

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA GERAÇÃO DE
ENERGIA EM USINAS FOTOVOLTAICAS
LOCALIZADAS EM ATERROS BRASILEIROS
EM FUNÇÃO DO RECALQUE DIFERENCIAL DO SOLO**

Ana Carolina de Lima Veloso

Brasília, dezembro de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA GERAÇÃO DE
ENERGIA EM USINAS FOTOVOLTAICAS
LOCALIZADAS EM ATERROS BRASILEIROS
EM FUNÇÃO DO RECALQUE DIFERENCIAL DO SOLO**

Ana Carolina de Lima Veloso

Relatório submetido ao Departamento de Engenharia

Elétrica como requisito parcial para obtenção

do grau de Engenheiro Eletricista

Banca Examinadora

Prof. Dr. Rafael Amaral Shayani, ENE/UnB _____

Orientador

Prof. Dr. Antonio Cesar Pinho Brasil Junior, _____

ENM/UnB
Examinador

Prof. MSc. Sergio de Oliveira Frontin, _____

ENE/UnB
Examinador

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais, Marinete e José Veloso, por todo amor recebido.

Ana Carolina de Lima Veloso

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus, por tudo o que sou e por me permitir evoluir nessa caminhada da vida.

Aos meus pais, Marinete e José Veloso, por todo carinho e dedicação. Vocês são minha fonte de inspiração em cada degrau alcançado nessa jornada.

A minha irmã, Manuela Veloso, minha companheira de vida que me apoia em todas as minhas decisões.

A todos os meus amigos, por tornarem a minha vida mais colorida todos os dias.

Ao meu orientador, Prof. Rafael Amaral Shayani, que disponibilizou seu tempo para me ajudar em todas as dificuldades enfrentadas durante a realização do trabalho.

À sociedade brasileira que me permitiu ter acesso a uma educação gratuita de qualidade.

Espero poder retribuir tudo isso um dia.

À Universidade de Brasília, por todo o suporte durante o curso e por formar excelentes profissionais.

A todas as mulheres que lutaram por nossos direitos de acesso a educação.

Ana Carolina de Lima Veloso

Resumo

Há uma crescente preocupação mundial em relação às mudanças climáticas, decorrentes principalmente da emissão de gases do efeito estufa na atmosfera. Um dos setores que produz mais poluentes é a geração de energia elétrica, situação que impulsionou o uso de fontes renováveis. Neste contexto, há um grande crescimento da energia solar fotovoltaica na matriz energética mundial. Dentre as vantagens que justificam esse crescimento, pode-se citar o desenvolvimento tecnológico, o qual permite uma redução nos custos de implementação desse tipo de sistema. Concomitantemente, devido à disponibilidade de grandes áreas em aterros cujas atividades fins foram encerradas, a instalação de usinas fotovoltaicas se torna um grande atrativo. Por se tratar de um terreno com camadas de resíduos sólidos em sua composição, deve-se levar em consideração a instabilidade desse solo. Dessa forma, faz-se necessário estudar a deformação coletiva uniforme ou não uniforme causada por alterações que afetam as propriedades desses resíduos ao longo do tempo, ou seja, o estudo do recalque. Para tanto, são empregadas ferramentas que possibilitam sua simulação, por meio da variação da inclinação e do azimute do solo do aterro. De posse dos resultados destas análises, é identificada a perda energética do sistema em relação à variação do assentamento, observando-se a máxima e a mínima produção de energia nas usinas implementadas nos aterros brasileiros selecionados.

Palavras-chave: Usinas Fotovoltaicas; Aterros; Recalque Diferencial; Fontes Renováveis.

Abstract

There is growing worldwide concern about climate change arising mainly from the emission of greenhouse gases into the atmosphere. One of the sectors that produce the most pollutants is the generation of electricity, a situation that boosted the use of renewable sources. In this context, there is a great growth of photovoltaic solar energy in the world energy matrix. Among the advantages that justify this growth, we can mention the technological development, which allowed a reduction in the implementation costs of this type of system. At the same time, due to the availability of large areas in landfills whose final activities have been closed, the installation of photovoltaic plants becomes a major attraction. Because it is a land with layers of solid waste in its composition, it must be taken into account the instability of this soil. Thus, it is necessary to study the uniform or non-uniform collective deformation caused by changes that affect the properties of these residues over time, that is, the study of repression. To this end, tools are employed that enable its simulation by varying the slope and azimuth of the landfill. With the results of these analyzes, the energy loss of the system in relation to the variation of the settlement is identified, observing the maximum and the minimum energy production in the plants implemented in the selected Brazilian landfills.

Keywords: Photovoltaic Plants; Landfills; Differential Settlement; Renewable Sources.

Sumário

1	Introdução	1
2	Revisão Bibliográfica	4
2.1	Contexto Mundial	4
2.2	Geração Distribuída no Brasil	6
2.3	Geometria Sol-Terra	8
2.4	Ângulos relacionados à Geometria Solar	9
2.5	Avaliação do Recurso Solar	11
2.6	Recurso Solar no Brasil e no Mundo	12
2.7	Efeito Fotovoltaico	15
2.8	Célula Fotovoltaica	16
2.8.1	Circuito Equivalente	16
2.8.2	Curvas IxV e PxV	18
2.8.3	Efeito da Temperatura	19
2.9	Inversores Fotovoltaicos	19
2.10	Resíduos Sólidos Urbanos	20
2.11	Lixões e Aterros	20
2.12	Encerramento dos Lixões	21
2.13	Aterro Sanitário	23
2.14	<i>Green Remediation</i>	24
2.15	Geração de Energia Renovável em Aterros no Mundo	24
2.16	Recalque no Solo do Aterro	25
3	Materiais e Métodos	27
3.1	Método	27
3.1.1	Análise Técnica	27
3.1.1.1	Escolha do Software para a Simulação	28
3.1.1.2	Escolha da Base de Dados	29

3.1.1.3	Escolha dos Locais para a Implementação do Sistema Fotovoltaico	30
3.1.1.4	Avaliação dos Dados Ambientais e Anemométricos	30
3.1.1.5	Escolha do Projeto Básico para os Aterros	33
3.1.1.6	Escolha do Painel Fotovoltaico	34
3.1.1.7	Fator de Espaçamento e Estudo de Sombreamento	36
3.1.1.8	Quantidade e Disposição Física dos Painéis	38
3.1.1.9	Escolha do Inversor Fotovoltaico	39
3.1.1.10	Perdas Inerentes ao Sistema	39
3.1.1.11	Arranjo Elétrico	42
3.1.2	Relação entre a Inclinação e o Azimute dos Painéis com o Recalque Diferencial	42
3.1.2.1	Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico	45
3.2	Materiais	46
3.2.1	AutoCAD	46
3.2.2	LABREN/ SONDA	46
3.2.3	NSRDB	46
3.2.4	Google <i>Earth</i>	46
3.2.5	MATLAB/PVPMC	47
3.2.6	Microsoft Excel	47
3.2.7	Microsoft Power Point	47
3.2.8	SketchUp	48
4	Resultados e Discussão	49
4.1	Projeto Técnico	49
4.1.1	Análise do Recurso Solar	49
4.1.2	Escolha do Painel Fotovoltaico	52
4.1.3	Quantidade e Disposição Física dos Painéis	54
4.1.4	Escolha do Inversor Fotovoltaico	56
4.1.5	Perdas Inerentes ao Sistema	57
4.1.6	Arranjo Elétrico	59
4.2	Recalque Diferencial no Solo dos Aterros	62
4.2.1	Brasília/DF	62
4.2.2	Belo Horizonte/MG	68
4.2.3	Natal/RN	72
4.2.4	Boa Vista/RR	75
4.2.5	São Martinho da Serra/RS	78

5 Conclusão	81
Referências	83
Apêndice	85
A Imagens dos Aterros	86
A.1 Aterro de Brasília/DF	86
A.2 Aterro de Belo Horizonte/MG	87
A.3 Aterro de Natal/RN	87
A.4 Aterro de Boa Vista/RR	88
A.5 Aterro de São Martinho da Serra/RS	89
B Base de Dados <i>National Solar Radiation Data Base</i> (NSRDB)	90
C Adequação ao <i>Typical Meteorological Year 3</i> (TMY3)	91
D Código para a Geração de Energia Anual	94
E Análise do Recurso Solar	98
E.1 Belo Horizonte/MG	98
E.2 Natal/RN	100
E.3 Boa Vista/RR	102
E.4 São Martinho da Serra/RS	104
F Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro	107
Anexo	116
I Parâmetros dos Painéis e Inversores Fotovoltaicos Importados para o PVPMC	116

Lista de Figuras

2.1	Países integrantes do Programa de Sistemas Fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia (IEA PVPS).	4
2.2	Evolução da potência anual fotovoltaica instalada - Modificado.	5
2.3	Os 10 países com maior potência fotovoltaica instalada em 2018 e maior potência instalada acumulada - Modificado.	6
2.4	Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018.	7
2.5	Matriz elétrica brasileira no ano de 2017 e no ano de 2018.	8
2.6	Ângulo de declinação solar.	9
2.7	Ângulos da geometria solar.	10
2.8	Tipos de Irradiância.	11
2.9	Média anual da irradiação global horizontal diária no mundo.	13
2.10	Média anual da irradiação global horizontal diária no Brasil.	14
2.11	Efeito Fotovoltaico.	15
2.12	Modelo de circuito equivalente de diodo único.	17
2.13	Curva característica I-V e curva de potência para um módulo com potência nominal de 100 W_p	18
2.14	Variação da temperatura na curva característica I-V.	19
2.15	Lixão a céu aberto.	22
2.16	Aterro sanitário de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU).	23
2.17	Estados e territórios com projetos de energia renovável em terras contaminadas.	25
3.1	Fluxograma da Análise Técnica.	28
3.2	Processo de validação dos dados ambientais e anemométricos da rede SONDA.	31
3.3	Validação dos dados SONDA para a região de São Martinho da Serra/RS.	32
3.4	Área utilizada para a implementação do sistema fotovoltaico.	34
3.5	Etiqueta do Inmetro para Módulo Fotovoltaico.	35
3.6	Fator de Espaçamento versus Latitude do Local de Instalação do Sistema Fotovoltaico.	37

3.7	Ilustração da distância mínima a ser considerada entre um obstáculo e o sistema fotovoltaico a ser implementado.	37
3.8	Sistema Fotovoltaico no aterro de Needham – MA/EUA.	38
3.9	Alteração da curva I x V com a temperatura.	40
3.10	Antes do recalque diferencial no solo do aterro.	43
3.11	Após o recalque diferencial no solo do aterro.	43
3.12	Vista Superior do Módulo Fotovoltaico e Possíveis Orientações em Caso de Recalque no Solo.	45
4.1	Irradiação Global Horizontal (GHI) - Brasília/DF.	50
4.2	Irradiação Direta Normal (DNI) - Brasília/DF.	51
4.3	Módulo Cristalino implementado em Aterro.	54
4.4	Esquemático utilizado para o Cálculo de H_{ob} e H_i	55
4.5	Diagrama unifilar do arranjo.	61
4.6	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Brasília/DF.	63
4.7	Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - Brasília/DF.	65
4.8	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Belo Horizonte/MG.	69
4.9	Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - Belo Horizonte/MG.	71
4.10	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Natal/RN.	72
4.11	Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - Natal/RN.	74
4.12	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Boa Vista/RR.	75
4.13	Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro - Boa Vista/RR.	77
4.14	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - São Martinho da Serra/RS.	78
4.15	Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - São Martinho da Serra/RS.	80
A.1	Imagem 3D do Aterro Jockey Club de Brasília (JCB).	86
A.2	Imagem 3D do Aterro de Belo Horizonte/MG.	87
A.3	Imagem 3D do Aterro Braseco - Natal/RN.	87

A.4	Imagem 3D do Aterro Municipal de Boa Vista/RR.	88
A.5	Imagem 3D do Aterro Municipal de Santa Maria/RS - Companhia Rio- grandense de Valorização de Resíduos (CRVR)	89
B.1	Área de Cobertura da base NSRDB no Brasil.	90
E.1	Irradiação Global Horizontal (GHI) - Belo Horizonte/MG.	98
E.2	Irradiação Direta Normal (DNI) - Belo Horizonte/MG.	99
E.3	Irradiação Global Horizontal (GHI) - Natal/RN.	100
E.4	Irradiação Direta Normal (DNI) - Natal/RN.	101
E.5	Irradiação Global Horizontal (GHI) - Boa Vista/RR.	102
E.6	Irradiação Direta Normal (DNI) - Boa Vista/RR.	103
E.7	Irradiação Global Horizontal (GHI) - São Martinho da Serra/RS.	104
E.8	Irradiação Direta Normal (DNI) - São Martinho da Serra/RS.	105

Lista de Tabelas

3.1	Dados de Entrada solicitados pelo PVPMC.	29
3.2	Localização dos Aterros selecionados e suas respectivas Bases de Dados. . .	30
3.3	Certificados presentes nas Fichas Técnicas dos Painéis Fotovoltaicos	35
4.1	Parâmetros Elétricos, Físicos e Térmicos do Pannel FV selecionado	53
4.2	Informações encontradas para a cidade de Brasília.	56
4.3	Potência dos Inversores para FDI= 0,75 e FDI= 0,85 por Arranjo	56
4.4	Especificações Técnicas do Inversor Trifásico Utilizado no Arranjo	57
4.5	Variação da Perda por Incompatibilidade em relação ao Azimute	58
4.6	Informações Gerais para um SPMP do Arranjo.	60
4.7	Arranjo Elétrico	60
4.8	Relação entre o Ângulo de Inclinação do Recalque e a Profundidade do Desnível	62
4.9	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Brasília/DF	64
4.10	Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Brasília/DF	66
4.11	Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro <i>MWh</i> - Brasília/DF	67
4.12	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Belo Horizonte/MG	70
4.13	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Natal/RN	73
4.14	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Boa Vista/RR	76
4.15	Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - São Martinho da Serra/RS	79
F.1	Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Belo Horizonte/MG	108

F.2	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro <i>MWh</i> - Belo Horizonte/MG	109
F.3	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Natal/RN	110
F.4	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro <i>MWh</i> - Natal/RN	111
F.5	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Boa Vista/RR	112
F.6	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro <i>MWh</i> - Boa Vista/RR	113
F.7	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - São Martinho da Serra/RS	114
F.8	Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro <i>MWh</i> - São Martinho da Serra/RS	115

Lista de Abreviaturas e Siglas

ABES Atlas Brasileiro de Energia Solar.

Abrelpe Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais.

Alliance *Alliance for Sustainable Energy.*

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica.

CA Corrente Alternada.

CAD *Computer Aided Design.*

CC Corrente Contínua.

CCST Centro de Ciência do Sistema Terrestre.

CEB Companhia Energética de Brasília.

CONTRAN Conselho Nacional de Trânsito.

CRVR Companhia Riograndense de Valorização de Resíduos.

DAC Desenho Assistido por Computador.

DC *Direct Current.*

DHI Irradiação Difusa Horizontal.

DNI Irradiação Direta Normal.

DOE *U.S.Department of Energy.*

EPA United States Environmental Protection Agency.

EPE Empresa de Pesquisa Energética.

FDI Fator de Dimensionamento de Inversor.

FV Fotovoltaico(a)(s).

GHI Irradiação Global Horizontal.

GIS 3D *Geographic Information System 3D*.

IEA PVPS Programa de Sistemas Fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia.

IFSC Instituto Federal de Santa Catarina.

Inmetro Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.

INPE Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais.

IPT Instituto de Pesquisas Tecnológicas.

ISWA Associação Internacional de Resíduos Sólidos.

JCB Jockey Club de Brasília.

LABREN Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia.

MATLAB *MATrix LABoratory*.

NREL *National Renewable Energy Laboratory*.

NSRDB *National Solar Radiation Data Base*.

NTD Norma Técnica de Distribuição.

ODM Objetivos de Desenvolvimento do Milênio.

ODS Objetivos de Desenvolvimento Sustentável.

OLE *Object Linking and Embedding*.

PVLib *Photovoltaic Library*.

PVPMC *Photovoltaic Performance Modeling Collaborative*.

RSU Resíduos Sólidos Urbanos.

SBAC Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade.

SIN Sistema Interligado Nacional.

SNL *Sandia National Laboratories.*

SONDA Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais.

SPMP Seguidor do Ponto de Máxima Potência.

STC *Standard Test Conditions.*

TMY3 *Typical Meteorological Year 3.*

UFSC Universidade Federal de Santa Catarina.

UnB Universidade de Brasília.

UNIFESP Universidade Federal de São Paulo.

USP Universidade de São Paulo.

UTC *Universal Coordinated Time.*

UTFPR Universidade Tecnológica Federal do Paraná.

1 Introdução

A energia fotovoltaica está cada vez mais inserida nas matrizes energéticas mundiais. O interesse em reduzir as emissões de gases do efeito estufa, associado à diversificação dessas matrizes e ao desenvolvimento tecnológico da área, aumentou a procura por fontes de energia sustentável. Ao se fazer investimentos em inovações de energia como as renováveis, acelera-se a transição para um futuro limpo, confiável e acessível.

No Brasil, o incentivo à utilização da energia fotovoltaica surgiu por meio da Resolução Normativa da ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012. Essa resolução estabelece as condições gerais para o acesso aos sistemas de distribuição de energia elétrica mediante o uso da minigeração e microgeração distribuída, além de definir o sistema de compensação de energia elétrica e as responsabilidades em caso de dano ao sistema elétrico.

As Nações Unidas, juntamente aos governos de diversos países, sociedade civil e outros parceiros, de forma a aproveitar o impulso gerado por meio dos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM), definiram os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Agenda 2030, com a inclusão da geração de energia acessível e limpa. O tema "Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos" é tratado no ODS 7 de forma a aumentar substancialmente a participação de energias renováveis na matriz energética global. Além disso, a Agenda 2030 também retrata de forma explícita ou implícita da gestão de resíduos em sua maior parte. Por exemplo: as metas relativas às áreas da saúde, segurança alimentar ou cidades sustentáveis, não podem ser atingidas sem uma gestão satisfatória de resíduos sólidos.

