i>
GHI	Irradiação Global Horizontal
GTI	Irradiação no Plano inclinado
HDKR	Hay – Davies – Klucher – Reindl
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>
NASA	<i>National Aeronautics and Space Administration</i>
O&M	Operação e Manutenção
ONU	Organização das Nações Unidas
OPEX	<i>Operational expenditure</i>
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE's	Produtores Independentes de Energia Elétrica
PNUMA	Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente
ppm	Partes por milhão
PR	<i>Performance Ratio</i>
REN	Resolução Normativa da ANEEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISOL	Sistema Brasileiro de Eletricidade Isolada
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
UTE	Usina termelétrica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	17
1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO	18
1.2 OBJETIVOS	20
1.2.1 OBJETIVO GERAL	20
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	20
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
2.1 SISTEMAS ISOLADOS (SISOL)	22
2.1.1 DEFINIÇÃO	22
2.1.2 A UTILIZAÇÃO DE SISTEMAS ISOLADOS NO MUNDO	23
2.1.3 PANORAMA ATUAL DOS SISTEMAS ISOLADOS NO BRASIL E NA AMAZÔNIA	23
2.2 MODICIDADE DA TARIFA EM SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS	27
2.2.1 CONTA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO (CDE)	28
2.2.2 CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL (CCC)	30
2.3 LOGÍSTICA DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEL PARA OS SISTEMAS ISOLADOS NA AMAZÔNIA	32
2.4 APLICAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FV/DIESEL NA AMAZÔNIA	34
2.5 PENETRAÇÃO E ESTABILIDADE ELÉTRICA EM MINIRREDES ISOLADAS	36
2.6 DIESEL	38
2.7 INFRAESTRUTURA DE UMA USINA TERMELÉTRICA (UTE) MOVIDA A ÓLEO DIESEL	39
2.8 RECURSO SOLAR	40
2.8.1 INPE 2006: ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, PRIMEIRA EDIÇÃO	41
2.8.2 INPE 2017: ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, SEGUNDA EDIÇÃO	41
2.8.3 METEONORM VERSÃO 7.2	41
2.8.4 NASA-SSE VERSÃO 8.1.2	42
2.8.5 SOLARGIS®	42
2.8.6 DADOS MEDIDOS <i>IN LOCO</i> E POR SATÉLITES	43
2.9 PACOTES DE SIMULAÇÃO FOTOVOLTAICA	44
2.9.1 MODELOS DE GERAÇÃO DE SÉRIES SINTÉTICAS HORÁRIAS DE IRRADIAÇÃO GLOBAL HORIZONTAL	45
2.9.2 MODELOS DE TRANSPOSIÇÃO DA IRRADIAÇÃO DO PLANO DOS MÓDULOS	46
2.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	46
3 APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	48
3.1 LOCALIZAÇÃO DA MINIRREDE	48
3.2 DESCRIÇÃO DA USINA TERMELÉTRICA (UTE)	49
4 METODOLOGIA	53
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS	53
4.2 CONDIÇÕES DE CONTORNO DAS SIMULAÇÕES	54
4.2.1 BANCOS DE DADOS SOLARIMÉTRICOS	54
4.2.2 GERADOR FOTOVOLTAICO BASE	54
4.2.3 CURVA DE CARGA DA MINIRREDE	58
4.2.4 USINA TERMELÉTRICA (UTE)	58
4.2.5 MODELAGEM DAS SIMULAÇÕES DAS MINIRREDES HÍBRIDAS	61
4.3 CÁLCULO DA ECONOMIA GERADA PELA HIBRIDIZAÇÃO DA MINIRREDE	64
4.4 CÁLCULO DO CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE (LCOE) DA USINA HÍBRIDA FV/DIESEL ..	64
5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	66
5.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR	66
5.1.1 VARIAÇÃO ENTRE OS BANCOS DE DADOS SOLARIMÉTRICOS	66
5.1.2 DISTRIBUIÇÃO DA IRRADIAÇÃO GLOBAL NO PLANO DOS MÓDULOS POR FAIXA DE IRRADIÂNCIA	68
5.1.3 ANÁLISE DA VARIABILIDADE ANUAL DO BANCO DE DADOS INPE 2017	71
5.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO BASE	74
5.2.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM OS CINCO BANCOS DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR	74

5.2.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COM DEZ ANOS DE DADOS DE IRRADIAÇÃO SOLAR MEDIDOS POR SATÉLITES DO INPE.....	77
5.3 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS DE DIMENSIONAMENTO.....	80
5.4 ANÁLISE DO CONSUMO ESPECÍFICO DOS GERADORES A DIESEL	83
5.5 ANÁLISE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS DE HIBRIDIZAÇÃO	87
6 CONCLUSÕES	90
REFERÊNCIAS	92
ANEXOS.....	106

1 INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica no Brasil é realizado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que é um dos maiores e mais complexos sistemas de geração, transmissão e distribuição do mundo. Através de uma extensa malha composta por mais de 141 mil km de linhas de transmissão interconectadas, o SIN atende cerca de 99% dos consumidores brasileiros em uma extensão territorial de 8.5 milhões de km², predominantemente com hidroeletricidade (66%), seguido por vento (9,1%), biomassa (8,3%), gás natural (8,7%), petróleo (2,7%), carvão (1,8%), solar (1,8%), nuclear (1,2%) e outras (0,4%) (ONS, 2020).

No entanto, 272 pequenas cidades e vilarejos, em que vivem aproximadamente 1,5% da população brasileira restante, são abastecidas pelo Sistema Brasileiro de Eletricidade Isolada (SISOL). Atualmente, o SISOL fornece cerca de 3 TWh/ano de eletricidade (menos de 1% dos 482 TWh consumidos no país em 2019) através de minirredes isoladas (EPE, 2019a; EPE, 2020). O fornecimento de eletricidade a estas comunidades é realizado principalmente por usinas termelétricas (UTE) a diesel que, apesar de possuírem menor investimento inicial, apresentam elevados custos de geração de energia. Pois estão localizadas a longas distâncias dos centros de distribuição, possuem obstáculos geográficos naturais (vegetação e hidrografia) e uma infraestrutura de transporte ruim que encarecem a logística do óleo diesel. Isso torna o suprimento de eletricidade basicamente dependente de uma fonte de energia não renovável e não disponível junto aos pontos de consumo (PINHO et al., 2008; SOARES, 2008; ELETROBRAS, 2014; SALAS et al., 2015; HIGUERA, 2017). A maioria destas minirredes está localizada na Amazônia, cobrindo cerca de 42% do território nacional, onde o suprimento de energia para a região desempenha um papel de desenvolvimento estratégico e soberania nacional (DOMINGUES, 2003; FROTA, 2004; EPE, 2019A).

Nos últimos anos, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) começou a incentivar a adoção de soluções alternativas na tentativa de reduzir o consumo de diesel para geração de eletricidade no SISOL, mas também simultaneamente houve um declínio dos custos dos equipamentos fotovoltaicos através de produção em grande escala, inovações tecnológicas e incentivos governamentais (BHATTACHARYYA; PALIT, 2016; KAVLAK, 2018). A combinação desses acontecimentos vem favorecendo a implantação de usinas híbridas FV/diesel, tornando-as cada vez mais competitivas nesse ambiente (RÜTHER et al., 2000; ABREU et al., 2003; BEYER et al., 2003; COLLE et al., 2004; GONZÁLEZ et al., 2018). Porém o correto dimensionamento deste tipo de usina híbrida depende principalmente

do recurso solar disponível, ou seja, as características da irradiância local, as quais devem ser analisadas ainda na fase de projeto, pois a intermitência do recurso solar é um dos principais desafios para a integração fotovoltaica às usinas termelétricas em redes elétricas isoladas. Um sistema sobredimensionado aumenta desnecessariamente o custo de implantação e pode gerar problemas de estabilidade da rede. Por outro lado, um sistema subdimensionado pode ocasionar problemas na confiabilidade no suprimento de energia para a minirrede.

Apesar do baixo número de minirredes isoladas operando na Amazônia, o estudo do correto dimensionamento para hibridização destas usinas é de extrema importância para: (i) reduzir a emissão de CO₂; (ii) tornar a energia mais acessível a estas comunidades, promovendo o desenvolvimento local; (iii) reduzir a demanda por recursos subsidiados para o combustível utilizado nas usinas térmicas, gerando economia aos cofres públicos e, conseqüentemente, aos consumidores conectados ao SIN, que arcam com tal subsídio.

1.1 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA DO TRABALHO

O governo brasileiro destina parte do orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para subsidiar os custos de aquisição e transporte dos combustíveis que alimentam os sistemas isolados. Este recurso, denominado de Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), é proveniente da contribuição por parte de todas as concessionárias de energia elétrica pertencentes ao Sistema Interligado Nacional, que é repassado às concessionárias e produtores independentes de energia responsáveis pela geração de eletricidade para sistemas isolados. Foram repassados em 2020 cerca de R\$7,49 bilhões ao SISOL com o propósito de equiparar os custos de geração destes aos praticados pelas concessionárias de energia interligadas ao SIN (ANEEL, 2018a; ANEEL 2018b; ANEEL, 2020a).

Os incentivos promovidos pela ANEEL para o uso de fontes renováveis como forma de reduzir as despesas com a CCC, o elevado custo do óleo diesel, o declínio dos preços dos equipamentos fotovoltaicos e a abundância do recurso solar tornam atrativa a inserção da geração fotovoltaica para o fornecimento de energia em minirredes da Amazônia (SCHMID; HOFFMANN, 2004; BEYER et al., 2004; MARTINS et al., 2008). No entanto, o dimensionamento ideal de geradores fotovoltaicos para usinas híbridas FV/diesel de minirredes isoladas está fortemente relacionado com a avaliação precisa do recurso solar

disponível e é muito mais crítico do que o dimensionamento de geradores fotovoltaicos urbanos conectados à rede do SIN, que podem confiar na rede pública, para atender às deficiências na geração fotovoltaica a qualquer momento, enquanto que em sistemas isolados as usinas termelétricas são responsáveis por arcar com qualquer indisponibilidade do recurso solar. A variabilidade do recurso solar em diferentes escalas de tempo depende de ciclos sazonais, calculados com base no caminho solar e no clima local, que é muito menos previsível. As condições atmosféricas e meteorológicas são responsáveis pela formação e movimentação das nuvens, que são abundantes na Região Amazônica. Quando as nuvens cobrem uma usina híbrida FV/diesel, as flutuações da saída da geração fotovoltaica podem resultar em distúrbios no fornecimento de eletricidade à minirrede tais como: oscilações de tensão e frequência, aumento das distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão e problemas de comutação. A ocorrência desses efeitos está relacionada com o dimensionamento do gerador fotovoltaico, onde o sobredimensionamento eleva de forma desnecessária os custos de implantação e o subdimensionamento leva a possíveis problemas de confiabilidade no fornecimento de eletricidade à minirrede. (KUNDUR et al., 2004; LOPES et al., 2012; MOHAMMED et al., 2015; ABUJARAD et al., 2017; JAMAL et al., 2017).

A análise da disponibilidade do recurso solar usando imagens de satélite e modelos de transferência radiativa para elaborar bancos de dados de irradiação solar é a técnica mais difundida e confiável empregada no dimensionamento de usinas fotovoltaicas, especialmente em locais sem estações de medição de radiação solar e histórico de medição de irradiação solar a longo prazo (LUIZ et al., 2018). Essas informações também são usadas para estimar os perfis de produção de energia fotovoltaica esperados ao longo do ano e são a entrada inicial para todos os pacotes de software de simulação disponíveis no mercado (AYET; TANDEO, 2018). Portanto, a qualidade das informações do recurso solar local e do algoritmo de equacionamento empregados no dimensionamento de usinas solares fotovoltaicas são determinantes para correta hibridização de termelétricas em sistemas isolados. Em uma mesma minirrede, pode-se chegar a valores divergentes de potência fotovoltaica instalada variando apenas o banco de dados solarimétricos e o programa computacional de simulação da expectativa de geração fotovoltaica.

Esta tese apresenta, através de um estudo de caso da usina termelétrica que alimenta a cidade de Burity no estado de Rondônia, o impacto dos cinco principais bancos de dados de radiação solar disponíveis no Brasil (INPE 2006, INPE 2017, METEONORM 7.2, NASA-

SSE e SOLARGIS®) juntamente com os dois principais aplicativos de simulação de geração fotovoltaica (PVsyst® e HOMER Energy®) no dimensionamento de usinas FV/diesel.

Diversos estudos de caso empregaram metodologias de dimensionamento de sistemas híbridos FV/diesel em pequenas localidades isoladas na Amazônia. Valente & Almeida (1998) desenvolveram simulações de hibridização FV/diesel em três minirredes com dados genéricos de irradiação solar, curva de carga e gerador FV. Rüter et al. (2003) apresentaram um estudo de caso simulado com características reais de um sistema fotovoltaico e dados de irradiação do futuro Atlas Brasileiro de Radiação solar (1ª edição). Dando continuidade a esse estudo, Beyer et al. (2004) mostraram diversas opções de simulação com sistema de acumulação e Abreu et al. (2003) apresentaram uma metodologia de análise do desempenho do sistema isolado híbrido FV/diesel levando em consideração somente parâmetros econômicos. O primeiro levantamento do potencial fotovoltaico para atender as minirredes isoladas na Amazônia brasileira foi estimado por Martins et al. (2008) utilizando a base de dados Atlas Brasileiro de Radiação solar (1ª edição). Há também análises multicritério (NERINI et al., 2014) e avaliação de novas tecnologias como opções de fornecimento de eletricidade para as comunidades isoladas na Amazônia (SÁNCHEZ et al., 2014). No entanto, nenhum destes estudos consideraram em suas metodologias, a influência da qualidade dos bancos de dados de radiação solar em seus resultados.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Analisar, por meio de um estudo de caso, a influência do banco de dados de radiação solar e do simulador fotovoltaico no dimensionamento e na economia de combustível em usinas híbridas FV/diesel em minirredes isoladas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar um estudo de caso na minirrede que alimenta a cidade de Buritis-RO para analisar as diferenças entre os cinco principais bancos de dados de irradiação

solar disponíveis para o território brasileiro, utilizados como dados de entrada das simulações fotovoltaicas;

- Analisar a distribuição horária sintética da irradiação global no plano do arranjo fotovoltaico produzida por dois simuladores fotovoltaicos para cada um dos cinco bancos de dados solarimétricos utilizados no estudo de caso;
- Analisar as diferentes expectativas de geração fotovoltaica decorrentes da combinação entre os dois simuladores fotovoltaicos com os cinco bancos de dados;
- Analisar o impacto do dimensionamento da usina FV/diesel no comportamento técnico da minirrede utilizando dados de radiação solar de séries anuais medidas por satélite;
- Elaborar cenários financeiros das incertezas econômicas resultantes da qualidade do banco de dados de radiação solar e do programa computacional simulação fotovoltaica no dimensionamento de usinas híbridas FV/diesel.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 SISTEMAS ISOLADOS (SISOL)

2.1.1 Definição

A principal forma de acesso à energia elétrica é através de sistemas elétricos centralizados, que possuem uma infraestrutura diversificada e ramificada de geração, transmissão e distribuição, a qual aumenta significativamente sua confiabilidade. No entanto, este tipo de rede elétrica exige altos investimentos em linhas de transmissão e distribuição, os quais são justificados para atender áreas com alta densidade e demanda energética. Para cidades e vilarejos dispersos, localizados em regiões remotas, onde não é possível a conexão com um sistema elétrico centralizado, a alternativa de acesso à eletricidade se dá através de sistemas elétricos isolados (FRANZ et al., 2014; IEA, 2017).

Estes sistemas elétricos de potência são compostos por fontes geradoras conectadas a uma rede de distribuição de infraestrutura limitada, com objetivo de fornecer eletricidade a um grupo limitado de unidades consumidoras operando de forma isolada (MISAK; PROKOP, 2010; EPE, 2018). No Brasil, existem duas classes de sistemas isolados:

- Informais: geralmente são de pequeno porte, contam com um fornecimento de energia parcial e precário, além de não estarem vinculados a nenhuma distribuidora de energia;
- SISOL: são sistemas elétricos, vinculados às concessionárias locais, responsáveis pelo serviço público de distribuição de energia elétrica.

Estas minirredes necessitam de uma demanda que justifique o investimento de implantação. Portanto, são construídas para atender cargas relevantes, tais como postos de saúde, hospitais, escolas, serviços públicos ou instalações industriais e comerciais. Geralmente, são projetadas para serem compatíveis com os padrões técnicos das concessionárias locais, visando futura conexão com o SIN (IEA, 2017; EPE, 2018).

2.1.2 A utilização de sistemas isolados no mundo

A Organização das Nações Unidas – ONU - definiu como um dos objetivos do “*Sustainable Development Goal 7*” (SDG 7) que até 2030 seja concretizado o acesso universal à eletricidade e, durante os anos de 2000 a 2018, houve a redução de 1,4 bilhão para cerca de 840 milhões de pessoas sem acesso à energia elétrica, resultando em cerca de 90% da população mundial usufruindo de algum tipo de serviço de eletricidade (ESMAP, 2019). Grande parte desta população é de países em desenvolvimento e vive em comunidades situadas em regiões remotas, onde a conexão através de redes elétricas centralizadas é inviável economicamente (grandes distâncias ou obstáculos geográficos). No entanto, como forma alternativa para o fornecimento de energia elétrica, são empregados sistemas descentralizados ou isolados, na maioria compostos por usinas termelétricas a diesel (BHATTACHARYYA; PALIT, 2016; IEA, 2018; ESMAP, 2019).

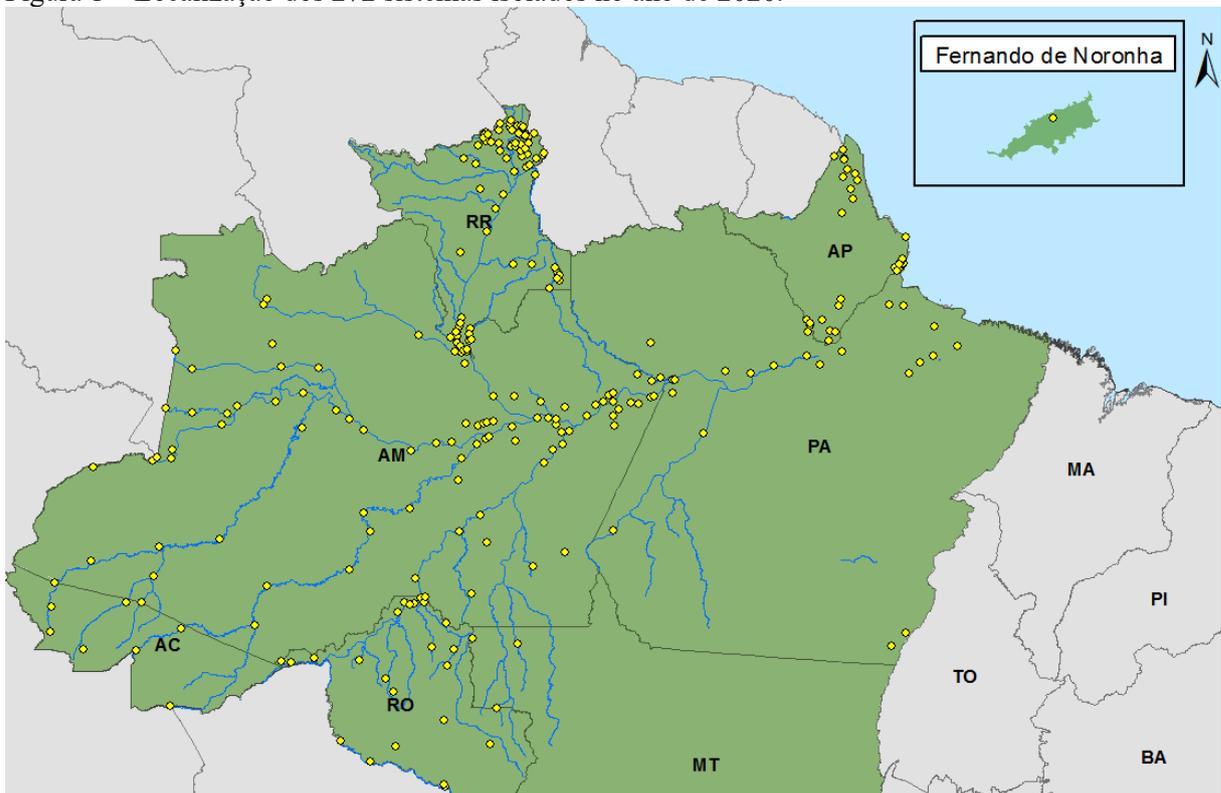
No banco de dados da *Energy Sector Management Assistance Program* (ESMAP), entidade ligada ao Banco Mundial, estão registrados mais de 26 mil projetos de minirredes isoladas distribuídos pelo mundo, dos quais 19 mil já entraram em operação. A grande maioria destas minirredes tem como fonte de fornecimento de energia termelétricas a diesel, seguida por sistemas hidroelétricos e híbridos FV/diesel (KAVLAK, 2018; ELSHURAFU et al., 2018). A crescente inserção da energia solar na hibridização desses sistemas deve-se ao declínio dos custos dos geradores fotovoltaicos, que torna esta solução atrativa. A Ásia possui cerca de 16 mil desses projetos, cuja maioria está instalada no Afeganistão, Mianmar e Índia, que juntos detêm mais de 11 mil desses projetos. Outra região que merece destaque é a África, que conta com 4 mil projetos ainda em fase de planejamento (ESMAP, 2019). Devido às suas condições socioeconômicas, o continente africano tende a ser a região com maior quantidade de implantação de minirredes (ESMAP, 2019). Apesar deste banco de dados não contemplar o registro de todos os sistemas isolados, pode-se observar a tendência de aplicação desse tipo de solução para suprir a demanda por eletricidade de comunidades isoladas.

2.1.3 Panorama atual dos sistemas isolados no Brasil e na Amazônia

No atual estágio tecnológico da sociedade moderna, cada vez mais dependente da eletricidade, o fornecimento confiável de energia elétrica está diretamente relacionado com o

grau de desenvolvimento das comunidades, sendo responsável pelo atendimento de algumas das necessidades básicas da humanidade, como iluminação, telecomunicações e refrigeração. O Brasil, com seus mais de 8,5 milhões de km² de área, possui um dos maiores sistemas elétricos do mundo que atende cerca de 98,5% de sua população. No entanto, 272 cidades e vilarejos não estão conectados ao SIN e seu fornecimento de energia se dá através de minirredes isoladas (EPE, 2019a). Estes sistemas isolados são responsáveis por atender cerca de 3,2 milhões de pessoas fornecendo de cerca de 3TWh/ano de eletricidade (o que representa menos de 1% dos 482 TWh consumidos no país em 2019) e estão distribuídos pelos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Pará, Rondônia, Roraima, Mato Grosso e Pernambuco, conforme pode ser observado na Figura 1 (EPE, 2019a; EPE, 2020).

Figura 1 – Localização dos 272 sistemas isolados no ano de 2020.



Fonte: EPE (2019a).

Destes, 272 estão localizados na Amazônia e distribuídos em uma área de aproximadamente 3,5 milhões de km². Conforme pode se observar na Figura 1, vários estão posicionados em áreas de fronteira. Portanto, o fornecimento de energia elétrica para estas comunidades desempenha um papel fundamental para soberania nacional contribuindo com o povoamento das regiões de fronteira e proporcionando o desenvolvimento de núcleos urbanos que, conseqüentemente, atraem maior dinamismo econômico local. (ONS, 2019a;

DOMINGUES, 2003; FROTA, 2004; IBGE, 2019). A Tabela 1, mostra a distribuição de todos os sistemas isolados por estado e distribuidora de energia atualmente operando no Brasil. Nota-se que cerca de 99% dos sistemas isolados encontram-se na Amazônia.

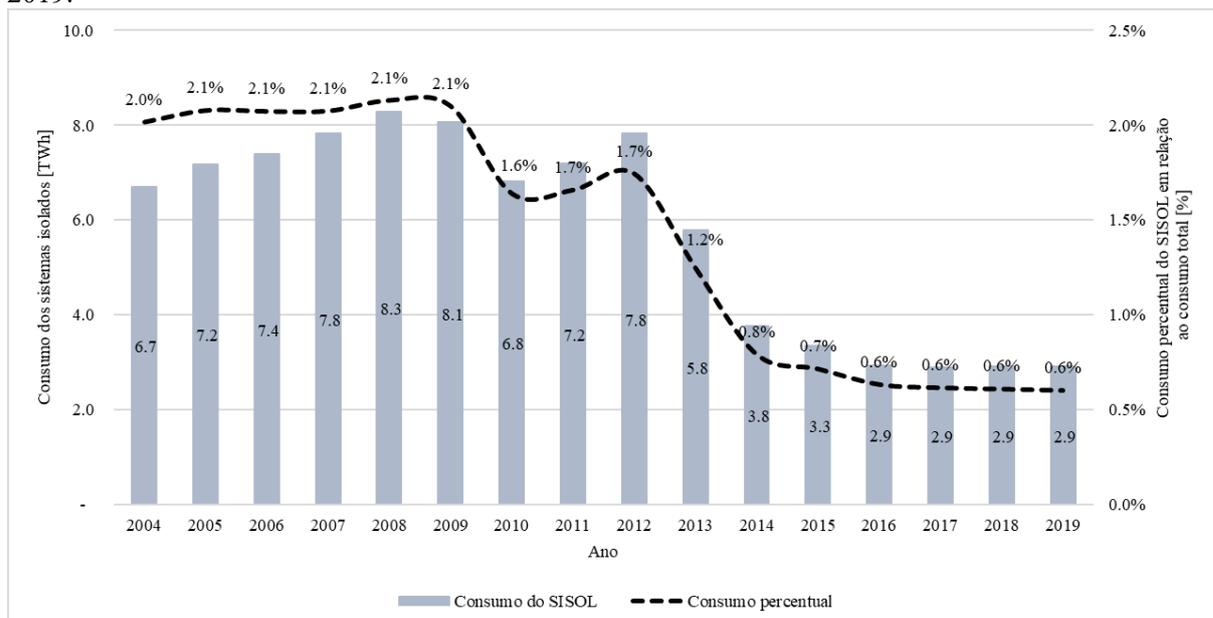
Tabela 1 – Distribuição dos sistemas isolados por estado e concessionária de energia.

Estado	Concessionária de energia	Nº de SISOL	População atendida
Acre	Energisa Acre	9	279.189
Amapá	Companhia de Eletricidade do Amapá	29	43.315
Amazonas	Amazonas Energia S/A	95	1.549.241
Pará	Centrais Elétricas do Pará S/A	23	678.694
	Petrobrás BR	2	-
Rondônia	Energisa Rondônia	26	214.241
Roraima	Roraima Energia	86	541.712
Mato Grosso	Energisa Mato Grosso	1	3.038
Pernambuco	Companhia Energética de Pernambuco	1	3.021
Total		9	3.312451

Fonte: Adaptado da EPE (2019a).

A Figura 2 mostra o gráfico da evolução do consumo de energia elétrica dos sistemas isolados dos anos de 2004 a 2019. A linha pontilhada apresenta o percentual do consumo dos sistemas isolados em relação à totalidade de energia demandada pelo Brasil (SIN e SISOL) que é representado pelo gráfico de barras.

Figura 2 – A evolução do consumo de energia elétrica dos sistemas isolados para os anos de 2004 a 2019.

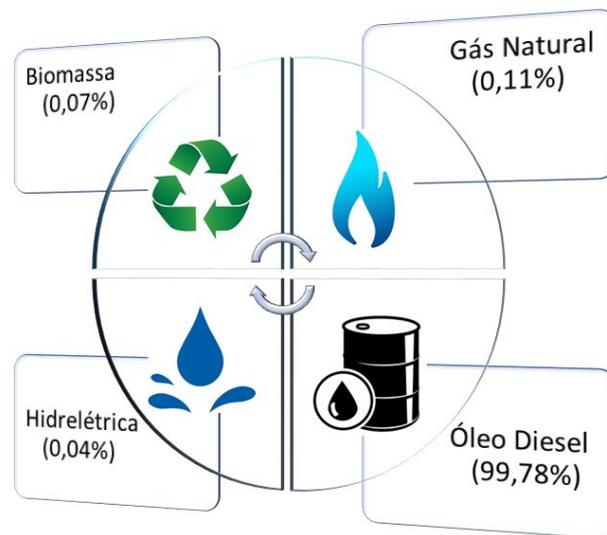


Fonte: Adaptado da EPE (2020).

A tendência de queda do consumo de energia elétrica dos sistemas isolados é devida aos esforços conjuntos realizados, durante a última década, do Ministério de Minas e Energia com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para aumentar a interligação destas minirredes ao SIN, principalmente as capitais dos estados da região Norte. Entre 2009 e 2013, foi realizada a conexão de Rio Branco, Porto Velho e Macapá. Entre os anos de 2013 e 2014 parte do Estado do Amazonas foi conectado ao SIN proporcionando uma queda de 34,8% no consumo proveniente dos SISOL. Essa conexão fez parte das obras prioritárias do SIN para o atendimento às Cidades-Sede da Copa do Mundo de Futebol de 2014 onde a cidade de Manaus, que representa a maior demanda do estado do Amazonas, foi beneficiada (ONS, 2013; ONS, 2017; ONS, 2018a; ONS, 2018b).

A matriz energética dos Sistemas Isolados é composta, em sua maioria, por usinas termelétricas a óleo diesel; o emprego desse tipo de fonte de energia é justificado por baixos custos iniciais de implantação e por exigir uma razoavelmente baixa manutenção, em uma tecnologia completamente dominada na região. Estas termelétricas são caracterizadas por possuírem numerosos grupos geradores de pequeno porte e dificuldades de logística para entrega de combustível tais como: obstáculos naturais devido à vegetação e hidrografia local; grandes distâncias entre usinas e refinarias de combustível; precária infraestrutura de transportes. Esses são os principais fatores que elevam os custos operacionais destas termelétricas. A Figura 3 apresenta a composição da matriz energética dos sistemas isolados (SOARES, 2008; PINHO et al., 2008; HIGUERA, 2017; ONS, 2019a; ONS, 2019b).

Figura 3 – Composição da matriz energética dos Sistemas Isolados.



Fonte: Adaptado do ONS (2019a).

Apesar do consumo de energia elétrica destas minirredes ter baixa representatividade em relação ao consumo total do Brasil, seu custo de geração impacta significativamente as contas setoriais da União, pois o combustível que alimenta estas usinas termelétricas é subsidiado por meio da CCC. Em 2019, essa despesa foi da ordem de R\$ 6,31 bilhões, custeada pelos contribuintes que possuem fornecimento de energia através de distribuidoras conectadas ao SIN (Conde, 2006; ANEEL, 2018a; ANEEL, 2018b).

2.2 MODICIDADE DA TARIFA EM SISTEMAS ELÉTRICOS ISOLADOS

A ANEEL é responsável pela metodologia de cálculo e aplicação das tarifas de energia para todos os segmentos do setor elétrico. Dentre suas funções, é responsável por conciliar uma remuneração adequada para manter o serviço com qualidade, criar incentivos para eficiência energética e gerir os recursos necessários para aplicação da modicidade tarifária como forma de promover a universalização do acesso à eletricidade a todos os segmentos da sociedade brasileira (ANEEL, 2016). Desta forma, a CDE é o principal instrumento para promover este desenvolvimento energético.

2.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

A CDE é um fundo setorial cujo objetivo é promover políticas do setor elétrico brasileiro voltadas ao desenvolvimento energético dos estados. Criada pela Lei 10.438/2002, esta conta é composta por recursos públicos e privados para atender às seguintes categorias de subsídios: universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; concessão de descontos tarifários a diversos usuários do serviço (baixa renda, rural; irrigante; serviço público de água, esgoto e saneamento; geração e consumo de energia de fonte incentivada, etc.); modicidade da tarifa em sistemas elétricos isolados (CCC); competitividade da geração de energia elétrica a partir do carvão mineral nacional; entre outras. (ANEEL, 2018a; MINISTÉRIO DA ECONOMIA, 2019). A Tabela 2 mostra a evolução do orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) detalhando os valores atribuídos por origem dos recursos (receitas) e os subsídios para os quais estes recursos foram destinados durante os anos de 2013 a 2019.

Tabela 2 – Orçamento da CDE de 2013 a 2019.

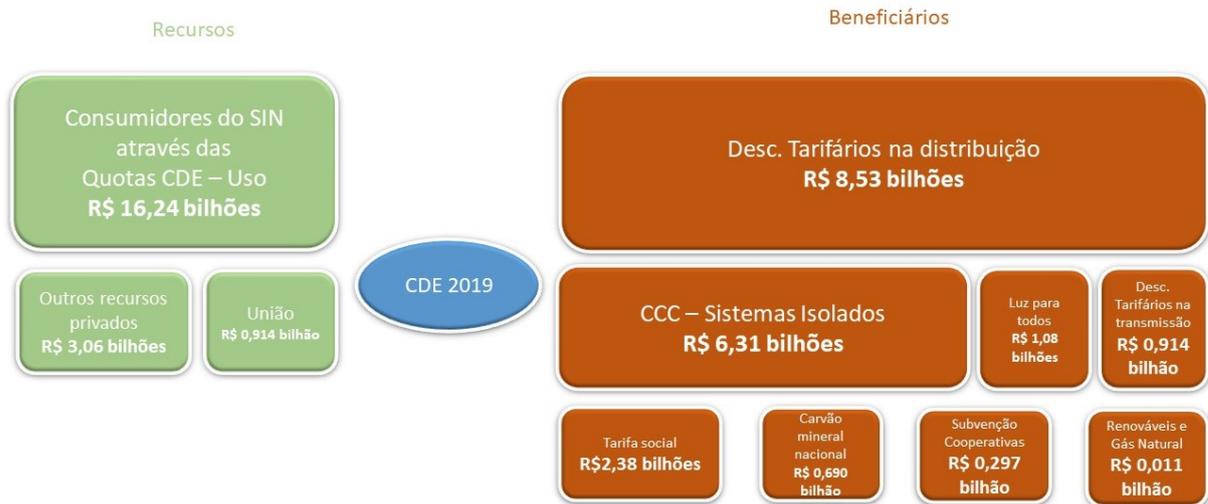
ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)							
Receitas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Fontes da União	9.311	12.581	712	792	844	886	914
Uso de Bem Público – UBP	674	558	585	612	668	672	733
Multas aplicadas pela Aneel	177	218	127	180	176	214	181
Recursos da União	8.460	11.805	0	0	0	0	0
Demais Fontes	4.810	5.493	24.535	17.499	15.146	19.168	19.295
Saldo em Conta	3.786	0	435	64	714	0	108
Recursos da RGR	0	2.295	1974	2.002	1.210	478	1.240
Outras disponibilidades	0	1.498	69	108	184	734	760
Quotas CDE – ENERGIA	0	0	3.137	3.472	3.690	3796	949
Quotas CDE – Uso	1.024	1.700	18.920	11.853	9.348	14.160	16.238
Total	14.121	18.074	25.247	18.291	15.990	20.054	20.209
Despesas	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Restos a pagar	0	1.627	3.000	0	0	1.061	0
Universalização (Luz para Todos)	2.027	875	875	973	1.172	941	1.078
Tarifa Social (TSEE) – Baixa Renda	2.200	2.099	2.166	2.239	2.498	2.440	2.380
Carvão Mineral Nacional	1.004	1.123	1.216	1.005	909	850	690
CCC – Sistemas Isolados	4.043	4.658	7.223	6.339	5.056	5.849	6.310
Descontos Tarifários na Distribuição	4.461	4.092	5.454	6.156	6.051	8.362	8.528
Descontos Tarifários na Transmissão	0	0	0	0	288	362	914
Subvenção Cooperativas	0	0	0	0	0	179	297
Fontes Renováveis e Gás Natural	0	0	0	0	0	0	11
Qualificação de mão de obra técnica	0	0	0	0	0	0	0
CAFT CCEE	0	0	0	0	15	9	0
Reserva Técnica	0	0	0	0	0	0	0
Indenização de Concessões	0	3.179	4.898	1.242	0	0	0
Subvenção RTE	386	389	389	310	0	0	0
Verba MME	0	31	24,15	27	0	0	0
Total	14.121	18.073	25.245	18.291	15.989	20.053	20.208

Fonte: Adaptado de ANEEL (2018a; 2018b).

Observa-se que durante este período houve uma redução significativa dos repasses da União (Uso do Bem Público – UBP; Multas aplicadas pelas ANEEL e Recursos da União) para a CDE. Em 2013, estas receitas representavam cerca de 66% (R\$ 9,31 bilhões) da arrecadação total passando para 4,5% (cerca de R\$ 914 milhões) no ano de 2019. Entretanto, para o mesmo período, as receitas provenientes das Quotas CDE – Uso saltaram de 7,3% (cerca de R\$ 4,04 bilhões) para 80,4% (R\$ 16,23 bilhões), evidenciando a política governamental de transferir ônus da arrecadação para os consumidores de energia conectados ao SIN. Outro fator que impacta significativamente a evolução da CDE foi a incorporação da CCC à CDE pela Lei 12.783/2013 (ME, 2019). Este subsídio atualmente representa 31,2% das despesas

desta conta setorial. A Figura 4 ilustra a distribuição de receitas e despesas da CDE para o ano de 2019.

Figura 4 – Composição da CDE para 2019. Em verde tem-se a distribuição da origem dos recursos e em vermelho os programas governamentais para os quais são destinados.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2018a; 2018b); ME (2019).

A principal fonte de arrecadação dos recursos destinados à CDE são as quotas anuais (CDE-Uso) pagas por todos os agentes comercializadores de energia elétrica e consequentemente embutidas nas tarifas dos consumidores das distribuidoras conectadas ao SIN (ANEEL, 2018b; ME, 2019).

2.2.2 Conta de Consumo de Combustível (CCC)

A CCC, criada por instrumento da Lei nº 5.899/1973, inicialmente tinha como finalidade arrecadar recursos para subsidiar os custos dos combustíveis utilizados pelas usinas termelétricas conectadas ao SIN. No entanto, desde 1992, este recurso é utilizado para cobrir as despesas com combustível das termelétricas que alimentam os sistemas isolados localizados, majoritariamente, na Amazônia. Desde sua criação, as leis e resoluções que regem a CCC passaram por diversas alterações e atualmente (por meio da Lei 13.360/2016) a gestão financeira e operacional de seus recursos foi repassada da ANEEL para a Câmara de Comércio de Energia Elétrica (CCEE). As descrições das atuais rubricas que compõem a CCC estão dispostas a seguir (CCEE, 2018; CCEE, 2019):

- **TRANSFERÊNCIA DO FUNDO CDE:** a partir da promulgação da Lei 12.783/2013, a CDE tornou-se responsável por destinar os recursos para CCC o qual é a principal fonte de recurso para a manutenção desse subsídio. Em 2019, a CCC representou cerca de 31,2% (R\$6,31 bilhões) de todo o recurso destinado à CDE;
- **REEMBOLSO MENSAL DE CCC:** conforme a REN 801/2017, os valores contabilizados nesta rubrica referem-se ao custo total da geração, definido na REN 801/2017, dos agentes beneficiários da CCC nos sistemas isolados passíveis de reembolso e corresponde ao somatório dos seguintes custos:
 - Custo total com combustíveis;
 - Custo total com geração própria;
 - Custo total com contratação de potência e energia elétrica. A previsão orçamentária deste item é responsabilidade da CCEE.
- **REEMBOLSO MENSAL DE CCC:** conforme estabelecido pela REN 801/2017 que determina os custos dos agentes beneficiários da CCC nos sistemas isolados correspondem a:
 - Custo total com combustíveis;
 - Custo total com a geração própria;
 - Custo total com contratação de potência e energia elétrica.
- **SUB-ROGAÇÃO:** são repasses, amparados pela REN 801/2017, aos beneficiários referentes a empreendimentos homologados cujos objetivos sejam:
 - Reduzir o consumo;
 - Substituir a energia termelétrica;
 - Utilizar combustíveis fósseis em sistemas isolados homologados;
 - Promover soluções interliguem as minirredes ao SIN.

Esta rubrica, por exemplo, é responsável pelo reembolso dos custos de implantação de uma usina fotovoltaica para hibridização da termelétrica por parte da empresa responsável pelo fornecimento de eletricidade à minirrede isolada.

- **PROCESSOS JUDICIAIS:** através de ações as empresas geradoras de energia pleiteiam o reembolso do valor integral do combustível utilizado na geração de eletricidade que não estão contempladas nas Resoluções Normativas da ANEEL REN 347/2009, REN 427/2009 e REN 801/2017.

- **HONORÁRIOS DE SUCUMBÊNCIA:** esta rubrica é destinada ao pagamento dos honorários advocatícios da parte vencedora dos pleitos judiciais relacionados à CDE.

2.3 LOGÍSTICA DE ABASTECIMENTO DE COMBUSTÍVEL PARA OS SISTEMAS ISOLADOS NA AMAZÔNIA

Manter a regularidade no abastecimento de combustível das minirredes isoladas na Amazônia é um desafio logístico que requer um planejamento apurado para transpor os obstáculos característicos da região tais como vegetação e hidrografia; grandes distâncias entre usinas e refinarias de combustível; precária infraestrutura de transportes (PINHO et al., 2008; WILKE, 2015).

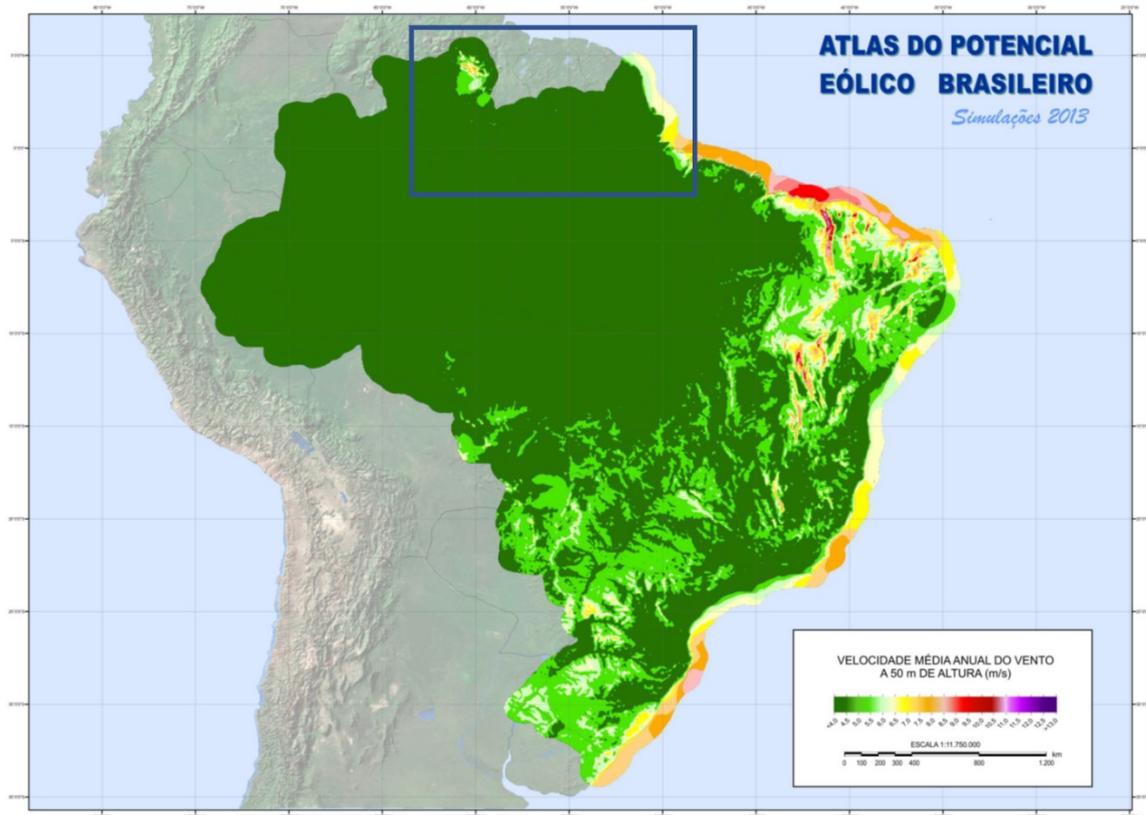
A maioria das minirredes isoladas está situada às margens de rios conforme observado na Figura 1, o que torna a navegação fluvial por balsas o principal meio de transporte do óleo diesel. Acompanhando essa vocação natural da região, a Figura 5 mostra o mapa brasileiro de distribuição de combustível, onde nota-se que a chegada de óleo diesel na região norte se dá através da navegação de cabotagem. O transporte do combustível até os principais pontos de distribuição na Amazônia é feito por meio de hidrovias (linhas azuis), enquanto há apenas uma rota terrestre (linha laranja) partindo de Porto Velho-RO interligando o centro de distribuição de Rio Branco-AC.

2.4 APLICAÇÃO DE SISTEMAS HÍBRIDOS FV/DIESEL NA AMAZÔNIA

Diante das dificuldades logísticas e o elevado custo de fornecimento de óleo diesel, o emprego de fontes renováveis (solar, biomassa, eólica e do potencial hidráulico) torna-se uma alternativa cada vez mais atraente como forma de solucionar o problema de geração de eletricidade em minirredes da Amazônia. No entanto, a disponibilidade destes recursos depende das condições geográficas, ambientais e climáticas específicas de cada localidade.

A Amazônia possui a maior bacia hidrográfica do planeta, favorecendo a implantação de pequenas centrais hidrelétricas (PCH's). Contudo, um dos principais fatores limitantes deste tipo de usina é a disponibilidade de quedas d'água propícias para geração de energia. O potencial eólico, conforme pode ser observado na Figura 6, é restrito ao litoral dos estados do Amapá e Pará além da região nordeste de Roraima na fronteira com a Guiana. A densa cobertura vegetal da floresta amazônica juntamente com o baixo relevo são obstáculos naturais que impedem a circulação de correntes de ar no restante da região, resultando na inviabilidade da utilização de aerogeradores na região. (CONDE, 2006; PINHO et al. 2008; SÁNCHEZ et al., 2015; NEIVA et al., 2017).

Figura 6 – Mapa da velocidade média anual do vento (m/s) a 50 m no Brasil. O retângulo em azul destaca o litoral da região norte e o nordeste do estado de Roraima.



Fonte: Neiva et al. (2017).

Detentora de uma das coberturas vegetais mais vastas e densas do mundo, a Região Amazônica dispõe de farto recurso de biomassa. Esse material orgânico de origem vegetal ou animal pode ser utilizado como matéria-prima na produção de biogás ou biocombustível para alimentar geradores termelétricos dos sistemas isolados. Todavia, devido à importância da preservação do bioma da Amazônia, o modelo de produção destes insumos deve ser sustentável e obedecer a legislação ambiental vigente, procurando minimizar os impactos no ecossistema local. Essas medidas podem ser inviáveis do ponto de vista econômico (PINHO et al., 2008; LASCIO; BARRETO, 2009; MATIELLO et al., 2018).

Situada na zona equatorial, a Amazônia possui elevados índices de radiação solar apesar de serem atenuados pelo alto índice pluviométrico decorrente da evapotranspiração da floresta tropical. O declínio, nos últimos anos, dos custos dos geradores fotovoltaicos, a versatilidade da instalação, simplicidade de operação e manutenção (O&M), aliados com abundância do recurso solar disponível são fatores que tornam a aplicação de usinas solares fotovoltaicas uma excelente alternativa para geração de eletricidade nas comunidades isoladas na Região Amazônica (MARTINS et al., 2008; SÁNCHEZ et al., 2015). A energia solar

fotovoltaica possui um perfil de fornecimento intermitente e sazonal. Portanto, as usinas fotovoltaicas devem ser integradas às termelétricas para garantir o fornecimento estável de energia. Diversos estudos mostram que sistemas híbridos FV/diesel sem bateria em minirredes isoladas na Amazônia são opções competitivas às usinas termelétricas tradicionais devido a: economizar combustível; reduzir custos de operação e manutenção dos grupo motogeradores; reduzir os custos logísticos associados ao transporte e armazenamento de diesel; reduzir de impactos ambientais relativos a emissões de poluentes na atmosfera e melhorar a confiabilidade do sistema. Para maior compreensão destes estudos, o leitor é incentivado a acessar as seguintes referências: a análise financeira feita por Valente e Almeida (1988) apresentou, para pequenas comunidades, que as usinas híbridas FV/diesel reduzem o consumo de combustível, custos de operação e manutenção e melhoram a qualidade do fornecimento de energia elétrica; as simulações realizadas por Rüther et al. (2000) e aprimoradas por Rüther et al. (2003) mostram as vantagens da integração de geradores fotovoltaicos em minirredes isoladas na Amazônia; a metodologia proposta por Abreu et al. (2003) mostra uma metodologia de análise de desempenho de sistemas híbridos FV/diesel baseado em parâmetros econômicos e de projetos; Colle et al. (2004) realizaram uma abordagem analítica para avaliar e otimizar o ciclo de vida de usinas híbridas FV/diesel; Barbosa (2006) propõe modelos de estratégia de operação e gestão de sistemas híbridos isolados; Martins et al. (2008) discutem alguns cenários para aplicações fotovoltaicas no Brasil, principalmente em minirredes híbridas FV/diesel na Amazônia; Nerini et al. (2014) fizeram uma análise multicritério utilizando atributos técnicos, econômicos, ambientais e sociais para aplicação de geradores híbridos e renováveis na em localidades isoladas na Amazônia; as análises realizadas por Sánchez et al. (2015) mostraram que a geração de eletricidade, para comunidades isoladas, através de fontes renováveis é uma opção competitiva em relação a termelétricas. A influência da qualidade dos bandos de dados de radiação solar não foi considerada em suas metodologias destes estudos.

2.5 PENETRAÇÃO E ESTABILIDADE ELÉTRICA EM MINIRREDES ISOLADAS

A penetração (energética) fotovoltaica pode ser definida pela razão da quantidade de energia produzida pelo sistema FV pela quantidade total de energia fornecida pela usina híbrida anual. A taxa de penetração (de potência) instantânea, de um dado momento, é a razão

entre a potência produzida pelo sistema fotovoltaico e a demanda ativa consumida pelas das cargas (YAMEGUEU et al., 2011; LÉNEA et al., 2012).

A confiabilidade é um dos requisitos primordiais que o correto dimensionamento de uma usina híbrida FV/diesel em sistemas isolados deve atender, pois em caso de falta não há suporte da rede elétrica como fonte auxiliar de geração. Um dos maiores desafios para o dimensionamento de usinas híbridas FV/diesel é a inserção (penetração) de potência fotovoltaica de modo a não comprometer a estabilidade da rede elétrica (YAMEGUEU et al., 2011; KARIMI et al., 2016). A penetração fotovoltaica é a proporção da potência fotovoltaica injetada pela potência total fornecida à minirrede; esta relação é calculada pela Equação 1:

$$\rho_{FV} = \frac{P_{FV}}{P_{FV} + P_{UTE}} \times 100\% \quad (1)$$

Onde:

ρ_{fv} = Penetração fotovoltaica, em %;

P_{FV} = Potência gerada pelo sistema fotovoltaico, em kW;

P_{UTE} = Potência gerada pela termelétrica, em kW.

Os principais fatores que influenciam o nível de penetração de potência fotovoltaica em uma minirrede híbrida FV/diesel são: a potência dimensionada da usina fotovoltaica; o nível de irradiância incidente no plano dos módulos; alterações repentinas na geração FV quando o arranjo fotovoltaico é coberto (completamente ou parcialmente) por nuvens em movimentação; o comportamento da curva de carga; o carregamento mínimo de trabalho dos grupos geradores a diesel. Elevados níveis de penetração podem resultar em problemas na estabilidade do fornecimento de energia elétrica tais como: distorções harmônicas e desequilíbrios nos níveis de tensão e frequência da minirrede (SALAS et al., 2015; YAMEGUEU et al., 2013).

A hibridização de termelétricas isoladas através da implantação de usinas fotovoltaicas centralizadas facilita as ações de controle da estabilidade da rede; porém torna-se mais propensa a variações bruscas de geração devido a sombreamentos provocados pela movimentação de nuvens sobre o arranjo FV. A instalação de sistemas fotovoltaicos de forma distribuída contribui com a redução das perdas de energia ao longo da rede de distribuição; porém o controle da geração visando à manutenção da estabilidade do sistema híbrido FV/diesel é mais complexo. Outro ponto a ser considerado no dimensionamento de usinas híbridas FV/diesel é o valor do carregamento mínimo de operação dos grupos geradores diesel

pois, quando operam em condições de baixo carregamento, apresentam elevado consumo de combustível (BARING-GOULD; DADO, 2009; LOPES et al., 2012).

2.6 DIESEL

No final do século XIX, Rudolf Diesel desenvolveu o primeiro motor a combustão de autoignição, que pode empregar diversos tipos de combustíveis inclusive óleos vegetais. No entanto, durante seus experimentos, Diesel constatou que um determinado destilado médio (componente do petróleo bruto com ponto de ebulição superior ao da gasolina) apresentou maior eficiência e baixos custos iniciais de produção. Este componente químico que durante muito tempo foi um subproduto da gasolina e utilizado como óleo de lâmpada, tornou-se o responsável pelo sucesso comercial destes motores e foi denominado óleo diesel (MOLLENHAUER; TSCHOEKE, 2010).

O óleo diesel é composto por hidrocarbonetos com variações de 14 a 20 carbonos em sua composição, nitrogênio, oxigênio e enxofre, sendo obtido através da destilação do petróleo bruto em temperaturas de até 380 °C. Essa categoria de combustível é a mais comercializada no Brasil, sendo amplamente utilizada nos motores a combustão com sistema de ignição por compressão (autoignição) em aplicações para transporte veicular e grupos geradores de eletricidade. Os óleos diesel são classificados conforme a adição de biodiesel e teor de enxofre descrito a seguir (ANP, 2019; PETROBRAS, 2019):

- **Classificação em relação à adição de biodiesel:**
 - Óleo diesel tipo A: não há adição de biodiesel em seu processo produtivo;
 - Óleo diesel tipo B: contém 11% de biodiesel conforme a Resolução ANP nº798, de 01/08/2019.
- **Classificação em relação à concentração de enxofre (S):**
 - S-10: teor máximo de enxofre permitido de 10 ppm;
 - S-500: teor máximo de enxofre permitido de 500 ppm;
 - S1800: teor máximo de enxofre permitido de 1800 ppm.
- **Classificação em relação à aplicação:**
 - Óleo diesel para uso rodoviário: utilizado por automóveis, máquinas agrícolas, máquinas de construção e máquinas industriais;

- Óleo diesel para uso não rodoviário: utilizado no transporte ferroviário, mineração a céu aberto e geração de energia elétrica (outorgado pela ANEEL como produtor independente de energia ou serviço público);
- Óleo diesel marítimo: destinado a embarcações.

Conforme estabelecido pela ANP, os óleos dos tipos S-10 e S-500 são para uso rodoviário, o S-1800 ou TFM é para uso exclusivo em termelétricas, transporte ferroviário e mineração, enquanto que o diesel marítimo é uma classe especial para atender embarcações (ANP, 2019).

2.7 INFRAESTRUTURA DE UMA USINA TERMELÉTRICA (UTE) MOVIDA A ÓLEO DIESEL

O porte de uma usina termelétrica movida a óleo diesel varia conforme a demanda de energia elétrica da localidade à qual se destina. No entanto, a seguir foi estabelecido um padrão de usina conforme a análise desenvolvida por Conde (2006):

- **Sistema de recebimento, armazenamento e tratamento de óleo diesel:** o combustível chega até a usina por meio de caminhões ou balsas tanque, onde é armazenado em tanques cilíndricos (horizontais ou verticais). Antes de alimentar os geradores, o diesel passa por uma bomba centrífuga e um sistema de filtros responsáveis por evitar a entrada de partículas sólidas nos motores. Os resíduos (lubrificantes, graxas, borras, etc.) são coletados por um uma caixa que tem por finalidade evitar a contaminação do solo.
- **Pátio:** local destinado ao acondicionamento dos grupos geradores. Em alguns casos, esses equipamentos são abrigados em salas de máquinas.
- **Subestação:** composta por transformadores, equipamentos de segurança e manobras que são responsáveis por elevar a tensão de geração ao nível da rede de distribuição.
- **Sala de controle:** local destinado ao monitoramento da usina, curva de carga e controle do despacho dos geradores.

2.8 RECURSO SOLAR

A energia solar fotovoltaica é uma das principais tecnologias responsáveis por impulsionar a transformação e a transição da matriz energética mundial rumo às fontes renováveis. Por tratar-se de uma fonte de energia mais limpa e renovável, contribui para redução da emissão na atmosfera dos gases poluentes provenientes da queima de combustíveis fósseis utilizados na geração de energia.

Portanto, a correta avaliação do recurso solar disponível é de suma importância no sucesso do desenvolvimento de projetos, simulações, análises de viabilidade técnica e financeira das usinas fotovoltaicas. Os dados de irradiância solar utilizados na composição dos bancos de dados solarimétricos são resultados de três processos distintos de aquisição que se complementam: (i) aquisição de imagens de satélite geostacionários; (ii) reanálise dos dados que consiste na criação de um modelo matemático onde os dados brutos de irradiância são as únicas componentes variáveis, (iii) e estações meteorológicas baseados em solo, utilizadas para validar os resultados obtidos através das imagens de satélites. Esse último processo é responsável por gerar os dados de referência utilizados na validação dos bancos de dados de radiação solar (VIGNOLA et al., 2012; YANG; GUEYMARD, 2019).

A disponibilidade do recurso solar no Brasil é farta e distribuída uniformemente, com uma pequena variabilidade sazonal ao longo do ano. As cinco macrorregiões do país apresentam as seguintes médias globais anuais de irradiação solar horizontal: Norte = 1693 kWh/m².ano; Nordeste = 2003 kWh/m².ano; Centro-Oeste = 1849 kWh/m².ano; Sudeste = 1846 kWh/m². ano e Sul = 1654 kWh/m².ano (PEREIRA et al., 2017). A Amazônia está localizada ao redor do equador e, portanto, possui um alto grau de radiação solar. No entanto, a nebulosidade frequente devido ao alto nível de precipitação faz com que os níveis de radiação sejam inferiores aos de regiões vizinhas na mesma latitude, como o Nordeste, que possui um clima de características áridas (SÁNCHEZ et al., 2015; PEREIRA et al., 2017). A seguir, são apresentadas informações e características de cada uma das bases de dados utilizadas no estudo de caso desta tese.

2.8.1 INPE 2006: Atlas Brasileiro de Energia Solar, Primeira Edição

O projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), financiado pela *Global Environmental Facility* (GEF) e o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), desenvolveu um banco de dados de recursos solar e eólico, consolidado em um atlas, publicado e disponível para download gratuito no portal do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, INPE (disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf). Em 2006, este primeiro atlas, realizado em conjunto com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), utilizou dados de satélite geostacionário de 1995 a 2005 com uma resolução espacial de 10 km x 10 km, validados por estações de medição de irradiação solar terrestre instaladas e mantidas pela UFSC ao longo de todo o território nacional. Até 2017, esse era o banco de dados de irradiação solar mais utilizado no país (PEREIRA et al., 2006).

2.8.2 INPE 2017: Atlas Brasileiro de Energia Solar, Segunda Edição

Em 2017, o INPE publicou uma segunda edição revisada e mais abrangente do atlas, que também está disponível para download gratuito no site do INPE (disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html). Fruto do trabalho cooperativo entre o INPE e pesquisadores da Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP), Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e do Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC), esta edição revisada inclui 17 anos de dados de satélite e maior resolução espacial (agora com 3 km x 5 km) e substituiu a versão anterior de 2006 (PEREIRA et al., 2017).

2.8.3 METEONORM versão 7.2

O Meteonorm é um banco de dados bem conhecido para irradiação solar, temperatura e vários outros parâmetros climáticos, com dados de medição de longo prazo (10 anos ou mais) obtidos de serviços meteorológicos oficiais em todo o mundo (REMUND et al., 2017a; REMUND et al., 2017b). Para cada local específico, o Meteonorm interpola os dados

da estação meteorológica mais próxima, levando em consideração a altitude e a topografia local. No Brasil, a versão 7.2 do Meteonorm apresenta dados de irradiação solar obtidos de uma série temporal de imagens de satélite geostacionários de 2010 a 2016 e uma resolução espacial de 8 km x 8 km. Esse banco de dados faz parte do pacote de simulação PVsyst®.

2.8.4 NASA-SSE versão 8.1.2

O banco de dados de irradiação solar da NASA, Meteorologia de Superfície e Energia Solar (SSE) versão 8.1.2, é resultado da combinação de várias pesquisas por satélite do Programa de Ciências Aplicadas da NASA, disponíveis gratuitamente no site da NASA (<https://power.larc.nasa.gov/>). Os dados de irradiação solar foram obtidos a partir do *NASA/Global Energy and Water Cycle Experiment – Surface Radiation Budget* (NASA/GEWEX SRB), usando estações meteorológicas em solo, imagens de satélite geostacionários de 1983 a 2007 e 0,5° latitude x 0,5° longitude de resolução (NASA, 2018; STACKHOUSE JR et al., 2018). Esse banco de dados faz parte dos pacotes de software de simulação PVsyst® e HOMER Energy®.

2.8.5 SOLARGIS®

O SOLARGIS® é um banco de dados pago de irradiação solar e temperatura de alta resolução (disponível em: <http://solargis.info>). A modelagem dos dados de irradiação solar é realizada com base em dados de satélite geostacionários e séries temporais de longo prazo, validados por estações de base terrestre, que são continuamente atualizados. Para o Brasil, a série temporal disponível se estende atualmente de 1990 a 2018, com uma resolução espacial de 3 km x 3 km (ŠÚRI et al., 2011; SOLARGIS, 2016). O SOLARGIS® foi selecionado pelo Banco Mundial para fornecer dados de irradiação solar para o Atlas Solar Global. Está disponível em <https://globalsolaratlas.info>, uma das ferramentas desenvolvidas com o apoio financeiro do fundo ESMAP do Programa de Assistência à Gestão do Setor Energético do Banco Mundial para o mapeamento de recursos de energia renovável em todo o mundo (GLOBAL SOLAR ATLAS, 2018).

2.8.6 Dados medidos *in loco* e por satélites

Os dados de irradiação solar são as variáveis mais relevantes para estimar a geração de energia fotovoltaica e, conseqüentemente, dimensionar uma usina híbrida FV/diesel. Esses dados de radiação solar são compostos por séries históricas, medidas *in loco* com estações solarimétricas em solo ou por satélites geoestacionários, dos quais são extraídos os Anos Meteorológicos Típicos (AMT, ou em inglês *TMY – Typical Meteorological Year*) que são empregados, geralmente na base horária, em softwares de simulação fotovoltaica para o cálculo da expectativa de geração (AGUIAR; PEREIRA-COLLARES, 1992; GRANTHAM et al., 2017; ANAND et al., 2018).

O uso de modelos de satélite para estimar o potencial do recurso solar é uma excelente ferramenta para coletar dados de radiação solar, especialmente em países com grandes extensões territoriais. O uso de satélites geoestacionários fornece a aplicação de modelos matemáticos para o cálculo da transferência radiativa na atmosfera, conduzindo estimativas precisas da radiação solar horizontal global incidente na superfície da Terra e sua variabilidade temporal e espacial podendo ser empregados no dimensionamento de usinas fotovoltaicas, especialmente em locais sem estações de medição de radiação solar e histórico de medições de irradiação solar a longo prazo (MARTINS et al., 2004; PORFIRIO; CEBALLOS, 2017; MILLER et al., 2018; SARMIENTO et al., 2019).

Existem diversos métodos consolidados pela comunidade científica, alguns empregados comercialmente, para elaboração de bancos de dados de radiação solar através de imagens de satélites conforme evidenciado em Cebecauer e Suri (2015); Huang et al. (2019). No entanto, a maioria destes bancos de dados são compostos por imagens de satélites meteorológicos antigas com baixas resoluções (temporais de 30 minutos a 1 hora e espaciais de 10 x 10 km até 1 x 1 km). Atualmente, o emprego de satélites de última geração produz imagens com resolução temporal de 2,5 a 10 minutos e resolução espacial de até 0,5 x 0,5 km. O aumento da resolução das imagens, resultado do avanço tecnológico aeroespacial, proporciona dados mais precisos e com menores incertezas associadas (HUANG et al., 2019). Estes satélites entraram em operação recentemente, portanto possuem uma base de dados pequena para composição das séries históricas.

2.9 PACOTES DE SIMULAÇÃO FOTOVOLTAICA

Os avanços computacionais ocorridos na última década aumentaram significativamente a capacidade de processamento dos microcomputadores permitindo a implementação de melhorias nos códigos fonte dos simuladores fotovoltaicos tais como: modelagem do *layout* da usina em ambiente 3D; cálculo da viabilidade financeira; simulações de sombreamento em tempo real; cálculo de geração de energia de usinas com seguidores de um ou dois eixos; algoritmos de geração sintética de dados de radiação solar, assim como sua transposição para o plano dos arranjos fotovoltaicos. O incremento e ou aprimoramento destas funcionalidades nos simuladores fotovoltaicos tornou o processo de dimensionamento de usinas mais ágil. No entanto, a metodologia utilizada para geração sintética dos dados meteorológicos, principalmente os dados de irradiação solar, é a função mais importante deste tipo de software que influencia significativamente o cálculo da expectativa de geração (JAKICA, 2018; PABASARA et al., 2019). A análise proposta por Jakica (2018) compara cerca de 200 simuladores fotovoltaicos disponíveis gratuitamente ou comercialmente classificando-os conforme suas finalidades específicas. Dentre estas ferramentas de simulação, as mais populares são o PVsyst® e o HOMER Energy®, sendo o PVsyst® geralmente usado para o dimensionamento de usinas fotovoltaicas, enquanto o HOMER Energy® é especializado no dimensionamento de sistemas híbridos projetados para fornecer eletricidade a minirredes isoladas. O levantamento feito por Bernal-Agustín e Dufo-López (2009) mostra uma análise comparativa entre diversos simuladores de sistemas isolados destacando os recursos de otimização do HOMER Energy®. A revisão feita por Sinha e Chandel (2014) destaca, entre 19 softwares de dimensionamento de sistemas elétricos híbridos, as funcionalidades do HOMER Energy® na modelagem e análise de sensibilidade aplicadas a um estudo de caso. O estudo de Sinha e Chandel (2015) utiliza o HOMER Energy® em análises comparativas entre algoritmos para dimensionamento de usinas híbridas FV/eólica. As análises comparativas entre 14 aplicativos de simulação feitas por Tozzi e Jo (2017) indicam o PVsyst® como excelente ferramenta para o dimensionamento de usinas fotovoltaicas. Gurupira e Rix (2018) analisaram a funcionalidade de alguns simuladores fotovoltaicos onde destacaram a precisão e robustez das simulações do PVsyst®. O HOMER Energy® recentemente evoluiu, permitindo a importação de simulações do PVsyst® para avaliar o comportamento de sistemas fotovoltaicos em minirredes híbridas (HOMER

ENERGY, 2018). As versões utilizadas neste estudo são o HOMER Energy Pro® (versão 3.12.1) e o PVSyst® (versão 6.75).