Segundo dados disponibilizados pela Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe), na edição 2018/2019 do "Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil", entre o ano de 2017 e 2018, a geração de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) no Brasil aumentou quase 1% e chegou a 216.629 toneladas diárias. Como a população também cresceu no período (0,40%), a geração per capita teve elevação um pouco menor (0,39%). Isso significa que, em média, cada brasileiro gerou pouco mais de 1 quilo de resíduo por dia. O descarte de RSU é feito, em sua maioria, de forma irregular, trazendo inúmeras consequências à população e ao meio ambiente. Esses locais representam riscos significativos à saúde tanto dos catadores quanto para aqueles que

vivem nas redondezas. Os recursos hídricos e o ar são gravemente poluídos e os elementos tóxicos chegam a percorrer longas distâncias desde a fonte geradora.[1]

Levando-se em consideração a necessidade de melhorar o descarte dos resíduos, a criação de aterros controlados e aterros sanitários é uma das alternativas utilizadas. Os aterros controlados, como o nome já diz, são locais onde o resíduo é mantido de forma controlada e coberto com camadas de terra, de forma a evitar sua exposição. No entanto, os aterros controlados não recebem impermeabilização do solo ou sequer um sistema de dispersão de gases e de tratamento do líquido gerado. Já no aterro sanitário o lixo é depositado em solos que recebem um certo tipo de tratamento, como a impermeabilização, o que inclui uma preparação com o nivelamento de terra e com a selagem da base com argila e mantas de PVC, um sistema de drenagem para o chorume, além da captação dos gases seguido de sua queima.

Visto isso, um terreno com milhares de metros quadrados em áreas cujas condições ambientais não são bem adequadas para o zoneamento comercial ou residencial, as terras podem ter custos globais de operação mais baixos do que em áreas não contaminadas. Com o devido funcionamento da coleta de gases e do tratamento do lixo já depositado, os aterros cujas atividades fins foram encerradas descrevem um excelente local para a instalação de uma usina fotovoltaica. Além disso, a vantagem de se produzir energia em um aterro onde as atividades foram interrompidas é justamente a vasta disponibilidade de área para a implementação do sistema, tendo em vista o espaço ser um fator crucial dessa tecnologia, ou seja, quanto maior a área viabilizada, mais energia será gerada para o consumidor.

A eletricidade produzida a partir dos projetos de energias renováveis em terrenos remediados pode ser vendida, creditada para uso externo ou utilizada no próprio local - *Green Remediation* - que significa considerar os efeitos ambientais da implementação e incorporar opções para minimizar as pegadas ambientais.

Deve-se levar em consideração, ao se tratar de uma instalação fotovoltaica em aterro, a instabilidade do solo. Essa instabilidade ocorre devido a falta de uniformidade da disposição dos resíduos na superfície do terreno, o que pode ocasionar o recalque do solo, um fenômeno que ocorre quando a estrutura sofre um rebaixamento causado pelo adensamento da área sob sua fundação. Por sua vez, o recalque diferencial é definido quando uma parte da construção rebaixa mais que outra, gerando esforços estruturais não previstos.

Dito isso, o objetivo geral do trabalho é analisar o impacto do recalque diferencial na geração de energia da usina fotovoltaica projetada para aterros brasileiros. A alteração do ângulo de inclinação do painel fotovoltaico é utilizada para simular esse recalque diferencial.

Mais precisamente, o objetivo específico é determinar a relação entre a profundidade do recalque e a redução da produção de energia, de forma a identificar se isso será ou não um fator limitante para a instalação do sistema. A análise é feita em sistemas fotovoltaicos de diversas regiões do país, para que se possa generalizar a solução.

Referente à estrutura do trabalho, encontra-se a seguinte divisão:

- São cinco capítulos com informações adicionais de forma a complementar o entendimento do leitor, por meio de apêndices e anexos.
- O capítulo 1: a introdução.
- O capítulo 2: a revisão bibliográfica. Mostra a fundamentação teórica de todos os assuntos necessários para a realização do trabalho. O cenário atual de usinas fotovoltaicas no Brasil e no mundo, tecnologia solar, lixões, aterros sanitários e controlados, recalque diferencial, entre outros.
- O capítulo 3: materiais e métodos. Descreve os critérios utilizados e as importantes considerações decorrentes no desenvolvimento do projeto, além das ferramentas computacionais empregadas.
- O capítulo 4: resultados e discussão. Trata-se dos resultados gerados com base na metodologia e nas ferramentas computacionais apresentadas no capítulo 3. Além disso, de forma a facilitar o entendimento do leitor, são utilizadas mais figuras, tabelas e gráficos.
- O capítulo 5: conclusão. São feitos alguns comentários pertinentes ao trabalho, juntamente com um resumo dos principais resultados e a sugestão de temas para trabalhos futuros relacionados ao conteúdo abordado.

O presente trabalho é realizado no âmbito do Programa de P&D da ANEEL, por meio de convênio realizado entre a CEB Geração S.A., CEB Lajeado S.A. e a Fundação Universidade de Brasília para o desenvolvimento do projeto de pesquisa e desenvolvimento intitulado “Hibridização de fontes de geração de energia elétrica como alternativa tecnológica de remediação ambiental de áreas degradadas por resíduos sólidos urbanos – Estudo de caso: Aterro controlado do Jockey Clube”.

2 Revisão Bibliográfica

Neste capítulo serão apresentados os principais conceitos para a compreensão do trabalho, associados à tecnologia fotovoltaica no Brasil e no mundo, aos recursos solares e aos resíduos sólidos urbanos.

2.1 Contexto Mundial

O Programa de Sistemas Fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia (IEA PVPS) é responsável por produzir relatórios sobre o desenvolvimento da geração fotovoltaica em todo o mundo, com base em informações de órgãos oficiais do governo e fontes da indústria de energia solar. Atualmente, 32 países integram o IEA PVPS em diversos continentes, conforme a Figura 2.1. Por sua vez, a Figura 2.2 mostra a evolução da potência anual instalada por meio de sistemas fotovoltaicos no mundo.

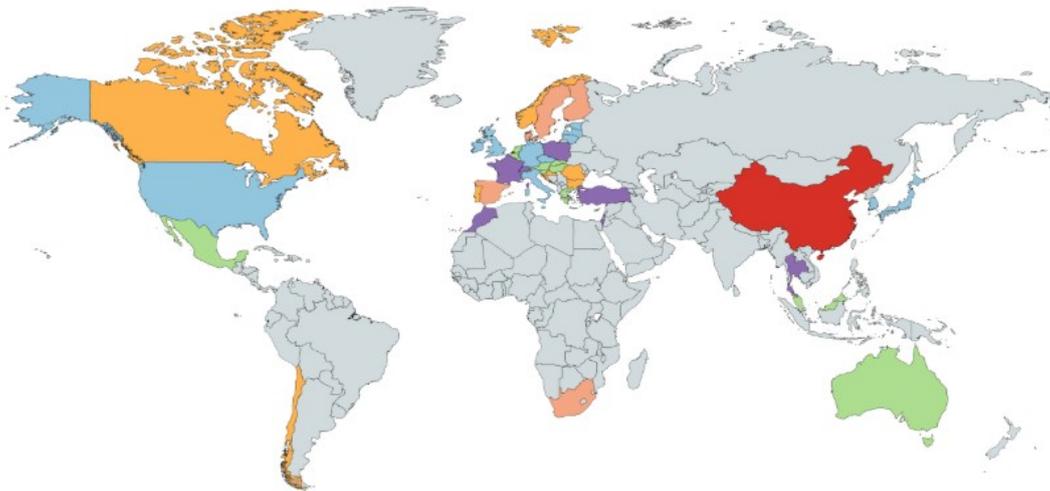


Figura 2.1: Países integrantes do Programa de Sistemas Fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia (IEA PVPS) (Fonte: [2]).

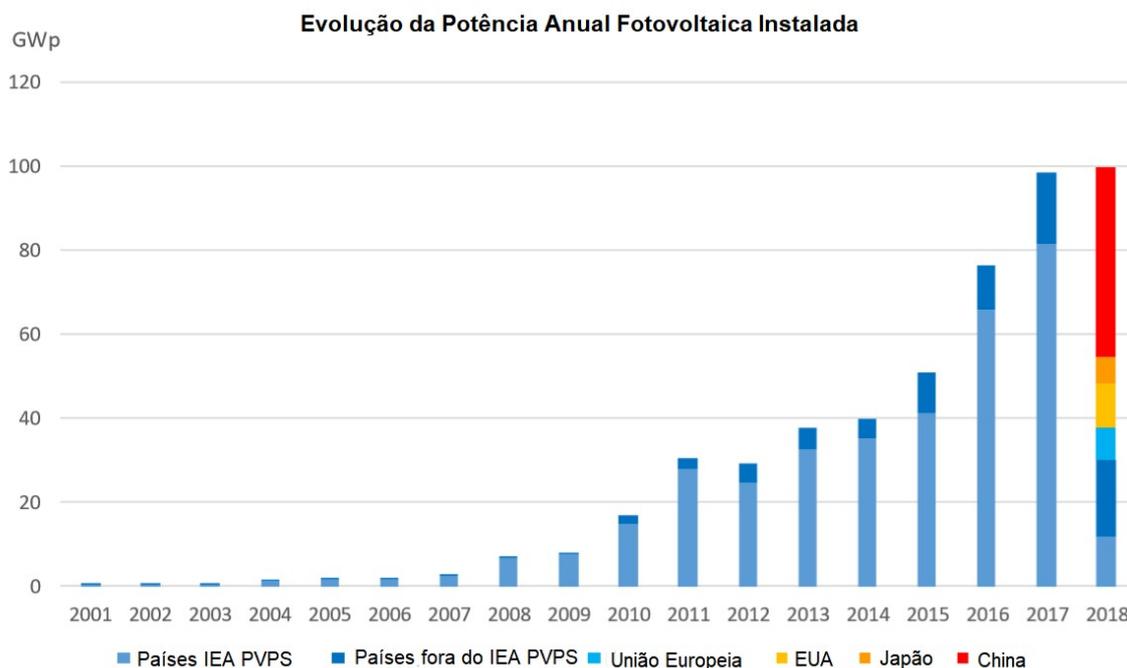


Figura 2.2: Evolução da potência anual fotovoltaica instalada - Modificado (Fonte: [2]).

Conforme apresentado na Figura 2.2, a potência instalada por meio de sistemas fotovoltaicos vem crescendo ao longo dos últimos anos em diversos países. Em 2017, de forma semelhante ao ano de 2016, o mercado fotovoltaico avançou em relação à geração da potência instalada e continuou sua expansão global, atingindo quase 100 GW. Era de se esperar um comportamento semelhante no mercado em 2018, no entanto, os resultados preliminares mostram uma estabilização do mercado global, uma vez que a instalação anual também está próxima de 100 GW.

Segundo dados fornecidos pela IEA PVPS em 2019, a China obteve cerca de 45 GW de potência anual instalada no ano de 2018, em comparação com 53 GW no ano de 2017, indicando um declínio no mercado fotovoltaico chinês. Em compensação, o mercado global fotovoltaico apresentou uma situação estável com 99,8 GW em 2018 comparado com 98,9 GW em 2017.

A Figura 2.3 menciona os países com maior potência fotovoltaica instalada em 2018 e com maior potência fotovoltaica instalada acumulada atualmente.

Capacidade Instalada Anual				Capacidade Instalada Acumulada			
1		China	45,0 GW	1		China	176,1 GW
2		Índia	10,8 GW	2		EUA	62,2 GW
3		EUA	10,6 GW	3		Japão	56,0 GW
4		Japão	6,5 GW	4		Alemanha	45,4 GW
5		Austrália	3,8 GW	5		Índia	32,9 GW
6		Alemanha	3,0 GW	6		Itália	20,1 GW
7		México	2,7 GW	7		Reino Unido	13,0 GW
8		Coreia do Sul	2,0 GW	8		Austrália	11,3 GW
9		Turquia	1,6 GW	9		França	9,0 GW
10		Holanda	1,3 GW	10		Coreia do Sul	7,9 GW
		UE	8,3 GW			UE	115,0 GW

Figura 2.3: Os 10 países com maior potência fotovoltaica instalada em 2018 e maior potência instalada acumulada - Modificado (Fonte: [2]).

Conforme observado na Figura 2.3, todos os países citados na tabela instalaram pelo menos 1 *GW* de potência fotovoltaica. Atrás da China, encontra-se a Índia com cerca de 10,8 *GW* de instalações anuais em 2018, seguida pelos Estados Unidos, com 10,6 *GW*. A União Europeia segue com crescimento em 8,3 *GW* e o Japão com 6,5 *GW*, onde o mercado caiu ligeiramente em comparação com o ano de 2017.

2.2 Geração Distribuída no Brasil

O termo geração distribuída é empregado para especificar a energia elétrica gerada próxima ou no próprio local de consumo. Inúmeros brasileiros vêm aderindo esse tipo de geração, a maioria através dos sistemas fotovoltaicos, devido às vantagens relacionadas ao seu uso.

Os incentivos à geração distribuída tem como argumentos os diversos benefícios proporcionados ao sistema elétrico. Dentre eles: a prorrogação de investimentos nos sistemas de transmissão e distribuição, a colaboração com o meio ambiente, a diversificação da matriz energética, a minimização das perdas e o estabelecimento do sistema de compensação que impulsionou a viabilidade econômica.

Segundo a Resolução Normativa nº 482/12 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a qual estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minige-

ração distribuída aos sistemas de distribuição e compensação de energia elétrica, infere-se que:

- Art. 2º inciso I, microgeração é : "central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras." [3]
- Por sua vez, no inciso II do mesmo artigo, define-se por minigeração distribuída: "central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras." [3]

A Figura 2.4 apresenta o crescente avanço da energia solar fotovoltaica e de outras fontes na microgeração e minigeração distribuída.

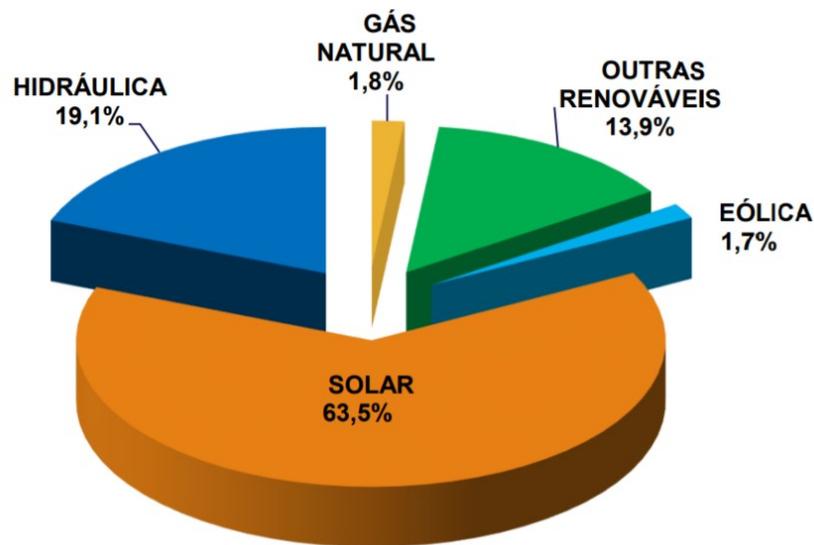


Figura 2.4: Participação de cada fonte na geração distribuída em 2018 (Fonte: [4]).

Por meio da Figura 2.4, percebe-se a grande proporção da geração de energia fotovoltaica em relação às demais fontes na geração distribuída em 2018. Ela representa 63,5%, seguida da hidráulica com 19,1% e de outras fontes renováveis com 13,9%.

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a geração de energia em micro e minigeração distribuída no Brasil nos anos de 2017 e 2018 foram, respectivamente, 359 *GWh* e 828 *GWh*, um aumento de 131% na geração distribuída em relação ao ano de 2017.

Por sua vez, a Figura 2.5 compara a diversificação da matriz elétrica brasileira em 2017 e em 2018, de acordo com os dados disponibilizados no banco de informações de geração da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

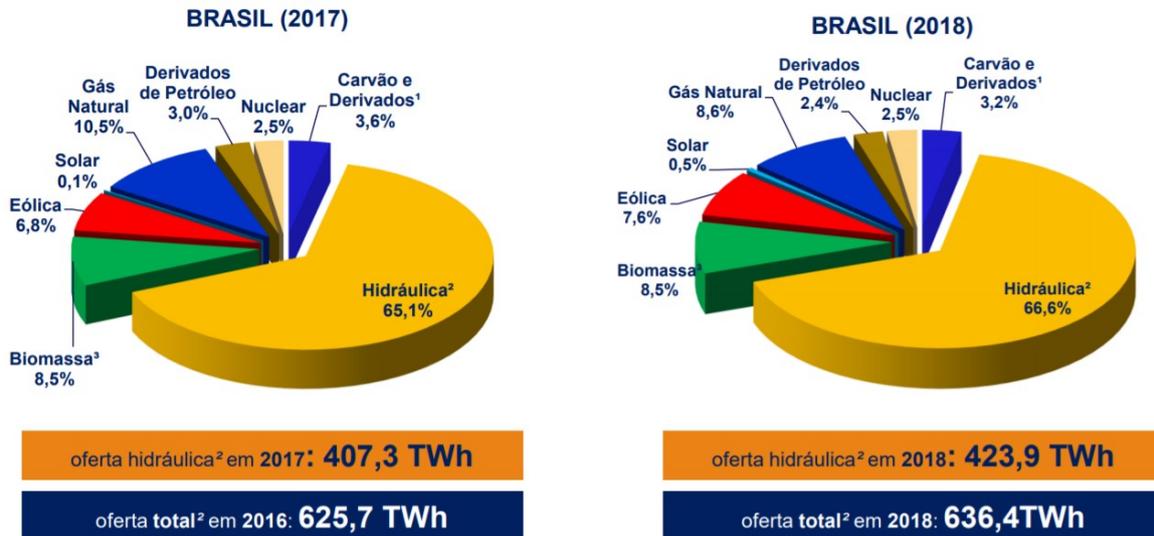


Figura 2.5: Matriz elétrica brasileira no ano de 2017 e no ano de 2018 (Fonte: [4]).

Inferre-se da Figura 2.5 que, apesar da matriz elétrica brasileira possuir cerca de oito tipos de fontes de energia, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos representa apenas 0,5% do total gerado pelo Brasil em 2018, sendo 66,6% provido de usinas hidrelétricas. Isso significa que a distribuição ainda não é proporcional o bastante, apesar do crescente investimento na área FV. Porém, ainda que seja pequena a porcentagem dessa energia, observa-se um aumento significativo de 0,4% entre 2017 e 2018.

De acordo com a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES), o sistema elétrico brasileiro, atualmente, está majoritariamente conectado através do Sistema Interligado Nacional (SIN), com proporções que permitem considerá-lo único a âmbito mundial. Apenas 1,7% do total da demanda de energia elétrica no Brasil é atendida por sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica. [5]

2.3 Geometria Sol-Terra

A variabilidade temporal referente ao ciclo anual e ao ciclo diário é definida de acordo com a duração do dia e a quantidade de energia solar incidente na superfície da Terra. O ciclo anual leva em consideração a inclinação de $23^{\circ} 27'$ do eixo axial terrestre em relação ao plano orbital do planeta em torno do Sol, conforme a Figura 2.6.

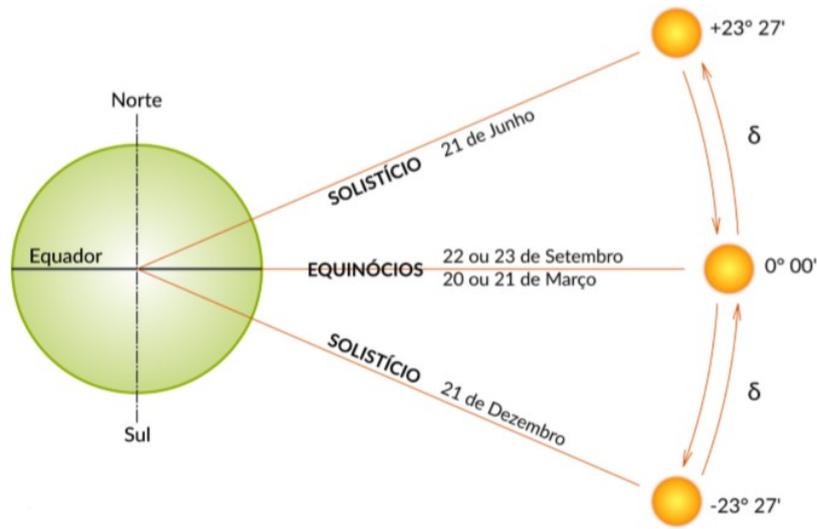


Figura 2.6: Ângulo de declinação solar (Fonte: [5]).

A Figura 2.6 apresenta o ângulo de declinação solar, o qual varia entre $-23^{\circ} 27'$ e $+23^{\circ} 27'$ ao longo do período de um ano, formado pela inclinação do plano equatorial da Terra em relação à linha de direção Sol-Terra. Além disso, a representação da declinação negativa representa o momento em que a linha de direção Sol-Terra cruza a superfície no hemisfério Sul, ou seja, no solistício de verão.

2.4 Ângulos relacionados à Geometria Solar

A relações entre os ângulos da geometria solar variam de acordo com a posição relativa do sol e a superfície terrestre, descritos por meio da Figura 2.7.

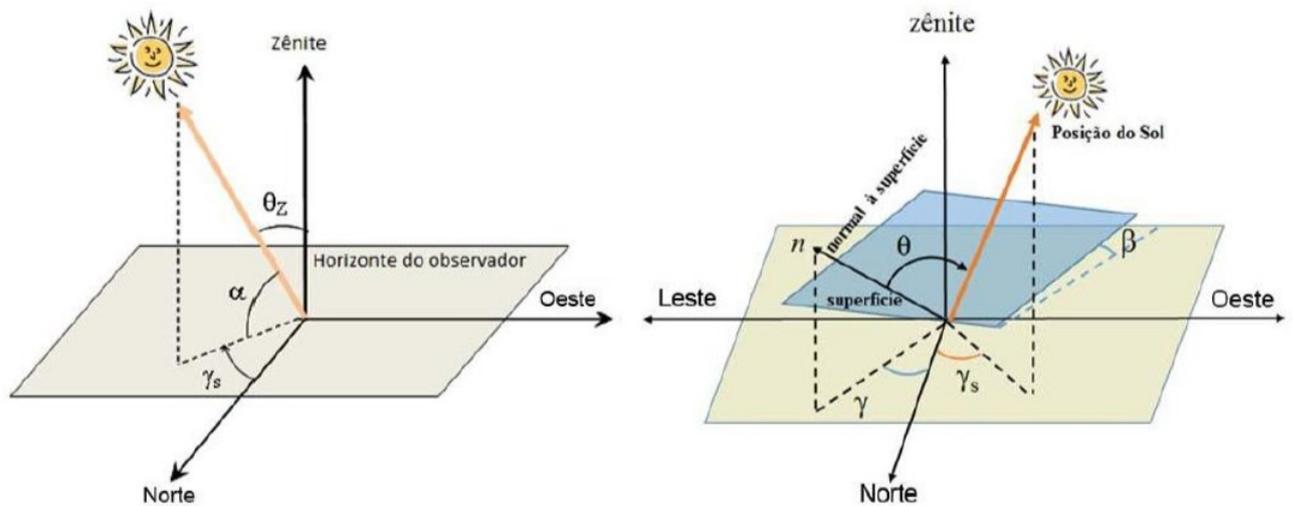


Figura 2.7: Ângulos da geometria solar (Fonte: [6]).

- Ângulo Zenital (θ_z): é o ângulo formado entre os raios solares e a linha do zênite (vertical local). Para objetos visíveis, o ângulo varia entre 0 e 90 graus. Para objetos abaixo do horizonte o ângulo varia entre 0 e -90 graus;
- Altura Solar (α): também conhecido como o complemento do ângulo zenital (θ_z), este ângulo é formado entre os raios solares e a projeção destes raios sobre o plano horizontal;
- Ângulo Azimutal do Sol (γ_s): é o ângulo formado entre a direção norte-sul e a projeção dos raios solares sobre o plano horizontal. Por convenção, o ângulo é igual a zero quando a projeção dos raios se encontram em cima da direção norte; positivo, caso esteja à direita da direção norte-sul e negativo caso encontre-se à esquerda dessa direção.
- Ângulo Azimutal da Superfície (γ): é o ângulo formado entre a direção norte-sul e a projeção da normal à superfície no plano horizontal.
- Inclinação da Superfície (β): é o ângulo formado entre o plano horizontal e o plano da superfície;
- Ângulo de Incidência (θ): é o ângulo formado entre a normal à superfície e os raios solares.

2.5 Avaliação do Recurso Solar

A irradiância solar, medida em uma longa escala de tempo, é um fator crucial para o entendimento do clima na Terra. Ela é classificada como a taxa de energia incidente por unidade de área e possui duas componentes, irradiância solar direta e irradiância solar difusa. A componente direta representa a fração que não sofreu processos radiativos de absorção e dispersão nas camadas de gases que envolvem o planeta. Já a componente difusa compreende a radiação proveniente das diversas direções decorrentes dos processos de dispersão devido aos gases e partículas presentes na atmosfera.

A Figura 2.8 cita os diferentes tipos de irradiância que atingem a atmosfera e o topo da superfície terrestre.

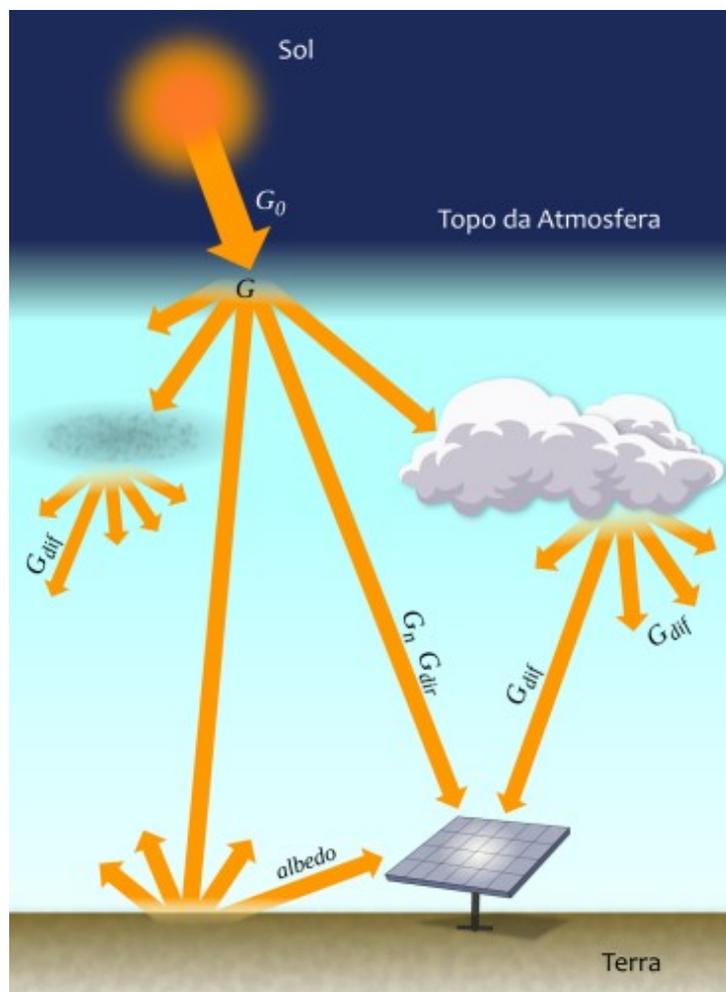


Figura 2.8: Tipos de Irradiância (Fonte: [5]).

O significado das componentes da Figura 2.8 são apresentados nos tópicos abaixo:

- Extraterrestre (G_o) ou Irradiância no Topo da Atmosfera: é definida como a taxa de energia por unidade de área que atinge o eixo fictício localizado no topo da atmosfera.
- Difusa Horizontal (G_{dif}): conhecida como Irradiação Difusa Horizontal (DHI), é taxa de energia incidente sobre uma superfície horizontal por unidade de área, em consequência do espalhamento do feixe direto por partículas nas camadas atmosféricas, incluindo nuvens.
- Direta Normal (G_n): mais conhecida como Irradiação Direta Normal (DNI), é a taxa de energia por unidade de área resultante do feixe solar direto, o qual atinge a superfície de forma perpendicular.
- Direta Horizontal (G_{dir}): é a taxa de energia por unidade de área incidente numa superfície horizontal. Determinada pelo produto da DNI e o cosseno do ângulo solar zenital.
- Global Horizontal (G): também conhecida como Irradiação Global Horizontal (GHI), é a taxa de energia total por unidade de área incidente numa superfície horizontal. Pode ser calculada pela Equação 2.1 ou pela Equação 2.2 onde θ_z é o ângulo zenital.

$$G = G_{dif} + G_{dir} \quad (2.1)$$

$$G = G_{dif} + G_n \cdot \cos(\theta_z) \quad (2.2)$$

- Irradiância no Plano Inclinado (G_i): é a taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local.[5]

2.6 Recurso Solar no Brasil e no Mundo

A Figura 2.9 apresenta a média anual da irradiação global horizontal diária no mundo, como parâmetro para a análise comparativa entre os países.

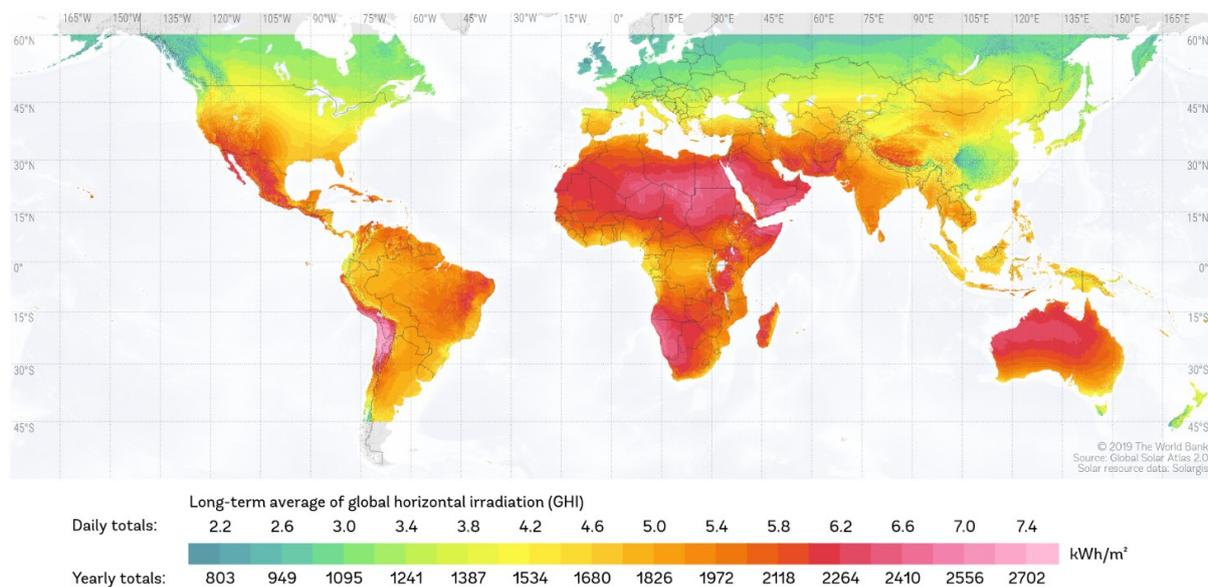


Figura 2.9: Média anual da irradiação global horizontal diária no mundo (Fonte: [7]).

O aproveitamento do recurso energético solar é obtido por meio da conversão de energia radiativa do Sol em energia térmica ou diretamente em energia elétrica - conhecido como processo fotovoltaico.

Levando-se em consideração que para um bom desempenho do sistema fotovoltaico é necessária uma irradiação solar diária mínima de $3 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$ [6], é possível observar que a maioria dos países possuem um alto potencial para a instalação de um sistema fotovoltaico. Os maiores índices estão localizados em grande parte do continente africano, parte dos países asiáticos mais próximos à África, no norte da Oceania e na fronteira entre Peru, Bolívia e Chile, possuindo índices acima de $7 \text{ kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$.

O Brasil, por sua vez, possui elevados índices de irradiação, ultrapassando países europeus com grandes investimentos na área. A Figura 2.10 apresenta a média anual da irradiação global horizontal diária dos estados brasileiros.

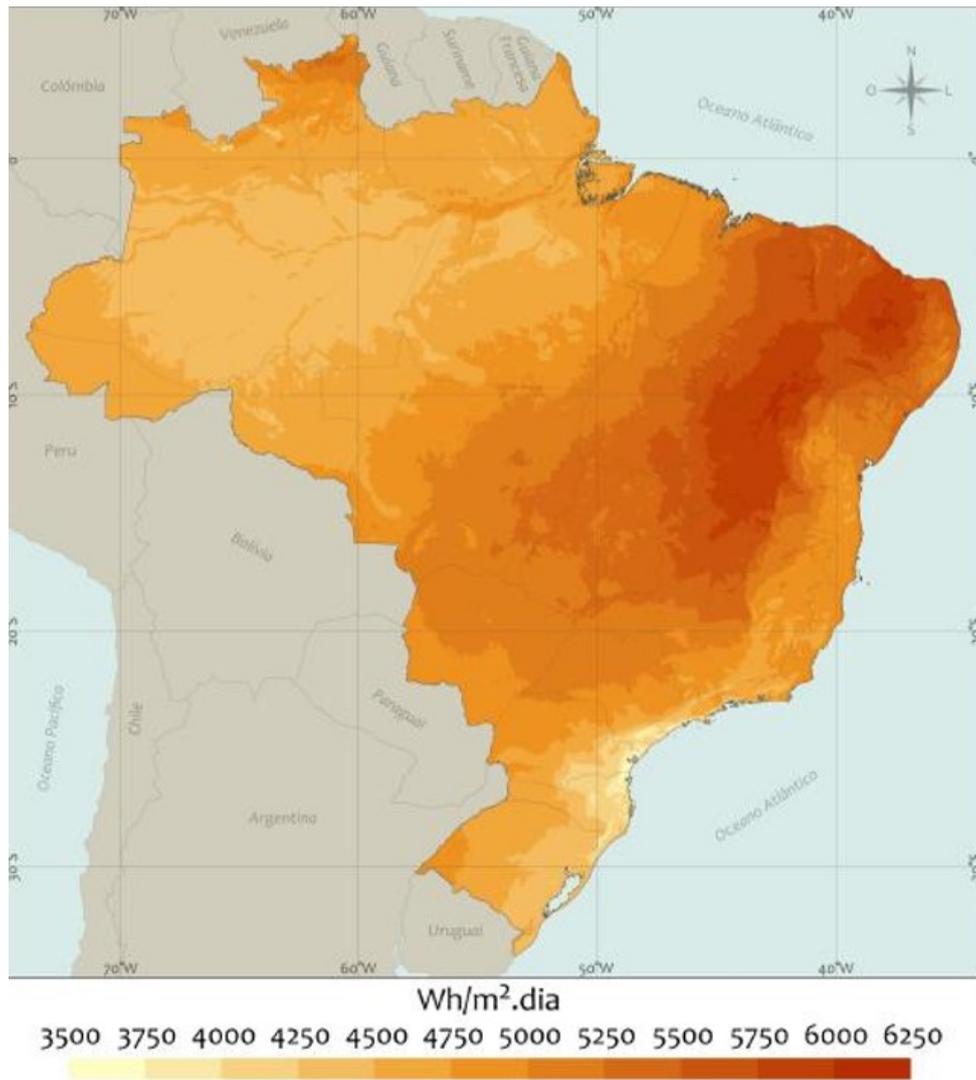


Figura 2.10: Média anual da irradiação global horizontal diária no Brasil (Fonte: [5]).

Um dos pontos cruciais para compreender a distribuição da irradiação em uma determinada superfície, é analisar sua localização e sua extensão no plano terrestre. Levando-se em consideração este caso, o Brasil apresenta, no sentido leste-oeste, 4319,4 *km* de distância. Os pontos extremos são à oeste a Serra Contamana, onde está localizada a nascente do rio Moa (AC) e, à leste, a Ponta do Seixas (PB). No sentido norte-sul apresenta 4394,7 *km* e são representados pelo Monte Caburaí (RR), ao norte do território, e Arroio Chuí (RS) ao sul.