2.9.1 Modelos de geração de séries sintéticas horárias de irradiação global horizontal

Os geradores de séries sintéticas horárias de irradiação solar são modelos matemáticos utilizados para estimar o comportamento do recurso solar ao longo de um ano. Aplicados na ausência de séries históricas representativas medidas por estações meteorológicas em solo ou por satélites geoestacionários, são amplamente integrados aos códigos fonte de simuladores fotovoltaicos, com a finalidade de reproduzir, de forma aproximada, as principais características do recurso solar horário (POLO et al., 2011; NGOKO et al., 2014).

Estes algoritmos são baseados em métodos convencionais estocásticos e probabilísticos, como é o caso dos simuladores fotovoltaicos utilizados nesta tese. O HOMER Energy® utiliza em seu código fonte um gerador de dados sintéticos de irradiação global horizontal baseado nos métodos de Graham et al. (1988) e Graham e Hollands (1990). Esse gerador é constituído pela junção do método ARMA (em inglês *Autoregressive Moving Average*) com um modelo de distribuição Beta elaborado empiricamente para definir transmitância atmosférica diária. A união dessas duas metodologias teve por finalidade constituir um modelo matemático capaz de imitar a progressão dos eventos de radiação solar em intervalos horários. (GRAHAM et al., 1988; GRAHAM; HOLLANDS, 1990; HOMER ENERGY, 2018). No PVSyst®, a geração dos dados sintéticos de irradiação global horizontal a partir de médias mensais é realizada pelo algoritmo do METEONORM versão 7.2 que é uma das ferramentas mais conhecidas e amplamente utilizada. Essa metodologia é baseada no aprimoramento do método original denominada TAG (*Time dependent, Autoregressive, Gaussian model*) que consiste em duas partes: o cálculo do perfil médio diário e a simulação das variações horárias intermitentes por sobreposição de um procedimento autorregressivo de primeira ordem (AGUIAR; COLLARES-PEREIRA, 1992; REMUND et al., 2017b; PVSYST, 2018). Atualmente, o METEONORM encontra-se na versão 7.3.3, que é a oitava atualização após a versão instalada no PVSyst® (METEONORM, 2019).

2.9.2 Modelos de transposição da irradiação do plano dos módulos

O cálculo da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos depende da incidência solar sobre o plano dos arranjos fotovoltaicos, que é calculada por métodos de transposição dos dados sintéticos horários de irradiação global horizontal. Apesar da angulação ideal dos módulos ser tipicamente equivalente ao ângulo da latitude local, em alguns casos, por restrições construtivas, essa orientação não é respeitada. Além disso, é raro encontrar medições de irradiação na inclinação da latitude local produzidos por estações meteorológicas de superfície (KHALI; SHAFFIE, 2016). Portanto, os simuladores fotovoltaicos possuem incorporados aos seus códigos fonte modelos matemáticos para o cálculo da irradiação na inclinação determinada para o arranjo fotovoltaico. Diversos modelos abordam essa problemática e são devidamente comentados em Benghanem (2011); Yang et al. (2014) e Khali e Shaffie (2016). O algoritmo PVsyst® usa o modelo de transposição de irradiação difusa de Perez (PEREZ et al., 1987; PEREZ et al., 1988; PEREZ et al., 1990; PVSYST, 2018), um modelo de radiação anisotrópica que calcula as irradiâncias difusas levando em consideração aspectos como radiação circumsolar, hemisfério celeste e uma faixa do horizonte sobreposta a um fundo isotrópico (YANG et al., 2014; MALEKI et al., 2017; DUFFIE; BECKMAN, 1990). A ferramenta HOMER Energy® utiliza o modelo HDKR, desenvolvido por Hay, Davies, Klucher e Reindl (HOMER ENERGY, 2018). O modelo HDKR propõe uma metodologia de cálculo para a radiação solar incidente em uma superfície inclinada, levando em consideração a irradiação difusa circumsolar e assume que a radiação difusa consiste em radiação difusa isotrópica e radiação difusa circumsolar, e que a direção de propagação da radiação difusa circumsolar é idêntica à da radiação do feixe, que foi complementada com a adição da teoria da radiação difusa do horizonte de Klucher (REINDL et al., 1990; HOMER ENERGY, 2018).

2.10 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou a definição de sistemas isolados destacando as regiões no mundo com maior aplicação dessa solução para universalização da eletrificação, além do panorama atual das minirredes isoladas no Brasil e na Amazônia. Foi feita uma abordagem sobre os subsídios governamentais do combustível, a complexidade da logística de

abastecimento das usinas termelétricas isoladas brasileiras, conceitos de penetração e estabilidade da rede elétrica em minirredes isoladas, composição do óleo diesel além da infraestrutura de uma UTE movida a óleo diesel.

Foi realizada uma descrição detalhada dos bancos de dados solarimétricos e dos pacotes de simulação fotovoltaica, juntamente com seus modelos de geração de séries sintéticas de irradiação global horizontal e modelos de transposição da irradiação do plano dos módulos utilizados nos cálculos de expectativa de geração FV do estudo de caso desta tese. Percebe-se a necessidade de analisar os valores de geração decorrentes das diferentes combinações entre banco de dados de radiação solar com simuladores fotovoltaicos e influência na economia de combustível em minirredes isoladas.

3 APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

3.1 LOCALIZAÇÃO DA MINIRREDE

A cidade de Buritis, a maior minirrede do estado de Rondônia, foi selecionada para ilustrar as influências do banco de dados de irradiação solar e da ferramenta computacional de simulação da geração fotovoltaica no dimensionamento e, conseqüentemente, na redução do consumo de combustível resultante da hibridização FV/diesel de uma minirrede isolada na Amazônia. A Tabela 3 apresenta a síntese das informações geográficas desta localidade.

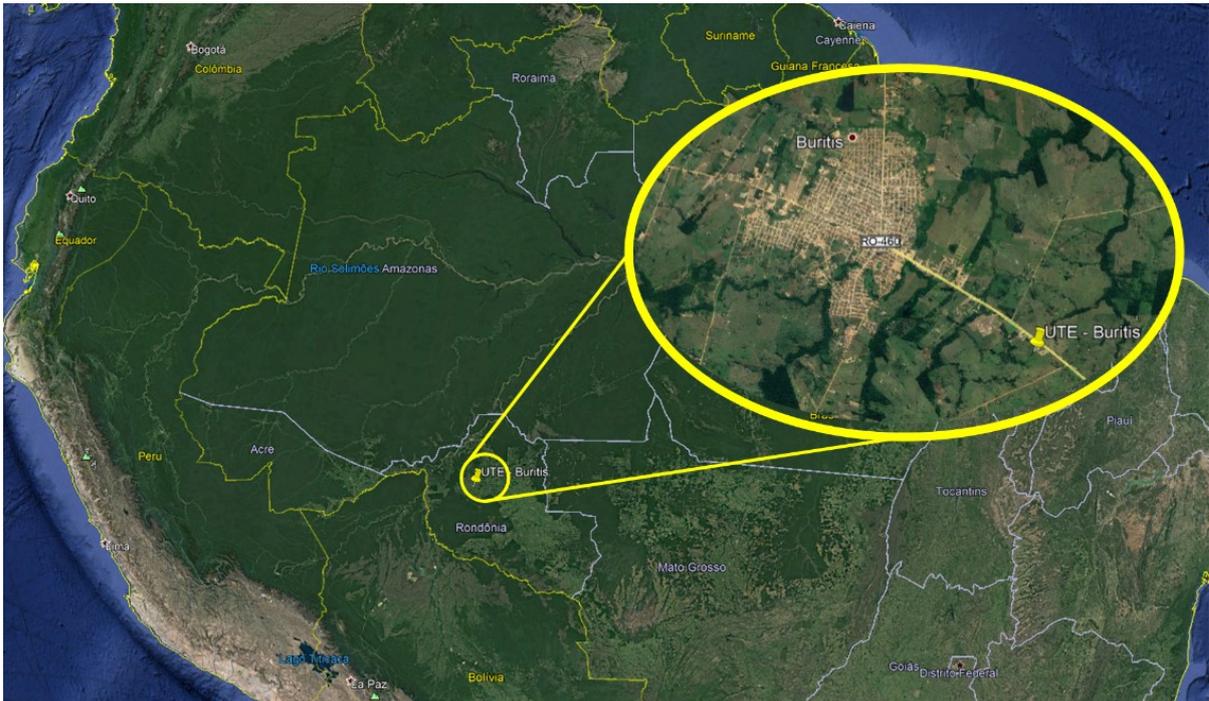
Tabela 3 - Informações da cidade de Buritis-RO na Amazônia brasileira, selecionada para o estudo de caso.

Características	Detalhes
Nome da cidade	Buritis
Estado	Rondônia
País	Brasil
Latitude	10°13'S
Longitude	63°48'O
Altitude média (em metros)	169
Área da cidade (em km ²)	3.265,809
População estimada (em 2019)	39.654

Fonte: (IBGE, 2019).

Buritis está situada a cerca de 330km da capital Porto Velho e sua principal via de acesso é pela rodovia RO-460, conforme pode ser observado na Figura 7 que apresenta também a localização da usina termelétrica responsável por suprir sua demanda energética.

Figura 7 - Mapa com a localização da cidade de Buritis e a minirrede selecionada para o estudo de caso desta tese.

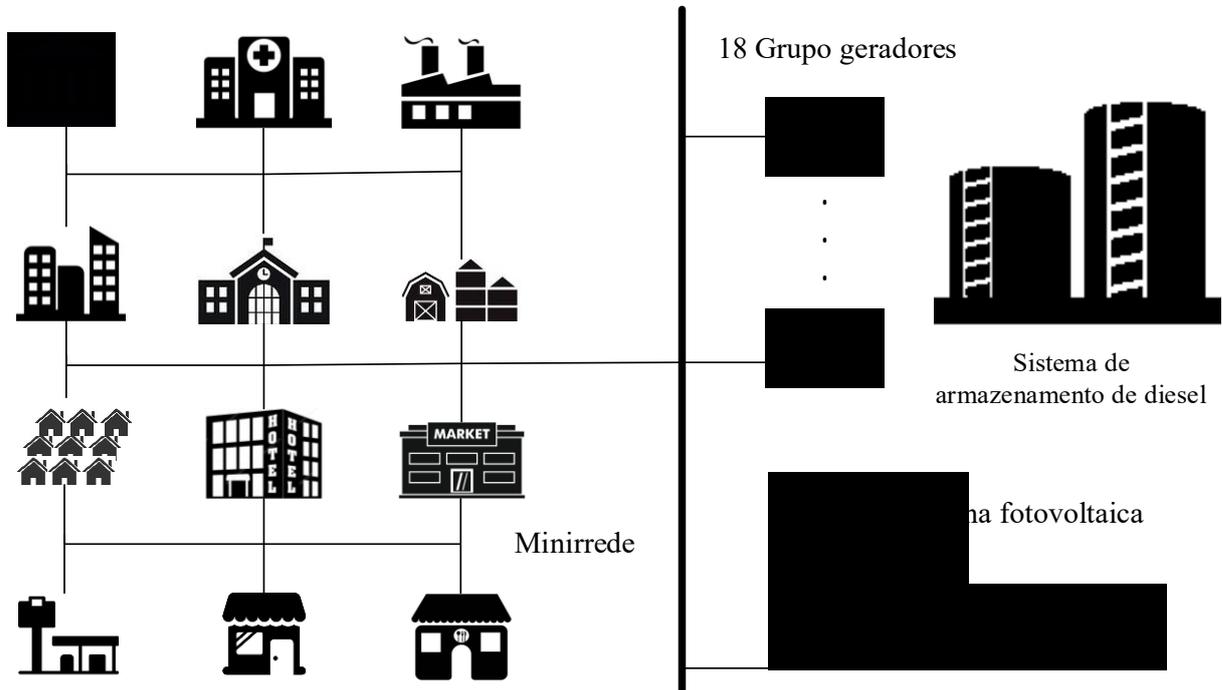


Fonte: Adaptado do Google Maps (2020).

3.2 DESCRIÇÃO DA USINA TERMELÉTRICA (UTE)

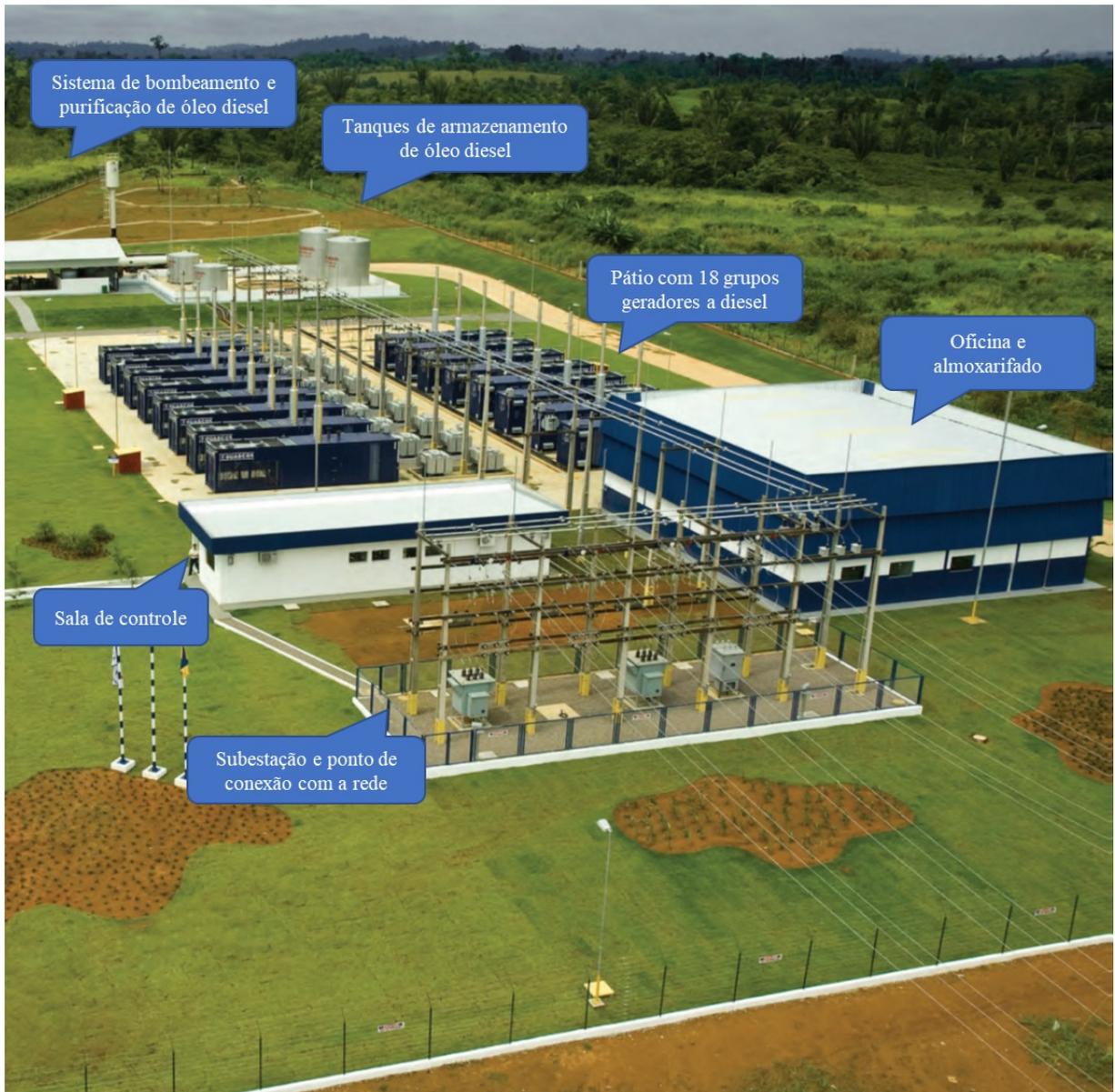
A UTE Buritis é composta por 18 conjuntos de geradores a diesel, com potência nominal de 1MVA cada, dos quais 13 operam continuamente para suprir as variações de carga da minirrede e os cinco restantes são unidades em espera (geralmente chamados de conjuntos de geradores de reserva fria). Neste estudo de caso, a usina fotovoltaica simulada é um gerador solar passivo, que não participa da estratégia de controle de minirrede e pode ser visto como uma carga negativa intermitente, deslocando uma fração das cargas da minirrede que, de outra forma, teriam que ser supridas por geradores a diesel (RÜTHER et al., 2000; RÜTHER et al., 2003; LOPES et al., 2012; SALAS et al., 2015). A Figura 8 mostra o diagrama esquemático da minirrede existente em Buritis com a usina híbrida FV/diesel conectada ao barramento da usina.

Figura 8 - Diagrama esquemático da minirrede conectada à usina FV/Diesel em Buritis-RO utilizada no estudo de caso desta tese.



A Figura 9 mostra a vista aérea das instalações da usina termelétrica de Buritis, cujas especificações básicas são: a área total é de 24 mil metros quadrados; 18 grupos geradores dispostos no pátio e instalados em containers de aço com tratamento termo acústico; galpão da oficina e almoxarifado; tanques de abastecimento de óleo diesel e lubrificantes; sistema de bombeamento e purificação do óleo; sala de controle com sistema de monitoramento da usina e ponto de conexão com a minirrede através da subestação elevadora de 0,48kV/13,8kV (GUASCOR, 2008).

Figura 9 - Vista aérea das instalações da usina termelétrica que alimenta a minirrede da cidade de Buritis RO.

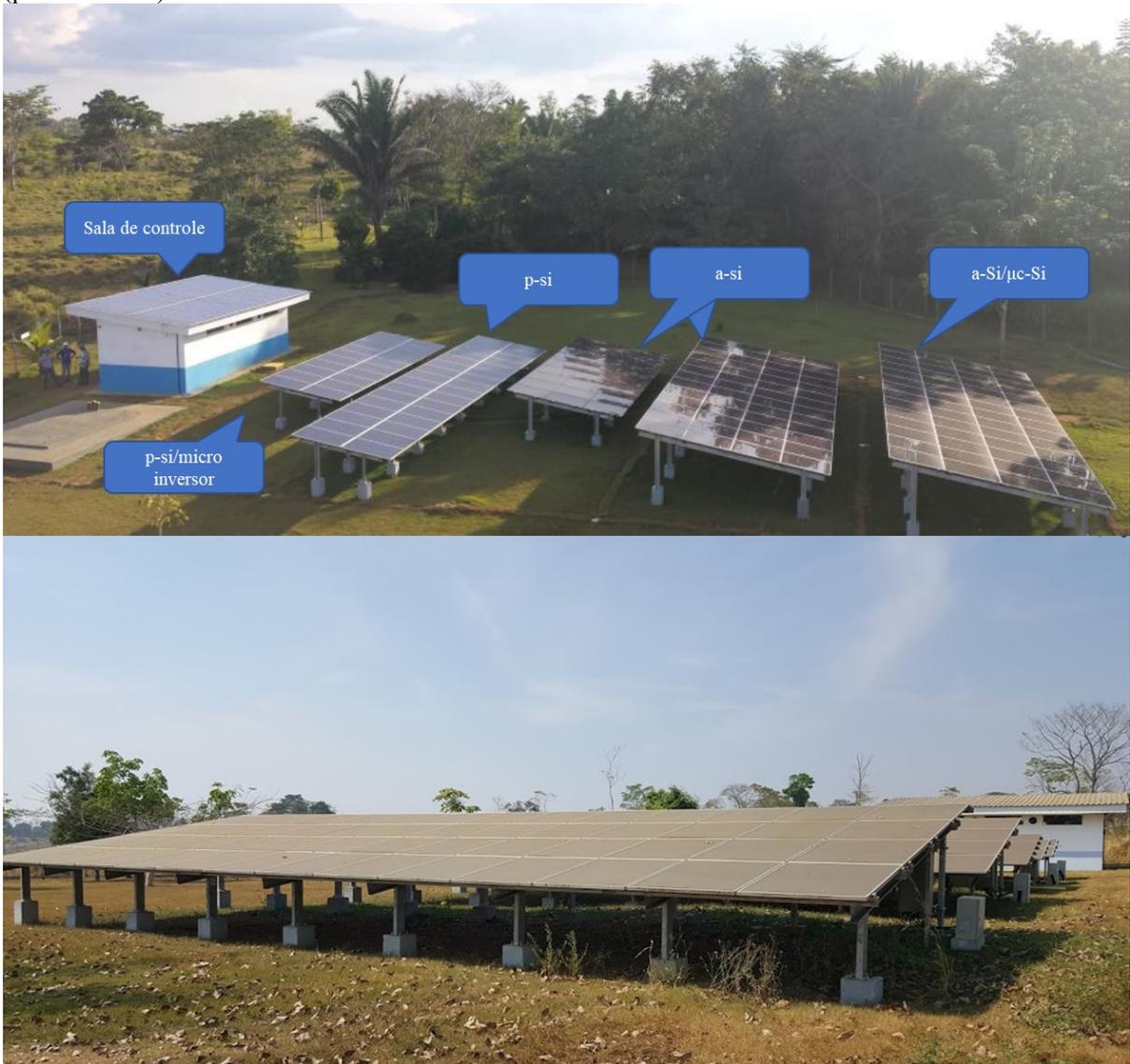


Fonte: Adaptado de Guascor (2008).

A Figura 10 mostra a usina fotovoltaica experimental do P&D SOLAR GUASCOR/UFSC instalada junto à usina termelétrica que alimenta o município de Buritis-RO. Sua operação teve início em 01 de agosto de 2014. O sistema possui 28,4kWp de potência instalada e utiliza três tecnologias fotovoltaicas: Silício amorfo (a-Si) , Silício microcristalino (a-Si/ μ c-Si) e Silício policristalino (p-Si). O sistema FV utiliza três inversores do tipo inversor *string* e vinte microinversores. A instabilidade na aquisição dos dados, o sombreamento causado por árvores em seu entorno e a falta de manutenção adequada da usina fotovoltaica (principalmente a limpeza periódica dos módulos fotovoltaicos) foram os

principais fatores que inviabilizaram o uso dos dados de irradiação solar e geração desta usina fotovoltaica no estudo de caso desta tese.

Figura 10 - Vista aérea das instalações da usina solar fotovoltaica experimental do P&D SOLAR GUASCOR/UFSC instalada junto à usina termelétrica que alimenta a cidade de Buritis-RO (parte superior). Módulos fotovoltaicos em estado de elevada sujidade após dois anos de operação da usina (parte inferior).



4 METODOLOGIA

Este capítulo descreve a metodologia aplicada no dimensionamento de usinas híbridas FV/diesel utilizando as cinco bases de dados de radiação solar disponíveis para a Região Amazônica e os dois pacotes de simulação fotovoltaica mais utilizados e comercialmente disponíveis. O objetivo das simulações é a otimização técnica e econômica da operação e a redução do consumo de diesel para a geração de energia elétrica.

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As premissas de operação das usinas termelétricas e das usinas híbridas FV/diesel são:

- Todos os geradores estão sempre aptos a operar sem restrições operativas. Os planos de manutenção ou estratégias de rodízios operativo foram desprezados;
- O carregamento mínimo dos geradores a diesel foi limitado a 30% de sua potência nominal conforme descrito no tópico 4.2.3 Usina Termelétrica (UTE) desta tese;
- A potência fotovoltaica máxima é de 3,96 MWp (equivalente à 40 sistemas bases de 99kWp) e foi estipulada conforme o nível conservador de penetração FV de 30% (3,9 MWp) em relação a potência instalada dos 13 geradores de 1MW que operam constantemente;
- Por se tratar de um sistema de geração junto à carga, as perdas por transmissão foram desprezadas;
- A taxa de penetração solar não foi reduzida, ou seja, não foi considerado um sistema de controle para redução da geração fotovoltaica;
- A subestação de conexão com a minirrede foi compartilhada entre a usina solar fotovoltaica e a usina termelétrica;
- Os pontos de estabilidade elétrica da minirrede foram determinados pelo HOMER Energy® e consistem na indicação de operação de pelo menos um gerador acima do carregamento mínimo para garantir o fornecimento de energia à minirrede; portanto, sem a opção de desligá-lo.

4.2 CONDIÇÕES DE CONTORNO DAS SIMULAÇÕES

Os principais componentes do sistema elétrico híbrido FV/diesel, a saber, os bancos de dados solarimétricos, o sistema fotovoltaico, a curva de carga e a usina termelétrica, foram modelados conforme as limitações, parâmetros e justificativas descritos a seguir.

4.2.1 Bancos de dados solarimétricos

Nesta tese, são comparadas cinco fontes distintas de informação acerca do recurso solar disponível na Região Amazônica. As bases de dados de irradiação solar utilizadas são: INPE 2006 (PEREIRA et al., 2006), INPE 2017 (PEREIRA et al., 2017), METEONORM7.2 (REMUND et al., 2017a; REMUND et al., 2017b), NASA-SSE (NASA, 2018; STACKHOUSE JR et al., 2018) e SOLARGIS (ŠÚRI et al., 2011; SOLARGIS, 2016; GLOBAL SOLAR ATLAS, 2018;). O Atlas Brasileiro de Energia Solar possui duas edições, sendo o INPE 2006 (1ª edição) e o INPE 2017 (2ª e mais atualizada edição). O emprego do banco de dados INPE 2006, nas análises deste estudo de caso, é justificado pela sua ampla utilização em dimensionamento de geradores comerciais.

4.2.2 Gerador fotovoltaico base

Os principais componentes de uma usina solar fotovoltaica são os módulos fotovoltaicos que convertem a luz solar diretamente em eletricidade. Seu desempenho depende principalmente da radiação solar recebida, que é a irradiação solar local. Outros parâmetros que influenciam a geração são: inclinação e orientação do gerador fotovoltaico; fator de carregamento do inversor (FCI) que é a relação entre a potência nominal do inversor (P_{inv}) e a potência nominal do arranjo fotovoltaico (P_{FV}); coeficiente de temperatura operacional do módulo fotovoltaico; layout físico e elétrico do arranjo fotovoltaico (MONDOL et al., 2006; BRANKER; PATHAKA, 2011; PARIDA et al., 2011; KUMAR et al., 2017; MARTINS; RÜTHER, 2019). Estes parâmetros podem ser condensados em um

único fator conhecido como taxa de desempenho (ou *performance ratio* = *PR* em inglês, sigla adotada nesta tese por razão de sua extensiva utilização na literatura especializada).

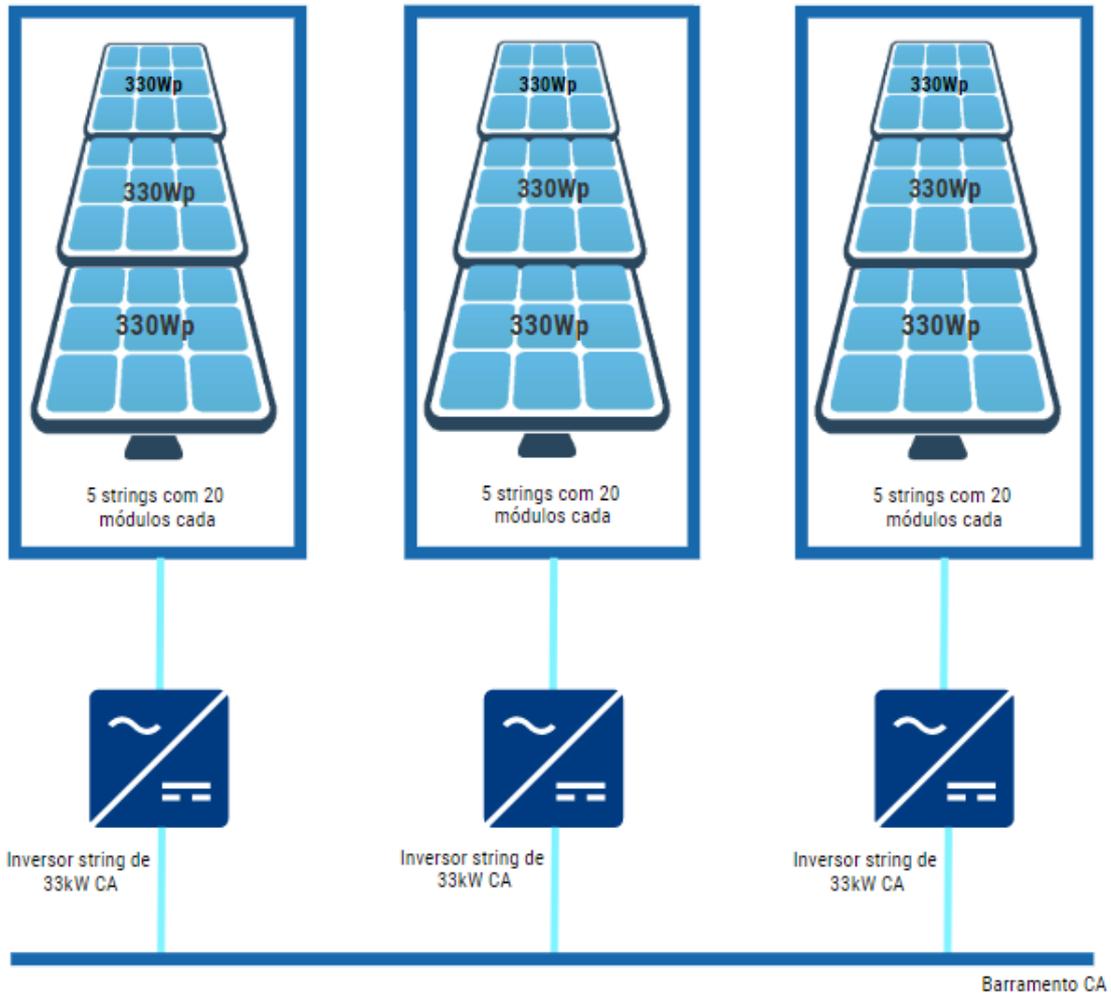
A Tabela 4 mostra os parâmetros usados nas simulações realizadas, com o FCI definido em 1 e a PR em 80%, para permitir uma vida útil de 25 anos de uma usina fotovoltaica bem projetada, instalada sob as melhores práticas do mercado. Recentemente, foi demonstrado que regiões de clima ameno podem atingir PRs próximo a 90%, enquanto que em climas tropicais 85% são possíveis para geradores fotovoltaicos bem projetados usando equipamento de alto padrão e boa engenharia (REICH et al., 2012; NASCIMENTO et al., 2016).

Tabela 4 - Parâmetros usados na modelagem computacional da usina fotovoltaica de 99kWp.

Parâmetro	Condição
Localização geográfica	10°13,8'S; 63°48,2'W
Inclinação dos painéis	10°
Azimute	0°
Tecnologia fotovoltaica	Silício multicristalino
Eficiência dos módulos FV	16,97%
Potência nominal dos módulos FV	330Wp
Número de módulos FV	300
Número de inversores	3
Potência nominal de cada inversor	33kW
FCI	1
PR	80%

A Figura 11 mostra o diagrama do arranjo fotovoltaico base de 99kWp no qual a usina é composta. A escolha dessa configuração, com fator de carregamento do inversor (FCI) de 100%, foi devido à facilidade de sua modelagem nos softwares HOMER Energy® e PVsyst®, além de minimizar os efeitos na geração FV decorrentes do sobrecarregamento que não serão abordadas neste estudo (MARTINS; RÜTHER, 2019; MONDOL et al., 2006).

Figura 11 - Configuração do sistema fotovoltaico de 99kWp modelado para o estudo de caso.