Conforme a Figura 2.10, o Brasil apresenta um ótimo potencial para a geração de energia fotovoltaica, com uma média de 5 *kWh/m².dia*. Em estados da região Nordeste, por exemplo, esse valor ultrapassa 6 *kWh/m².dia*.

2.7 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é definido pela conversão de energia luminosa em energia elétrica em determinados materiais semicondutores. Essa conversão é feita diretamente da energia luminosa para eletricidade, sem nenhum processo intermediário. De forma a exemplificar o efeito fotovoltaico, assumi-se inicialmente um bloco de cristal de silício.

A parte superior deste bloco é dopada com impurezas doadoras e a parte inferior é dopada com impurezas aceitadoras. Desse modo, a concentração de elétrons livres se torna bastante alta na região do tipo n em comparação com a região do tipo p e a concentração do buraco é bastante alta na região do tipo p em comparação com a região do tipo n do bloco, conforme a Figura 2.11.

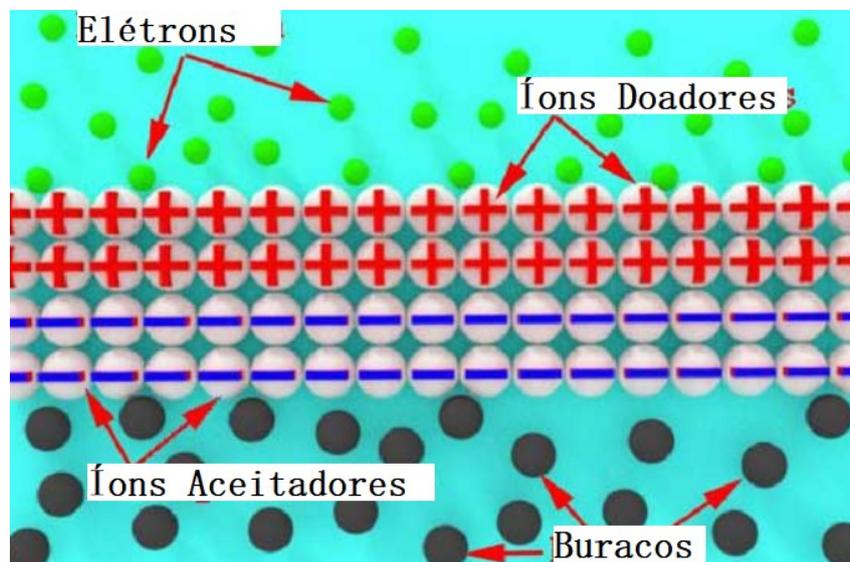


Figura 2.11: Efeito Fotovoltaico (Fonte: [8]).

Por meio da Figura 2.11 é possível visualizar um gradiente de alta concentração de portadores de carga na linha de junção do bloco. Com isso, os elétrons livres da região do tipo n tentam difundir para a região do tipo p e buracos na região do tipo p tentam difundir para a região do tipo n no cristal. A justificativa é que os portadores de carga sempre tendem a se difundir da região de alta concentração para a região de baixa concentração e cada elétron livre da região do tipo n , enquanto chega à região do tipo p por conta da difusão, deixa um íon doador positivo para trás na região do tipo n .

Tanto os íons doadores quanto os aceitadores, são fixos em sua posição na estrutura cristalina. Essas camadas de concentração de íons positivos e negativos criam um campo elétrico através da junção, que é direcionado de positivo para negativo, do lado do tipo n para o lado do tipo p .

Quando a luz solar atinge a superfície tipo n do bloco de cristal de silício, ocorre a absorção de fótons por meio do material. Alguns desses fótons terão energia maior que a diferença de energia entre a banda de valência e a condução dos elétrons dos átomos de silício e, por consequência, essa energia se torna grande o suficiente para quebrar a ligação química entre as moléculas e liberar as cargas elétricas para realização de trabalho.

2.8 Célula Fotovoltaica

A célula fotovoltaica, também conhecida como célula solar, é a estrutura básica para a formação do sistema fotovoltaico. Ela é responsável por converter a luz do sol em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Na sua grande maioria, usando o silício (Si) e podendo ser constituída de cristais monocristalinos, policristalinos ou de silício amorfo.

As tecnologias dos módulos são diferenciadas pelo tipo de material fotovoltaico utilizado, resultando em uma variedade de eficiências de conversão de energia luminosa em energia elétrica. A eficiência do módulo é uma medida da porcentagem de energia solar convertida em eletricidade.

Há três tipos principais de células fotovoltaicas:

- Monocristalinas: este tipo de célula representa a primeira geração. Seu rendimento elétrico é considerado elevado em comparação aos demais tipos de células, variando de 16% a 23%, levando-se em consideração as condições prescritas em laboratório. Contudo, por utilizar materiais em concentrações mais puras e com uma estrutura cristalina uniforme, o custo de produção se torna mais caro.
- Policristalinas: apresentam um rendimento elétrico entre 11% e 13%, podendo chegar a até 18% em laboratório. Esta redução é causada pela imperfeição do cristal e, devido a isso, apresentam um menor custo de produção.
- Células de silício amorfo: possuem o menor custo de produção e a menor eficiência elétrica - de 8% a 10%, ou 13% em laboratório. As células de silício amorfo são películas muito finas que se moldam à superfície utilizada para a instalação do sistema.

2.8.1 Circuito Equivalente

O modelo de circuito equivalente básico representado pela Figura 2.12 é o modelo de diodo único, originário de princípios físicos da própria célula fotovoltaica .

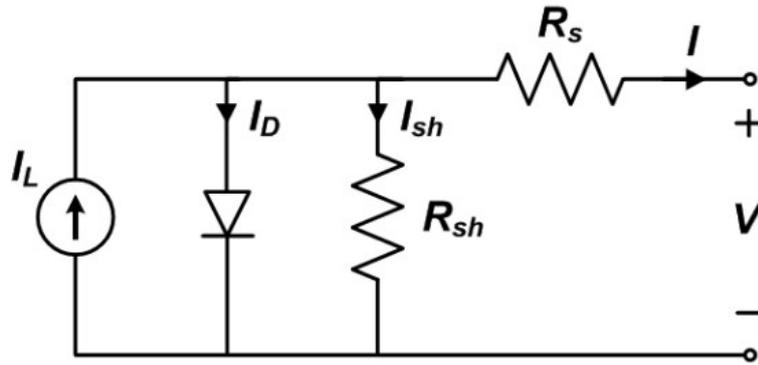


Figura 2.12: Modelo de circuito equivalente de diodo único (Fonte: [6]).

Para este modelo de diodo único, a equação de Shockley é utilizada de forma a modelar um diodo ideal:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R_s)}{nkT} \right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (2.3)$$

Em que:

I_L : corrente fotogerada [A];

I_0 : corrente de saturação reversa do diodo [A];

q : carga do elétron = $1,6 \cdot 10^{19}$ C;

V : tensão na célula fotovoltaica [V];

R_s : resistência em série [ohm];

R_{sh} : resistência em paralelo [ohm];

n : fator de idealidade de diodo;

k : constante de Boltzmann = $1,38 \cdot 10^{-23}$ [J/K];

T : temperatura absoluta [K].

Por meio do circuito equivalente é possível definir a curva I-V de uma célula fotovoltaica, levando-se em consideração um determinado conjunto de condições operacionais.

2.8.2 Curvas IxV e PxV

Através da curva IV é possível determinar as características elétricas do módulo fotovoltaico. Eles são submetidos às condições-padrão de ensaio de forma a variar a tensão até ultrapassar a tensão de circuito aberto do módulo, de forma a serem obtidos os pares tensão-corrente encontrados no gráfico da Figura 2.13.[6]

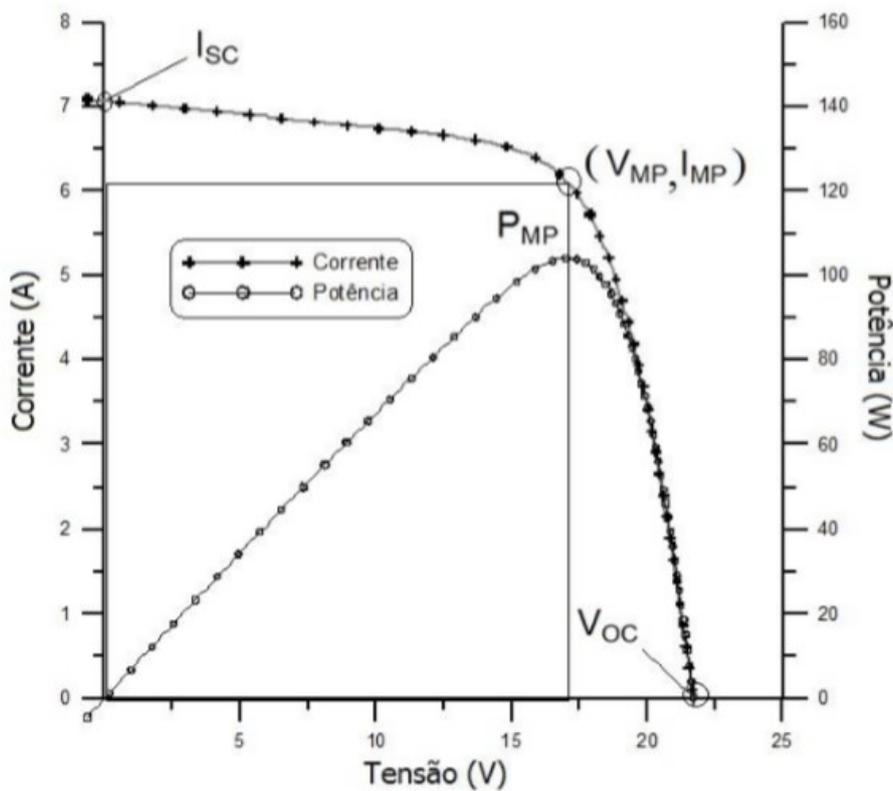


Figura 2.13: Curva característica I-V e curva de potência para um módulo com potência nominal de $100 W_p$ (Fonte: [6]).

A Figura 2.13 fornece, além da curva $I-V$, uma curva de potência em função da tensão conhecida como curva $P-V$. O produto tensão-corrente fornece a potência gerada na condição de operação. O ponto de máxima potência (P_{MP}) é informado pela curva $P-V$ e corresponde a um ponto na curva de curva $I-V$ com um determinado valor de tensão e corrente conhecidos como tensão e corrente de máxima potência.

2.8.3 Efeito da Temperatura

A Figura 2.14 apresenta a curva característica $I - V$ em relação à variação da temperatura ambiente.

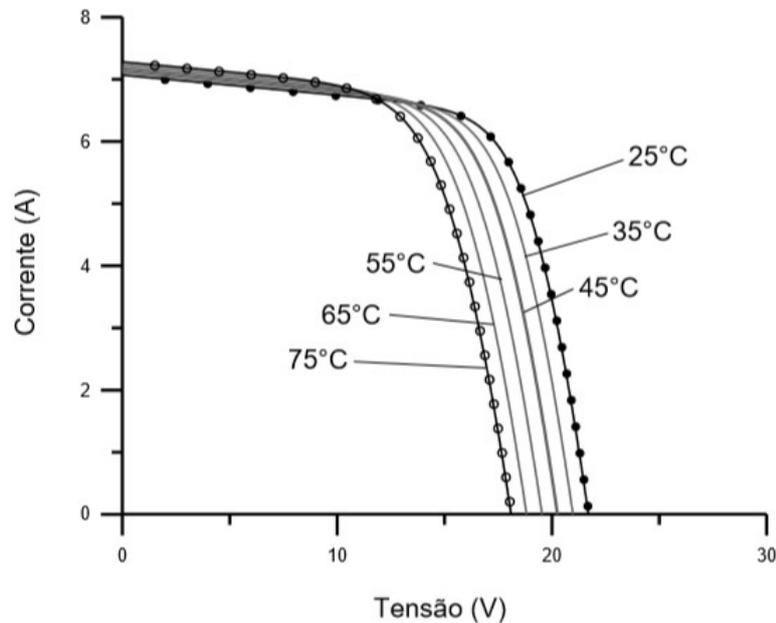


Figura 2.14: Variação da temperatura na curva característica I-V (Fonte: [6]).

É possível observar que o aumento da temperatura a qual o sistema está exposto causa uma diminuição significativa da tensão e um aumento ínfimo da corrente. Por conta da proporção de variação entre a corrente e a tensão, observa-se uma diminuição da potência gerada pelo módulo. Por sua vez, a diminuição da temperatura gera um aumento considerável da tensão e uma pequena diminuição da corrente, aumentando, dessa forma, a potência gerada.

2.9 Inversores Fotovoltaicos

Dentre as diversas funções do inversor, a principal é converter a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, corrente contínua, em corrente alternada para que haja a conexão entre o sistema e a rede. Além disso, eles detectam a frequência de energia da concessionária e sincronizam a energia produzida pelo sistema com essa frequência.

Quando a energia da rede elétrica não estiver presente, o inversor automaticamente interromperá a produção de energia CA para evitar o ilhamento do sistema. Ou seja, evitar injetar energia na rede enquanto os trabalhadores da rede elétrica consertam o

sistema de distribuição desenergizado. Esse recurso de segurança está embutido em todos os inversores conectados à rede do mercado internacional.

Outro ponto importante quando se trata de inversores fotovoltaicos é o chamado Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI), apresentado com maiores detalhes na seção 3.1.1.9. Este fator é definido pela razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal do sistema fotovoltaico. As garantias desse componente normalmente perduram entre 5 e 10 anos, sendo 10 anos o padrão atual do setor. Em unidades maiores, são possíveis garantias estendidas de até 20 anos. Dado que a vida útil esperada dos módulos fotovoltaicos é de 25 a 30 anos, um operador pode esperar substituir um inversor pelo menos uma vez durante a vida útil do sistema fotovoltaico.

2.10 Resíduos Sólidos Urbanos

Segundo dados fornecidos pela Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe), estima-se um total de 78,4 milhões de toneladas de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) por ano no país. Em 2017 foram coletados aproximadamente 71,6 milhões de toneladas, registrando um índice de 91,2% de cobertura de coleta para o país. Essa informação evidencia que 6,9 milhões de toneladas de resíduos não foram objetos de coleta no Brasil.

Em relação ao descarte dos RSU coletados, o Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil não registrou avanços. É mantido praticamente a mesma proporção entre o que segue para locais adequados e inadequados, com cerca de 42,3 milhões de toneladas de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU), ou 59,1% do coletado, dispostos em aterros sanitários. [9]

Os outros 40,9% dos resíduos coletados foram descartados em locais impróprios. Os números informam um total de 29 milhões de toneladas de resíduos em lixões ou aterros controlados, os quais não possuem medidas e desempenhos necessários para proteger o meio ambiente, além de causar danos diretos à saúde de milhões de pessoas.

No ano de 2016, segundo o Panorama, não havia sequer uma iniciativa para coleta seletiva em 1692 cidades. Em 2017, esse número caiu para 1647. Porém, na região Centro-Oeste a maior parte das cidades, cerca de 55,2%, não tem nenhum tipo de seletiva.

2.11 Lixões e Aterros

Conforme disposto em lei federal, somente o aterro sanitário é apropriado para o descarte de RSU. Contudo, essa implementação muitas vezes se torna inviável financeiramente para grande parte dos municípios brasileiros, devido a falta de verba, financiamentos e

projetos administrativos. As áreas contaminadas urbanas, como lixões e aterros sanitários em processo de encerramento, podem causar riscos à saúde humana e desvalorizar financeiramente os imóveis vizinhos.

Os tópicos abaixo explicam as diferenças entre lixão, aterro controlado e aterro sanitário.

- Lixão: área de disposição final de resíduos a céu aberto sem controle ambiental ou tratamento do lixo. Essa estrutura não possui monitoramento dos resíduos, planejamento ou medidas de proteção ao meio ambiente e à saúde pública
- Aterro controlado: local onde há disposição de resíduos com um determinado controle, ou seja, um mínimo de gestão ambiental. Apesar dessa gestão, não atende de forma específica as normas ambientais brasileiras.

As principais diferenças entre esse tipo de aterro e os lixões são: o isolamento, proporcionando um acesso mais restrito, a cobertura dos resíduos e o controle de entrada.

- Aterro sanitário: depósito onde são descartados os resíduos urbanos, prioritariamente os materiais não recicláveis.

Possui uma série de normas para o correto funcionamento, como: estar fora de áreas de influência direta ao abastecimento público, manter uma distância mínima de 200 metros de rios, nascentes e demais fontes hídricas, estar a 1500 metros de áreas habitáveis e 300 metros de residências isoladas, além de diversos métodos de preparação para o solo conforme mostra a seção 2.11.

2.12 Encerramento dos Lixões

De acordo com a Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe) existe atualmente, no Brasil, o total de 2.976 lixões em operação que afetam a vida de aproximadamente 76 milhões de pessoas.

Devido à forma com que o lixo é processado nesses locais, há um aumento significativo do segundo principal poluente causador do aquecimento global depois do dióxido de carbono (C_{O_2}), o carbono negro. Isso ocorre através da queima periódica de resíduos em lixões a céu aberto, portanto, o encerramento dos lixões é um passo importante e extremamente necessário para a regionalização da gestão de resíduos. A Figura 2.15 apresenta um exemplo de lixão a céu aberto.



Figura 2.15: Lixão a céu aberto (Fonte: [9]).

Barreiras a serem enfrentadas para o encerramento de lixões:

- Falta de conformidade, iniciativas e incentivos para atrair investimento do setor privado no processo de encerramento.
- Falta de capacidade financeira junto às autoridades competentes.
- Resistência das comunidades locais que utilizam o lixão como fonte de trabalho.
- Resistência do setor privado às mudanças que possam interferir de forma negativa suas atividades.
- Resistência do público em geral a sistemas que possam trazer aumento de tarifas e taxas, entre outros. [9]

Tendo em vista todas essas questões, percebe-se que encerrar um lixão não é uma tarefa simples e rápida. Seu fechamento necessita de um sistema alternativo de gestão de resíduos com o devido planejamento tanto na área administrativa quanto na área financeira do Estado.

2.13 Aterro Sanitário

Esta seção tem por objetivo aprofundar o conhecimento do leitor em relação ao local em que será instalada a usina fotovoltaica do projeto.

Em relação à composição do aterro sanitário, observa-se que a camada superficial, identificada como a camada superior da vegetação, é destinada a resistir à erosão causada por fatores climatológicos. Além disso, essa camada fornece um meio de cultivo para a vegetação, de forma a satisfazer os requisitos estéticos e ecológicos, conforme visto na Figura 2.16.

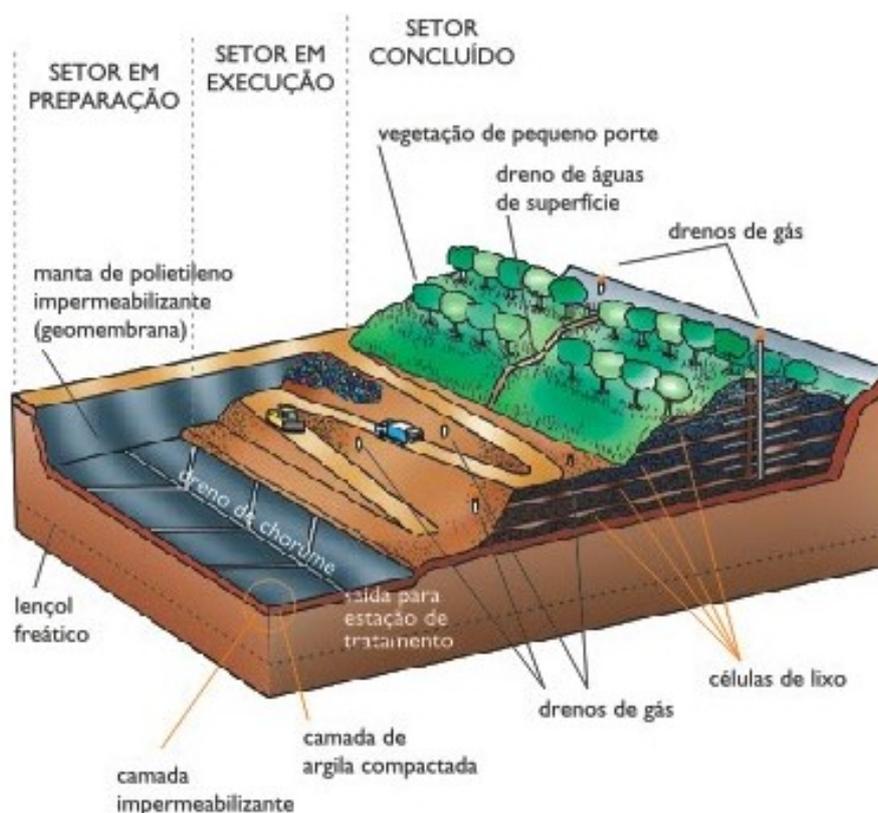


Figura 2.16: Aterro sanitário de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) (Fonte: [10]).

Por sua vez, a camada de proteção fornece uma barreira para ajudar a proteger as próximas camadas da degradação e para impedir a invasão de animais escavadores ou raízes de plantas. Essa camada é composta por uma base de filtro e uma barreira biótica. Além disso, uma camada de drenagem pode ser necessária sob a camada de proteção e acima da barreira hidráulica para fornecer uma via preferencial de drenagem, de forma a evitar o acúmulo de água.

Exemplos de funcionalidades para o aterro tratado e fechado podem ser: parques, campos de futebol, praças, áreas verdes, usinas fotovoltaicas e diversas outras possibili-

dades. Para que a utilização dessas áreas seja feita de forma segura, deve existir uma impermeabilização no solo, instalação de barreiras hidráulicas, instalação de drenos para gases e líquidos, sistema de bombeamento e tratamento da água e chorume, bem como manter a população informada sobre a situação ambiental do local.

2.14 *Green Remediation*

Green Remediation é a prática de considerar todos os efeitos ambientais da implementação e incorporar opções para minimizar as pegadas ambientais das ações de limpeza. Uma dessas práticas é usar sistemas de energia renovável para alimentar as atividades de remediação ou compensar as necessidades de energia associadas aos esforços de limpeza. Os projetos identificados como *Green Remediation*, incluem todos os projetos conhecidos que usam ou usaram anteriormente energia renovável para fins de remediação, incluindo projetos que interromperam as operações desde que foram adicionados à matriz de rastreamento.

2.15 Geração de Energia Renovável em Aterros no Mundo

A área útil utilizável para o sistema fotovoltaico em um aterro pode ser estimada usando mapas aéreos, desenhos ou medições reais de uma visita ao local. Depois que as características do local do aterro forem revisadas e analisadas quanto a seus impactos na viabilidade de um sistema fotovoltaico, a próxima etapa é selecionar as aplicações apropriadas da tecnologia fotovoltaica com base nas características do local e nos requisitos do sistema do aterro. Na prática, é provável que o processo de seleção de tecnologias fotovoltaicas apropriadas seja um processo iterativo que examine as compensações entre os componentes da tecnologia.

Nos Estados Unidos foi desenvolvido um projeto chamado *RE-Powering America's Land Initiative* com o objetivo de incentivar a reutilização de aterros e terras anteriormente contaminadas para o desenvolvimento de energia renovável alinhado à visão da comunidade para o local. Utilizando informações publicamente disponíveis, a *RE-Powering* mantém uma lista de instalações de energia renovável concluídas em aterros e locais contaminados. Foram identificadas instalações de energia renovável em áreas contaminadas, aterros e minas em 40 estados e territórios dos Estados Unidos. Os locais dessas instalações refletem tendências em evolução geralmente vinculadas aos recursos de energia

renovável disponíveis, bem como incentivos por meio de políticas públicas e isenções de impostos, conforme a Figura 2.17.

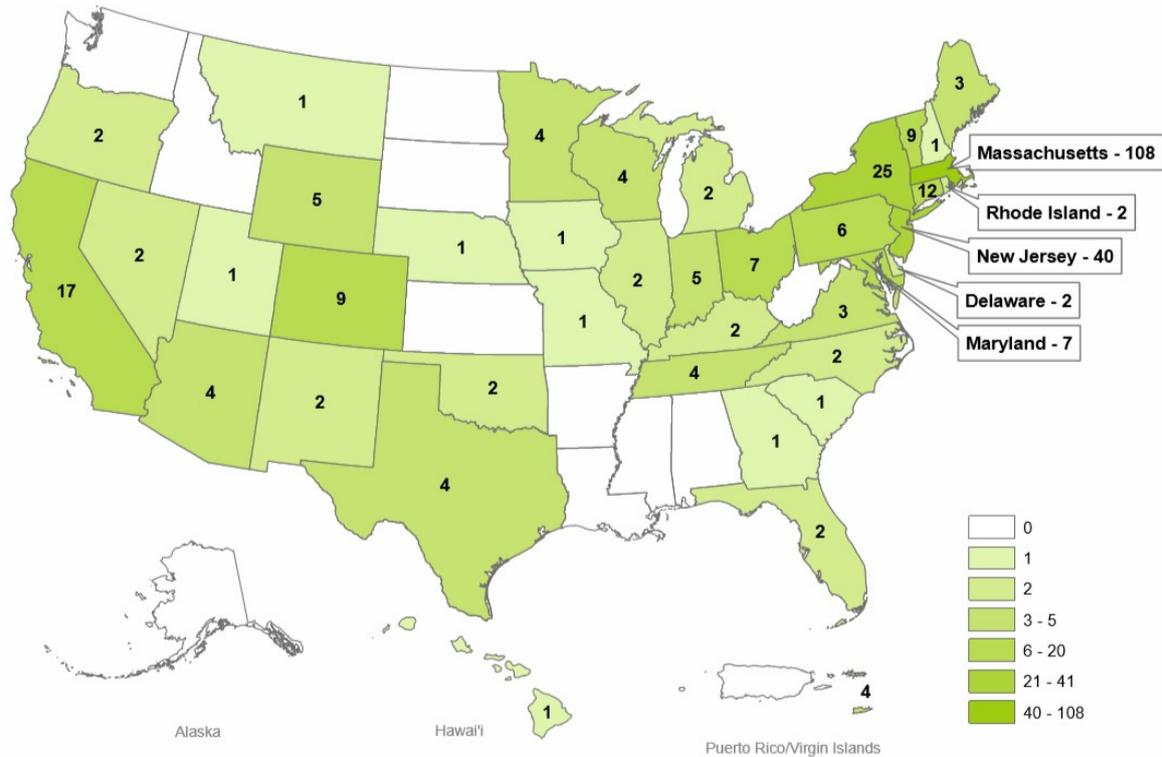


Figura 2.17: Estados e territórios com projetos de energia renovável em terras contaminadas (Fonte: [11]).

De acordo com a Figura 2.17, o estado norte-americano de Massachusetts apresenta o maior número de projetos de energia renovável em terras contaminadas, totalizando 108, com o apoio do Programa de Certificados de Energia Renovável Solar de Massachusetts, que atribui créditos mais altos a projetos solares localizados em aterros sanitários e terras contaminadas. Outros estados estão considerando implementar esse tipo de política, por exemplo, a Comissão Ambiental do Estado de Nevada que votou recentemente para adicionar à lista de usos aceitáveis de pós-produção para operações de mineração fechada o desenvolvimento e armazenamento de energia renovável.

Atrás de Massachusetts, está o estado de Nova Jersey com um total de 40 projetos de energia renovável em terras contaminadas, seguido de Nova York com 25 projetos.

2.16 Recalque no Solo do Aterro

Uma consideração especial ao projetar uma instalação solar ou qualquer outro tipo de atividade em um aterro é o recalque do solo. Esse fenômeno ocorre pela deformação

coletiva uniforme e não uniforme - recalque diferencial - causada por alterações que afetam as propriedades dos resíduos enterrados ao longo do tempo. Especificamente, essas deformações podem ocorrer em aterros através de qualquer um dos cinco processos:

- consolidação mecânica;
- degradação bioquímica;
- alteração físico-química;
- migração de pequenos resíduos de forma a preencher espaços entre grandes resíduos;
- qualquer combinação desses itens;

O recalque no solo do aterro é um risco para o alinhamento da estrutura e pode atrapalhar a melhor orientação do sistema em virtude da irradiação solar incidente. A construção dos módulos ou o uso de equipamentos pesados podem provocar um recalque imediato e quaisquer atividades executadas em relação à construção devem proteger contra esse tipo de recalque. O controle do tráfego de construção acima do aterro ou o uso de métodos de engenharia para distribuir o peso de maneira mais equitativa sobre a superfície são métodos adotados para proteger o solo do recalque.

Um recalque mais gradual a longo prazo, durante a vida do projeto, também deve ser levado em consideração no decorrer da fase de planejamento. Porém, esse assunto é abordado com mais detalhamento por engenheiros civis e áreas afins, devido ao grau de conhecimento fugir do escopo da engenharia elétrica.

3 Materiais e Métodos

3.1 Método

Nesta seção serão mostradas as ferramentas necessárias para o desenvolvimento do projeto, o qual constitui em analisar o impacto do recalque diferencial na geração de energia de uma usina fotovoltaica projetada para um aterro. Mais precisamente, o objetivo específico é determinar a relação entre a profundidade do recalque e a redução da produção de energia, de forma a identificar se isso será ou não um fator limitante para a instalação do sistema. A análise será feita em sistemas fotovoltaicos de diversas regiões do país, para que seja utilizado como referência entre os demais aterros brasileiros.

Para a obtenção dos resultados, serão abordados assuntos associados aos índices ambientais e anemométricos aos quais o sistema está exposto, a razão pela qual foram selecionados os devidos locais de cada sistema, a escolha do tamanho da área para o projeto básico, a escolha dos componentes físicos que integram o sistema e o devido espaçamento entre as placas, para que não haja perda por sombreamento na produção de energia, a quantidade e a disposição física dos painéis que determinam o arranjo elétrico final, as perdas inerentes ao sistema, a variação da inclinação e do azimute dos painéis que simulam o recalque diferencial no solo e o respectivo impacto causado por essas variáveis na produção de energia.

3.1.1 Análise Técnica

Os processos que constituem a análise técnica são citados nos tópicos seguintes assim como no fluxograma da Figura 3.1.

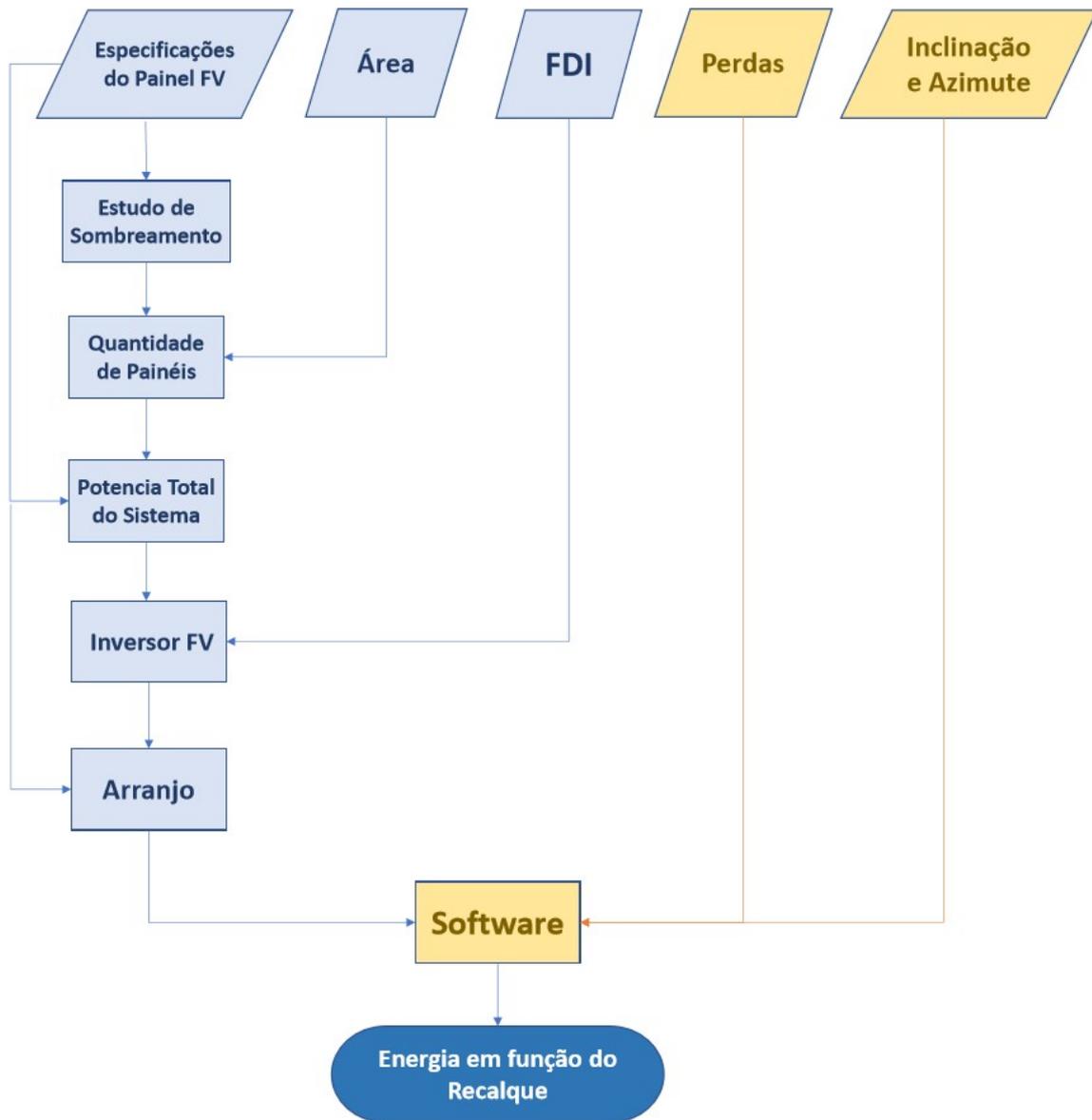


Figura 3.1: Fluxograma da Análise Técnica.

3.1.1.1 Escolha do Software para a Simulação

O sistema é projetado com a inclinação e o azimute do arranjo na máxima produção de energia. A ocorrência do recalque diferencial, por meio da deformação coletiva não uniforme do solo do aterro, altera a inclinação e o azimute da matriz fotovoltaica e, conseqüentemente, o valor do ângulo de incidência solar (θ), conforme descrito na seção 2.4. Essas alterações influenciam diretamente na quantidade de irradiação solar incidente no sistema.

Dessa forma, para a simulação do projeto, optou-se pela utilização do *software Photovoltaic Performance Modeling Collaborative* (PVPMC), conforme descrito na seção 3.2.5, o qual permite a alteração do ângulo de incidência (θ).

3.1.1.2 Escolha da Base de Dados

Para a obtenção dos resultados do sistema a ser projetado, é necessária a importação de alguns dados ambientais e anemométricos das localidades em que se encontram os respectivos aterros. Essas entradas são solicitadas pelo PVPMC e fazem parte da estrutura principal para a utilização das funções matemáticas disponibilizadas pelo software, conforme mostrado na Tabela 3.1.

Essas informações estão diretamente ligadas ao desempenho do sistema fotovoltaico e possuem grande relevância na conversão da energia solar para energia elétrica, em maior escala os diferentes tipos de irradiação solar que incide na superfície da matriz.

Tabela 3.1: Dados de Entrada solicitados pelo PVPMC.

Entrada	Unidade de Medida
Altitude em relação ao nível do mar	m
Coordenadas geográficas (latitude e longitude)	$^{\circ}$
Irradiância Difusa Horizontal (DHI)	W/m^2
Irradiância Direta Normal (DNI)	W/m^2
Irradiância Global Horizontal (GHI)	W/m^2
Pressão atmosférica	Pa
Temperatura ambiente	$^{\circ}C$
Velocidade do vento	m/s

A base *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB) apresenta todos dados listados na Tabela 3.1. Entretanto, pelo fato de ser uma base norte-americana com limitações territoriais referente à latitude e à longitude, não há informações acerca da região sul do país. Portanto, para essa região, é utilizada a base de dados do Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA) que, apesar de não possuir dados para todo o Brasil, atendeu de forma satisfatória esta localidade.

Uma etapa importante na simulação do projeto é a compatibilização dos dados de entrada, cujo formato permitido pelo PVPMC é o *Typical Meteorological Year 3* (TMY3), usual em base de dados de cidades norte-americanas. Essa forma é composta por doze meses meteorológicos típicos, de janeiro a dezembro, concatenados de acordo com medições realizadas durante um certo período de tempo para formar um único ano com um registro de dados completos. Alguns registros podem conter dados preenchidos ou interpolados onde as observações originais são ausentes no arquivo de dados.