O HOMER Energy® define que o gerador FV produz eletricidade conforme a Equação 2, em que os principais parâmetros que afetam a saída são a irradiância incidente e a temperatura de operação da célula fotovoltaica (HOMER ENERGY, 2018):

$$P_{FV} = Y_{FV} f_{FV} \left(\frac{I}{G} \right) [1 + \alpha_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (2)$$

Onde:

P_{FV} = Potência gerada pelo sistema fotovoltaico, em kW;

Y_{FV} = potência nominal do arranjo fotovoltaico em condições de padrão de teste, em kWp;

f_{FV} = fator de redução FV, em %;

I = irradiância solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico, em kW/m²;

G = irradiância incidente sob condições padrão de teste, em kW/m²;

α_P = coeficiente de redução de potência por temperatura, em in %/°C;

T_c = temperatura instantânea da célula fotovoltaica, em °C;

$T_{c,STC}$ = temperatura da célula fotovoltaica sob condições padrão de teste, é 25°C.

Em ambos simuladores, HOMER Energy® e PVsyst®, todas as perdas de energia de geração fotovoltaica foram convertidas no fator de redução de FV (f_{FV}), também conhecido *performace ratio* (PR) e a Equação 3 foi usada para calcular a saída de geração fotovoltaica no HOMER Energy® do seguinte modo:

$$P_{FV} = Y_{FV} f_{FV} \left(\frac{I}{G} \right) \quad (3)$$

O HOMER Energy® permite a importação de dados de geração de sistemas fotovoltaicos modelados no PVsyst® e utilizá-los em suas simulações. Assim, foi possível avaliar o impacto do uso destes softwares no dimensionamento da usina híbrida FV/diesel (HOMER ENERGY, 2018).

O PVsyst®, aplica o padrão internacional IEC 61724 em seus algoritmos usando as Equações (4-6) como segue:

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (4)$$

Onde Y_f representa o rendimento final de energia do gerador fotovoltaico, calculado através da Equação 5:

$$Y_f = \frac{\text{Produção líquida de energia (E)}}{\text{Potência instalada do arrnjo fotovoltaico (P)}} \quad (kWh|kW) \quad (5)$$

Y_r representa o rendimento de referência do sistema fotovoltaico, calculado usando a Equação 6:

$$Y_r = \frac{\text{Irradiância (I)}}{\text{Irradiância de referência (G)}} \quad (\text{horas}) \quad (6)$$

Onde I é a irradiância horária incidente no plano dos módulos em W/m^2 .

Inserindo as Equações 5 e 6 na Equação 4 leva à Equação 7, que calcula a geração total de energia fotovoltaica (PVSYST, 2018):

$$E = \frac{PR.P.I}{G} \quad (kWh) \quad (7)$$

Onde:

E = Potência gerada pelo sistema fotovoltaico, em kWh;

PR = *performance ratio* do sistema, em %;

P = potência nominal do arranjo fotovoltaico em condições de padrão de teste, em kWp;

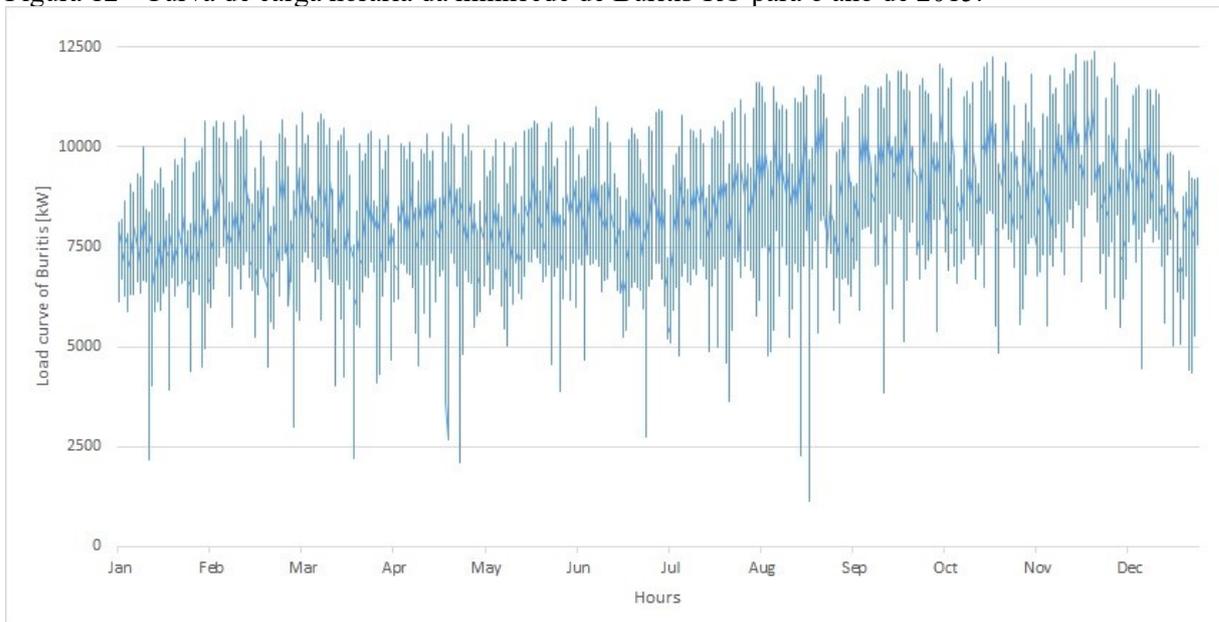
I = irradiância solar incidente no plano do arranjo fotovoltaico, em kW/m²;

G = irradiância incidente sob condições padrão de teste, em kW/m².

4.2.3 Curva de carga da minirrede

A curva de carga da minirrede de Buritis-RO, utilizada neste estudo de caso, foi obtida através de dados horários medidos durante a operação da termelétrica no ano de 2015, conforme pode ser observado na Figura 12. Este foi o último ano de operação integral desta usina sob a responsabilidade da Dresser-Rand Guascor do Brasil, atual Siemens, empresa que cedeu os dados para este estudo de caso.

Figura 12 - Curva de carga horária da minirrede de Buritis-RO para o ano de 2015.



Fonte: Adaptado de Dresser-Rand Guascor do Brasil (2015).

4.2.4 Usina Termelétrica (UTE)

A usina termelétrica é composta por 18 motogeradores de 1 MVA individualmente conectados a motores diesel, que podem ser despachados pelo sistema de controle a qualquer

momento, para suprir as variações da carga. A modelagem dos motogeradores no HOMER Energy® consiste em adaptar a curva de consumo de diesel representada pela Equação 8, considerando a quantidade de combustível diesel necessária para produzir uma determinada quantidade de eletricidade nas condições operacionais dadas pela curva de carga (HOMER ENERGY, 2018).

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \quad (8)$$

Onde:

F = taxa de consumo de combustível, em L/h;

F_0 = o coeficiente de interceptação da curva de combustível, em L/h/kW;

F_1 = a declividade da curva de combustível, em L/h/kW;

Y_{gen} = capacidade nominal do gerador, em kW;

P_{gen} = potência elétrica de saída do gerador, em kW.

Na Equação 8, presume-se que o gerador seja despachado por um número de horas por dia. No entanto, caso o gerador não seja solicitado, o consumo de combustível diesel correspondente para este período é zero. Foram adotados a resolução temporal horária, $F_0 = 0,0551$ L/h/kWh e $F_1 = 0,22$ L/h/kWh para todos os geradores da usina termelétrica. Estes valores foram obtidos através dos dados de consumo dos motogeradores durante o ano de 2015.

A Equação 9 é utilizada pelo algoritmo do HOMER Energy® para expressar a curva de eficiência dos motogeradores diesel:

$$\eta_{gen} = \frac{3,6 \cdot p_{gen}}{(F_0 + F_1 \cdot p_{gen}) LHV_{fuel}} \quad (9)$$

Onde:

η_{gen} = eficiência elétrica do motogerador, em %;

$p_{gen} = P_{gen} / Y_{gen}$

LHV_{fuel} = poder calorífico inferior, em MJ/kg.

O tipo de óleo diesel considerado foi do tipo AS1800 (sem adição de biodiesel, teor máximo de emissão de enxofre de 1800 mmg/kg). As propriedades físicas deste combustível são: densidade de 820 kg/m³ e o LHV_{fuel} igual a 43,2 MJ/kg, obedecendo as especificações estabelecidas na Resolução ANP N° 45/2012 para óleo diesel empregado em usinas

termelétricas (uso não rodoviário) (ANP, 2012). A Tabela 5 mostrar os valores de eficiência para diversos níveis de carregamento (HOMER ENERGY, 2018).

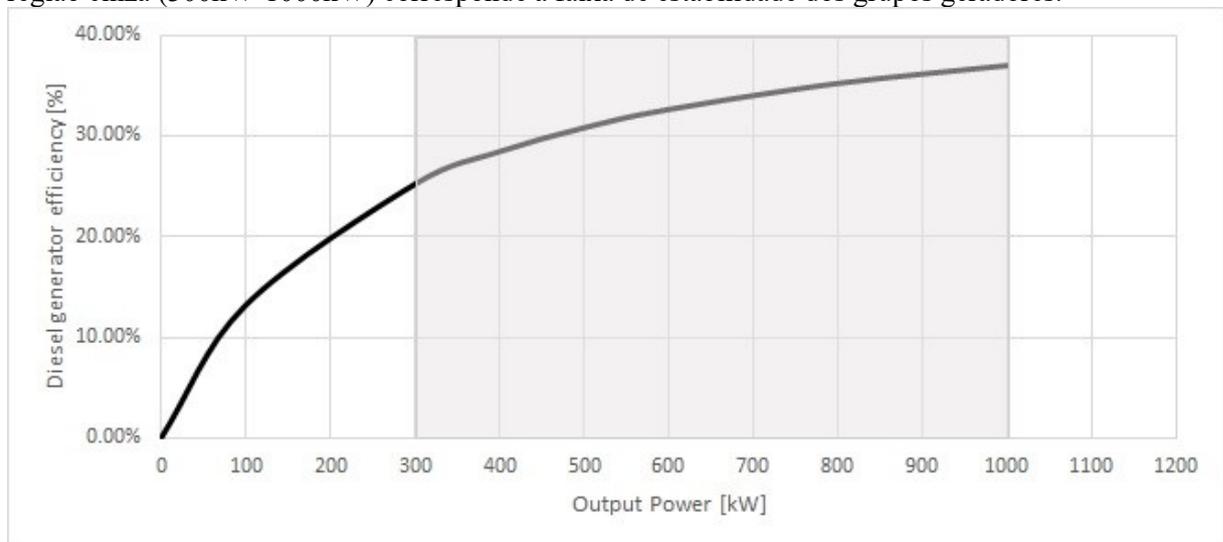
Tabela 5 - Nível de eficiência por carga dos geradores diesel.

P_{gen}	η_{gen}
100%	36,94%
80%	35,18%
60%	32,59%
50%	30,78%
40%	28,41%
30%	25,18%
10%	13,18%

Fonte: Adaptado de HOMER Energy (2018).

A Figura 13 apresenta a curva de eficiência dos geradores onde a região cinza (300kW-1000kW) corresponde à faixa de estabilidade dos grupos geradores. Nesta tese, foi considerado que os geradores não operam com carregamentos inferiores a 30% e quando entram em operação permanecem ligados por no mínimo 1h (HOMER ENERGY, 2018).

Figura 13 - Curva de consumo específico de geradores termelétricos a diesel da UTE Buritis-RO. A região cinza (300kW-1000kW) corresponde à faixa de estabilidade dos grupos geradores.



Fonte: Adaptado de HOMER Energy (2018).

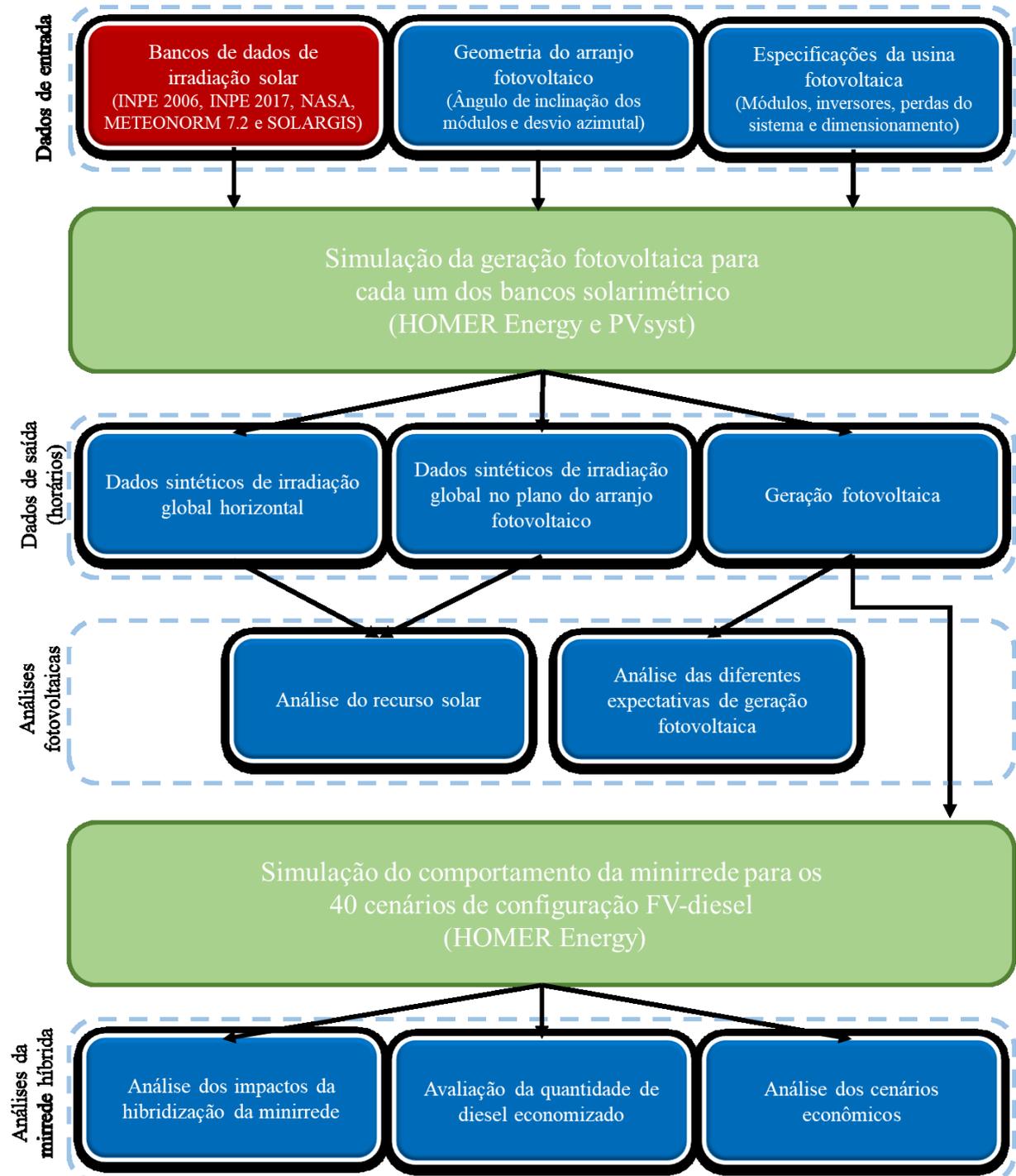
Estas restrições foram adotadas de forma que a usina termelétrica possa absorver as flutuações da geração fotovoltaica decorrentes de sua intermitência. Também foram levadas em consideração as recomendações do fabricante do grupo motogerador, pois este limite inferior de carregamento visa preservar a integridade do motor evitando impactos tais como: redução da eficiência, “*cylinder glazing*”, “*wet stacking*” e consequentemente eventuais danos

no motor. O *cylinder glazing* é o acúmulo de resíduos de carbono nos cilindros e pistões proveniente do processo incompleto da combustão. Esses resíduos dificultam a movimentação dos pistões dentro dos cilindros afetando a eficiência do motor. O *wet stacking* é o acúmulo de diesel não queimado dentro do motor que se não for expelido pelo no sistema de escapamento pode entupir o motor, prejudicando seu funcionamento e emitindo grandes quantidades de poluentes (HOMER ENERGY, 2018; LOPES et al., 2012; SALAS et al., 2015; FREITAS et al., 2017; HAMILTON et al., 2016; HAMILTON et al., 2018; HAMILTON et al., 2015; SCHNEIDER et al., 2018; ARENA, 2018; JABECK, 2019; PRASAI et al., 2010).

4.2.5 Modelagem das simulações das minirredes híbridas

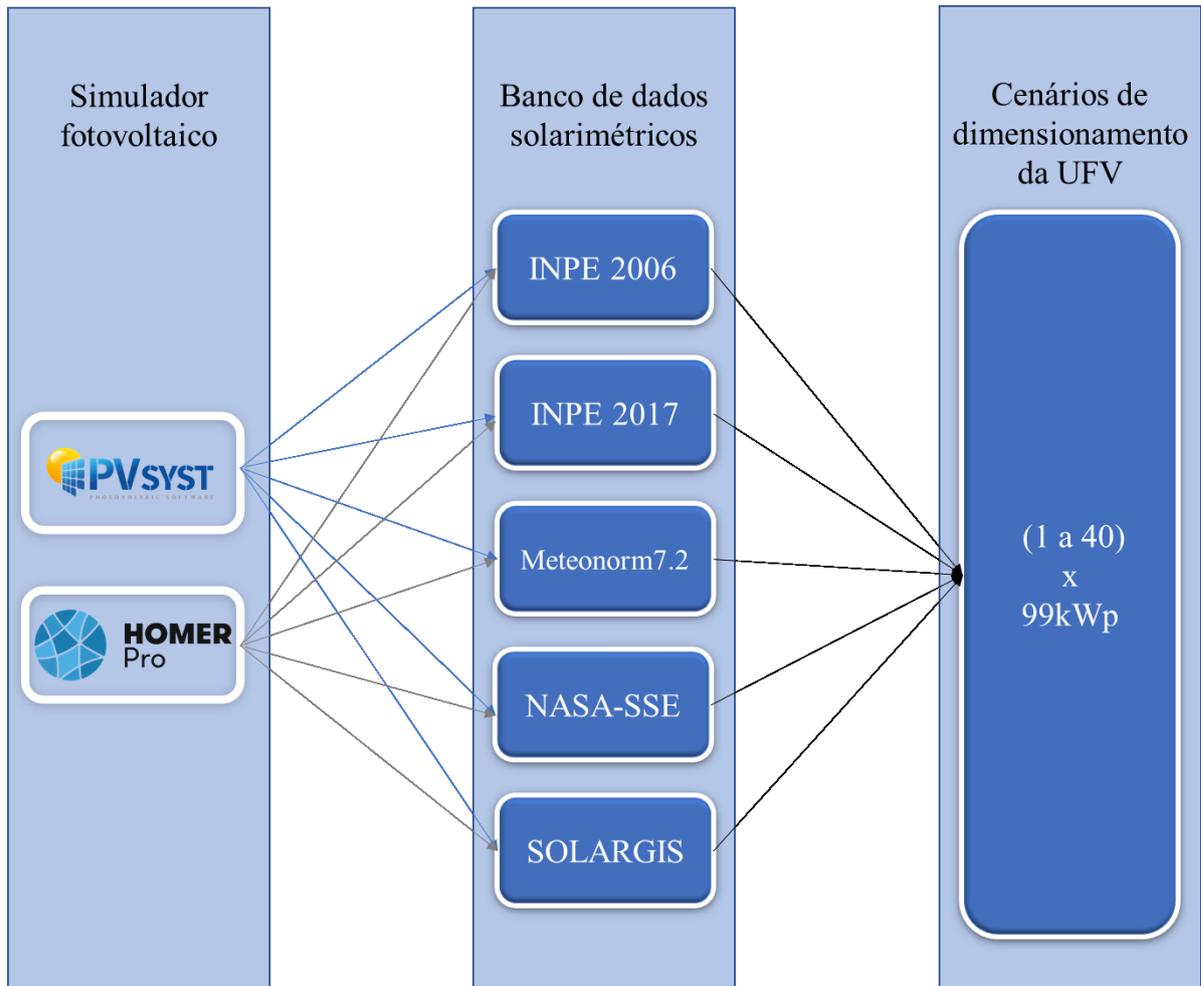
Nesta tese, foram utilizados os dois pacotes de software de dimensionamento fotovoltaico mais amplamente adotados (PVsyst® e HOMER Energy®) e os cinco bancos de dados de irradiação solar mais abrangentes da região brasileira (INPE 2006, INPE 2017, METEONORM 7.2, NASA-SSE e SOLARGIS), como mencionado anteriormente, para desenvolver o estudo de caso no qual foram testados 40 cenários de configuração de usinas híbridas FV/diesel. Cada cenário de configuração usou de 1 a 40 geradores fotovoltaicos, com cada gerador fotovoltaico (o sistema fotovoltaico de base mostrado na Figura 11) dimensionado em 99kWp para fins de simulação. A Figura 14 ilustra a dinâmica da metodologia aplicada para obter os dados analisados na seção 5 - DISCUSSÃO DOS RESULTADOS - desta tese.

Figura 14 - Dinâmica da metodologia empregada no dimensionamento dos sistemas híbridos FV/diesel e a análise dos resultados dos diversos cenários.



A Figura 15 ilustra todas as variações potenciais para as 400 combinações resultantes (2 ferramentas de software x 5 bancos de dados de radiação solar x 40 cenários de configuração de FV/diesel = 400 combinações). O comportamento operativo destas usinas híbridas para atender a curva de carga da localidade foi simulado no HOMER Energy® cujas premissas operativas estão descritas no tópico 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS desta tese.

Figura 15 - Diagrama esquemático com as variáveis consideradas para os cenários de simulação da minirrede híbrida FV/diesel.



O PVsyst® utiliza em seu algoritmo de transposição dos dados de GHI o modelo de Perez (PEREZ et al., 1990) enquanto que o HOMER Energy® adotou o modelo HDRK (RENDL et al., 1990). Ambos os simuladores empregam o modelo de correlação de Erbs (ERBS et al., 1982) para geração sintética dos dados de irradiação difusa a partir de séries horárias de GHI (HOMER ENERGY, 2018; PVSYST, 2018). O modelo de Perez, quando comparado com o modelo HDRK, é mais complexo podendo levar a valores de GTI ligeiramente superiores (DUFFIE; BECKMAN, 2006). No entanto, oferece uma representação mais realista da irradiância, pois em sua modelagem considera a estrutura geométrica do céu composta por três partes (disco circunsolar, faixa do horizonte e o fundo isotrópico) (GRAHAM; HOLLANDS, 1990; GRAHAM et al., 1998; REINDL et al., 1990; CHWIEDUK, 2009; PADOVAN; DEL COL, 2010; YANG et al., 2014 ; SHUKLA et al.,

2015; MAATALLAH, 2015). Por esse motivo, o PVsyst® foi selecionado como software de referência para as seguintes análises comparativas deste estudo.

4.3 CÁLCULO DA ECONOMIA GERADA PELA HIBRIDIZAÇÃO DA MINIRREDE

Para quantificar os impactos financeiros de todas as combinações de software de simulação fotovoltaica e banco de dados de radiação solar no dimensionamento da usina híbrida de Buritis-RO, foram preparados 640 cenários de avaliação econômica, utilizando a Equação 10 da seguinte forma:

$$\varepsilon = T_{mr} \left[(E_{ute} \cdot OPEX_{ute}) + (L_{diesel_ute} \cdot C_{diesel}) \right] - T_{mr} \left[(E_{ufv} \cdot OPEX_{ute}) + (L_{diesel_ufv} \cdot C_{diesel}) \right] - C_{ufv} \cdot FV \cdot 10^6 (1 + T_{mr} \cdot OPEX_{ufv}) \quad (10)$$

Onde:

ε = economia proporcionada pela hibridização da minirrede, em R\$;

T_{mr} = período do contrato de fornecimento de energia para minirrede, estimado em 15 anos;

E_{ute} = energia gerada pela usina termelétrica sem a hibridização do sistema, em MWh;

$OPEX_{ute}$ = Custo de manutenção da usina termelétrica, estimado em R\$ 30,00/MWh;

L_{diesel_ute} = litros de diesel consumidos pela usina térmica sem a hibridização da minirrede;

C_{diesel} = custo do litro do diesel, em R\$;

E_{ufv} = energia gerada pela usina termelétrica com a hibridização do sistema, em MWh;

L_{diesel_ufv} = litros de diesel consumidos pela usina térmica com a hibridização da minirrede;

C_{ufv} = custo de instalação da usina fotovoltaica, em R\$/Wp;

FV = potência fotovoltaica instalada, em MWp;

$OPEX_{ufv}$ = custo de operação e manutenção da usina fotovoltaica, estimado em 2%.

4.4 CÁLCULO DO CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE (LCOE) DA USINA HÍBRIDA FV/DIESEL

O cálculo do LCOE (*Levelized Cost of Energy* ou Custo Nivelado de Eletricidade) é uma importante metodologia utilizada para comparar a viabilidade de diferentes projetos de

geração de energia elétrica. Isto é, o custo mínimo que a eletricidade deve ser comercializada para que o empreendimento alcance o ponto de equilíbrio (BRANKER et al., 2011; LAI; MCCULLOCH, 2017; MESBAHI, 2019). Aplicando esta metodologia, foram elaborados 640 cenários de avaliação econômica, utilizando a Equação 11 da seguinte forma:

$$LCOE = \frac{CAPEX_{ute} + (C_{ufv} \cdot 10^6 \cdot FV) + \sum_{t=1}^{T_{mr}} [(E_{ute} \cdot OPEX_{ute}) + (L_{diesel} \cdot C_{diesel}) + (C_{ufv} \cdot FV \cdot 10^3 \cdot OPEX_{ufv})]}{\sum_{t=1}^{T_{mr}} \{ [E_{ute} + E_{ufv}(1+D_{fv})^t] / (1+r)^t \}} \quad (11)$$

$LCOE$ = custo nivelado de eletricidade; em R\$/MWh;

$CAPEX_{ute}$ = custo de implantação da usina termelétrica estimado em R\$ 12.000.000,00¹;

C_{ufv} = custo de instalação da usina fotovoltaica, em R\$/Wp;

FV = potência fotovoltaica instalada, em MWp;

T_{mr} = período do contrato de fornecimento de energia para minirrede, estimado em 15 anos;

E_{ute} = energia gerada pela usina termelétrica, em kWh;

$OPEX_{ute}$ = custo de manutenção da usina termelétrica, estimado em R\$ 30,00/MWh;

L_{diesel} = litros de diesel consumidos pela usina termelétrica;

C_{diesel} = custo do litro do diesel, em R\$;

$OPEX_{ufv}$ = custo de operação e manutenção da usina fotovoltaica, estimado em 2%.

r = taxa de desconto, estimada em 5%;

E_{pv} = energia gerada pela usina fotovoltaica, em MWh;

D_{pv} = degradação dos módulos fotovoltaicos, estimada em 1%/ano².

¹ O Custo de implantação da UTE de Buritis composta por 18 grupos geradores foi estimado com base no documento “Sub-rogação da CCC para o projeto de eficiência da UTE Buritis” (ANEEL, 2008). Neste documento, a empresa que fornecia eletricidade para cidade de Buritis apresenta o custo de implantação da nova UTE, composta por 16 grupos geradores, que posteriormente teve sua capacidade aumentada para 18 máquinas.

² Baseado na correlação entre a classificação climática Köppen-Geiger-Photovoltaic (KGPV) e taxas estimadas de degradação. Este valor representa a estimativa conservadora da degradação média dos módulos fotovoltaicos para regiões de clima tropical coerente com os valores oferecidos como garantia pela maioria dos fabricantes de módulos fotovoltaico. A taxa de degradação de 1%/ano pode oferecer mais de 20 anos de desempenho acima de 80% (ASCENCIO-VÁSQUEZ et al., 2019).

5 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

No estudo de caso, foram desenvolvidas 400 simulações para avaliar e demonstrar a influência do banco de dados de radiação solar e da ferramenta de software de simulação fotovoltaica no dimensionamento de geradores híbridos FV/diesel em minirredes na Amazônia. Para sistematizar essas análises, cada simulação sistema híbrido foi identificada conforme a Equação 12. Onde, pela ferramenta de simulação de software e pelo banco de dados de irradiação solar utilizado, juntamente com a potência nominal da usina fotovoltaica, de acordo com a Equação 12, temos a seguinte forma:

$$FV/diesel = S_{FV}/B_{SOL}/P_{FV} \quad (12)$$

Onde:

$FV/diesel$ = potência nominal da usina híbrida FV/diesel;

S_{FV} = nome do software de simulação FV (PVsyst® ou HOMER Energy®);

B_{SOL} = nome do banco de dados de radiação solar (INPE 2006, INPE 2017, METEONORM7.2, NASA-SSE ou SOLARGIS);

P_{FV} = potência nominal instalada da usina fotovoltaica, kWp.

5.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR

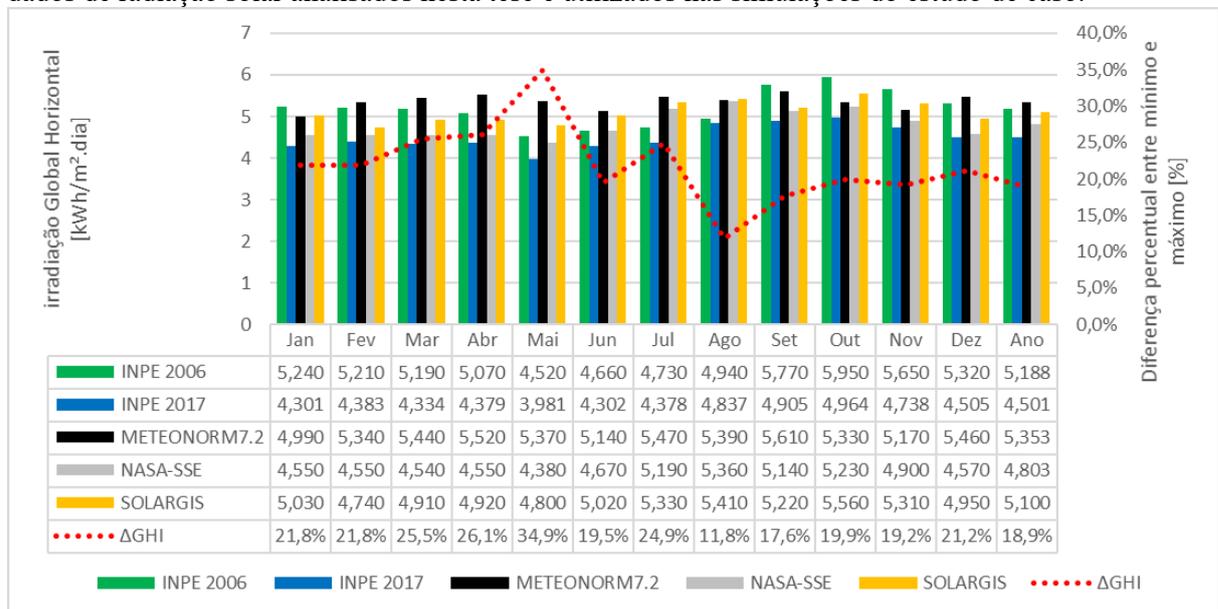
A avaliação do recurso solar disponível para cidade de Buritis-RO foi dividida em três etapas: (i) análise comparativa da variação entre os valores de irradiação global horizontal (GHI) mensal e anual dos bancos de dados solarimétricos; (ii) análise do comportamento da distribuição da irradiação global no plano dos módulos (GTI); (iii) analise a variabilidade anual do banco de dados INPE 2017.

5.1.1 Variação entre os bancos de dados solarimétricos

A Figura 16 mostra as médias mensais da radiação solar horizontal global total diária (em kWh/m².dia) obtida dos cinco diferentes bancos de dados para a cidade Buritis-RO, que foram usadas na simulação da geração esperada de energia solar em cada caso. Também

mostra a diferença (em %) entre o banco de dados que apresenta o nível mais alto e o mais baixo de irradiação (linha pontilhada vermelha). A média anual de irradiação solar da base de dados INPE 2017 (4,501kWh/m².dia) é a mais baixa entre as cinco bases de dados utilizadas, enquanto a base de dados METEONORM7.2 resultou na maior média anual de irradiação solar (5,353kWh/m².dia). Essa diferença (Δ GHI) de 18,9% é melhor compreendida ao observar as médias mensais de GHI do INPE 2017 que também obteve o menor valor para todos os meses quando comparado com os demais bancos de dados solarimétricos.

Figura 16 - A irradiação horizontal global média diária de cada mês (kWh/m².dia) dos cinco bancos de dados de radiação solar analisados nesta tese e utilizados nas simulações do estudo de caso.