Esse tipo de formato não é utilizado por base de dados de cidades brasileiras. Por esse motivo, as informações contidas nos arquivos tiveram que ser adaptadas e alocadas em um arquivo do tipo TMY3 para que, dessa forma, fossem lidas pelas funções matemáticas do PVPMC.

3.1.1.3 Escolha dos Locais para a Implementação do Sistema Fotovoltaico

Um dos pontos iniciais do trabalho começa com a escolha dos locais onde serão realizados os estudos das usinas FV. Utilizar a média dos diferentes tipos de irradiação no Brasil para generalizar a influência do recalque diferencial na geração de energia fotovoltaica em aterros brasileiros não é algo representativo, visto que em cada região do país existem diferentes características ambientais e anemométricas. Desse modo, a preferência de um aterro em cada região do país se dá, principalmente, devido à pluralidade nos índices radiométricos e nas temperaturas ambientes.

Na região Sul, observa-se que a quantidade de Irradiação Global Horizontal (GHI) é menor que na região Nordeste, por exemplo, assim como a temperatura ambiente também se encontra em níveis mais baixos durante o ano. Por esses motivos, os locais foram escolhidos de forma a apresentar uma discrepância significativa nos valores de entrada, conforme nos mostra a Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Localização dos Aterros selecionados e suas respectivas Bases de Dados.

Região	Localização	Base de Dados
Centro-Oeste	Brasília/DF	NSRDB
Nordeste	Natal/RN	NSRDB
Norte	Boa Vista/RR	NSRDB
Sudeste	Belo Horizonte/MG	NSRDB
Sul	São Martinho da Serra/RS	SONDA

3.1.1.4 Avaliação dos Dados Ambientais e Anemométricos

“A rede SONDA de dados nasceu de um projeto do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) para implementação de infraestrutura física e de recursos humanos destinada a levantar e melhorar a base de dados dos recursos de energia solar e eólica no Brasil.” [12]

Os dados da Tabela 3.1 passam por um processo de validação de forma a aumentar a credibilidade e a confiabilidade das informações, conforme mostrado na Figura 3.2.

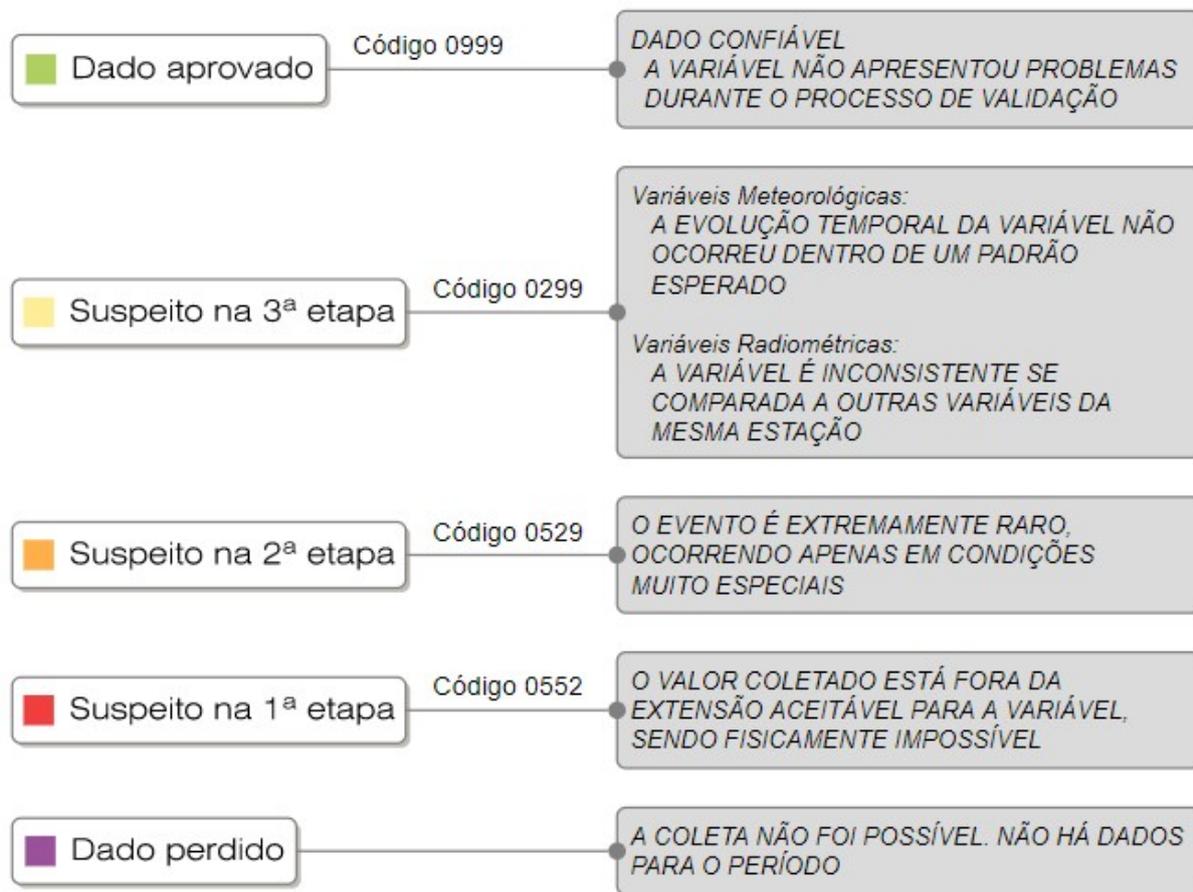


Figura 3.2: Processo de validação dos dados ambientais e anemométricos da rede SONDA (Fonte: [12]).

Essas etapas visam a identificação de dados suspeitos e diversos fatores que podem influenciar na obtenção dos resultados finais, como: relâmpagos, mau funcionamento na operação dos dados e até mesmo acidente com animais. Em vista disso, faz-se necessário a manutenção das estações, o alto investimento em equipamentos de medição e o pagamento de mão de obra especializada para o desempenho adequado da rede de coletas.

A Figura 3.3 nos mostra a confiabilidade das variáveis utilizadas para o município de São Martinho da Serra/RS. Os dados ambientais e anemométricos gerados pela estação são fornecidos a cada 1 minuto e os dados geográficos – latitude, longitude e altitude – foram retirados a partir da localização da própria estação fornecida pelo SONDA.

São Martinho da Serra (SMS 08)
2016

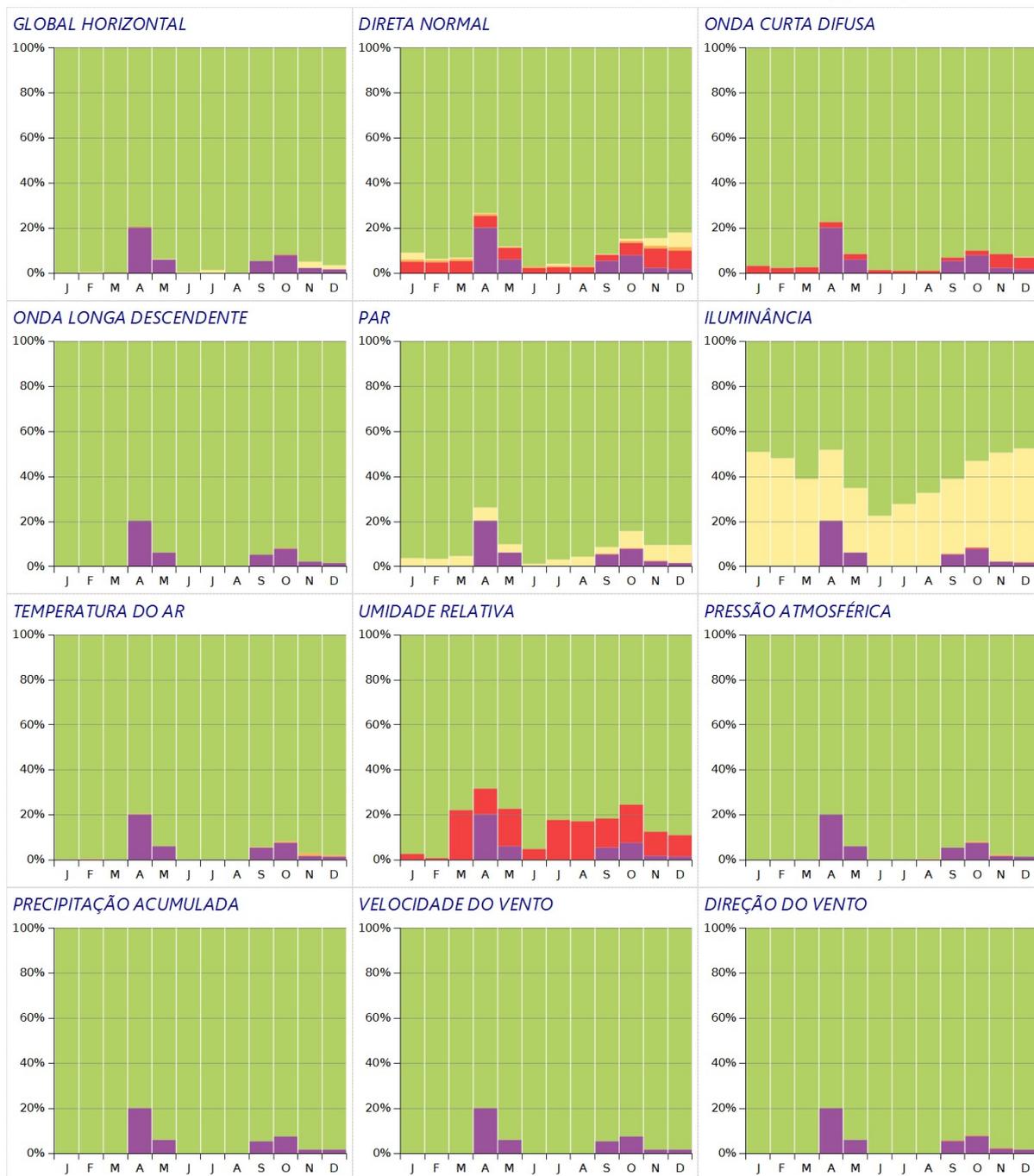
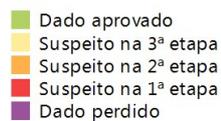


Figura 3.3: Validação dos dados SONDA para a região de São Martinho da Serra/RS (Fonte: [12]).

Tendo em vista o processo de validação do SONDA, o ano mais atual que possui uma quantidade significativa de dados aprovados pelo código 0999 é o de 2016.

De acordo com a Figura 3.3, as variáveis utilizadas como entrada pelo PVPMC apresentam 80% ou mais de aprovação em todos os meses do ano.

A segunda base utilizada é a versão atual da *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB) (v2.0.0), desenvolvida utilizando um modelo solar físico que oferece aos usuários os dados mais recentes disponíveis (1998-2014). A base compreende dados solares e meteorológicos a cada uma hora e sua área de cobertura é limitada por longitudes que variam de 25 ° à leste a -175 ° à oeste e latitudes que variam de -20 ° ao sul a 60 ° ao norte, conforme Apêndice B. Esses conjuntos de dados, ferramentas e métodos são fornecidos pela *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), operado pela *Alliance for Sustainable Energy* (Alliance) para o *U.S. Department of Energy* (DOE).

As informações referentes às latitudes, longitudes e altitudes das cidades brasileiras foram retiradas por meio do Google Earth. O método adotado para adequação dos dados ao formato TMY3 e a forma como as variáveis foram preparadas para avaliação da geração de energia são apresentados em detalhes no Apêndice C.

3.1.1.5 Escolha do Projeto Básico para os Aterros

O projeto básico é idealizado de forma a ser independente ao tamanho do aterro, portanto, necessita-se de uma disposição física que seja fácil de ser replicada e que possa ser tomada como referência para todas as localidades.

A área analisada é de hectare com uma estruturação quadrática de 100 m x 100 m. O terreno é dividido em quatro arranjos de maneira que haja uma passagem para transporte de cargas e acesso remoto ao sistema fotovoltaico implementado, tanto para a instalação quanto para a manutenção dos componentes.

De acordo com o inciso I do Art. 1º da Resolução CONTRAN nº 210 de 13/11/2006 que trata da Coordenação do Sistema Nacional de Trânsito, considerando a necessidade de estabelecer os limites de dimensões para a circulação de veículos, infere-se que:

- "A largura máxima autorizada para veículos, com ou sem carga, é de 2,60m;"[13]

Tendo em vista essa determinação, estima-se que a largura de 10m a uma estrada simples de mão dupla é o suficiente para que haja a circulação de qualquer tipo de veículo, seja ele com ou sem carga. Dessa forma, o terreno ficou dividido em quatro partes, cada uma com 45m x 45m de área, como mostra a Figura 3.4.

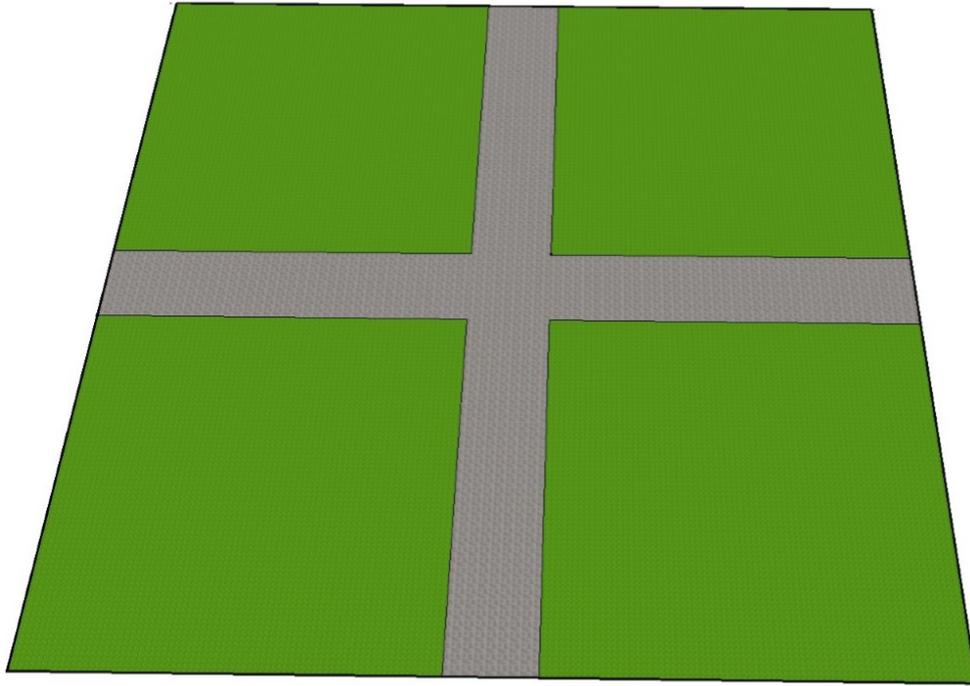


Figura 3.4: Área utilizada para a implementação do sistema fotovoltaico.

3.1.1.6 Escolha do Painel Fotovoltaico

Esta etapa consiste em analisar o painel mais adequado para a instalação junto ao sistema projetado. Isso significa dizer que todos os parâmetros de fabricação possuem relevância e devem estar de acordo com o ambiente situado, neste caso, um aterro.

O principal critério para a seleção são os certificados de garantia de qualidade e confiabilidade do produto. Esta informação é encontrada na ficha técnica dos painéis fotovoltaicos por meio dos testes laboratoriais aos quais os módulos foram submetidos.

De acordo com a Portaria nº 4/2011 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), considerando a necessidade de estabelecer regras imparciais e de conhecimento público para os segmentos de fabricação, importação e comercialização de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, resolve:

- Art. 3º: “Instituir, no âmbito do Sistema Brasileiro de Avaliação da Conformidade (SBAC), a etiquetagem compulsória de sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, a qual deverá ser feita consoante o estabelecido nos Requisitos ora aprovados”. [14]

Em detrimento desta, a Portaria nº 357/2014 do Inmetro, considerando a necessidade de adequar os requisitos de avaliação, decide:

- Art. 3º: “No caso de ensaios realizados por laboratórios estrangeiros, deverão ser observadas e documentadas a equivalência do método de ensaio e a metodologia de amostragem estabelecida”. [15]

A Figura 3.5 exemplifica a etiqueta do Inmetro fixada nos módulos fotovoltaicos e o significado das informações contidas.

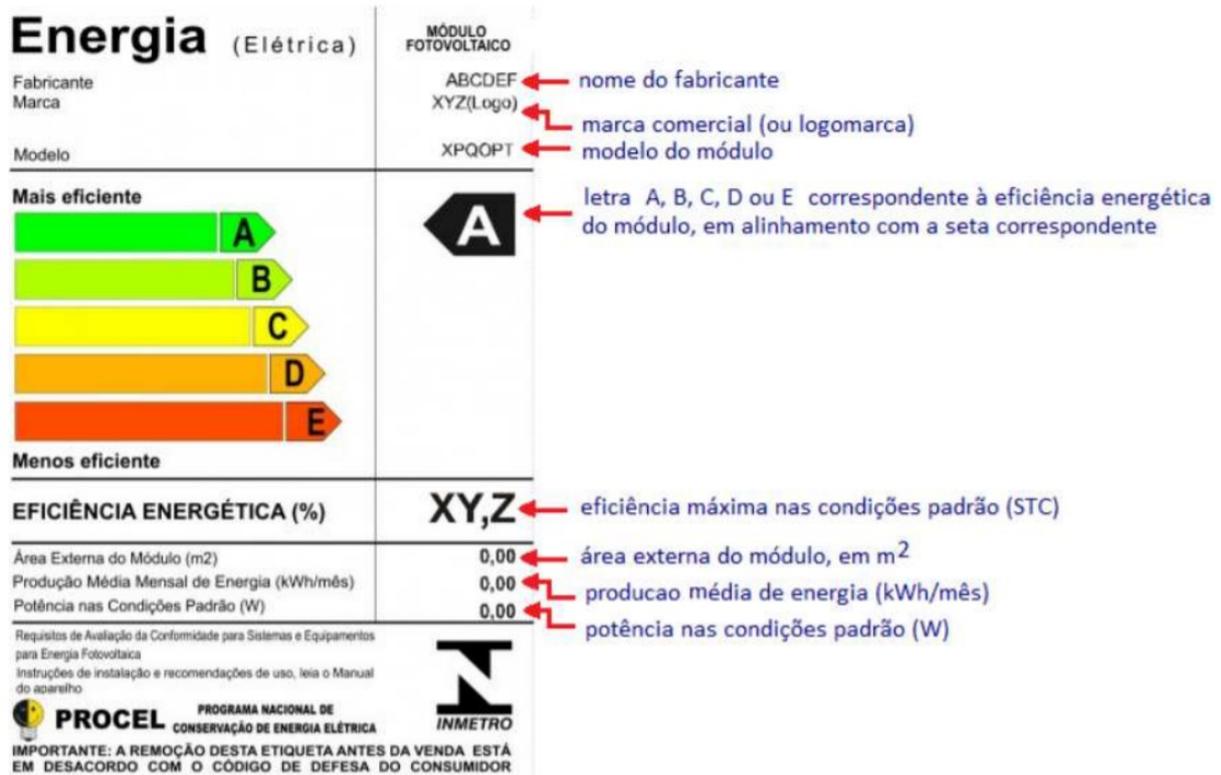


Figura 3.5: Etiqueta do Inmetro para Módulo Fotovoltaico (Fonte: [16]).