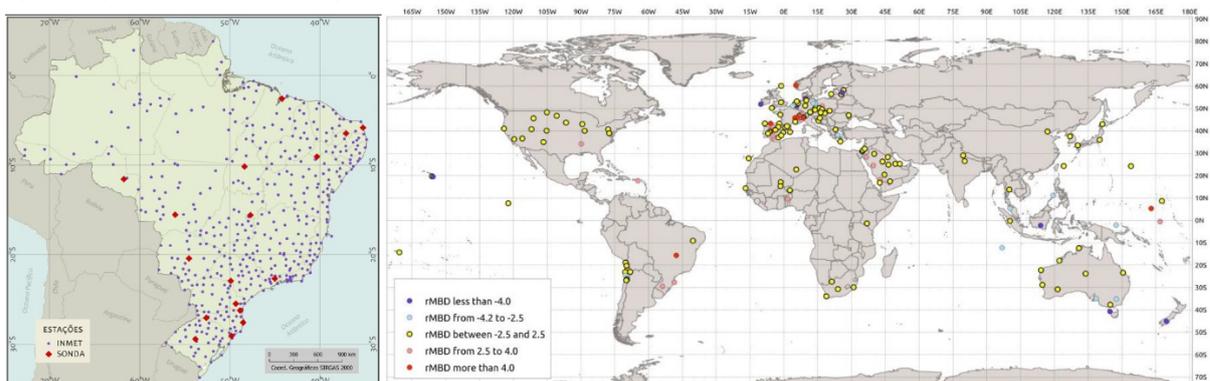
A Tabela 6 mostra o resumo das características do banco de dados de radiação solar de cada uma das cinco fontes de dados utilizadas nas simulações realizadas nesta tese. O SOLARGIS apresentou o menor RMSE (<4,0%) e o maior conjunto de dados, mas das 208 estações de medição de irradiação solar de base terrestre usadas para validação de dados de satélite espalhadas por todo o mundo, apenas quatro estão localizadas no território nacional brasileiro (SOLARGIS, 2016). A base de dados do INPE 2017, por outro lado, apresentou o segundo menor RMSE (9,7%) e o segundo maior conjunto de dados, com cerca de 900 estações de medição de irradiação solar no solo usadas para validação de dados por satélite (PEREIRA et al., 2017).

Tabela 6 - Resumo das características do banco de dados de radiação solar.

Banco de dados solarimétricos	Período dos dados (anos)	Resolução espacial	Viés	Erro médio quadrático	Referência
INPE 2006	1995-2005	10 x 10 km	0.70%	15,00%	(Pereira et al., 2006)
INPE 2017	2005-2015	3 x 5 km	0.60%	9,70%	(Pereira et al., 2017)
METEONORM7.2	2010-2016	8 x 8 km	0.00%	10,40%	(Remund et al., 2017a; Remund et al., 2017b)
NASA-SSE	1983-2007	112km x 112km (0.5°Lat. x 0.5° Lon.)	entre -2% e +0.7%	entre 13% e 16%	(NASA, 2018)
SOLARGIS	1999-2015	3 x 3 km	±4.00%	maior que 4,0%	(SOLARGIS, 2019; GLOBAL ATLAS, 2019)

Para adotar uma abordagem conservadora, e devido ao fato do banco de dados do INPE 2017 possuir a mais forte rede de validação de medidas de irradiação solar em solo, as seguintes análises comparativas realizadas neste trabalho utilizaram o banco de dados do INPE 2017 como referência. Essa escolha é justificada pela relevância das medições por instrumentos em solo no processo de validação dos dados de irradiação solar (YANG; GUEYMARD, 2019). A Figura 17 mostra a distribuição das estações meteorológicas instaladas no território brasileiro que foram utilizadas pelo INPE 2017 e SOLARGIS para validação de seus bancos solarimétricos.

Figura 17 - Mapa com a distribuição das estações meteorológicas no território brasileiro utilizadas pelo INPE 2017 (mapa esquerdo contendo 900 unidades) e SOLARGIS (mapa direito, contendo apenas quatro unidades) no processo de validação de seus bancos de dados solarimétricos.



Fonte: Adaptado de Pereira et al.(2017); SOLARGIS (2016).

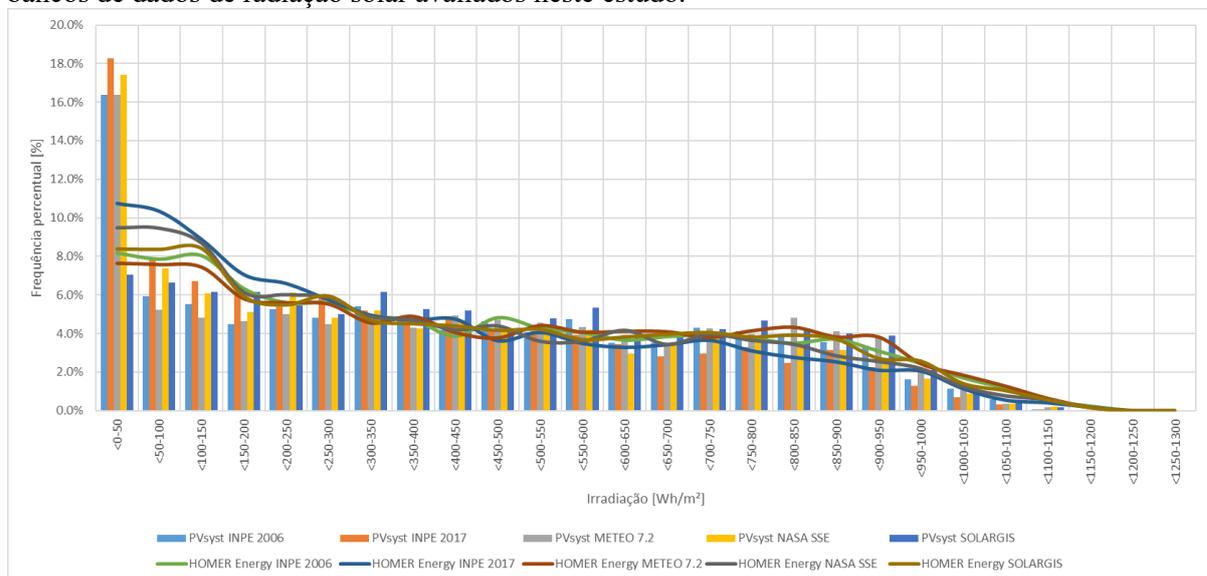
5.1.2 Distribuição da irradiação global no plano dos módulos por faixa de irradiância

Os valores de irradiação global horizontal (GHI) são utilizados como dados de entrada que alimentam os pacotes de simulação de dimensionamento e geração fotovoltaica; no entanto, sua análise isolada não justifica por completo as diferenças na expectativa de

produção de energia. A análise da irradiação global no plano inclinado (GTI), obtida através dos dados de saída das simulações, é de fundamental importância para o entendimento das diferenças de produção de energia fotovoltaica. Pois cada simulador possui sua própria metodologia para geração de dados sintéticos horários de GHI e de transposição para a orientação e angulação da inclinação dos módulos fotovoltaicos.

O gráfico da Figura 18 mostra a distribuição das frequências relativas percentuais de GTI em intervalos de 50Wh/m² obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para as cinco bases de dados de radiação solar avaliadas neste estudo. Percebe-se que a maioria das distribuições possuem perfis assimétricos, e que o algoritmo PVsyst® resulta em uma distribuição maior da ocorrência da energia solar anual incidente nos níveis de irradiância mais baixos, resultante de uma transposição mais precisa da fração difusa da irradiância solar, que ocorre em irradiâncias mais baixas, pelo modelo de Perez.

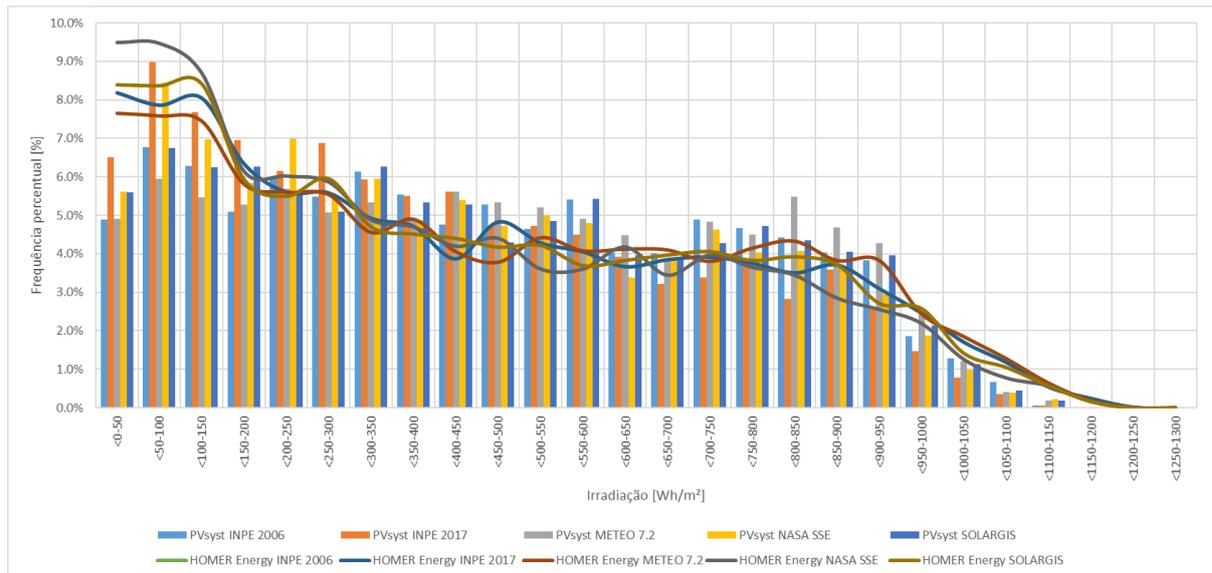
Figura 18 – Distribuição da frequência percentual da GTI em intervalos de 50 W/m², obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para os cinco bancos de dados de radiação solar avaliados neste estudo.



A Figura 19 mostra um gráfico semelhante, mas para a conversão de energia fotovoltaica resultante de cada combinação de software de simulação de sistema fotovoltaico e banco de dados de radiação solar. Ela mostra claramente uma tendência inversa para níveis mais baixos de irradiação quando comparado com a Figura 18, revelando que o algoritmo HOMER Energy® resulta em níveis mais altos de fotoconversão do que os PVsyst® em níveis baixos (faixa de 0 a 250 Wh/m²) e alta irradiação (faixa de 950 a 1300 Wh/m²), faixa

extrema de distribuição de luz incidente. Nos baixos níveis de irradiância, no entanto, essas diferenças representam apenas 0,1% no rendimento total anual de energia.

Figura 19 - Distribuição da frequência percentual GTI em intervalos de 50Wh/m² efetivamente convertida em eletricidade, obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para as cinco usinas solares bancos de dados de radiação avaliadas neste estudo.



O gráfico da Figura 20 apresenta a distribuição das frequências relativas percentuais de irradiação solar anual fotoconvertida (% da energia solar) em intervalos de 50W/m² obtida a partir da geração de dados horários sintéticos e transpostos para o plano do arranjo realizados pelos algoritmos PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para os cinco bancos de dados solarimétricos analisados. O PVsyst® produziu de 6,6% (INPE 2017) a 8,9% (METEONORM7.2) da energia solar de alta intensidade (faixa de 950W/m² a 1300W/m²) enquanto o HOMER Energy® gerou 11,7% (INPE 2017) a 14,5% (METEONORM7.2). Em um gráfico similar, a Figura 21 também mostra o percentual da energia solar fotoconvertida por nível de irradiação obtida a partir dos dados horários medidos por satélite do INPE para os anos de 2006-2015 os quais não atingiram níveis de irradiância acima dos 950W/m². Nesse caso, os simuladores fotovoltaicos processaram apenas a transposição dos dados de GHI para GTI. Portanto, nota-se que os simuladores fotovoltaicos, para o local deste estudo de caso, tendem a produzir perfis de distribuições de irradiação mais uniformes quando comparados com as medições por satélite onde houve uma maior concentração da energia solar na faixa de média intensidade (250Wh/m² a 950Wh/m²).

Figura 20 - Distribuição da frequência percentual da irradiação solar (% da energia total anual) efetivamente convertida em eletricidade solar em intervalos de 50 Wh/m², obtida a partir de dados horários sintéticos gerados por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas) para usinas solares FV simuladas com os cinco bancos de dados de radiação avaliados neste estudo.

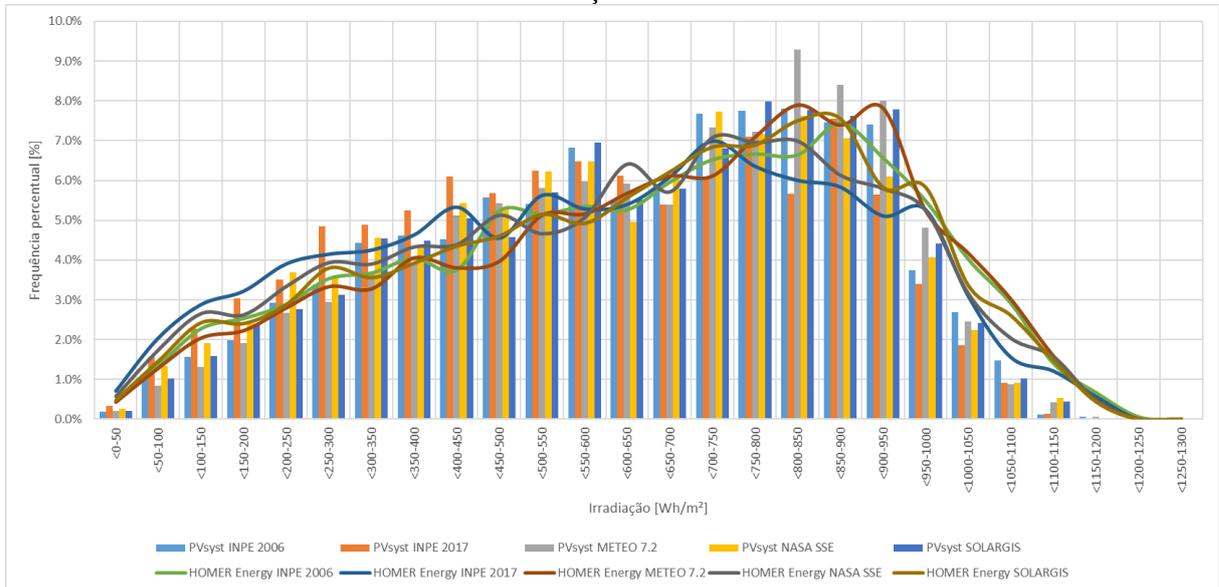
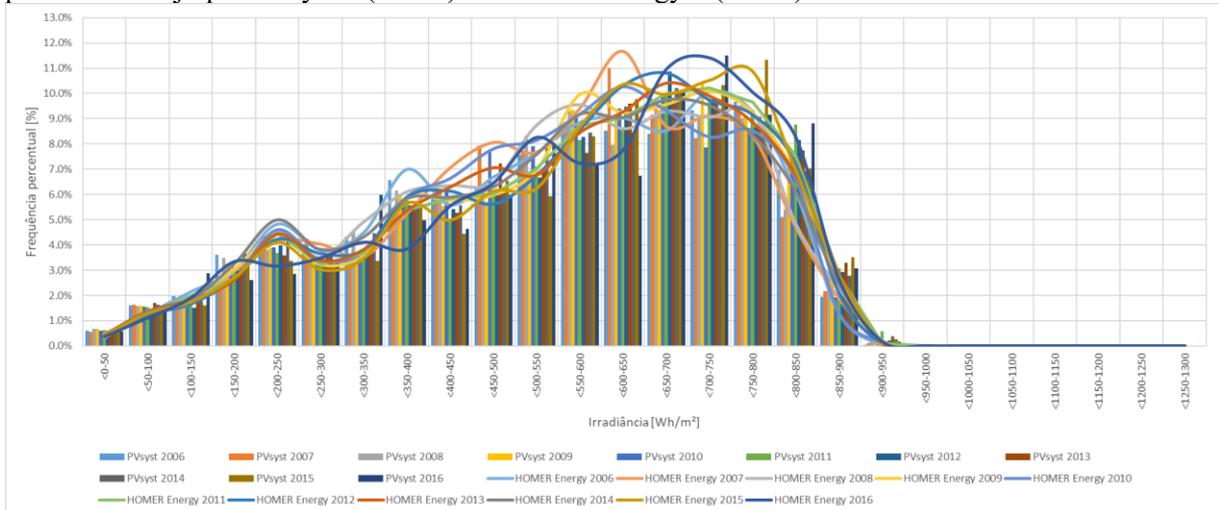


Figura 21 - Distribuição da frequência percentual da irradiação solar (% da energia total anual) efetivamente convertida em eletricidade solar pelo nível de irradiância em intervalos de 50 W/m², obtida a partir de dados de GHI horários medidos entre 2006 a 2015 por satélite e transpostos para o plano do arranjo por PVsyst® (barras) e HOMER Energy® (linhas).

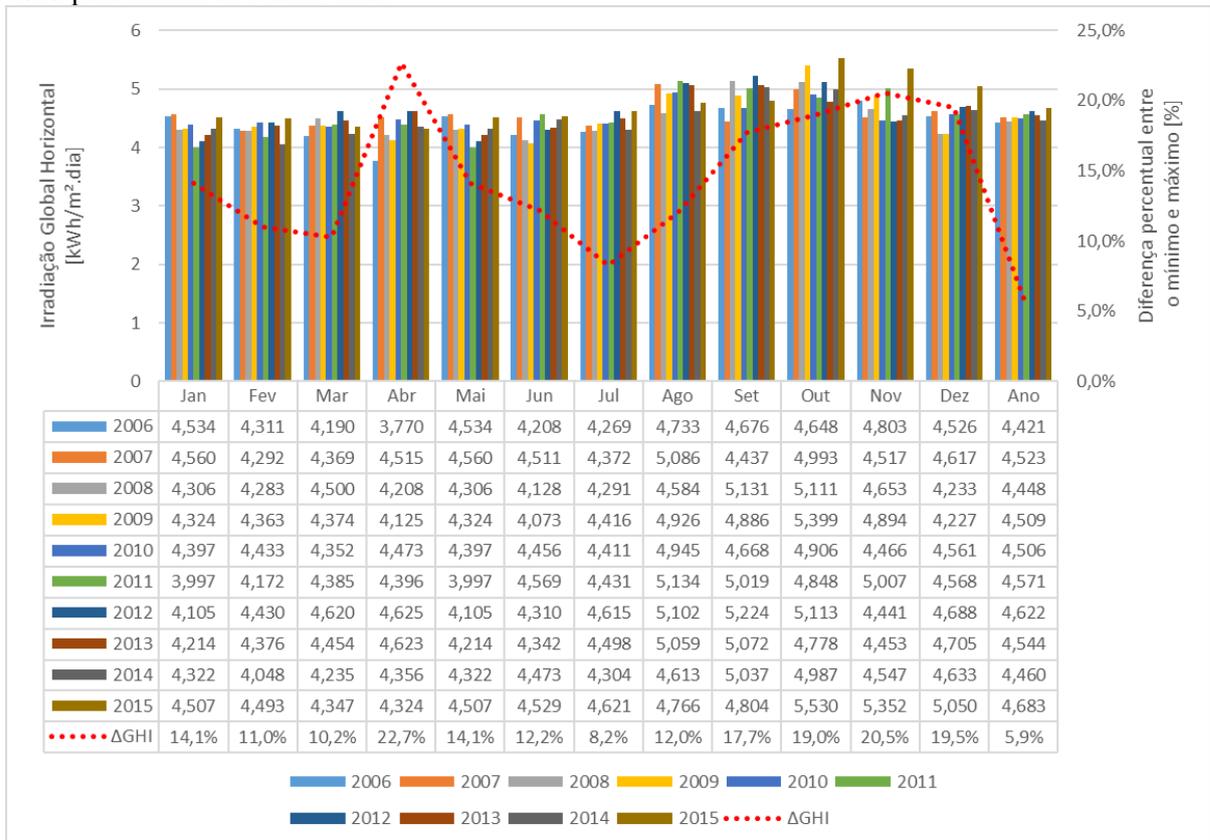


5.1.3 Análise da variabilidade anual do banco de dados INPE 2017

A base de dados INPE 2017 é composta por 17 anos de medições (1999 a 2015), onde as séries anuais de 1999 a 2004 possuem menor disponibilidade de imagens diárias de satélite e dados com resolução espacial inferior ao período de 2005 a 2015. Por esse motivo, a análise da variabilidade interanual descrita no Atlas Brasileiro de Energia Solar (2ª Edição)

foi feita com os dados de 2005 a 2015 (PEREIRA et al., 2017). A Figura 22 mostra as médias mensais da irradiação horizontal global total diária (em kWh/m².dia) para os anos de 2006 a 2015 obtidas a partir das medições que compõem o banco solarimétrico INPE 2017 para a cidade Burity-RO. Também mostra a diferença (em %) entre o banco de dados que apresenta o nível mais alto e o mais baixo de irradiação (linha pontilhada vermelha). O ano de 2006 apresentou a menor média anual de irradiação solar (4,421kWh/m².dia) das séries apresentadas, enquanto o ano de 2015 resultou na maior média anual de irradiação solar (4,683kWh/m².dia). Essa diferença anual (Δ GHI) de 5,9% é explicada pela variação interanual da disponibilidade do recurso solar e está dentro da faixa típica para o Brasil (PEREIRA et al., 2017) e é consideravelmente inferior aos 18,9% obtidos entre os anos típicos dos cinco bancos de dados solarimétricos apresentados na Figura 17, mas é superior aos 1,7% (4,690 e 4,610 kWh/m²) registrados para região norte do Brasil conforme o Atlas Brasileiro de Energia Solar, Segunda Edição (PEREIRA et al., 2017). Observando a evolução das médias anuais das medições destes dez anos, nota-se também a tendência de aumento da irradiação global. A exclusão da série anual de 2005, para análise de variabilidade anual dos níveis de radiação global horizontal para a cidade de Burity-RO, ocorreu devido à inconsistência de seus dados (ausência de dados por mais de 20 dias consecutivos).

Figura 22 - A irradiação horizontal global média diária de cada mês (kWh/m².dia) dos anos de 2006 a 2015 para cidade de Buritis-RO.



Fonte: Adaptado de Pereira et al. (2017).

5.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DO SISTEMA FOTVOLTAICO BASE

5.2.1 Análise dos resultados das simulações com os cinco bancos de dados de irradiação solar

A modularidade dos geradores fotovoltaicos permitiu avaliar 40 configurações de usinas fotovoltaica simuladas para cada um dos cinco bancos de dados de radiação solar. Portanto, a análise comparativa dos resultados dos sistemas FV base reflete o desempenho das demais usinas com potências múltiplas de 99kWp. As Figuras 23 e 24 mostram a eletricidade produzida (em MWh/ano e % do total, respectivamente) para os geradores FV do caso base simulados para as dez combinações de (2 x) softwares fotovoltaico com os (5 x) bancos de dados de radiação solar usados no estudo de caso. Ao comparar a geração fotovoltaica por níveis de irradiação, observou-se que para o nível médio (250 - 950 Wh/m²) as simulações com o PVsyst® variaram de 82,6% (PVsyst/NASA-SSE) a 84,4% PVsyst/METEONORM7.2 enquanto as simulações realizadas com o HOMER Energy® não passaram de 75,6%. No entanto, para a faixa de alta irradiação (950 – 1300 Wh/m²) as simulações feitas com o HOMER Energy® apresentaram variações de 11,7% (HOMER ENERGY/INPE 2017) a 14,6% HOMER Energy/INPE 2006 e as simulações com o PVsyst® não passaram de 8,6% (PVSYST/METEONORM7.2). Para o nível de baixa irradiação (0 – 50Wh/m²) as diferenças entre os simuladores não foram significativas.

Figura 23 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (MWh/ano) por intervalos de irradiação nos níveis baixo (0 - 250 W/m²), médio (250 - 950 W/m²) e alto (950 - 1300 W/m²) obtidos a partir de dados sintéticos gerados pelos simuladores fotovoltaicos para o gerador fotovoltaico base de 99kWp.

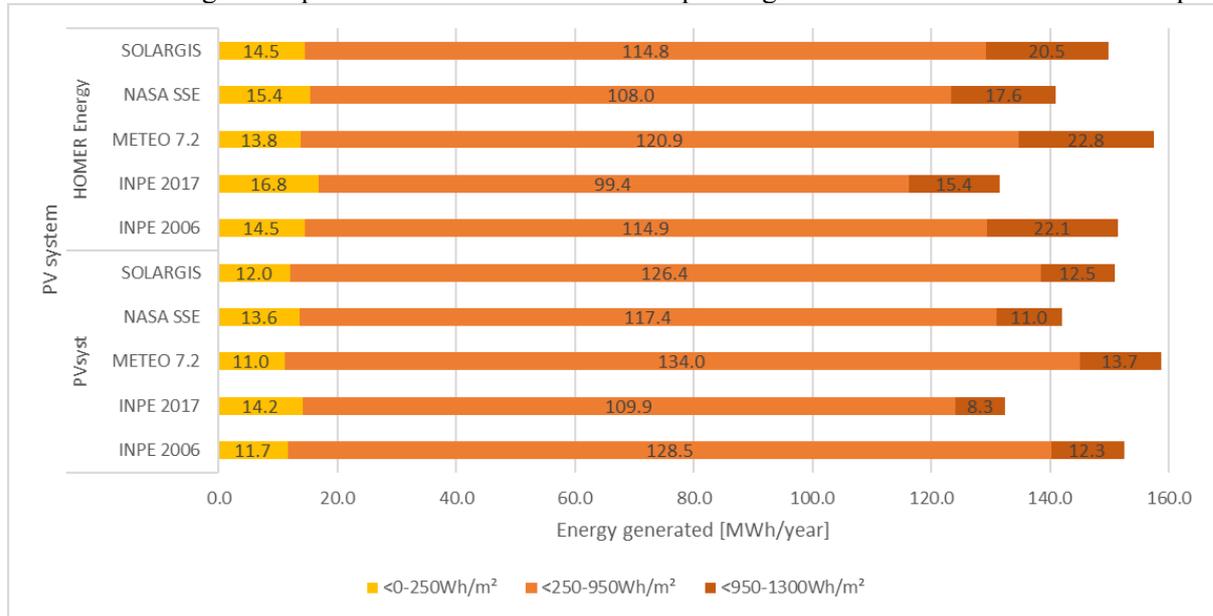


Figura 24 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (% da geração anual total) por intervalos de irradiação nos níveis baixo (0 - 250 W/m²), médio (250 - 950 W/m²) e alto (950 - 1300 W/m²) obtidos a partir de dados sintéticos gerados pelos simuladores fotovoltaicos para o gerador fotovoltaico base de 99kWp.



Conforme apresentado na Tabela 7, a simulação resultante na usina fotovoltaica HOMER Energy/INPE 2017 levou ao menor rendimento anual de energia (1329

MWh/MWp.ano), enquanto a combinação PVsyst/METEONORM7.2 levou ao valor mais alto de 1603 MWh/MWp.ano, uma diferença de 20,6%. Ao comparar as simulações realizadas usando o mesmo banco de dados de radiação solar e variar o simulador de dimensionamento fotovoltaico, o PVsyst® resultou em um rendimento anual de energia ligeiramente superior (<1%) ao da ferramenta HOMER Energy®. No entanto, ao comparar as simulações realizadas usando o mesmo software de dimensionamento fotovoltaico e variar o banco de dados de radiação solar, surgiu uma diferença considerável (perto de 20%), que tem importantes consequências no dimensionamento e operação ideais das usinas híbridas de energia fotovoltaica a diesel.

Tabela 7 - Desempenho comparativo do rendimento anual de energia do gerador fotovoltaico do caso base de 99kWp, em função do software de dimensionamento fotovoltaico e do banco de dados de radiação solar.

Bancos de dados solarimétricos	PVsyst		HOMER Energy		Δ Produtividade (%)
	Energia gerada (MWh/ano)	Produtividade (MWh/MWp)	Energia gerada (MWh/ano)	Produtividade (MWh/MWp)	
INPE 2006	152,51	1540	151,47	1530	0,65%
INPE 2017	132,44	1338	131,58	1329	0,68%
METEONORM7.2	158,72	1603	157,50	1591	0,75%
NASA-SSE	142,02	1435	141,01	1424	0,77%
SOLARGIS	150,97	1525	149,80	1513	0,79%

Do ponto de vista energético, a Tabela 8 resume as simulações realizadas para os geradores fotovoltaicos caso básico de 99kWp para todas as combinações de software de simulação fotovoltaica e banco de dados de radiação solar, em relação à combinação de referência PVsyst/INPE 2017; as diversas combinações possíveis desses dois parâmetros levam a diferenças de até 19,9%. Estas diferenças podem impactar fortemente no dimensionamento, na operação, na geração anual de energia e, finalmente, na economia dos geradores híbridos de FV/diesel para minirredes, como esta tese teve como objetivo demonstrar. As simulações realizadas com o HOMER Energy® levaram a cenários nos quais as usinas fotovoltaicas foram subdimensionadas, resultando em uma operação híbrida FV/diesel ineficiente. Simulações que levam a um perfil de distribuição de radiação solar mais conservador, por outro lado, podem levar a geradores fotovoltaicos superdimensionados (e, conseqüentemente, taxas de penetração fotovoltaicas mais altas), o que pode resultar em problemas de instabilidade elétrica em minirredes isoladas.

Tabela 8 - Resumo das simulações realizadas para o gerador fotovoltaico do caso base de 99 kWp e diferenças percentuais em relação ao conjunto (simulador fotovoltaico + banco solarimétrico) de referência PVsyst/INPE 2017.

Resumo/Sistema Híbrido	PVsyst					HOMER Energy				
	INPE 2006	INPE 2017	METEO 7.2	NASA SSE	SOLARGIS	INPE 2006	INPE 2017	METEO 7.2	NASA SSE	SOLARGIS
GHI (kWh/m ² ano)	1893	1643	1954	1754	1862	1893	1643	1954	1753	1862
ΔGHI (%)	15,2%	-	18,9%	6,8%	13,3%	15,2%	0,0%	18,9%	6,7%	13,3%
GTI (kWh/m ² ano) @10°	1926	1672	2004	1793	1906	1913	1661	1989	1780	1891
ΔGTI (%)	15,9%	-	19,8%	7,2%	14,0%	14,4%	0,7%	19,0%	6,5%	13,1%
ENERGIA (MWh/ano)	152,5	132,4	158,7	142	151	151,5	131,6	157,5	141	149,8
ΔENERGIA (%)	15,9%	-	19,9%	7,3%	14,0%	14,4%	0,6%	19,0%	6,5%	13,1%

5.2.2 Análise dos resultados das simulações com dez anos de dados de irradiação solar medidos por satélites do INPE

Análogo ao item 5.2.1 desta tese, as simulações do comportamento do gerador fotovoltaico base para cada um dos dez anos (2006-2015) de dados de irradiação solar medidos por satélite do INPE permitiram traçar um comparativo entre as 20 possíveis configurações sistemas fotovoltaicos de 99kWp e, conseqüentemente, os impactos inserção de seus múltiplos na minirrede isolada da cidade de Buritis-RO. As Figuras 25 e 26 mostram a eletricidade produzida (em MWh/ano e % do total, respectivamente) por estas 20 combinações de geração de energia dos sistemas base. Os simuladores fotovoltaicos desempenharam apenas as funções de transposição dos dados de GHI para o plano do arranjo fotovoltaico e o cálculo matemático de fotoconversão para energia elétrica, ou seja, não houve geração de dados sintéticos horários de irradiação solar. A ausência de geração fotovoltaica proveniente do alto nível de irradiância (faixa de 950 a 1300 W/m²) é reflexo do perfil de GTI das medições realizadas por satélites geoestacionários levando os geradores FV a produzirem de 88,2% a 90,1% da eletricidade proveniente de índices de irradiação solar da faixa de 250W/m² a 950W/m².

Figura 25 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (em MWh/ano) por intervalos de irradiância nos níveis baixo (0 - 250 W/m²), médio (250 - 950 W/m²) e alto (950 - 1300 W/m²) obtidos a partir de dados medidos por satélite dos anos de 2006 a 2015 para o sistema base de 99kWp.

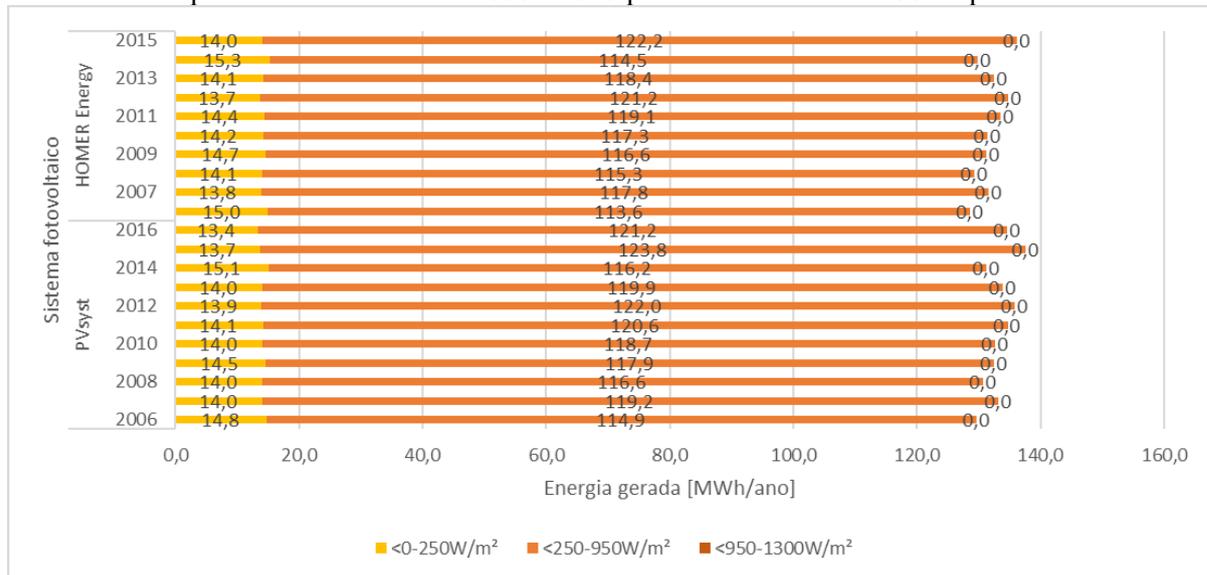
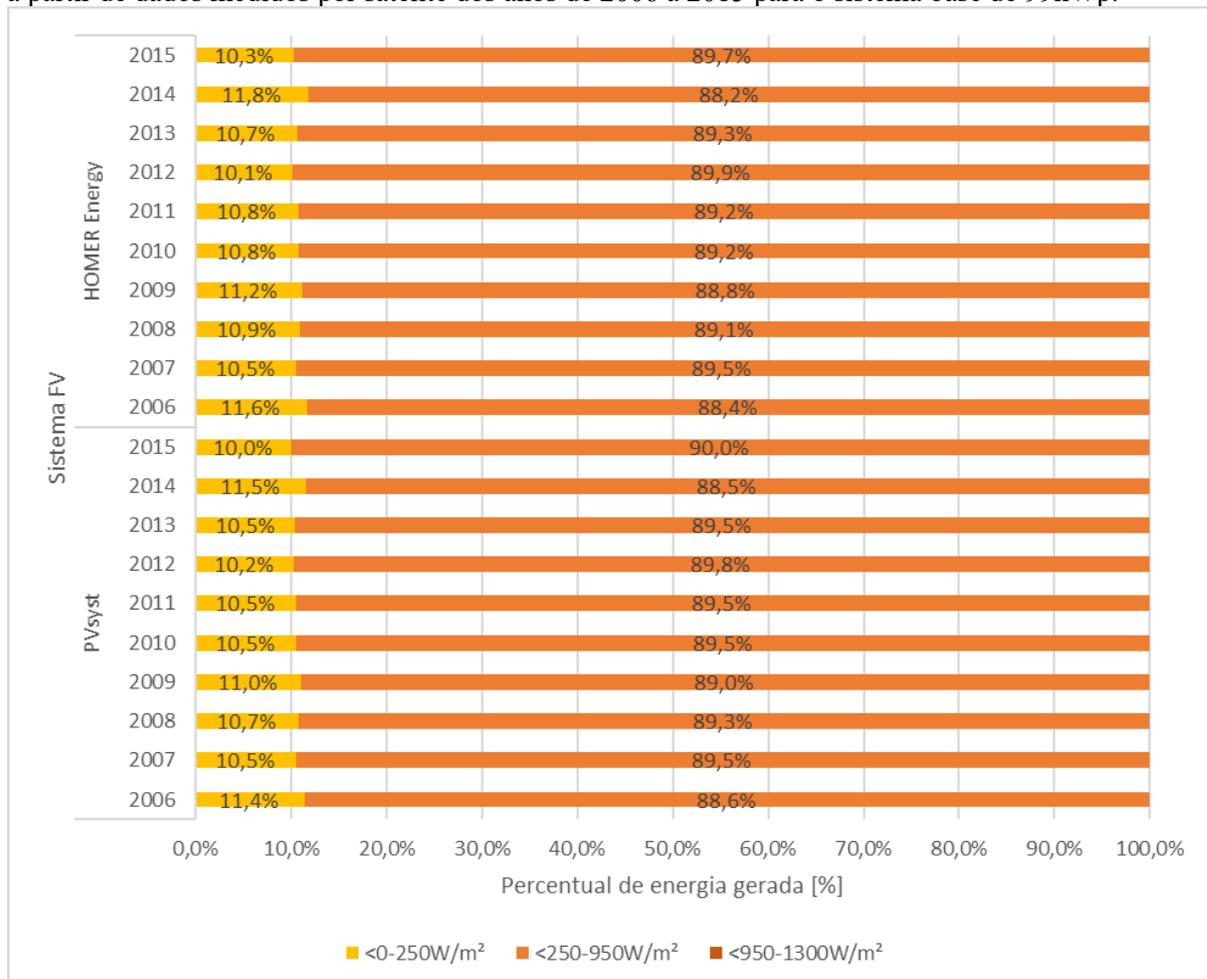


Figura 26 - Distribuição da energia fotovoltaica gerada (% da geração anual total) por intervalos de irradiância nos níveis baixo (0 - 250 W/m²), médio (250 - 950 W/m²) e alto (950 - 1300 W/m²) obtidos a partir de dados medidos por satélite dos anos de 2006 a 2015 para o sistema base de 99kWp.



A Tabela 9 mostra a energia produzida pelo gerador FV do caso base através da combinação das 11 séries anuais de irradiação solar medidas (entre os anos de 2006 a 2016) com os dois softwares de simulação fotovoltaica. A combinação PVsyst/2015 apresentou o maior rendimento (1389 MWh/MWp.ano) enquanto a usina FV HOMER Energy/2016 obteve o menor (1298 MWh/MWp.ano), resultando em uma diferença de 7,0%. Estas diferenças obtidas variando o simulador fotovoltaico e os dados de irradiação solar estão compreendidas na incerteza de 9,3% do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2ª edição).

Tabela 9 – Desempenho comparativo do rendimento anual de energia dos geradores fotovoltaicos individuais de 99kWp, em função da ferramenta de software de dimensionamento fotovoltaico e dos dez anos de dados de irradiação solar medidos por satélites do INPE.

Dados solarimétricos	PVsyst		HOMER Energy		Δ Produtividade (%)
	Energia gerada (MWh/ano)	Produtividade (MWh/MWp)	Energia gerada (MWh/ano)	Produtividade (MWh/MWp)	
2006	129,68	1310	128,54	1298	0,89%
2007	133,17	1345	131,62	1329	1,18%
2008	130,69	1320	129,36	1307	1,03%
2009	132,43	1338	131,28	1326	0,87%
2010	132,66	1340	131,47	1328	0,90%
2011	134,71	1361	133,55	1349	0,87%
2012	135,86	1372	134,84	1362	0,76%
2013	133,88	1352	132,56	1339	1,00%
2014	131,30	1326	129,82	1311	1,14%
2015	137,56	1389	136,17	1375	1,02%

A utilização de medições de irradiação solar pode contribuir para o entendimento do comportamento operativo da usina fotovoltaica ainda na etapa de dimensionamento. A tabela 10 apresenta os valores de simulação da geração do arranjo base (99kWp) considerando um período operativo da EFV de dez anos (2006 a 2015) onde: EFV_{α} é o valor da energia gerada resultante da aplicação dos dados de GHI medidos por satélite para cada um dos dez anos deste período; a EFV_{β} apresenta os resultados de geração utilizando os dados solarimétricos do ano de 2006 com aplicação do fator de degradação de potência dos módulos fotovoltaicos (típico de 1%) para o cálculo da energia gerada nos demais anos o período; EFV_{γ} mostra a estimativa de geração fotovoltaica EFV_{α} considerando a degradação de potência dos módulos fotovoltaicos; a diferença entre os valores obtidos entre EFV_{β} e EFV_{α} . ΔEFV é a diferença percentual entre EFV_{β} e a EFV_{α} . Ao término dos dez anos de operação, a EFV_{β} simulada no

PVsyst® apresentou aproximadamente 2,8% a mais de geração de energia em relação a EFV α e no HOMER Energy® esta diferença foi de cerca de 2,7%.

Os dados de irradiação solar do ano de 2006 são os menores de todo o período analisado (2006 a 2015). Portanto, o emprego dos dados de irradiação solar deste ano pode ter levado a EFV β a apresentar uma expectativa de geração conservadora em relação à metodologia aplicada para EFV γ levando ao superdimensionamento da usina FV/diesel. Isto é, a utilização de uma série anual medida para o cálculo da geração FV pode levar ao dimensionamento incorreto da usina fotovoltaica. Portanto, uma maneira de mitigar essa incerteza é utilizar bancos de dados de irradiação solar elaborados a partir de uma grande quantidade de séries anuais, como por exemplo do banco de dados do INPE 2017.

Tabela 10 – Desempenho comparativo do rendimento anual de energia dos geradores fotovoltaicos de 99kWp durante dez anos de operação, em função da ferramenta de dimensionamento fotovoltaico e da base de dados de irradiação solar medidos por satélites do INPE.

Bancos de dados solarimétricos	PVsyst				HOMER Energy			
	EFV α (MWh/ano)	EFV β (MWh/ano)	EFV γ (MWh/ano)	Δ EFV (%)	EFV α (MWh/ano)	EFV β (MWh/ano)	EFV γ (MWh/ano)	Δ EFV (%)
2006	129,7	129,7	129,7	-	128,5	128,5	128,5	-
2007	133,17	128,4	131,84	2,7%	131,62	127,3	130,30	2,4%
2008	130,69	127,1	128,1	0,8%	129,36	126,0	126,8	0,6%
2009	132,43	125,8	128,5	2,1%	131,28	124,7	127,4	2,1%
2010	132,66	124,6	127,4	2,3%	131,47	123,5	126,3	2,3%
2011	134,71	123,3	128,1	3,9%	133,55	122,2	127,0	3,9%
2012	135,86	122,1	127,9	4,8%	134,84	121,0	126,9	4,9%
2013	133,88	120,9	126,0	4,3%	132,56	119,8	124,8	4,2%
2014	131,30	119,7	121,2	1,2%	129,82	118,6	119,8	1,0%
2015	137,56	118,5	125,7	6,1%	136,17	117,4	124,4	5,9%
Total	1331,94	1239,99	1274,42	2,8%	1319,21	1229,09	1262,24	2,7%

5.3 COMPARAÇÃO ENTRE CENÁRIOS DE DIMENSIONAMENTO

As dez combinações entre (5 x) bancos de dados de radiação solar e (2 x) simulador fotovoltaico proporcionaram perfis de geração de energia fotovoltaica distintos que implicam, consequentemente, em diferentes configurações ótimas de usinas híbridas FV/diesel conforme apresentado na Tabela 11. O dimensionamento de geradores FV deste estudo de caso usando múltiplos de unidades de 99kWp com HOMER Energy® atingiu um máximo de 1,782 MWp, enquanto o mesmo procedimento usando o software PVsyst® levou a variação de geradores FV de 1,980 MWp a 3,663 MWp.

Tabela 11 – Potência nominal fotovoltaica máxima admissível (MWp) e produção anual de energia resultante (MWh/ano), medida pelas dez combinações de pacote de simulador fotovoltaico e banco de dados de irradiação solar.

Banco de dados/Sistema FV	PVsyst		HOMER Energy	
	Potência nominal (MWp)	Energia gerada (MWh/ano)	Potência nominal (MWp)	Energia gerada (MWh/ano)
INPE 2006	2,277	3508	1,782	2530
INPE 2017	3,663	4900	1,782	2369
METEONORM 7.2	1,980	3174	1,782	2835
NASA SSE	1,980	2840	1,782	2538
SOLARGIS	3,168	4831	1,782	2696

O perfil de distribuição de irradiância solar sintetizado pelo algoritmo do software HOMER Energy® concentra os valores mais altos de irradiância (e, portanto, os picos de geração fotovoltaica) nos momentos em que o perfil da curva de carga mostra uma redução na demanda de energia, limitando, assim, o nível de penetração do FV na minirrede. Neste estudo de caso, todos os cenários de dimensionamento para geradores híbridos de FV/diesel usando HOMER Energy® limitaram a capacidade nominal máxima de FV em 1,782 MWp. Para esta configuração de usina híbrida, a geração anual de energia variou 19,7%, de 2835 MWh/ano para a combinação HOMER Energy/METEONORM7.2 a 2369 MWh/ano para a combinação HOMER Energy/INPE 2017. As usinas híbridas de FV/diesel simuladas usando o software PVsyst® resultaram em diferenças de até 85% na potência nominal fotovoltaica. As combinações PVsyst/METEONORM7.2 e PVsyst/NASA-SSE limitaram a potência PV instalada a 1,980 MWp, enquanto a alternativa PVsyst/INPE 2017 resultou em um tamanho ótimo do sistema FV de 3,663 MWp. Essas diferenças na capacidade ótima de potência fotovoltaica instalada levaram a diferenças de 72,5% na produção anual de energia fotovoltaica.

Para entender melhor as diferenças consideráveis nos tamanhos dos sistemas fotovoltaicos resultantes das dez combinações diferentes apresentadas nesta pesquisa, foi avaliado o impacto do perfil de geração horária FV e sua contribuição para o perfil de carga dos geradores a diesel. A Figura 27 mostra o gráfico de geração das usinas híbridas FV/diesel nos dias mais críticos para os níveis de penetração de energia fotovoltaica (12 de janeiro, 21 de março e 26 de abril de 2015). A área rosa representa a curva de geração da UTE; a linha pontilhada vermelha corresponde ao limite (pré-estabelecido em 70% da energia total da usina híbrida FV/diesel) de contribuição das UFV's para minirrede; a geração FV para cada um dos cinco bancos de dados solarimétricos simuladas no PVsyst® estão representadas por barras. A

Figura 28 mostra um gráfico semelhante, porém utilizando o HOMER Energy® como simulador fotovoltaico.

Figura 27 – Curvas de geração da usina híbrida FV/diesel para os cinco bancos de dados diferentes de radiação solar simulados com o software PVsyst® nos três dias mais críticos de 2015 em termos de máxima penetração energética fotovoltaica.

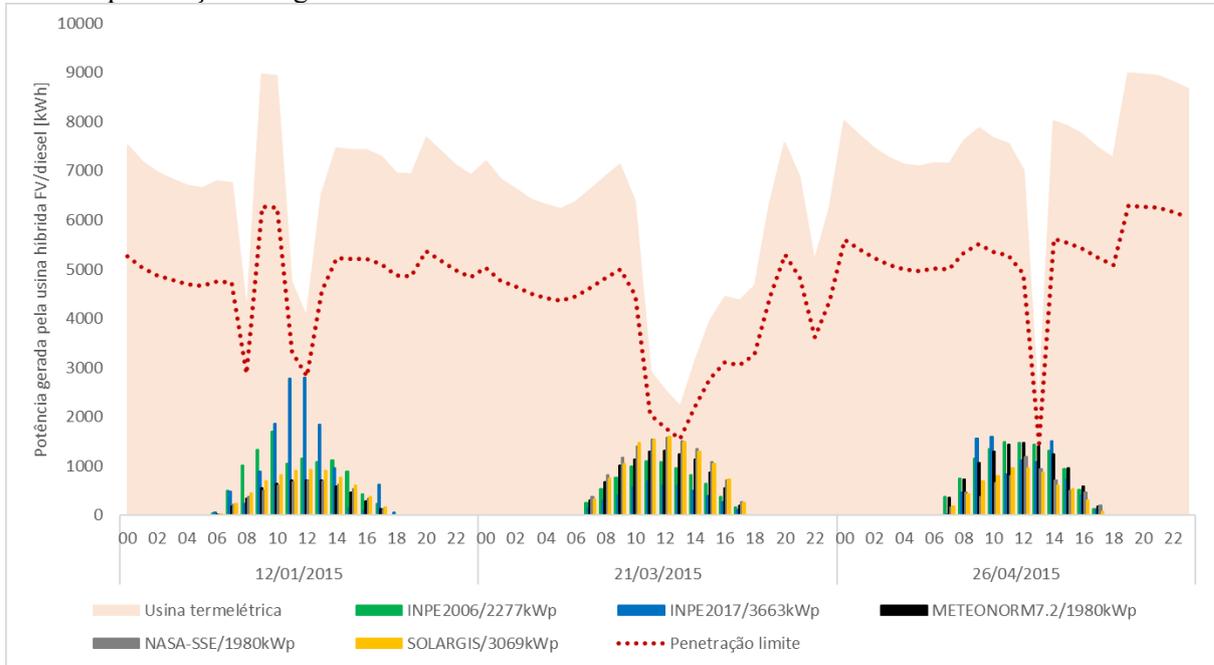
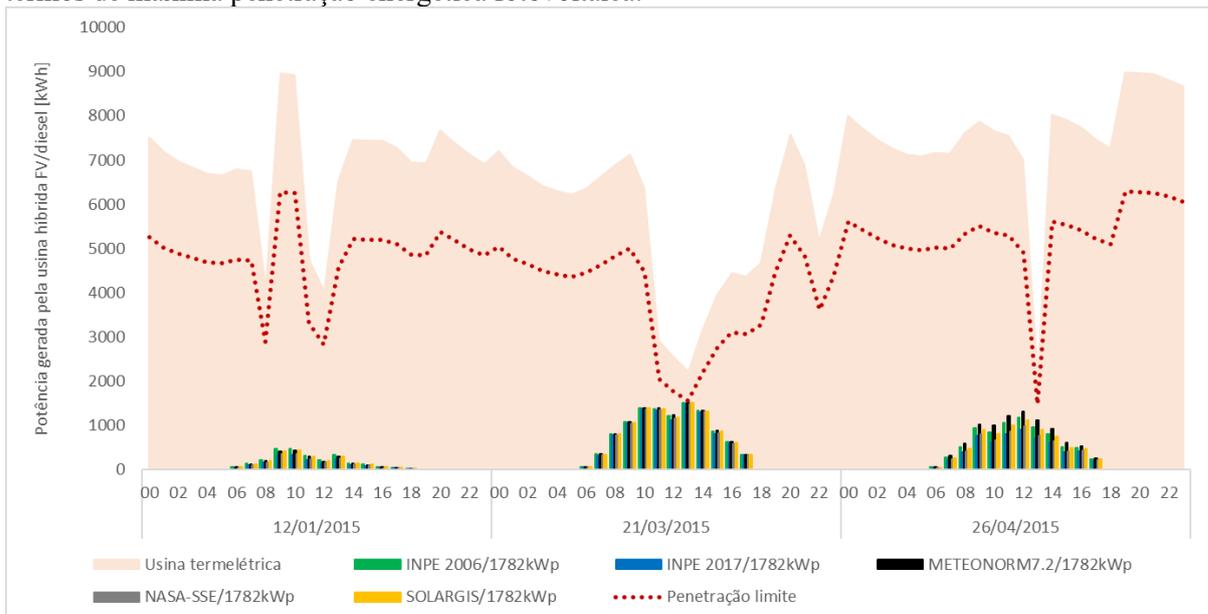


Figura 28 – Curvas de geração da usina híbrida FV/diesel para os cinco bancos de dados diferentes de radiação solar simulados com o software HOMER Energy® nos três dias mais críticos de 2015 em termos de máxima penetração energética fotovoltaica.



A combinação do perfil de geração do sistema fotovoltaico (que depende do banco de dados de radiação solar, do algoritmo do pacote de simulação de software para sintetizar valores de GHI por hora e do modelo de transposição GTI), juntamente com o perfil da curva de demanda de carga mínima, são fatores decisivos na otimização do dimensionamento de geradores fotovoltaicos em usinas híbridas FV/diesel. As Figuras 27 e 28 mostram o comportamento da minirrede ao variar o banco de dados de irradiação solar e, conseqüentemente, variando a potência fotovoltaica instalada. Ou seja, a qualidade do banco de dados solarimétricos juntamente com o comportamento da minirrede influencia no dimensionamento do gerador fotovoltaico a ser integrada à usina termelétrica.

5.4 ANÁLISE DO CONSUMO ESPECÍFICO DOS GERADORES A DIESEL

Todos os SISOL localizados no estado de Rondônia, incluindo Buritis, são atendidos por Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE's), onde a geração de eletricidade obedece a valores pré-estabelecidos em leilões. Portanto, não há reembolso pelo óleo diesel consumido por estas termelétricas (EPE, 2019b). Assim, foi realizada uma análise do comportamento do consumo específico dos grupos geradores diesel antes e depois da hibridização da minirrede com a instalação de uma usina fotovoltaica de 1782kWp.

A Tabela 12 mostra o consumo específico (litros/kWh) dos 13 grupos geradores que compõem as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador fotovoltaico). Conforme as premissas adotadas para simulação do comportamento da UTE sem hibridização, os geradores diesel G10, G11, G12 e G13 ultrapassaram o limite de consumo específico de 0,289 litros/kWh estabelecidos pelo ANEXO I da Resolução Normativa nº 801/2017 da ANEEL (ANEEL, 2017a; ANEEL, 2017b). Houve aumento no consumo específico dos geradores G6 a G13 para todas as usinas simuladas no HOMER Energy®, enquanto que as usinas PVsyst/INPE 2017, PVsyst/METEONORM7.2 e PVsyst/NASA-SSE tiveram aumento no consumo específico dos geradores G7 a G13. Nas simulações PVsyst/INPE 2006 e PVsyst/SOLARGIS, o gerador G13 não entrou em operação e houve aumento no consumo específico dos geradores de G8 a G12. Neste estudo de caso, especificamente, a hibridização da usina termelétrica elevou o consumo específico de parte de seus motogeradores. Contudo, a escolha do simulador fotovoltaico e banco de dados de

irradiação solar pode influenciar também no dimensionamento da usina termelétrica, como foi o caso PV_{syst}/INPE 2006 e PV_{syst}/SOLARGIS que operaram com 12 grupos geradores.

Tabela 12 - Consumo específico (litros/kWh) dos 13 motogeradores diesel que compõem as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para potência FV de 1,782MWp.

Modelo de usina\Gerador diesel	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	
UTE	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,278	0,285	0,289	0,297	0,312	0,342	0,399	
PV _{syst}	INPE 2006	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,279	0,287	0,293	0,305	0,322	0,362	0,000
	INPE 2017	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,279	0,286	0,292	0,303	0,320	0,361	0,404
	METEONORM7,2	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,279	0,287	0,293	0,304	0,320	0,361	0,404
	NASA-SSE	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,279	0,286	0,293	0,304	0,321	0,366	0,404
	SOLARGIS	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,279	0,287	0,293	0,305	0,323	0,372	0,000
HOMER Energy	INPE 2006	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,277	0,281	0,292	0,302	0,323	0,355	0,392	0,404
	INPE 2017	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,277	0,281	0,291	0,300	0,319	0,349	0,388	0,403
	METEONORM7,2	0,275	0,275	0,275	0,275	0,276	0,277	0,281	0,292	0,303	0,324	0,354	0,390	0,404
	NASA-SSE	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,277	0,281	0,291	0,301	0,321	0,351	0,389	0,403
	SOLARGIS	0,275	0,275	0,275	0,275	0,275	0,277	0,281	0,292	0,302	0,323	0,353	0,390	0,404
ANEEL	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	0,289	

Observação: São destacados em vermelho os geradores que ultrapassaram o limite de consumo específico estabelecidos pela REN 801/2017 da ANEEL.

A Tabela 13 mostra o percentual de horas de operação reduzidas (em relação à usina termelétrica pura) para cada um dos 13 motogeradores das dez combinações de usinas híbridas FV/diesel. Não houve redução nas horas de operação dos motores das UTE's simuladas no HOMER Energy®. No entanto, os motogeradores de G10 a G13 das usinas híbridas FV/diesel simuladas com o PV_{syst}® são superiores a 19%. Sendo que o motogerador G13 não foi acionado em PV_{syst}/INPE 2006 e PV_{syst}/SOLARGIS.

Tabela 13 - Horas evitadas de operação (em %) dos 13 motogeradores diesel após a hibridização da minirrede, para as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para potência FV de 1,782MWp.

Modelo de usina\Grupo gerador diesel	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	
PV _{syst}	INPE 2006	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,2%	0,3%	2,1%	5,9%	10,9%	21,8%	43,8%	69,6%	100,0%
	INPE 2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	2,0%	5,3%	9,5%	19,8%	36,2%	57,7%	80,0%
	METEONORM7.2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,3%	2,6%	6,2%	11,6%	23,9%	43,1%	65,3%	85,0%
	NASA-SSE	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,3%	2,0%	5,7%	10,1%	20,2%	39,4%	63,6%	95,0%
	SOLARGIS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	2,3%	5,8%	10,7%	22,5%	40,2%	64,8%	100,0%
HOMER Energy	INPE 2006	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	INPE 2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	METEONORM7.2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	NASA-SSE	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	SOLARGIS	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Observação: São destacados em vermelho os geradores que ultrapassaram o limite de consumo específico estabelecidos pela REN 801/2017 da ANEEL.

A Tabela 14 apresenta o percentual total de combustível economizado por motogerador da UTE antes da hibridização e para as dez combinações de usinas híbridas FV/diesel. As simulações do HOMER Energy® apresentaram uma economia inferior a 23%. No entanto, os motogeradores de G10 a G13 de todas as combinações do PVsyst® obtiveram uma economia superior a 23% no consumo de óleo diesel. Nota-se também que em PVsyst/INPE 2006 e PVsyst/SOLARGIS o motogerador G13 não precisou ser despachado.

Esta redução de energia termelétrica, proveniente da redução de horas de operação e consumo de óleo diesel, é resultado do algoritmo de fotoconversão do PVsyst® que produz uma quantidade superior de energia fotovoltaica. Apesar da usina híbrida FV/diesel aumentar o consumo específico de alguns motores a diesel (principalmente dos geradores G10 a G13), ela foi responsável por reduzir o tempo de operação e a potência gerada por estas máquinas. No caso das simulações utilizando PVsyst/INPE 2006 e PVsyst/SOLARGIS, a geração FV evita que o G13 entre em operação. Portanto, sob a perspectiva regulatória, haveria a necessidade de realizar uma revisão na REN 801/2017 com o objetivo de flexibilizar os limites de consumo específico dos motogeradores a diesel de usinas híbridas FV/diesel para as usinas que recebem o reembolso de combustível através da CCC. Os novos limites de consumo específico para usinas híbridas FV/diesel poderiam ser estabelecidos através da aplicação da metodologia descrita nesta tese.

Tabela 14 - Redução percentual do consumo de combustível para cada um dos 13 motogeradores diesel após hibridização da minirrede, para as dez configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para potência FV de 1,782MWp.

Modelo de usina\ Grupo gerador diesel	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8	G9	G10	G11	G12	G13	
PVsyst	INPE 2006	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,9%	3,4%	7,6%	14,3%	27,3%	47,5%	72,4%	100,0%
	INPE 2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,8%	3,1%	6,8%	12,3%	23,8%	39,8%	61,3%	80,3%
	METEONORM7.2	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	3,8%	8,0%	15,3%	28,5%	46,1%	68,3%	85,2%
	NASA-SSE	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	1,0%	3,3%	7,0%	13,3%	24,9%	43,1%	67,5%	95,1%
	SOLARGIS	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,2%	0,9%	3,6%	7,4%	14,1%	27,4%	44,6%	69,3%	100,0%
HOMER Energy	INPE 2006	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	1,7%	4,0%	6,9%	11,8%	18,5%	22,2%	18,7%	1,3%
	INPE 2017	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,3%	1,4%	3,4%	6,0%	10,2%	16,4%	20,2%	17,6%	1,2%
	METEONORM7.2	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,5%	1,8%	4,1%	7,3%	12,4%	18,9%	21,8%	18,2%	1,3%
	NASA-SSE	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	1,5%	3,6%	6,5%	11,0%	17,5%	20,9%	17,9%	1,2%
	SOLARGIS	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,4%	1,7%	3,9%	6,9%	11,8%	18,3%	21,6%	18,3%	1,3%

Observação: São destacados em vermelho os geradores que ultrapassaram o limite de consumo específico estabelecidos pela REN 801/2017 da ANEEL.

A Tabela 15 apresenta o consumo de óleo diesel da UTE (sem hibridização) e para os 10 conjuntos de simulações de usinas FV/diesel. A usina termelétrica de Buritis sem a hibridização consumiu em um ano cerca de 20,65 milhões de litros de óleo diesel. Todas as

simulações com o HOMER Energy® apresentaram valores de economia de diesel inferiores ao suas respectivas simulações com o PVsyst®. O conjunto HOMER Energy/INPE 2017/1,782MWp apresentou o menor percentual de diesel economizado com 2,52%, (521 mil litros) enquanto PVsyst/METEONORM7.2/1,782MWp obteve a máxima de 3,82% (788,8 mil litros). Essa variação de 1,30% (267,72 mil litros) é justificada pelo comportamento dos motogeradores diesel das simulações com HOMER Energy® que tiveram redução apenas na energia gerada enquanto que a usina fotovoltaica simulada no PVsyst® contribuiu de forma significativa para a redução das horas de operação dos geradores G9 a G13 e consequentemente com o consumo de combustível.

Tabela 15 - Percentual de diesel economizado em cada uma das 10 configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para usina fotovoltaica de 1,782MWp.

Software	Solar DB	Consumo de diesel (l/ano)	Diesel economizado (l)	Diesel economizado (%)
	UTE	20.649.060	-	-
PVsyst	INPE 2006	19.892.220	756.840	3,67%
	INPE 2017	19.990.770	658.290	3,19%
	METEO7.2	19.860.290	788.770	3,82%
	NASA- SEE	19.944.620	704.440	3,41%
	SOLARGIS	19.901.350	747.710	3,62%
HOMER Energy	INPE 2006	20.092.400	556.660	2,70%
	INPE 2017	20.128.020	521.040	2,52%
	METEO7.2	20.025.400	623.660	3,02%
	NASA-SSE	20.090.700	558.360	2,70%
	SOLARGIS	20.055.900	593.160	2,87%

A Tabela 16 mostra o percentual de litros de combustível economizado em cada uma das dez combinações (banco de dados de radiação solar + simulador fotovoltaico) para potência FV máxima admissível pela minirrede, sem o comprometimento dos limites de estabilidade, e para usina fotovoltaica de 1,782 MWp que é a menor potência ótima obtida entre as 400 simulações realizadas neste estudo de caso. O percentual de óleo diesel economizado anualmente passa dos 6,5% (cerca de 1,35 milhões de litros) com PVsyst/INPE 2017/3663kWp devido a uma melhor penetração FV na minirrede.

Portanto, o subdimensionamento da FV pode resultar em sérios problemas de O&M da UTE, pois parte da energia elétrica que deveria ser suprida pela UFV será gerada pela termelétrica levando a um gasto não programado com óleo diesel, em casos extremos dependendo da complexidade logística de fornecimento de combustível, pode resultar em racionamento ou indisponibilidade energética. Por outro lado, o sobredimensionamento da

FV/diesel pode fazer com que os geradores a diesel operem em patamares elevados de consumo específico, aumentando seus os custos de manutenção. Uma possível solução para absorver essa energia FV extra seria a implementação de um sistema de gerenciamento de energia com sistema de acumuladores. No entanto, apesar do custo desta tecnologia cair acentuadamente ao longo dos últimos 10 anos (GOLDIE-SCOT, 2019), atualmente sua aplicação para fins comerciais em usinas híbridas FV/diesel na Amazônia do porte da minirrede de Buritis não é viável e foge do escopo desta tese.

Tabela 16 - Percentual de diesel economizado em cada uma das 10 configurações de usinas híbridas FV/diesel (banco de dados + simulador) para máxima potência FV suportável pela minirrede e para usina fotovoltaica de 1,782MWp.

Banco de dados solarimétrico\simulador FV	PVsyst		HOMER Energy	
	Potência nominal (MWp)	Diesel economizado (%/ano)	Potência nominal (MWp)	Diesel economizado (%/ano)
INPE 2006	2,277	4,68%	-	-
	1,782	3,67%	1,782	2,70%
INPE 2017	3,663	6,53%	-	-
	1,782	3,19%	1,782	2,52%
METEONORM 7.2	1,980	4,24%	-	-
	1,782	3,82%	1,782	3,02%
NASA-SSE	1,980	3,79%	-	-
	1,782	3,41%	1,782	2,70%
SOLARGIS	3,168	6,44%	-	-
	1,782	3,62%	1,782	2,87%

5.5 ANÁLISE ECONÔMICA DOS CENÁRIOS DE HIBRIDIZAÇÃO

O custo do óleo diesel para os sistemas isolados na Amazônia pode variar significativamente, dependendo do quão remoto a localidade é. Os custos de instalação fotovoltaica (CAPEX) também podem variar bastante, dependendo da distância do local e da complexidade da instalação. Nesse contexto, oito cenários de preço do litro de diesel e valores de CAPEX da UFV (R\$3,00; R\$3,50; R\$4,00; R\$4,50; R\$5,00; R\$5,50; R\$6,00 e R\$6,50), cinco opções de bancos de dados de irradiação solar (INPE 2006, INPE 2017, METEONORM7.2, NASA-SSE ou SOLARGIS) além de dois simuladores fotovoltaicos (PVsyst® e HOMER Energy®) foram utilizados para avaliar os potenciais benefícios econômicos da adição de um gerador fotovoltaico de 1,782MWp à minirrede diesel existente em Buritis-RO.