Valendo-se dessas informações, a Tabela 3.3 apresenta alguns certificados exigidos nacionalmente e internacionalmente.

Tabela 3.3: Certificados presentes nas Fichas Técnicas dos Painéis Fotovoltaicos

Certificados	Testes Submetidos
IEC 61215	Determina as características elétricas e térmicas e mostra que o módulo é capaz de suportar a exposição prolongada nos climas descritos no escopo.
IEC 61730	Especifica e descreve os requisitos fundamentais de construção para módulos fotovoltaicos.
ISO 9001	Estabelece requisitos para o Sistema de Gestão de Qualidade (SGQ).
ISO 14001	Estabelece um padrão de Sistema de Gestão Ambiental (SGA).
OHSAS 18001	Especifica um sistema de gestão de saúde e segurança ocupacional.
IEC TS 62941	Diretrizes para aumentar a confiança na qualificação e na homologação de projetos de módulos fotovoltaicos.

Dentre os certificados citados na Tabela 3.3, o ISO 9001 e o ISO 14001 já são autenticados pelo Inmetro.

3.1.1.7 Fator de Espaçamento e Estudo de Sombreamento

Há dois aspectos que devem ser levados em consideração no instante em que se estuda o local de implementação de um gerador fotovoltaico: a boa incidência de radiação solar e a menor distância possível entre os painéis e as baterias ou cargas, a fim de amenizar as perdas devido à queda de tensão nos cabos. Segundo Pinho (2008), o primeiro aspecto leva em consideração a quantidade de horas que o sistema está exposto a essa radiação. Isso significa que os módulos fotovoltaicos devem estar afastados de outros objetos a uma distância considerada suficiente para que não haja projeção de sombra no sistema, incluindo a distância entre as fileiras dos próprios painéis, que também devem estar afastadas de forma que não haja o sombreamento. Por essa razão, a Equação 3.1 apresenta um método para estimar a distância mínima entre as fileiras e quaisquer objetos nas proximidades. [17]

$$d = Fe(H_{ob} - H_i) \quad (3.1)$$

Onde:

d – distância mínima a ser mantida (m);

Fe - fator de espaçamento, obtido através da curva na Figura 3.6;

Hob - altura do obstáculo (m);

Hi - altura de instalação do módulo fotovoltaico (m).

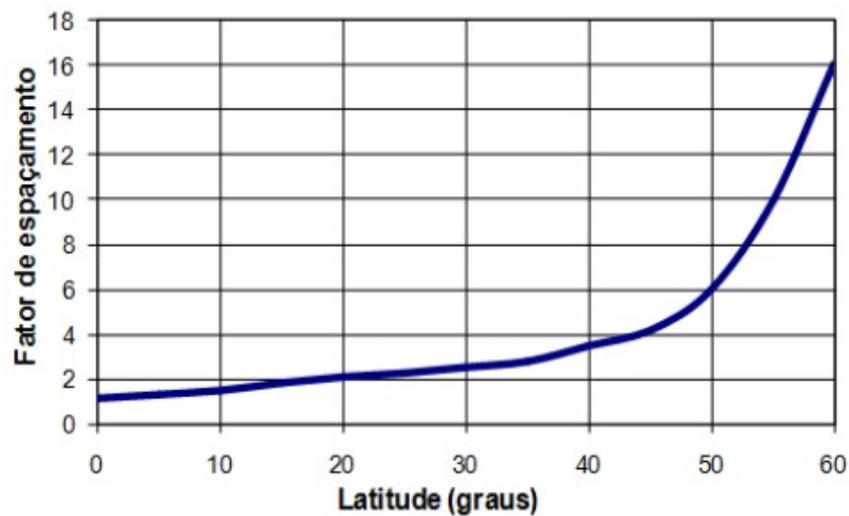


Figura 3.6: Fator de Espaçamento versus Latitude do Local de Instalação do Sistema Fotovoltaico (Fonte: [17]).

Vale ressaltar que o método utilizado considera a sombra do objeto cobrindo todo o sistema fotovoltaico, sendo assim, um preceito simplificado, tendo em vista a heterogeneidade do delineamento da sombra em qualquer superfície. A Figura 3.7 ilustra as variáveis a serem consideradas na Equação 3.1.

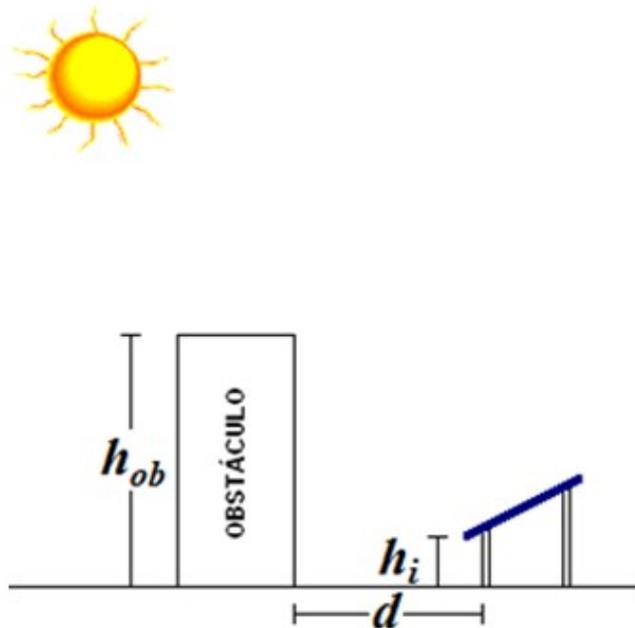


Figura 3.7: Ilustração da distância mínima a ser considerada entre um obstáculo e o sistema fotovoltaico a ser implementado (Fonte: [17]).

Este método garante não haver sombreamento durante o inverno, o dia mais curto do ano - dia 21 de junho, no caso do hemisfério Sul - e nas três horas antes e depois do meio-dia solar.

3.1.1.8 Quantidade e Disposição Física dos Painéis

O próximo passo é descobrir a quantidade de painéis que pode ser implementada dentro da área disponível. Para tanto, deve-se levar em consideração as dimensões físicas do módulo, de forma que, junto à distância mínima encontrada, garanta o número total de fileiras. Em relação à quantidade de painéis em série, é considerado o espaçamento nulo, tendo em vista que o alinhamento entre os mesmos não permite o sombreamento nesta posição.

A Figura 3.8 apresenta a implementação de um projeto fotovoltaico montado no solo do aterro fechado de Needham, uma cidade no condado de Norfolk, Massachusetts, Estados Unidos.



Figura 3.8: Sistema Fotovoltaico no aterro de Needham – MA/EUA (Fonte: [18]).

Por meio da Figura 3.8, é possível notar a disposição e o alinhamento das placas fotovoltaicas, além de se ter uma visualização do projeto já concretizado.

3.1.1.9 Escolha do Inversor Fotovoltaico

De acordo com a Portaria nº 357/2014 do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro), com o intuito de adequar os Requisitos de Avaliação da Conformidade para sistemas e equipamentos relacionados à geração de energia fotovoltaica, incluindo inversores e baterias, resolve, em seu Art. 4º, a obrigatoriedade da etiquetagem de inversores para sistemas autônomos com potência nominal entre 5 W e 10 kW e de inversores para sistemas conectados à rede com potência nominal de até 10 kW.[15]

Além disso, assim como em relação aos painéis fotovoltaicos, em caso de ensaios realizados por laboratórios estrangeiros, é necessário observar a equivalência dos testes obtidos com os testes cobrados pelo Inmetro.

Outro fator crucial para a definição do inversor fotovoltaico envolve a relação entre a potência nominal do inversor que será calculada com a potência nominal do sistema projetado, conhecido como Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI), conforme a Equação 3.2. Este valor varia entre 0,75 e 0,85.

$$FDI = P_{n,inv} / P_{n,sist} \quad (3.2)$$

Onde:

FDI – Fator de Dimensionamento de Inversor;

$P_{n,inv}$ - potência nominal do inversor a ser calculada;

$P_{n,sist}$ - potência nominal do sistema;

Através do FDI, a potência nominal do inversor se torna menor que a potência nominal calculada para o sistema. A explicação para tal é que o sistema não opera nas condições padrões de ensaio, *Standard Test Conditions* (STC), e sim em potências menores do que a especificada devido as condições reais de irradiância e temperatura não serem tão favoráveis quanto a STC.

3.1.1.10 Perdas Inerentes ao Sistema

As perdas representam a dissipação indesejada de energia que ocorre em qualquer sistema real e devem ser consideradas para análise de desempenho do sistema.

- *Perda por Obstáculos na Atmosfera*: está relacionada à própria irradiação difusa, resultante do espalhamento da irradiação por obstáculos presentes na atmosfera, como moléculas e partículas, e recebida pelos módulos fotovoltaicos.

- *Perda por Sujeira:* o clima e o local onde é implementado o sistema influencia diretamente no acúmulo de sujeira na superfície dos painéis. Isso resulta em uma dificuldade de captação da radiação solar através das células fotovoltaicas, por isso o ângulo de inclinação mínimo de 10° é necessário, para que seja possível a autolimpeza até mesmo pela água da chuva. Segundo Balfour (2016), a perda em razão da sujeira acumulada sobre os módulos é de aproximadamente 7%, porém, em caso de limpeza regular, as perdas podem ser reduzidas a 2%. [19]
- *Perda Térmica:* o que ajuda a evitar o aumento da temperatura no sistema é instalar o painel, sempre que possível, de forma a ter uma boa circulação de ar na parte traseira.

Na ficha técnica do módulo fotovoltaico está presente as características relativas à variação da tensão e da corrente em relação à temperatura a qual o sistema está exposto. A Figura 3.9 mostra a curva I x V disponibilizada pelo fabricante do módulo em função dessa temperatura.

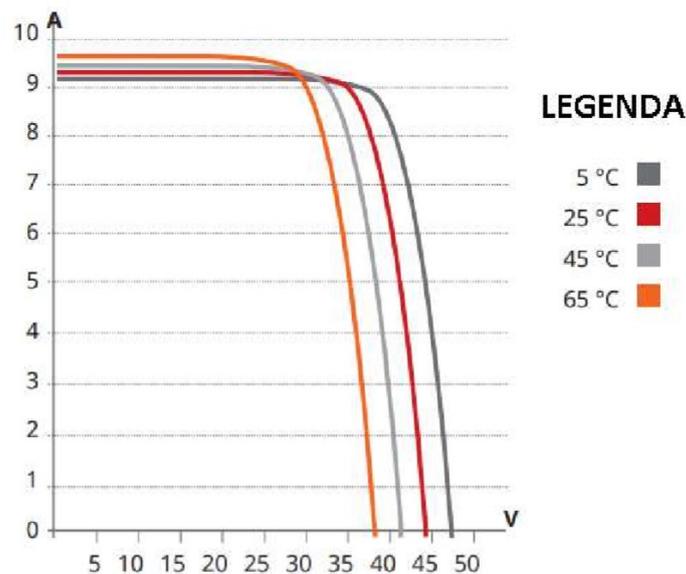


Figura 3.9: Alteração da curva I x V com a temperatura (Fonte: [20]).

Inferese da Figura 3.9 que o aumento da temperatura causa uma diminuição significativa da tensão e um aumento ínfimo da corrente, por consequência, há uma diminuição da potência fornecida pelo sistema. Além disso, de acordo com Almeida (2012) [21], a potência do gerador FV cai de 0,3% a 0,4% a cada aumento de 1°C .

- *Perda por Mismatch:* ou perda por incompatibilidade, ocorre quando há uma dispersão das características elétricas dos módulos FV devido a particularidade das

células presentes em cada um deles. Isso pode fazer com que os painéis de uma mesma string possuam correntes distintas, limitando a operação do sistema à menor corrente. A incompatibilidade também pode ocorrer pela falta de alinhamento entre os painéis em série, o que causa a projeção de sombra no sistema e prejudica a captação da radiação em horários solares com elevados índices.

Picault e Raison (2010) observaram que as perdas por mismatch em um sistema sem sombra é inferior a 2%, já em um sistema com sombra parcial pode chegar a 7%. [22]

- *Perda ôhmica*: ocorre através das possíveis falhas de contato entre os conectores utilizados no sistema. Esse tipo de falha pode gerar aquecimento ou interrupção no funcionamento dos painéis fotovoltaicos, portanto, o dimensionamento preciso das seções dos cabos tanto do lado CC quanto do lado CA é imprescindível para a redução dessa perda.

Segundo Almeida (2012), os trajetos da instalação elétrica no lado de corrente contínua possuem bem mais conexões, chaves e dispositivos de proteção que no lado de corrente alterada, o que possibilita maiores perdas por efeito Joule. Além disso, os diodos de bloqueio que venha a ser implementados geram uma perda adicional, o equivalente a energia de uma célula fotovoltaica por diodo. [21]

- *Perdas óptica*: em um sistema real, parte da luz solar incidente é refletida pelas próprias células que integram o módulo FV. A Equação 3.3 e a Equação 3.4 quantificam, respectivamente, a influência na corrente de curto-circuito do módulo com a variação no espectro solar e as perdas ópticas devido ao ângulo de incidência solar.

$$f_1(AM_a) = a_0 + a_1 \cdot AM_a + a_2 \cdot (AM_a)^2 + a_3 \cdot (AM_a)^3 + a_4 \cdot (AM_a)^4 \quad (3.3)$$

Onde:

$f_1(AM_a)$ – polinômio empiricamente determinado que relaciona a influência espectral solar em I_{sc} à variação da massa de ar ao longo do dia;

a_0, a_1, a_2, a_3, a_4 - coeficientes determinados pelo software PVPMC.

$$f_2(AOI) = b_0 + b_1 \cdot AOI + b_2 \cdot (AOI)^2 + b_3 \cdot (AOI)^3 + b_4 \cdot (AOI)^4 + b_5 \cdot (AOI)^5 \quad (3.4)$$

Onde:

$f_2(\text{AOI})$ - polinômio empiricamente determinado, relacionando influências ópticas em I_{sc} ao ângulo de incidência solar (AOI);

$b_0, b_1, b_2, b_3, b_4, b_5$ - coeficientes determinados pelo software PVPMC.

Tanto a Equação 3.3 quanto a Equação 3.4 são interligadas às funções matemáticas desenvolvidas pelo próprio PVPMC.

3.1.1.11 Arranjo Elétrico

O arranjo elétrico consiste na conexão série-paralela dos módulos a qual necessita concordar com as características do inversor fotovoltaico utilizado.

De forma a diminuir a perda por incompatibilidade, a quantidade de módulos em série deve ser igual em todas as strings que pertencem a um mesmo Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP). Além disso, a tensão total dos módulos de uma *string* deve estar dentro da faixa de tensão de operação do SPMP do inversor e a corrente total do sistema deve ser menor que a corrente contínua máxima do inversor.

Portanto, para estimar a quantidade de módulos em série, deve-se levar em consideração a faixa de tensão do SPMP e a tensão de circuito aberto do painel. Já a quantidade de strings é determinada pela corrente contínua máxima do inversor e pela corrente de curto-circuito do painel.

3.1.2 Relação entre a Inclinação e o Azimute dos Painéis com o Recalque Diferencial

A Figura 3.10 e a Figura 3.11 ilustram um painel fotovoltaico no solo do aterro antes e após o recalque diferencial.

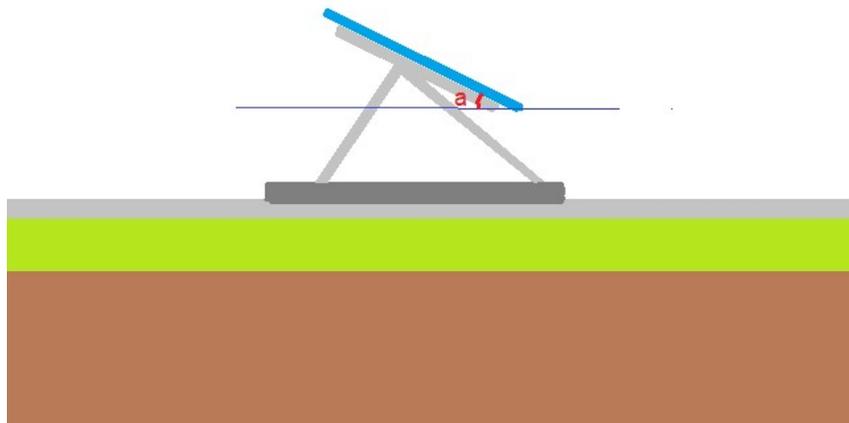


Figura 3.10: Antes do recalque diferencial no solo do aterro.