A tabela do Anexo A apresenta 64 cenários resultados através da aplicação da Equação 10, que durante um período de 15 anos a operação de uma usina híbrida FV/diesel

resultaria na economia de combustível variando de R\$ 9,45 milhões a R\$ 71,24 milhões. A elaboração de cenários de economia no consumo de combustível, através da hibridização FV/diesel das minirredes isoladas na Amazônia, pode contribuir para previsão orçamentária anual da CCC levando em consideração as peculiaridades de cada localidade (curva de carga, recurso solar, custo do combustível e custo fotovoltaico). Considerando um cenário próximo da atual realidade econômica da cidade de Buritis-RO com o custo litro do óleo diesel no estado de Rondônia de R\$ 3,00 a R\$ 3,50 (ANP, 2020) e custo de instalação da UFV entre R\$ 3,50/Wp a R\$ 4,00/Wp (GREENER, 2020), nota-se uma variação R\$ 15.25 milhões a R\$ 34,59 milhões na expectativa de economia com a hibridização da minirrede.

Devido ao fornecimento de energia elétrica para minirrede de Buritis ser realizado por um PIE, a melhor forma de avaliar as influências do banco de dados solarimétricos e do simulador fotovoltaico no dimensionamento da FV/diesel é através do cálculo de cenários para Custo Nivelado de Energia elétrica (LCOE). Esta metodologia pode auxiliar inclusão da hibridização FV/diesel na composição dos preços de referência apresentados nos leilões em minirredes isoladas na Amazônia.

O preço de referência no último leilão de energia para Buritis, realizado em 2014, foi de R\$ 1.042,06/MWh sendo que o lance vencedor ficou em R\$ 938,94/MWh (ANEEL, 2020b). Estes valores se aproximam do valor de LCOE calculado para o litro do óleo diesel custando entre R\$ 3,00 a R\$ 3,50 (variação atual) conforme a Tabela 17 que mostra os cenários de custo nivelado de energia (em R\$/MWh) gerada por uma UTE para cidade de Buritis.

Tabela 17 - Cenários de custo nivelado da energia resultantes da operação da usina termelétrica diesel na cidade de Buritis-RO.

Custo do diesel (R\$/l)	LCO UTE (R\$/MWh)
R\$ 3,00	R\$ 881,52
R\$ 3,50	R\$ 1.020,71
R\$ 4,00	R\$ 1.159,91
R\$ 4,50	R\$ 1.299,10
R\$ 5,00	R\$ 1.438,29
R\$ 5,50	R\$ 1.577,49
R\$ 6,00	R\$ 1.716,68
R\$ 6,50	R\$ 1.855,87

Comparando o valor energia vendida para minirrede de Buritis com o cálculo de LCOE da tabela do Anexo B, nota-se que para todos os cenários de usinas híbridas FV/diesel com o custo do combustível estimado de R\$ 3,00 a R\$ 3,50 apresentam valores LCOE

inferiores à R\$ 938,94/MWh. Ou seja, nesta situação a instalação de uma usina fotovoltaica de 1,782MWp é um investimento atrativo.

6 CONCLUSÕES

Foi revisada e mostrada a influência dos cinco bancos de dados de radiação solar mais utilizados e dos dois mais populares pacotes de simulação fotovoltaica no dimensionamento e na economia de usinas híbridas de FV/diesel na Amazônia. Diferentes combinações desses dois parâmetros levaram a resultados consideravelmente diferentes tanto na capacidade fotovoltaica instalada quanto na geração anual de energia, em alguns casos afetando potencialmente o desempenho técnico dos motogeradores a diesel.

Devido à natureza isolada das minirredes e às curvas de carga impostas aos grupos geradores a diesel, o dimensionamento de geradores híbridos de FV/diesel é mais crítico do que o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos urbanos conectados à rede.

No estudo de caso utilizado para ilustrar a questão, foram usados cinco bancos de dados diferentes de radiação solar (INPE 2006, INPE 2017, METEONORM7.2, NASA-SSE e SOLAERGIS) combinados com as duas ferramentas mais populares de software de simulação fotovoltaica (PVsyst® e HOMER Energy®), juntamente com a curva de carga operacional real da minirrede diesel que abastece a cidade Buritis-RO na Amazônia brasileira. As cinco opções de bancos de dados de radiação solar levaram a variações de até 19,7% e, quando o pacote de software de simulação foi variado, o efeito combinado levou a diferenças de até 20,6%, revelando que as diferenças entre os algoritmos utilizados no PVsyst® e no HOMER Energy® são relativamente pequenas (< 1,0%).

Os pacotes de simulação de sistemas fotovoltaicos usam seus próprios algoritmos para a geração de dados sintéticos de radiação solar horária, que também diferem dos 17 anos de dados horários medidos por satélite disponíveis no Atlas Brasileiro de Energia Solar do INPE, e para a transposição da irradiação de GHI para GTI. O perfil de distribuição de irradiação solar sintetizado pelo algoritmo do software HOMER Energy® concentra os valores mais altos de irradiância (e, portanto, os picos de geração fotovoltaica) nos momentos em que o perfil da curva de carga mostra uma redução na demanda de energia, limitando, assim, o nível de penetração de potência do FV na minirrede. Neste estudo de caso, todos os cenários de dimensionamento para geradores híbridos de FV/diesel usando HOMER Energy® limitaram a capacidade nominal máxima de FV em 1,782 MWp. As usinas híbridas de FV/diesel simuladas usando o software PVsyst® resultaram em diferenças de até 85% na potência nominal fotovoltaica resultando em um tamanho ótimo do sistema FV de até 3,663

MWp. Essas diferenças na capacidade ótima de potência fotovoltaica instalada levaram a diferenças de 72,5% na produção anual de energia fotovoltaica.

As análises realizadas levam também à conclusão de que, nos casos em que a usina fotovoltaica é sobredimensionada, aumenta desnecessariamente o custo de implantação e pode gerar problemas de estabilidade da rede. Por outro lado, se o gerador fotovoltaico for subdimensionado, poderá ser necessário mais combustível para compensar as deficiências da geração fotovoltaica esperada. A minirrede pode, portanto, estar sujeita a vários problemas técnicos e operacionais resultantes de dimensionamento e planejamento incorretos do sistema fotovoltaico, que incluem aumento do consumo específico e das horas operacionais dos motogeradores a diesel, resultando no aumento dos custos de combustível e O&M; aquisição e armazenamento de maiores quantidades de diesel; e escassez de suprimentos resultante de uma combinação desses efeitos, que são especialmente críticos na Região Amazônica, devido à complexidade da logística envolvida no suprimento de combustível.

A elaboração de cenários econômicos, considerando a variação dos custos do litro do óleo diesel e de implantação da usina fotovoltaica, teve como objetivo mostrar o impacto financeiro proporcionado pela economia de combustível resultante da hibridização FV. A projeção de cenários contribuem na avaliação do investimento de solarização das minirredes isoladas, tanto por parte governamental quanto pela iniciativa privada através de propostas em leilões na modalidade de produtor independente de energia (PIE).

Portanto, como mostrado nesta tese, é de interesse não apenas científico e tecnológico, mas também de relevância econômica, avaliar adequadamente a influência do banco de dados de radiação solar e do software de simulação para o dimensionamento de geradores híbridos de FV/diesel em minirredes.

A metodologia empregada neste estudo de caso poderá ser replicada nas demais minirredes isoladas da Amazônia, o que proporcionará informações mais claras sobre o potencial de solarização de destes sistemas. Estas informações poderão servir de base para o desenvolvimento de uma política de descarbonização da matriz energética de sistemas isolados na Amazônia brasileira.

REFERÊNCIAS

- ABREU, S. L., COLLE. S., GLITZ. K. L. Z., RÜTHER. R., BEYER. H. G. Isolated hybrid pv-diesel power plants design method. **RIO 3 – Word Climate & Energy Event**. (Rio de Janeiro – Brazil),. 2003.
- ABUJARAD, S.Y., MUSTAFA, M. W., JAMIAN J. J. Recent approaches of unit commitment in the presence of intermittent renewable energy resources: A review. **Renew Sustain Energy Rev** 70. 215—9. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.246>. 2017.
- AGUIAR, R., PEREIRA-COLLARES M. TAG: A time-dependent. autoregressive. gaussian model for generating synthetic hourly radiation. **Sol Energy** 1992;49: 167–8., 1992. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(92\)90068-L](https://doi.org/10.1016/0038-092X(92)90068-L).
- ALSADI, S., KHATIB. T. Review Photovoltaic Power Systems Optimization Research Status: A Review of Criteria. Constrains. Models. Techniques. and Software Tools. **Appl Sciences**. 2018; 8: 1761-1791. <https://doi.org/10.3390/app8101761>.
- ANAND, M., RAJAPAKSE, A.D., BAGEN. B. Analysis of the Quality of Long-term Synthetic Solar Radiation Data Generated from Stochastic Models. **IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)**. 2018. <https://doi.org/10.1109/PMAPS.2018.8440560>.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **ANEXO I da Resolução Normativa nº 801 de 19 de dezembro de 2017**, 2017a. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017801_2.pdf. Acessado em: 13 dez. 2019.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**, 2018a.. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde/654800?inheritRedirect=false. Acessado em: 13 out. 2019.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Diretoria da ANEEL aprova orçamento da CDE para 2019**, 2018b. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa/-/asset_publisher/zXQREz8EV1Z6/content/id/17787365. Acessado em: 01 out. de 2019.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informativo ANEEL de deliberações da Diretoria dez/2019 e jan/2020**. , 2020. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/654778/19224298/Info+-+Nov19+e+Jan20.pdf/1ccbc940-e3c7-5a1f-7313-70ac88252d5c>. Acessado em: 28 fev. 2020.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 801 de 19 de dezembro de 2017**. 2017a. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/045/resultado/ren2017801.pdf>. Acessado em: 13 dez. 2019.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resultado de Leilões**. 2020b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>. Acessado em: 12 mai. 2020.

- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sub-rogação da CCC para o projeto de eficientização da UTE Buritis**. 2008. Disponível em: http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/430312/RESPOSTA_PEDIDO_241%20-%2048700007528201533%20-%20Anexo%201.pdf. Acessado em 20 nov. 2019.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifas**, 2016. Disponível em <http://www.aneel.gov.br/tarifas>. Acessado em: 13 out. 2019.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. **Óleo diesel**, 2019. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petroleo-derivados/155-combustiveis/1857-oleo-diesel>. Acessado em: 17 out. 2019.
- ANP. Agência Nacional do Petróleo. **Resolução ANP N° 45/2012**, 2012. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2012/dezembro&item=ranp-45--2012>. Acessado em: 17 out. 2019.
- ASCENCIO-VÁSQUEZ, J., KAYA, I., BRECL, K., WEISS, K., TOPIC, M.. Global Climate Data Processing and Mapping of Degradation Mechanisms and Degradation Rates of PV Modules. **Energies**. 2019; 12: 4749:4764. <https://doi.org/10.3390/en12244749>.
- AUSTRALIAN Government – **Space Weather Services**. Disponível em: <https://www.sws.bom.gov.au/Educational/2/3/1>. Acessado em: 13 dez. 2019.
- AYET, A., TANDEO, P. Nowcasting solar irradiance using an analog method and geostationary satellite images. **Solar Energy** 2018; 164: 301-315. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.02.068>.
- BARBOSA, C.F.O. **Avaliação Tecnológica. Operacional e de Gestão de Sistemas Híbridos para Geração de Eletricidade na Região Amazônica**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade federal do Pará. (Belém – Brasil), 2006. Disponível em: <http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/3340>. Acesso em: 20 nov. 2019.
- BARING-GOULD, I., DADO, I. Technology. Performance. and Market Report of Wind-Diesel Applications for Remote and Island Communities. **National Renewable Energy Laboratory** (NREL), 2009. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/44679.pdf>. Acessado em: 04 dez. 2019.
- BENGHANEM, M. Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah. Saudi Arabia. **Applied Energy**. 2011; 88 (4): 1427-1433. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.10.001>.
- BERNAL-AGUSTÍN, J.L., DUFO-LÓPEZ, R. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. **Renew Sustain Energy**. 2009; 13: 2111–2118. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.010>.
- BEYER, H. G., RÜTHER, R., OLIVEIRA, S. H. F. Isolated hybrid pv-diesel power plants design method. **RIO 3 – Word Climate & Energy Event**. (Rio de Janeiro – Brazil), 2003.

- BHATTACHARYYA, S. C., PALIT, D. Mini-grid based off-grid electrification to enhance electricity access in developing countries: What policies may be required? **Energy Policy** **94**. 166—178., 2016. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.010>.
- BRANKER, K., PATHAKA, M. J. M., PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. **Renew Sustain Energy Rev** **2011**; 15: 4470– 13, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>.
- CCEE. Câmara de Comércio de Energia Elétrica. CCEE. **Conta de Consumo de Combustível**. , 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/contas/conta_ccc?_adf.ctrl-state=153s0zp5r6_1&_afzLoop=1239822196580693#!%40%40%3F_afzLoop%3D1239822196580693%26_adf.ctrl-state%3D153s0zp5r6_5. Acessado em: 15 out. 2019.
- CCEE. Câmara de Comércio de Energia Elétrica. **Relatório de Orçamento das Contas Setoriais 2019 CDE - CCC - RGR**. versão 15/10/2018.
- CEBECAUER, T., ŠÚRI, M. Typical Meteorological Year data: SolarGIS approach. **Energy Procedia** **69**. 1958–1969., 2015. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.03.195>.
- CHWIEDUK, D.A. Recommendation on modelling of solar energy incident on a building envelope. **Renew Energy**. 2009; 34: 736–741. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2008.04.005>.
- CNT. Conselho Nacional do Transporte (CNT, 2019). **Pesquisa CNT de Rodovias 2019**. Release e Principais Dados. Disponível em: https://pesquisarodovias.cnt.org.br/downloads/ultimaversao/resumo_de_imprensa.pdf. Acessado em: 11 nov. 2019.
- COLLE, S., ABREU, S. L., RÜTHER, R. **Economic evaluation and optimization of hybrid diesel/photovoltaic systems integrated to utility grids**. *Sol Energy*. 2004; 76: 295–299. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.008>.
- CONDE, L. R., 2006. **Análise de dados e definição de indicadores para regulação de usinas termelétricas dos sistemas isolados**. Tese de doutorado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Federal do Guamá. Belém. 2006.
- DOMINGIUES, P. C. M. **A interconexão elétrica dos sistemas isolados da Amazônia ao sistema interligado nacional**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis. 2003.
- DUFFIE, J.A., BECKMAN, W.A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. New York. Ed. 4. ISBN 978-0-470-87366-3; 2006.
- ELETROBRÁS. Centrais Elétricas S.A (Eletrobrás). Grupo Técnico Operacional da Região Norte. GTON. **Relatório do Plano Anual de Operação para 2015**. Rio de Janeiro. 2014.

ELSHURAF, A. M., ALBARDI, S., BIGERNA, S., BOLLINO, C. A Estimating the learning curve of solar PV balance-of-system for over 20 countries: Implications and policy recommendations. **Journal of Cleaner Production**. 2018; 196: 122-134. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.06.016>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Consumo Mensal de Energia Elétrica por Classe (regiões e subsistemas)**, 2020. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Consumo-mensal-de-energia-eletrica-por-classe-regioes-e-subsistemas> Acesso em: 01 mai. 2020.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Projeções dos Preços dos Combustíveis Líquidos para Atendimento aos Sistemas Isolados em 2020 – Nota Técnica**, 2019b. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/NT-DPG-DEE-01-2019_Proje%C3%A7%C3%A3o%20Pre%C3%A7os%20Combust%C3%ADveis%20para%20o%20SI_2019.10.09.pdf. Acesso em: 11 nov. 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Sistemas Isolados. Planejamento do atendimento aos sistemas isolados**. Instruções para Apresentação de Proposta de Planejamento do Atendimento aos Sistemas Isolados. 18 de abril de 2018. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-296/Instru%C3%A7%C3%B5es%20para%20Planejamento%20dos%20Sistemas%20Isolados-r0.pdf> Acessado em: 05 de ago. 2019.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Sistemas Isolados. Planejamento do atendimento aos sistemas isolados Horizonte 2024 - Ciclo 2019**, 2019a.. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-452/EPE-NT-Planejamento%20SI-ciclo_2019.pdf. Acesso em: 05 mai. 2020.

ERBS, D.G., KLEIN, S.A., DUFFIE, J.A. **Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation**. Sol Energy. 1982; 28: 293-302. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(82\)90302-4](https://doi.org/10.1016/0038-092X(82)90302-4) Acesso em: 05 dez. 2019.

ESMAP. Energy Sector Management Assistance Program. **Technical report 014/19. Mini grids for half a billion people: Market Outlook and Handbook for decision makers**. June 2019. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/31926/Mini-Grids-for-Half-a-Billion-People-Market-Outlook-and-Handbook-for-Decision-Makers-Executive-Summary.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

FRANZ, M., PETERSCHMIT, N., ROHRER, M., KONDEV B. Mini-grid Policy Toolkit – Policy and Business Frameworks for Successful Mini-grid Roll-outs. **European Union Energy Initiative and Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF)**. Eschborn,. 2014.

FREITAS, D. S., MASCARENHAS, A. C. R., ALMEIDA, M. P., ZILLES, R., LORENZO, E. Impacto da geração fotovoltaica na rede elétrica de Fernando de Noronha. **Fotovolt.** 3 (9). 16-21, 2017. Disponível em:

http://www.arandanet.com.br/revista/fotovolt/materia/2017/05/05/impacto_da_geracao.html. Acessado em: 27 de out. 2019.

FROTA, W. M. **Sistemas Isolados de Energia Elétrica na Amazônia no Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Comissão de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. Universidade Estadual de Campinas. Campinas. 2004.

GLOBAL Solar Atlas, 2018. Disponível em: <https://globalsolaratlas.info/about/introduction>. Acessado em: 20 abr. 2019.

GOLDIE-SCOT, L. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices.

BloombergNEF, 2019. Disponível em: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>. Acessado em: 15 dez. 2019.

GONZÁLEZ, A. L., DOMENECH, B., FERRE-MARTI, I. Lifetime. cost and fuel efficiency in diesel projects for rural electrification in Venezuela. **Energy Policy** 121. 152-161, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.023>.

GOOGLE MAPS, 2020. Disponível em: <https://www.google.com.br/maps>. Acessado em: 10 fev. 2020.

GRAHAM, V.A., HOLLANDS, K.G.T. **A method to generate synthetic hourly solar radiation globally**. **Sol Energy**. 1990; 44: 333–341. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90137-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90137-2).

GRAHAM, V.A., HOLLANDS, K.G.T., UNNY. T.E. A time series model for K. with application to global synthetic weather generation. **Sol Energy**. 1998; 40: 83–92. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(88\)90075-8](https://doi.org/10.1016/0038-092X(88)90075-8).

GRANTHAM, P., PUDNEY, P.J., WARD, L.A., BELUSKO, M., BOLAND, J.W. Generating synthetic five-minute solar irradiance values from hourly observations. **Sol Energy** 2017; 147:209-221, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.03.026>.

GREENER. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída - 4o trimestre de 2020**. . [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaiico-de-geracao-distribuida-4o-trimestre-de-2019/>. Acesso em 12 mai. 2020.

GUASCOR DO BRASIL LTDA. **UTE Nova Buritis**, 2008. Disponível em: http://www.guascor.com.br/luces_amazonia/downloads/cap_11.pdf. Acesso em: 10 out. 2019.

GURUPIRA, T., RIX, A.J. **PV simulation software comparisons: PVsyst, NREL SAM and PVLIB**, 2018. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/313249367>; Acessado em: 05 out. 2019.

HAMILTON, J., NEGNEVITSKY, M., WANG, X. Economics of Renewable Energy Integration and Energy Storage via Low Load Diesel Application. **Energies**. Volume 18. 2018. Page 1080. <https://doi.org/10.3390/en11051080>.

HAMILTON, J., NEGNEVITSKY, M., WANG, X. Low load diesel perceptions and practices within remote area power systems. **International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)**. 2015. <https://doi.org/10.1109/sedst.2015.7315194>.

HAMILTON, J., TAVAKOLI, A., NEGNEVITSKY, M., WANG, X. Investigation of no Load Diesel Technology in Isolated Power Systems. **Power and Energy Society General Meeting (PESGM)**. 2016. Boston USA. <https://doi.org/10.1109/pesgm.2016.7741324>.

HOMER ENERGY. **User manual v3.12**. Copyright 2017 HOMER Energy. LLC, 2018. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.12/index.html>. Acessado em: 03 ago. 2018.

HUANG, G., LI, Z., LIANG, S., YANG, K., WANG, D., ZHANG, Y. Estimating surface solar irradiance from satellites: Past, present, and future perspectives. **Remote Sensing of Environment** 233. 111371, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2019.111371>.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **IBGE Cidades**. 2019. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados/ap.html>. Acessado em: 05 out. 2019.

IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2017**. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2017SpecialReport_EnergyAccessOutlook.pdf. Acessado em: 05 de out. 2019.

IEA. International Energy Agency. **World Energy Outlook 2018**. Disponível em: <https://www.iea.org/energyaccess/>. Acessado em: 12 out. 2019.

JABECK, B. **The Impact of Generator Set Underloading**, 2019. Disponível em: <http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/CM20151029-39727-00007>. Acessado em: 27 out. 2019.

JAKICA, N. State-of-the-art review of solar design tools and methods for assessing daylighting and solar potential for building-integrated photovoltaics. **Renew Sustain Energy Rev** 81. 1296-1328, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.080>.

JAMAL, T., URMEE, T. CALAIS. M., SHAFIULLAH. G.M., CARTER C., 2017. Technical challenges of PV deployment into remote Australian electricity networks: A review. **Renew Sustain Energy Rev** 77. 1309—1325, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.02.080>.

KARIMI, M., MOKHLIS, H., NAIDU, K., UDDIN, S., BAKAR, A. H. A. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. **Renew Sustain Energy Rev** 53. 594-605, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>.

KAVLAK, G., MCNERNEY, J., TRANCIK, J. E. Evaluating the causes of costs reduction in photovoltaic modules. **Energy Policy**. 2018; 123: 700-710.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.015>.

KHALIL, S.A., SHAFFIE, A.M. Evaluation of transposition models of solar irradiance over Egypt. **Renew Sustain Energy Rev** 66. 105-119, 2016.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.066>.

KUNDUR, P., PASERBA, J., AJJARAPU, V., ANDERSSON, G., BOSE, A., CANIZARES, C., HATZIARGYRIOU N., HILL, D., STANKOVIC, A., TAYLOR, C., VAN CUTSEM, T., VITTAL, V. Definition and Classification of Power System Stability. **IEEE Trans Power Syst** 19(2). 1387—1401, 2004. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.825981>.

KUNMAR, N. M., KUMAR, M. R., REJOICE, P. R., MATHEW, M. Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool. **Energy Procedia** 2017; 117: 180-189. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.121>.

LAI, C.S., McCULLOC, M.D. Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. **Applied Energy** 2017; 190: 191-203.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153>.

LASCIO, M.A., BARRETO, E.J.F. **Energia e Desenvolvimento Sustentável para a Amazônia Rural Brasileira: Eletrificação de Comunidades Isoladas**. Brasília. Ministério de Minas e Energia, 2009. ISBN 978-85-62491-00-9. Disponível em:
<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139276/Solu%C3%A7%C3%B5es+Energ%C3%A9ticas+para+a+Amaz%C3%B4nia+Eletrifica%C3%A7%C3%A3o+de+Comunidades+Isoladas+%2817-09-2009%29./03fa086e-869c-438c-bb11-87075b9decd5;jsessionid=B17AE7A4102085A379778EC38655F988.srv155>. Acessado em: 23 nov. 2019.

LÉNEA, G. **Rural Electrification with PV Hybrid Systems – Overview and Recommendations for Further Deployment**. IEA – International Energy Agency, 2013.

LOPES, L. A. C., KATIRAEI, F., MAUCH, K., VANDENBERGH, M., ARRIBAS, L. **PV Hybrid mini-grids: Applicable Control Methods for Various Situations**. International Energy Agency (IEA), 2012.

LUIZ, E.W., MARTINS, F.R., GONÇALVES, A.R. Analysis of intra-day solar irradiance variability in different Brazilian climate zones. **Sol Energy** 2018;167:210–28.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.04.005>.

MAATALLAH, T., EL ALIMI, S., BEN NASSRALLAH, S. Performance modeling and investigation of fixed, single and dual-axis tracking photovoltaic panel in Monastir city. Tunisia. **Renew and Sustain Energy Rev**. 2015; 15: 4053–4066.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.037>.

MALEKI, S.A.M., HIZAM, H., GOMES, C. Review Estimation of Hourly, Daily and Monthly Global Solar Radiation on Inclined Surfaces: Models Re-Visited. **Energies**. 2017; 10: 134–161. <https://doi.org/10.3390/en10010134>.

MARTINS, E.D., RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Sol Energy** 2019; 179: 106–13.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.051>.

MARTINS, F.R., PEREIRA, E.B., ECHER, M.P.S. Levantamento dos recursos de energia solar no Brasil com o emprego de satélite geoestacionário – o Projeto SWERA. **Revista Brasileira de Ensino de Física** 2004; 26: 145–15. Disponível em:
<http://ref.scielo.org/7m299c>. Acessado em: 20 out. 2018.

MARTINS, F.R., RUTHER, R., PEREIRA, E.B., ABREU, S.L. Solar energy scenarios in Brazil. Part two: Photovoltaics applications. **Energ Policy** 2008; 36:2865–77.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.04.001>.

MATIELLO, S., CERRI, F., PAGANI, C.P., MORET, A.S., CEMIN, A.B. Energia e desenvolvimento: alternativas energéticas para comunidades isoladas da Amazônia. **Revista Presença Geográfica** 2018. <https://doi.org/10.36026/rpgeo.v5i1.2723>

ME. Ministério da Economia. **Boletim mensal sobre os Subsídios da União: Conta de Desenvolvimento Energético**. Brasília. , 2019. Disponível em:
<http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/orcamento-de-subsidios-da-uniao/arquivos/boletim-mensal-sobre-os-subsidios-da-uniao-conta-de-desenvolvimento-energetico/view>. Acessado em: 10 out. 2019.

MESBAHI, M. WHITE PAPER: Small Steps to Big Returns. Best Practices for PV Asset Optimisation from Conception to Operation. **Solar Asset Management Australia** (SOLARPLAZA), 2019. Disponível em: <https://australia.solar-asset.management/news-updates/2019/4/10/whitepaper-asset-optimization>. Acessado em: 25 nov. 2019.

METEONORM. **Meteonorm 7.3.3**, 2019. Disponível em:
<http://meteotest.createsend.com/t/ViewEmailArchive/d/B4AA813C438298172540EF23F30FEDED/C67FD2F38AC4859C/>. Acessado em: 01 dez. 2019.

MILLER, S. D., ROGERS, M.A., HAYNES, J.M., SENGUPTA, M. Short-term solar irradiance forecasting via satellite/model coupling. **Solar Energy** 2018; 168: 102-117.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.11.049>.

MISAK, S.; PROKOP, L. Off-grid Power Systems. **9th Environment and Electrical Engineering International Conference on (EEEIC)**. Prague. Czech Republic. 2010. Pages 14-17.

MOLLENHAUER, K.; TSCHOEKE, H. **Handbook of Diesel Engines**. Primeira edição. Editora: Springer Heidelberg Dordrecht London New York, 2010. ISBN 978-3-540-89082-9 e-ISBN 978-3-540-89083-6. DOI 10.1007/978-3-540-89083-6. Disponível em:
<https://link.springer.com/content/pdf/10.1007%2F978-3-540-89083-6.pdf>. Acessado em: 24 out. 2019.

MONDOL, J.D., YOHANIS, Y.G., NORTON B. Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. **Sol Energy** 2006; 80:1517–23.
<https://doi.org/10.1016/j.solener.2006.01.006>.

NASA. National Aeronautics and Space Administration. **POWER Data Access Viewer Prediction Of Worldwide Energy Resource**, 2018. Disponível em: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
http://power.larc.nasa.gov/common/SSE_Methodology/SSE_Methodology_Content.html
Acessado em: 07 set. de 2018.

NASCIMENTO, L., CAMPOS, R., RÜTHER, R., SIMÕES, G. Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro. VI Congresso Brasileiro de Energia Solar 2016, **Anais**. Belo Horizonte – Brasil. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/341/341>. Acessado em: 07 abr. de 2016.

NEIVA, A.C.B., DUTRA, R.M., MELO, S.R.F.C., GUEDES, V.G., CABRERA, A.A.M., ALMEIDA, W.G., BRAZ, R.O., 2017. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro – Simulações 2013**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL). Rio de Janeiro – Brasil. 2017. Disponível em: <http://novoatlas.cepel.br/>. Acessado em 22 nov. 2019.

NERINI, F.F., HOWELLS, M., BAZILIAN, M., GOMEZ, M.F. Rural electrification options in the Brazilian Amazon A multi-criteria analysis. **Energy for Sustain Development** 20. 36-48, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2014.02.005> .

NGOKO, B.O., SUGIHARA, H., FUNAKI, T. Synthetic generation of high temporal resolution solar radiation data using Markov models. **Sol Energy** 103. 160-170, 2014. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.02.026>.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Consolidação da previsão da carga para o plano anual da operação energética dos sistemas isolados. PEN SISOL 2019**. Rio de Janeiro. 2018a. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT_Consolidacao_Carga_SISOL_PEN_SISOL_2019.pdf.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Consolidação da previsão da carga para o plano anual da operação energética dos sistemas isolados. PEN SISOL 2020 – PEN SISOL 2020**. Rio de Janeiro. 2019b. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/NT%20ONS%200087-2019_Consolida%C3%A7%C3%A3o%20da%20Carga%20do%20SISOL_PEN%20SISOL%202020.pdf. Acesso em: 03 mai. 2020.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O sistema interligado nacional**. 2020. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 03 maio. 2020.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2020 - PEN SISOL 2020** (Rio de Janeiro – Brasil), 2019a. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/DPL-REL-0248-2019%20-%20PEN%20SISOL%202020.pdf>; 2019. Acesso em: 28 de fev. 2020.

- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2018 - PEN SISOL 2018**. Rio de Janeiro. 2017. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_RE-3-0138-2017_PEN_SISOL_2018.pdf.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2019 - PEN SISOL 2019**. Rio de Janeiro. 2018a. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_DPL_REL_02912018_PEN_SISOL_2019.pdf. Acesso em: 03 mai. 2020.
- ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Plano de Operação Elétrica 2014/2015 - PEL 2013**. Rio de Janeiro. 2013. Disponível em: http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEL2014-2015_Sumario_Executivo.pdf. Acesso em: 03 mai. 2020.
- PABASARA, W.M., WIJERATNE, U., YANG, R.J., TOO, E., WAKEFIELD, R. Design and development of distributed solar PV systems: Do the current tools work? **Sustainable Cities and Society** 45. 553-578, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.11.035>.
- PADOVAN, A., DEL COL, D. Measurement and modeling of solar irradiance components on horizontal and tilted planes. **Sol Energy**. 2010; 84: 2068–2084. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2010.09.009>.
- PARIDA, B., INIYAN, S., GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. **Renew Sustain Energy Rev** 2011, 2010; 15:1625–12. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032>.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., ABREU, S. L., RÜTHER, R. **Atlas Brasileiro de Energia Solar Primeira Edição**. Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE). (São José dos Campos – Brasil). 2006. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf. Acessado em: 01 out. 2018.
- PEREIRA, E. B., MARTINS, F. R., GONÇALVES, A. R., COSTA, R. S., LIMA, F. J. L., RÜTHER, R., ABREU, S. L., TIEPOLO, G. M., PEREIRA, S. V., SOUZA, J. G. **Atlas Brasileiro de Energia Solar Segunda Edição**. Instituto de Pesquisas Espaciais (INPE). (São José dos Campos – Brasil). 2017. Disponível em: http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/Atlas_Brasileiro_Energia_Solar_2a_Edicao.pdf. Acessado em: 01 out. 2018.
- PEREZ, R., INEICHEN, P., SEALS, R., MICHALSKY, J., STEWART, R. Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. **Sol Energy**. 1990; 44: 271–289. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H).
- PEREZ, R., SEALS, R., INEICHEN, P., STEWART, R., MENICUSSI, D. A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Sol Energy**. 1987; 39: 221–231. [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(87\)80031-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80031-2).

PEREZ, R., STEWART, R., SEALS, R., GUERTIN, T. **The development and verification of the Perez diffuse radiation model**. United States: N. p., 1988. Disponível em: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/1988/887030.pdf>. Acessado em: 09 dez. 2018.

PETROBRAS. **Óleo diesel - Informações Técnicas**, 2019. Disponível em: <http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/diesel-manual-2019.pdf>. Acessado em: 17 out. 2019.

PINHO, J. T., BARBOSA, C. F. O., PEREIRA, E. J. S., SOUZA, H. M. S., BLASQUES, L. C. M., GALHARDO, M. A. B., MACÊDO, W. N. **Sistemas híbrido. Soluções energéticas para a Amazônia**: tecnologias de energias renováveis. Ed. 1. (Brasília – Brasil), 2008. ISBN 978-85-98341-02-6. Disponível em: https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf. Acessado em: 19 abr. 2019.

POLO, J., ZARZALEJOA, L.F., MARCHANTE, R., NAVARRO, A. A. A simple approach to the synthetic generation of solar irradiance time series with high temporal resolution. **Solar Energy** 85. 1164-1170, 2011. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.03.011>.

PORFIRIO, C.S.A., CEBALLOS, J.C. A method for estimating direct normal irradiation from GOES geostationary satellite imagery: Validation and application over Northeast Brazil. **Solar Energy** 2017; 155: 178-190. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.096>.

PRASAI, A., PAQUETTE, A., DU, Y., HARLEY, R., DIVAN, D. Minimizing Emissions in Microgrids While Meeting Reliability and Power Quality Objectives. **International Power Electronics Conference**, 2010. <https://doi.org/10.1109/ipecc.2010.5544600>.

PVSYST. **User manual v6.75**. 2018. Disponível em: <http://files.pvsyst.com/help/index.html>. Acessado em: 28 set. 2018.

REICH, N. H., MUELLER, B., ARMBRUSTER, A., SARK, W.G. J. H. M., KIEFER K., REISE C. Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? **Progress Photovolt: Research and Applications** 2012; 20:717–10. <https://doi.org/10.1002/pip.1219>.

REINDL, D.T., BECKMAN, W.A., DUFFIE, J.A. Diffuse fraction correlations. **Sol Energy**. 1990; 49: 1–7. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90060-P](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90060-P).

REMUND, J., MÜLLER, S., KUNZ, S., HUGUENIN-LANDL, B., STUDER, C., CATTIN, R. **Handbook part I**: Software. Global Meteorological Database Version 7 Software and Data for Engineers. Planers and Education. Version 7.2 / March 2017, 2017a. Disponível em: http://www.meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn72_software7.2.pdf. Acessado em: 02 nov. 2018.

REMUND, J., MÜLLER, S., KUNZ, S., HUGUENIN-LANDL, B., STUDER, C., CATTIN, R. **Handbook part II**: Theory. Meteorological Database Version 7 Software and Data for Engineers. Planers and Education. Version 7.2/March 2017, 2017b. Disponível em: http://www.meteonorm.com/images/uploads/downloads/mn72_theory7.2.pdf. Acessado em: 02 nov. 2018.

RÜTHER, R., MARTINS, D.C., BAZZO, E. Hybrid diesel/photovoltaic systems without storage for isolated mini-grids in northern Brazil. In: 28th IEEE Photovoltaic Specialistis Conference, 2000, Anchorage - Alaska. **Anais do 28th IEEE Photovoltaic Specialistis Conference**, 2000. <https://doi.org/10.1109/PVSC.2000.916196>.

RÜTHER, R., SCHMID, A. L., BEYER, H. G., MONTENEGRO, A. A., OLIVEIRA, S. H. F. Cutting on diesel. boosting pv: the potential of hybrid in the brazilian amazon Diesel/pv systems in existing mini-grids. **3rd Word Conference on Photovoltaic Energy Conversion**. (Osaka – Japan). 2003.

SALAS, V., SUPONTHANA, W., SALAS, R. A. Overview of the off-grid photovoltaic diesel batteries systems with AC loads. **Applied Energy** 157. 195–216, 2015. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.073>.

SÁNCHEZ, A.S., TORRES, E.A., KALID, R.A. Renewable energy generation for the rural electrification of isolated communities in the Amazon Region. **Renew Sustain Energy Rev** 2015; 49: 278-290. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.075>.

SARMIENTO, N., BELMONTE, S., DELLICOMPAGNI, P., FRANCO, J., ESCALANTE. K., SARMIENTO, J. A solar irradiation GIS as decision support tool for the Province of Salta. Argentina. **Renew Energy** 2019; 132: 68-80. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.081>.

SCHMID, A. L., HOFFMANN, C. A. Replacing diesel by solar in the Amazon: short-term economic feasibility of PV-diesel hybrid systems. **Energy Policy** 32. 881—898, 2004. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00014-4](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00014-4).

SCHNEIDER, K. P., TUFFNER, F. K., ELIZONDO, M. A., LIU, C. C., XU, Y., BACKHAUS, S., TON, D. Enabling Resiliency Operations Across Multiple Microgrids With Grid Friendly Appliance Controllers. **IEEE Transactions on Smart Grid**. Volume 9. Nº. 5. 2018. <https://doi.org/10.1109/tsg.2017.2669642>.

SHUKLA, K.N., RANGNEKAR, S., SUDHAKAR, K. Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal. India. **Energy Reports**. 2015; 1: 96–103. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2015.03.003>.

SINDICOM. Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Combustíveis e de Lubrificantes. **CTBE – Workshop Estratégico Programa RenovaBio**. 2017.

SINHA, S., CHANDEL, S.S. Review of recent trends in optimization techniques for solar photovoltaic–wind based hybrid energy systems. **Renew Sustain Energy Rev**. 2015; 50: 755–769. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.040>.

SINHA, S., CHANDEL, S.S. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. **Renew Sustain Energy Rev**. 2014, 32. 192–205. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.035>.

SOARES, M. Y. **Avaliação do desempenho dos sistemas isolados no estado do Amazonas a partir de um estudo de caso: município de Uairini (AM)**. Dissertação de Mestrado. Programa Interunidades de Pós-graduação em Energia. Universidade de São Paulo. São Paulo. 2008.

SOLARGIS. **Data description and accuracy**. Disponível em: <https://solargis2-web-assets.s3.eu-west-1.amazonaws.com/public/doc/d143113beb/Solargis-database-description-and-accuracy-v2.pdf>. Acessado em: 20 abr. 2019.

STACKHOUSE JR, P. W., ZHANG, T., WESTBERG, D., BARNETT, A. J., BRISTOW, T., MACPHERSON, B., HOELL, J. M. **POWER Release 8 (with GIS Applications) Methodology**. 2018. Disponível em: https://power.larc.nasa.gov/documents/POWER_Data_v8_methodology.pdf. Acessado em: 10 set. 2018.

SÚRI, M., CEBECAUER, T., SKOCZEK, A. SOLARGIS: Solar data and online applications for pv planning and performance assessment. **26th European Photovoltaics Solar Energy Conference**. Hamburg. 2011. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Tomas_Cebecauer/publication/228412622_SolarGIS_solar_data_and_online_applications_for_PV_planning_and_performance_assessment/links/02e7e5350323f758d400000/SolarGIS-solar-data-and-online-applications-for-PV-planning-and-performance-assessment.pdf. Acessado em 20 abr. 2019.

TOZZI Jr, P., Ho, J.H. A comparative analysis of renewable energy simulation tools: Performance simulation model vs. system optimization. **Renew Sustain Energy Rev.** 2017; 80: 390–398. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.153>.

VALENTE, L.C., ALMEIDA, S.C.A. Economic analysis of a diesel/photovoltaic hybrid System for decentralized power generation in Northern Brazil. **Energy** 1998, 23. 317-323. [https://doi.org/10.1016/S0360-5442\(97\)00094-7](https://doi.org/10.1016/S0360-5442(97)00094-7).

VIGNOLA, F., GROVER, C., LEMON, N., MCNAHAM, A. Building a bankable solar radiation dataset. **Solar Energy** 2012; 86: 2218-2229. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.05.013>.

WILKE, H. **Diagnóstico das Usinas Termelétricas dos Sistemas Isolados do Ponto de Vista de Adequação aos Limites de Consumo Específico de Combustível, estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e Proposição de Alternativas para Redução dos Mesmos**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia. Universidade Federal de Itajubá, 2015. Disponível em: <http://repositorio.unifei.edu.br/xmlui/handle/123456789/376>. Acessado em: 20 nov. 2019.

YAMEGUEU, D., AZOUMAH, Y., PY, X., KOTTIN, H. Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior. **Renew Energy.** 2013; 44:267-274. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.07.027>.

YAMEGUEU, D., AZOUMAH, Y., PY, X., ZONGO, N. Experimental study of electricity generation by Solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas. **Renew Energy.** 2011; 36:1780-1787. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.011>.

YANG, D., GUEYMARD, C.A. Producing high-quality solar resource maps by integrating high- and low-accuracy measurements using Gaussian processes. **Renew Sustain Energy Rev** 2019; 113: 109260. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.075>.

YANG, D., YE, Z., NOBRE, A.M., DU, H., WALSH, W.M., IDRIS, L., REINDL T. Bidirectional irradiance transposition based on the Perez model. **Sol Energy**. 2014; 110: 768–780. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.10.006>.

ANEXOS

**ANEXO A - TABELA COM OS CENÁRIOS DE ECONOMIA DE COMBUSTÍVEL
RESULTANTES DA OPERAÇÃO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1,782
MWP PARA MINIRREDE HÍBRIDA FV/DIESEL NA CIDADE DE BURITIS-RO EM
UM PERÍODO DE 15 ANOS.**

Economia de diesel através da hibridização da minirrede (RS) em 15 anos												
Custo do Diesel (RS/L)	Software	Banco solarimétrico	Custo FV (RS/Wp)									
			RS 3,00	RS 3,50	RS 4,00	RS 4,50	RS 5,00	RS 5,50	RS 6,00	RS 6,50		
RS 4,00	PVsyst	INPE2006	RS 39.695.924	RS 38.537.624	RS 37.379.324	RS 36.221.024	RS 35.062.724	RS 33.904.424	RS 32.746.124	RS 31.587.824		
		INPE2017	RS 33.620.327	RS 32.462.027	RS 31.303.727	RS 30.145.427	RS 28.987.127	RS 27.828.827	RS 26.670.527	RS 25.512.227		
		METEO7.2	RS 41.662.041	RS 40.503.741	RS 39.345.441	RS 38.187.141	RS 37.028.841	RS 35.870.541	RS 34.712.241	RS 33.553.941		
		NASA	RS 36.466.957	RS 35.308.657	RS 34.150.357	RS 32.992.057	RS 31.833.757	RS 30.675.457	RS 29.517.157	RS 28.358.857		
	HOMER Energy	SOLARGIS	RS 39.135.647	RS 37.977.347	RS 36.819.047	RS 35.660.747	RS 34.502.447	RS 33.344.147	RS 32.185.847	RS 31.027.547		
		INPE2006	RS 27.588.423	RS 26.430.123	RS 25.271.823	RS 24.113.523	RS 22.955.223	RS 21.796.923	RS 20.638.623	RS 19.480.323		
		INPE2017	RS 25.378.357	RS 24.220.057	RS 23.061.757	RS 21.903.457	RS 20.745.157	RS 19.586.857	RS 18.428.557	RS 17.270.257		
		METEO7.2	RS 31.745.468	RS 30.587.168	RS 29.428.868	RS 28.270.568	RS 27.112.268	RS 25.953.968	RS 24.795.668	RS 23.637.368		
		NASA	RS 27.693.892	RS 26.535.592	RS 25.377.292	RS 24.218.992	RS 23.060.692	RS 21.902.392	RS 20.744.092	RS 19.585.792		
		SOLARGIS	RS 29.853.072	RS 28.694.772	RS 27.536.472	RS 26.378.172	RS 25.219.872	RS 24.061.572	RS 22.903.272	RS 21.744.972		
		RS 4,50	PVsyst	INPE2006	RS 45.372.224	RS 44.213.924	RS 43.055.624	RS 41.897.324	RS 40.739.024	RS 39.580.724	RS 38.422.424	RS 37.264.124
				INPE2017	RS 38.557.502	RS 37.399.202	RS 36.240.902	RS 35.082.602	RS 33.924.302	RS 32.766.002	RS 31.607.702	RS 30.449.402
METEO7.2	RS 47.577.816			RS 46.419.516	RS 45.261.216	RS 44.102.916	RS 42.944.616	RS 41.786.316	RS 40.628.016	RS 39.469.716		
NASA	RS 41.750.257			RS 40.591.957	RS 39.433.657	RS 38.275.357	RS 37.117.057	RS 35.958.757	RS 34.800.457	RS 33.642.157		
HOMER Energy	SOLARGIS		RS 44.743.472	RS 43.585.172	RS 42.426.872	RS 41.268.572	RS 40.110.272	RS 38.951.972	RS 37.793.672	RS 36.635.372		
	INPE2006		RS 31.763.373	RS 30.605.073	RS 29.446.773	RS 28.288.473	RS 27.130.173	RS 25.971.873	RS 24.813.573	RS 23.655.273		
	INPE2017		RS 29.286.157	RS 28.127.857	RS 26.969.557	RS 25.811.257	RS 24.652.957	RS 23.494.657	RS 22.336.357	RS 21.178.057		
	METEO7.2		RS 36.422.918	RS 35.264.618	RS 34.106.318	RS 32.948.018	RS 31.789.718	RS 30.631.418	RS 29.473.118	RS 28.314.818		
	NASA		RS 31.881.592	RS 30.723.292	RS 29.564.992	RS 28.406.692	RS 27.248.392	RS 26.090.092	RS 24.931.792	RS 23.773.492		
	SOLARGIS		RS 34.301.772	RS 33.143.472	RS 31.985.172	RS 30.826.872	RS 29.668.572	RS 28.510.272	RS 27.351.972	RS 26.193.672		
	RS 5,00		PVsyst	INPE2006	RS 51.048.524	RS 49.890.224	RS 48.731.924	RS 47.573.624	RS 46.415.324	RS 45.257.024	RS 44.098.724	RS 42.940.424
				INPE2017	RS 43.494.677	RS 42.336.377	RS 41.178.077	RS 40.019.777	RS 38.861.477	RS 37.703.177	RS 36.544.877	RS 35.386.577
METEO7.2		RS 53.493.591		RS 52.335.291	RS 51.176.991	RS 50.018.691	RS 48.860.391	RS 47.702.091	RS 46.543.791	RS 45.385.491		
NASA		RS 47.033.557		RS 45.875.257	RS 44.716.957	RS 43.558.657	RS 42.400.357	RS 41.242.057	RS 40.083.757	RS 38.925.457		
HOMER Energy		SOLARGIS	RS 50.351.297	RS 49.192.997	RS 48.034.697	RS 46.876.397	RS 45.718.097	RS 44.559.797	RS 43.401.497	RS 42.243.197		
		INPE2006	RS 35.938.323	RS 34.780.023	RS 33.621.723	RS 32.463.423	RS 31.305.123	RS 30.146.823	RS 28.988.523	RS 27.830.223		
		INPE2017	RS 33.193.957	RS 32.035.657	RS 30.877.357	RS 29.719.057	RS 28.560.757	RS 27.402.457	RS 26.244.157	RS 25.085.857		
		METEO7.2	RS 41.100.368	RS 39.942.068	RS 38.783.768	RS 37.625.468	RS 36.467.168	RS 35.308.868	RS 34.150.568	RS 32.992.268		
		NASA	RS 36.069.292	RS 34.910.992	RS 33.752.692	RS 32.594.392	RS 31.436.092	RS 30.277.792	RS 29.119.492	RS 27.961.192		
		SOLARGIS	RS 38.750.472	RS 37.592.172	RS 36.433.872	RS 35.275.572	RS 34.117.272	RS 32.958.972	RS 31.800.672	RS 30.642.372		
		RS 5,50	PVsyst	INPE2006	RS 56.724.824	RS 55.566.524	RS 54.408.224	RS 53.249.924	RS 52.091.624	RS 50.933.324	RS 49.775.024	RS 48.616.724
				INPE2017	RS 48.431.852	RS 47.273.552	RS 46.115.252	RS 44.956.952	RS 43.798.652	RS 42.640.352	RS 41.482.052	RS 40.323.752
METEO7.2	RS 59.409.366			RS 58.251.066	RS 57.092.766	RS 55.934.466	RS 54.776.166	RS 53.617.866	RS 52.459.566	RS 51.301.266		
NASA	RS 52.316.857			RS 51.158.557	RS 50.000.257	RS 48.841.957	RS 47.683.657	RS 46.525.357	RS 45.367.057	RS 44.208.757		
HOMER Energy	SOLARGIS		RS 55.959.122	RS 54.800.822	RS 53.642.522	RS 52.484.222	RS 51.325.922	RS 50.167.622	RS 49.009.322	RS 47.851.022		
	INPE2006		RS 40.113.273	RS 38.954.973	RS 37.796.673	RS 36.638.373	RS 35.480.073	RS 34.321.773	RS 33.163.473	RS 32.005.173		
	INPE2017		RS 37.101.757	RS 35.943.457	RS 34.785.157	RS 33.626.857	RS 32.468.557	RS 31.310.257	RS 30.151.957	RS 28.993.657		
	METEO7.2		RS 45.777.818	RS 44.619.518	RS 43.461.218	RS 42.302.918	RS 41.144.618	RS 39.986.318	RS 38.828.018	RS 37.669.718		
	NASA		RS 40.256.992	RS 39.098.692	RS 37.940.392	RS 36.782.092	RS 35.623.792	RS 34.465.492	RS 33.307.192	RS 32.148.892		
	SOLARGIS		RS 43.199.172	RS 42.040.872	RS 40.882.572	RS 39.724.272	RS 38.565.972	RS 37.407.672	RS 36.249.372	RS 35.091.072		
	RS 6,00		PVsyst	INPE2006	RS 62.401.124	RS 61.242.824	RS 60.084.524	RS 58.926.224	RS 57.767.924	RS 56.609.624	RS 55.451.324	RS 54.293.024
				INPE2017	RS 53.369.027	RS 52.210.727	RS 51.052.427	RS 49.894.127	RS 48.735.827	RS 47.577.527	RS 46.419.227	RS 45.260.927

		METEO7.2	RS 65.325.141	RS 64.166.841	RS 63.008.541	RS 61.850.241	RS 60.691.941	RS 59.533.641	RS 58.375.341	RS 57.217.041
		NASA	RS 57.600.157	RS 56.441.857	RS 55.283.557	RS 54.125.257	RS 52.966.957	RS 51.808.657	RS 50.650.357	RS 49.492.057
		SOLARGIS	RS 61.566.947	RS 60.408.647	RS 59.250.347	RS 58.092.047	RS 56.933.747	RS 55.775.447	RS 54.617.147	RS 53.458.847
		INPE2006	RS 44.288.223	RS 43.129.923	RS 41.971.623	RS 40.813.323	RS 39.655.023	RS 38.496.723	RS 37.338.423	RS 36.180.123
		INPE2017	RS 41.009.557	RS 39.851.257	RS 38.692.957	RS 37.534.657	RS 36.376.357	RS 35.218.057	RS 34.059.757	RS 32.901.457
	HOMER Energy	METEO7.2	RS 50.455.268	RS 49.296.968	RS 48.138.668	RS 46.980.368	RS 45.822.068	RS 44.663.768	RS 43.505.468	RS 42.347.168
		NASA	RS 44.444.692	RS 43.286.392	RS 42.128.092	RS 40.969.792	RS 39.811.492	RS 38.653.192	RS 37.494.892	RS 36.336.592
		SOLARGIS	RS 47.647.872	RS 46.489.572	RS 45.331.272	RS 44.172.972	RS 43.014.672	RS 41.856.372	RS 40.698.072	RS 39.539.772
		INPE2028	RS 68.077.424	RS 66.919.124	RS 65.760.824	RS 64.602.524	RS 63.444.224	RS 62.285.924	RS 61.127.624	RS 59.969.324
		INPE2039	RS 58.306.202	RS 57.147.902	RS 55.989.602	RS 54.831.302	RS 53.673.002	RS 52.514.702	RS 51.356.402	RS 50.198.102
	PVsys	METEO7.2	RS 71.240.916	RS 70.082.616	RS 68.924.316	RS 67.766.016	RS 66.607.716	RS 65.449.416	RS 64.291.116	RS 63.132.816
		NASA	RS 62.883.457	RS 61.725.157	RS 60.566.857	RS 59.408.557	RS 58.250.257	RS 57.091.957	RS 55.933.657	RS 54.775.357
		SOLARGIS	RS 67.174.772	RS 66.016.472	RS 64.858.172	RS 63.699.872	RS 62.541.572	RS 61.383.272	RS 60.224.972	RS 59.066.672
RS 6,50		INPE2028	RS 48.463.173	RS 47.304.873	RS 46.146.573	RS 44.988.273	RS 43.829.973	RS 42.671.673	RS 41.513.373	RS 40.355.073
		INPE2039	RS 44.917.357	RS 43.759.057	RS 42.600.757	RS 41.442.457	RS 40.284.157	RS 39.125.857	RS 37.967.557	RS 36.809.257
	HOMER Energy	METEO7.2	RS 55.132.718	RS 53.974.418	RS 52.816.118	RS 51.657.818	RS 50.499.518	RS 49.341.218	RS 48.182.918	RS 47.024.618
		NASA	RS 48.632.392	RS 47.474.092	RS 46.315.792	RS 45.157.492	RS 43.999.192	RS 42.840.892	RS 41.682.592	RS 40.524.292
		SOLARGIS	RS 52.096.572	RS 50.938.272	RS 49.779.972	RS 48.621.672	RS 47.463.372	RS 46.305.072	RS 45.146.772	RS 43.988.472

ANEXO B - CENÁRIOS DE CUSTO NIVELADO DA ENERGIA RESULTANTES DA OPERAÇÃO DE UM GERADOR FOTOVOLTAICO DE 1782 MWP PARA MINIRREDE HÍBRIDA FV/DIESEL NA CIDADE DE BURITIS-RO.

LCOE (RS/MWh)										
Custo do Diesel (S/L)	Software	Banco solarimétrico	Custo FV (RS/Wp)							
			RS 3,00	RS 3,50	RS 4,00	RS 4,50	RS 5,00	RS 5,50	RS 6,00	RS 6,50
RS 4,00	PVsyst	INPE2006	RS 1.122,43	RS 1.122,67	RS 1.122,92	RS 1.123,16	RS 1.123,40	RS 1.123,64	RS 1.123,88	RS 1.124,12
		INPE2017	RS 1.127,53	RS 1.127,77	RS 1.128,02	RS 1.128,26	RS 1.128,50	RS 1.128,74	RS 1.128,98	RS 1.129,22
		METEO7.2	RS 1.120,78	RS 1.121,02	RS 1.121,26	RS 1.121,50	RS 1.121,74	RS 1.121,98	RS 1.122,22	RS 1.122,46
		NASA	RS 1.125,15	RS 1.125,39	RS 1.125,63	RS 1.125,87	RS 1.126,11	RS 1.126,35	RS 1.126,59	RS 1.126,83
		SOLARGIS	RS 1.122,91	RS 1.123,15	RS 1.123,39	RS 1.123,63	RS 1.123,87	RS 1.124,11	RS 1.124,36	RS 1.124,60
	HOMER	INPE2006	RS 1.133,12	RS 1.133,36	RS 1.133,60	RS 1.133,84	RS 1.134,08	RS 1.134,32	RS 1.134,56	RS 1.134,80
		INPE2017	RS 1.134,94	RS 1.135,18	RS 1.135,42	RS 1.135,66	RS 1.135,90	RS 1.136,14	RS 1.136,38	RS 1.136,62
		METEO7.2	RS 1.129,69	RS 1.129,93	RS 1.130,17	RS 1.130,41	RS 1.130,65	RS 1.130,89	RS 1.131,13	RS 1.131,37
		NASA	RS 1.133,03	RS 1.133,27	RS 1.133,51	RS 1.133,75	RS 1.133,99	RS 1.134,23	RS 1.134,47	RS 1.134,72
		SOLARGIS	RS 1.131,25	RS 1.131,49	RS 1.131,73	RS 1.131,97	RS 1.132,21	RS 1.132,45	RS 1.132,69	RS 1.132,94
RS 4,50	PVsyst	INPE2006	RS 1.256,89	RS 1.257,13	RS 1.257,37	RS 1.257,61	RS 1.257,85	RS 1.258,09	RS 1.258,33	RS 1.258,57
		INPE2017	RS 1.262,61	RS 1.262,85	RS 1.263,09	RS 1.263,33	RS 1.263,57	RS 1.263,81	RS 1.264,05	RS 1.264,29
		METEO7.2	RS 1.255,03	RS 1.255,27	RS 1.255,51	RS 1.255,75	RS 1.255,99	RS 1.256,23	RS 1.256,47	RS 1.256,71
		NASA	RS 1.259,93	RS 1.260,17	RS 1.260,41	RS 1.260,65	RS 1.260,89	RS 1.261,14	RS 1.261,38	RS 1.261,62
		SOLARGIS	RS 1.257,42	RS 1.257,66	RS 1.257,90	RS 1.258,14	RS 1.258,38	RS 1.258,63	RS 1.258,87	RS 1.259,11
	HOMER	INPE2006	RS 1.268,90	RS 1.269,14	RS 1.269,38	RS 1.269,62	RS 1.269,86	RS 1.270,10	RS 1.270,34	RS 1.270,58
		INPE2017	RS 1.270,94	RS 1.271,18	RS 1.271,42	RS 1.271,66	RS 1.271,90	RS 1.272,14	RS 1.272,38	RS 1.272,62
		METEO7.2	RS 1.265,05	RS 1.265,29	RS 1.265,53	RS 1.265,77	RS 1.266,01	RS 1.266,26	RS 1.266,50	RS 1.266,74
		NASA	RS 1.268,80	RS 1.269,04	RS 1.269,28	RS 1.269,52	RS 1.269,76	RS 1.270,00	RS 1.270,24	RS 1.270,48
		SOLARGIS	RS 1.266,80	RS 1.267,04	RS 1.267,28	RS 1.267,52	RS 1.267,76	RS 1.268,01	RS 1.268,25	RS 1.268,49
RS 5,00	PVsyst	INPE2006	RS 1.391,34	RS 1.391,58	RS 1.391,82	RS 1.392,06	RS 1.392,30	RS 1.392,54	RS 1.392,78	RS 1.393,02
		INPE2017	RS 1.397,68	RS 1.397,92	RS 1.398,16	RS 1.398,40	RS 1.398,64	RS 1.398,88	RS 1.399,13	RS 1.399,37
		METEO7.2	RS 1.389,28	RS 1.389,52	RS 1.389,76	RS 1.390,00	RS 1.390,24	RS 1.390,48	RS 1.390,72	RS 1.390,96
		NASA	RS 1.394,71	RS 1.394,96	RS 1.395,20	RS 1.395,44	RS 1.395,68	RS 1.395,92	RS 1.396,16	RS 1.396,40
		SOLARGIS	RS 1.391,93	RS 1.392,17	RS 1.392,41	RS 1.392,65	RS 1.392,89	RS 1.393,14	RS 1.393,38	RS 1.393,62
	HOMER	INPE2006	RS 1.404,67	RS 1.404,91	RS 1.405,15	RS 1.405,40	RS 1.405,64	RS 1.405,88	RS 1.406,12	RS 1.406,36
		INPE2017	RS 1.406,94	RS 1.407,18	RS 1.407,42	RS 1.407,66	RS 1.407,90	RS 1.408,14	RS 1.408,38	RS 1.408,62
		METEO7.2	RS 1.400,41	RS 1.400,66	RS 1.400,90	RS 1.401,14	RS 1.401,38	RS 1.401,62	RS 1.401,86	RS 1.402,10
		NASA	RS 1.404,57	RS 1.404,81	RS 1.405,05	RS 1.405,29	RS 1.405,53	RS 1.405,77	RS 1.406,01	RS 1.406,25
		SOLARGIS	RS 1.402,35	RS 1.402,59	RS 1.402,84	RS 1.403,08	RS 1.403,32	RS 1.403,56	RS 1.403,80	RS 1.404,04
RS 5,50	PVsyst	INPE2006	RS 1.525,79	RS 1.526,03	RS 1.526,27	RS 1.526,51	RS 1.526,75	RS 1.527,00	RS 1.527,24	RS 1.527,48
		INPE2017	RS 1.532,75	RS 1.533,00	RS 1.533,24	RS 1.533,48	RS 1.533,72	RS 1.533,96	RS 1.534,20	RS 1.534,44
		METEO7.2	RS 1.523,53	RS 1.523,77	RS 1.524,01	RS 1.524,25	RS 1.524,49	RS 1.524,73	RS 1.524,97	RS 1.525,21
		NASA	RS 1.529,50	RS 1.529,74	RS 1.529,98	RS 1.530,22	RS 1.530,46	RS 1.530,70	RS 1.530,94	RS 1.531,18
		SOLARGIS	RS 1.526,44	RS 1.526,68	RS 1.526,92	RS 1.527,16	RS 1.527,41	RS 1.527,65	RS 1.527,89	RS 1.528,13
	HOMER	INPE2006	RS 1.540,45	RS 1.540,69	RS 1.540,93	RS 1.541,17	RS 1.541,41	RS 1.541,66	RS 1.541,90	RS 1.542,14
		INPE2017	RS 1.542,93	RS 1.543,18	RS 1.543,42	RS 1.543,66	RS 1.543,90	RS 1.544,14	RS 1.544,38	RS 1.544,62
		METEO7.2	RS 1.535,78	RS 1.536,02	RS 1.536,26	RS 1.536,50	RS 1.536,74	RS 1.536,98	RS 1.537,22	RS 1.537,46
		NASA	RS 1.540,33	RS 1.540,57	RS 1.540,81	RS 1.541,06	RS 1.541,30	RS 1.541,54	RS 1.541,78	RS 1.542,02
		SOLARGIS	RS 1.537,91	RS 1.538,15	RS 1.538,39	RS 1.538,63	RS 1.538,87	RS 1.539,11	RS 1.539,35	RS 1.539,59
RS 6,00	PVsyst	INPE2006	RS 1.660,24	RS 1.660,48	RS 1.660,73	RS 1.660,97	RS 1.661,21	RS 1.661,45	RS 1.661,69	RS 1.661,93
		INPE2017	RS 1.667,83	RS 1.668,07	RS 1.668,31	RS 1.668,55	RS 1.668,79	RS 1.669,03	RS 1.669,27	RS 1.669,51
		METEO7.2	RS 1.657,78	RS 1.658,02	RS 1.658,26	RS 1.658,50	RS 1.658,74	RS 1.658,98	RS 1.659,22	RS 1.659,47
		NASA	RS 1.664,28	RS 1.664,52	RS 1.664,76	RS 1.665,00	RS 1.665,24	RS 1.665,48	RS 1.665,73	RS 1.665,97
		SOLARGIS	RS 1.660,95	RS 1.661,19	RS 1.661,43	RS 1.661,68	RS 1.661,92	RS 1.662,16	RS 1.662,40	RS 1.662,64
		INPE2006	RS 1.676,23	RS 1.676,47	RS 1.676,71	RS 1.676,95	RS 1.677,19	RS 1.677,43	RS 1.677,67	RS 1.677,91

RS ,50	HOMER	INPE2017	RS 1.678,93	RS 1.679,17	RS 1.679,41	RS 1.679,66	RS 1.679,90	RS 1.680,14	RS 1.680,38	RS 1.680,62	
		METEO7.2	RS 1.671,14	RS 1.671,38	RS 1.671,62	RS 1.671,86	RS 1.672,10	RS 1.672,35	RS 1.672,59	RS 1.672,83	
		NASA	RS 1.676,10	RS 1.676,34	RS 1.676,58	RS 1.676,82	RS 1.677,06	RS 1.677,30	RS 1.677,55	RS 1.677,79	
		SOLARGIS	RS 1.673,46	RS 1.673,70	RS 1.673,94	RS 1.674,18	RS 1.674,42	RS 1.674,66	RS 1.674,90	RS 1.675,14	
		INPE2006	RS 1.794,70	RS 1.794,94	RS 1.795,18	RS 1.795,42	RS 1.795,66	RS 1.795,90	RS 1.796,14	RS 1.796,38	
		INPE2017	RS 1.802,90	RS 1.803,14	RS 1.803,38	RS 1.803,62	RS 1.803,86	RS 1.804,11	RS 1.804,35	RS 1.804,59	
		PV_{sys}	METEO7.2	RS 1.792,03	RS 1.792,27	RS 1.792,51	RS 1.792,75	RS 1.792,99	RS 1.793,23	RS 1.793,47	RS 1.793,72
			NASA	RS 1.799,06	RS 1.799,30	RS 1.799,55	RS 1.799,79	RS 1.800,03	RS 1.800,27	RS 1.800,51	RS 1.800,75
			SOLARGIS	RS 1.795,46	RS 1.795,70	RS 1.795,95	RS 1.796,19	RS 1.796,43	RS 1.796,67	RS 1.796,91	RS 1.797,15
			INPE2006	RS 1.812,01	RS 1.812,25	RS 1.812,49	RS 1.812,73	RS 1.812,97	RS 1.813,21	RS 1.813,45	RS 1.813,69
			INPE2017	RS 1.814,93	RS 1.815,17	RS 1.815,41	RS 1.815,65	RS 1.815,89	RS 1.816,14	RS 1.816,38	RS 1.816,62
		HOMER	METEO7.2	RS 1.806,50	RS 1.806,74	RS 1.806,99	RS 1.807,23	RS 1.807,47	RS 1.807,71	RS 1.807,95	RS 1.808,19
		NASA	RS 1.811,87	RS 1.812,11	RS 1.812,35	RS 1.812,59	RS 1.812,83	RS 1.813,07	RS 1.813,31	RS 1.813,55	
		SOLARGIS	RS 1.809,01	RS 1.809,25	RS 1.809,49	RS 1.809,73	RS 1.809,97	RS 1.810,21	RS 1.810,45	RS 1.810,70	