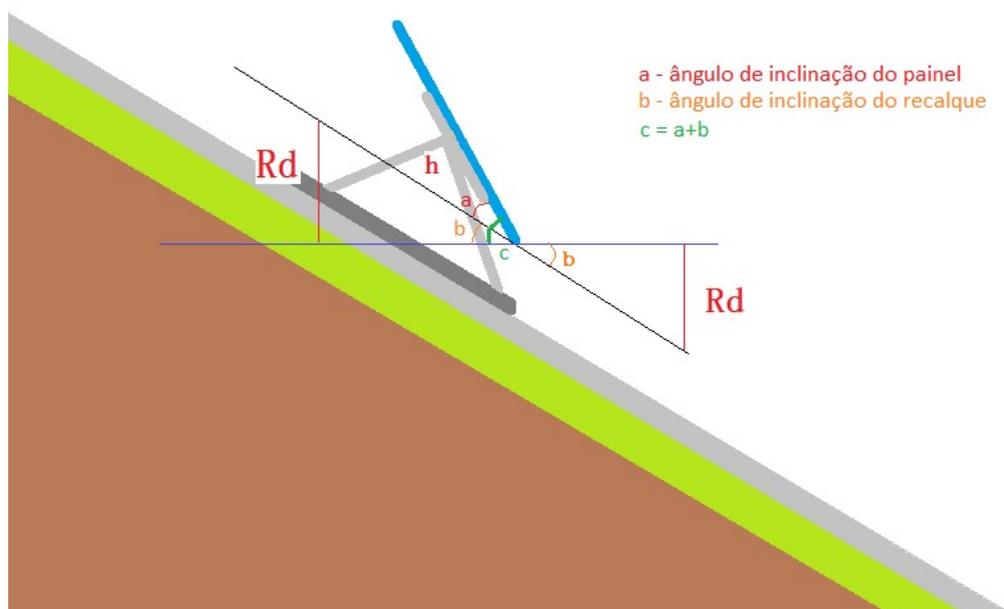


Figura 3.11: Após o recalque diferencial no solo do aterro.

A linha azul, traçada horizontalmente, representa o referencial do solo antes do recalque e a linha preta o novo referencial, traçada paralela ao solo após o recalque.

O valor do desnível R_d é calculado através da relação trigonométrica entre os dois triângulos retângulos apresentados na Figura 3.11, cujo ângulo de inclinação é definido por ' b '. A Equação 3.5 apresenta a correlação entre essas duas variáveis.

$$R_d = h \cdot \text{sen}(b) \quad (3.5)$$

Onde:

R_d – Recalque Diferencial (m);

h – hipotenusa do triângulo, estimada pelo valor da largura do painel (m);

b - ângulo de inclinação do recalque.

Conforme a Figura 3.11, a variável ' a ' representa o ângulo de inclinação do painel, a variável ' b ' o ângulo de inclinação do recalque e a variável ' c ' a soma dos dois ângulos anteriores. Para a obtenção dos resultados na simulação, é considerado o valor de ' c ' como entrada, ou seja, se $a = 20^\circ$ e pretende-se simular uma inclinação no solo de $+10^\circ$, ou seja, $b = 10^\circ$, então meu valor de entrada será $c = 30^\circ$. Portanto, qualquer valor encontrado nas tabelas deve-se subtrair o valor de ' a ' para que se encontre a inclinação que representa o recalque ' b '.

A Equação 3.6 representa a soma do ângulo de inclinação do painel fotovoltaico com o ângulo da inclinação do recalque.

$$c = a + b \quad (3.6)$$

O azimute representa um ângulo de orientação em graus ($^\circ$) e tem como referência o norte geográfico, onde seu valor é igual zero graus. A Figura 3.12 representa as possíveis orientações que o painel pode seguir caso o recalque ocorra em qualquer uma de suas extremidades, representadas pelo círculo vermelho.

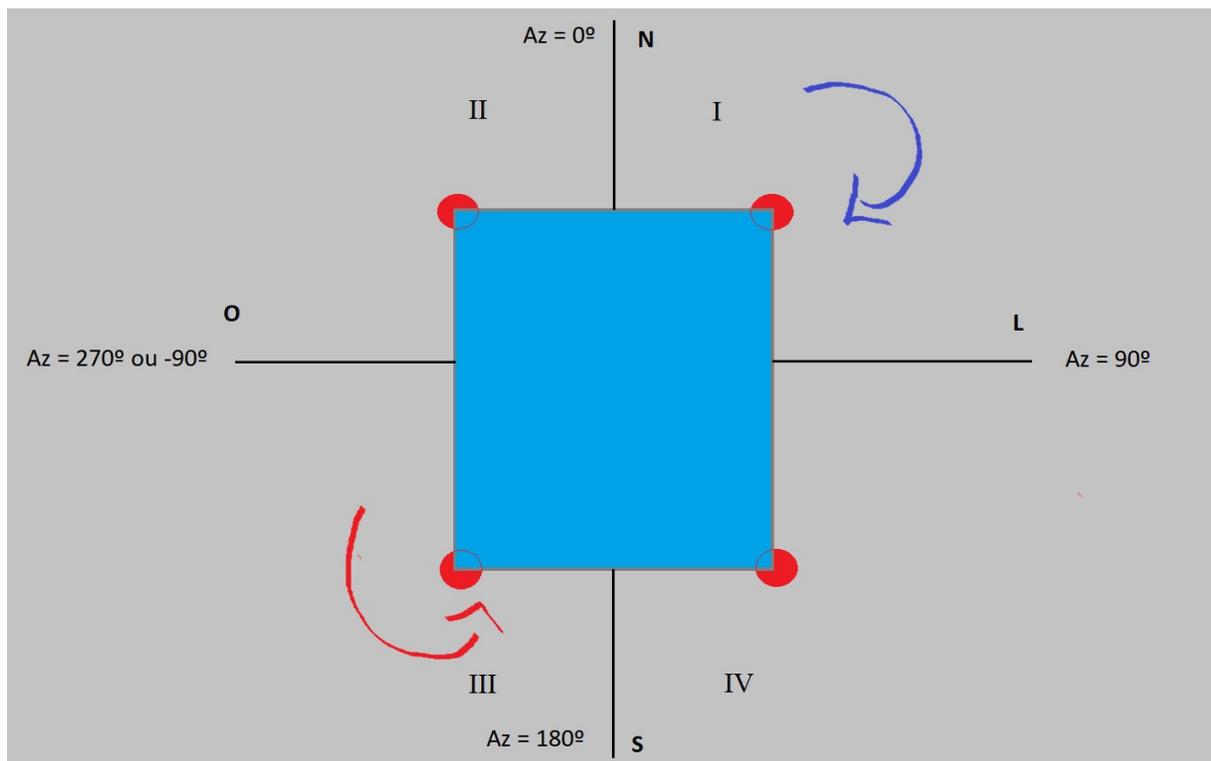


Figura 3.12: Vista Superior do Módulo Fotovoltaico e Possíveis Orientações em Caso de Recalque no Solo.

Devido à parte do painel que está voltada para o norte ser mais baixa por conta do ângulo de inclinação, caso o recalque ocorra no quadrante I ou no quadrante IV, o azimute irá variar de 0° a no máximo 90° (considerando casos extremos), além da alteração no ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico. No que lhe concerne, caso o recalque ocorra no quadrante II ou no quadrante III o azimute, por sua vez, poderá variar de -90° a 0° .

3.1.2.1 Energia Gerada pelo Sistema Fotovoltaico

A energia gerada será calculada por meio das funções matemáticas disponibilizadas pela *Sandia National Laboratories* (SNL), conforme o código que se encontra no Apêndice D.

Deve-se levar em consideração como entrada para o cálculo, os dados ambientais e anemométricos citados na Tabela 3.1, as perdas inerentes ao sistema, as informações dos módulos e dos inversores fotovoltaicos, os ângulos de inclinação calculados na Equação 3.6 e os diferentes ângulos azimutais. Dessa forma, o resultado será a energia fotovoltaica gerada pelo sistema em função dos diversos ângulos de inclinação e azimutes do arranjo, conforme as tabelas do Apêndice F.

3.2 Materiais

3.2.1 AutoCAD

O AutoCad é um programa de Desenho Assistido por Computador (DAC), do inglês *Computer Aided Design* (CAD), bastante utilizado por arquitetos e engenheiros para realização de projetos em 2D e 3D. Através desse software, é possível efetuar cálculos estruturais, interpretar desenhos e contribuir para a redução de erros no projeto final.

Neste trabalho, o software foi utilizado para o desenvolvimento do diagrama unifilar do projeto básico, contendo informações acerca da estrutura de montagem do arranjo, do inversor utilizado e seus respectivos SPMP's, das disposições série-paralelas dos painéis que compõe cada SPMP e os dimensionamentos das correntes, tensões e dispositivos de proteção.

3.2.2 LABREN/ SONDA

O Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) integra o Centro de Ciência do Sistema Terrestre (CCST), uma das divisões do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). Ele é responsável por realizar atividades de ensino e pesquisa na área de meteorologia aplicada especificamente ao setor de energia, através do uso de satélite, modelagem computacional e dados observacionais em campo, além de ser responsável pela publicação da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES). Seu banco de dados é disponibilizado pelo Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA), imprescindível para a realização deste trabalho.

3.2.3 NSRDB

O *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB) é um banco de dados com informações de irradiação solar e meteorológica para os Estados Unidos e uma lista crescente de outros países, incluindo parte do Brasil. Fornece informações ambientais e anemométricas para apoiar os programas, pesquisas e o próprio Departamento de Energia dos EUA, além de atender ao público em geral que solicitar o acesso ao sistema. Este banco de dados também foi utilizado como entrada no software PVPMC.

3.2.4 Google *Earth*

O Google *Earth* é um programa cuja função delimita-se a fornecer um modelo tridimensional do globo terrestre formado a partir de imagens de satélites, imagens aéreas e do *Geographic Information System 3D* (GIS 3D), um sistema projetado para capturar

e manipular dados geográficos. O uso de suas ferramentas permitiu encontrar informações relativas à latitude, longitude e altitude dos locais onde se encontram os aterros e utilizados como entrada para o PVPMC.

3.2.5 MATLAB/PVPMC

O *MATrix LABoratory* (MATLAB) é um software bastante utilizado por engenheiros e pesquisadores por ser um ambiente interativo para análise, cálculos e processos de design. Ele integra tanto a análise numérica, quanto o processamento de sinais e construção de gráficos de maneira prática.

Por sua vez, o *Photovoltaic Performance Modeling Collaborative* (PVPMC) é uma ferramenta que foi integrada ao MATLAB e desenvolvida por profissionais da área de energia solar, com o intuito de melhorar a precisão e o rigor técnico dos modelos e análises de desempenho fotovoltaico. Com um conjunto de modelagem mais preciso, as funções matemáticas que integram a biblioteca do software permitem analisar os diversos parâmetros que influenciam na produção energética de um sistema FV.

3.2.6 Microsoft Excel

O Excel é um editor de planilhas que permite o desenvolvimento de cálculos simples através das funções disponibilizadas pelo software. Além do mais, é possível rastrear informações em células que podem conter números, texto ou fórmulas. A inserção dos dados nessas células e os agrupamentos em linhas e colunas permitem sua classificação, filtragem, inclusão em tabelas e criação de gráficos.

Este programa foi utilizado para a construção dos gráficos apresentados a partir dos resultados das simulações realizadas pelo PVPMC, bem como para a realização dos cálculos necessários durante o desenvolvimento do trabalho.

3.2.7 Microsoft Power Point

O Microsoft PowerPoint é utilizado principalmente na criação e exibição de recursos gráficos através de suas principais ferramentas: imagens, sons, textos e vídeos.

Além da inclusão da formatação de texto (WordArt), modelos de apresentação, galeria de objetos gráficos, diversos efeitos de animação e estruturação de slides, também possui um suporte *Object Linking and Embedding* (OLE) o qual permite disponibilizar parte de um documento para outro editor. Sua utilização foi necessária para o desenvolvimento do fluxograma apresentado neste capítulo.

3.2.8 SketchUp

Conhecido por diversos profissionais da área de engenharia, arquitetura e design pela elaboração da modelagem 3D de objetos e estruturas, este software possui ferramentas que permitem detalhar os modelos com aplicação de cores e texturas, rotação de objetos, medição de distâncias, entre outros recursos como o georreferenciamento. Tendo em vista sua finalidade, todas as modelagens em 3D presentes no trabalho foram realizadas através deste software.

4 Resultados e Discussão

Nesta seção serão tratados os métodos imprescindíveis para a realização da simulação e dos resultados gerados. Para tanto, o capítulo foi subdividido em etapas, na ordem realizada durante o desenvolvimento trabalho, através da análise do recurso solar, da escolha dos painéis fotovoltaicos, da quantidade e disposição física dos painéis, da escolha do inversor, das estimativas de perda, do arranjo elétrico, dos algoritmos utilizados para o cálculo da geração de energia e, por fim, da influência do recalque diferencial na energia anual gerada pelo sistema FV.

4.1 Projeto Técnico

4.1.1 Análise do Recurso Solar

De forma a analisar a confiabilidade dos recursos solares utilizados, os índices solari-métricos são comparados com os índices utilizados para a formação do Atlas Brasileiro de Energia Solar (2017) - LABREN / CCST / INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais) que, apesar de também terem sido retirados da rede SONDA, são empregados mais de 17 anos de dados provenientes de satélites com a implementação de diversos avanços nas configurações do modelo de transferência radiativa BRASIL-SR, um modelo físico para obtenção de estimativas da radiação solar incidente na superfície, de forma melhorar a acurácia da base de dados disponibilizada ao público para realização de pesquisas. Além disso, é empregada na nova versão do Atlas diversas análises relacionadas aos níveis de confiabilidade e variabilidade dos recursos utilizados.

Estes avanços foram possíveis através da cooperação entre o INPE e pesquisadores de várias instituições no Brasil: a Universidade Federal de São Paulo (UNIFESP), a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), a Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e o Instituto Federal de Santa Catarina (IFSC).

Para efeito de comparação entre as bases de dados, os índices de Irradiação Global Horizontal (GHI) e de Irradiação Direta Normal (DNI) são utilizados na análise da confiabilidade do recurso solar. Apesar da Irradiação Difusa Horizontal (DHI) também ser

utilizada como entrada para o programa e, portanto, no cálculo da geração de energia, não foi considerada nesta análise por ser uma combinação das outras duas componentes citadas anteriormente e não ser usual neste tipo de confronto.

O gráfico referente a Figura 4.1 informa a média mensal da Irradiação Global Horizontal diária referente à cidade de Brasília, medida em $kWh/m^2.dia$, para cada uma das bases de dados consideradas – NSRDB e ABES - juntamente com a respectiva tabela. Por sua vez, o gráfico da Figura 4.2 informa o valor da média mensal da Irradiação Direta Normal por dia da mesma cidade.

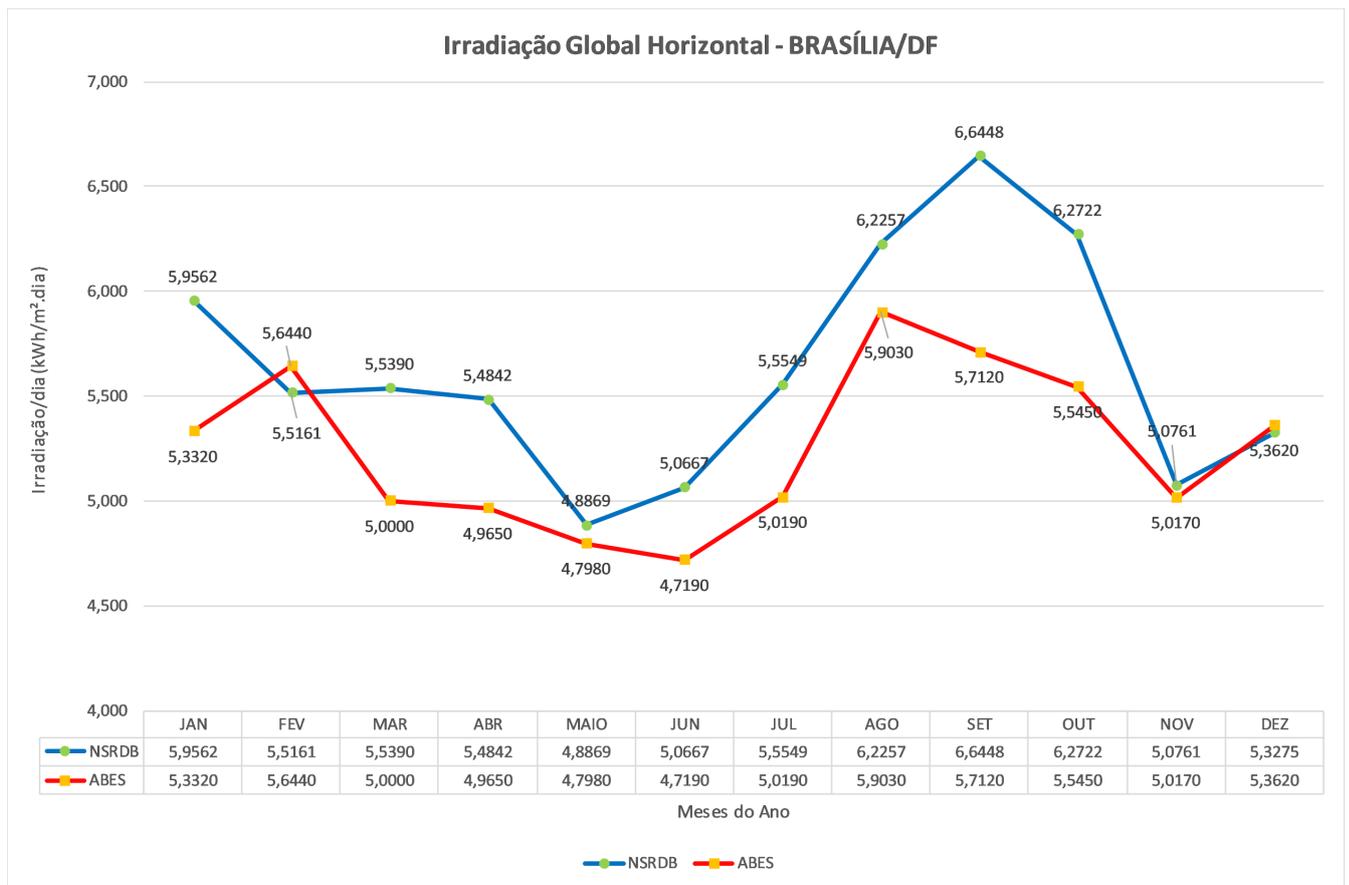


Figura 4.1: Irradiação Global Horizontal (GHI) - Brasília/DF.

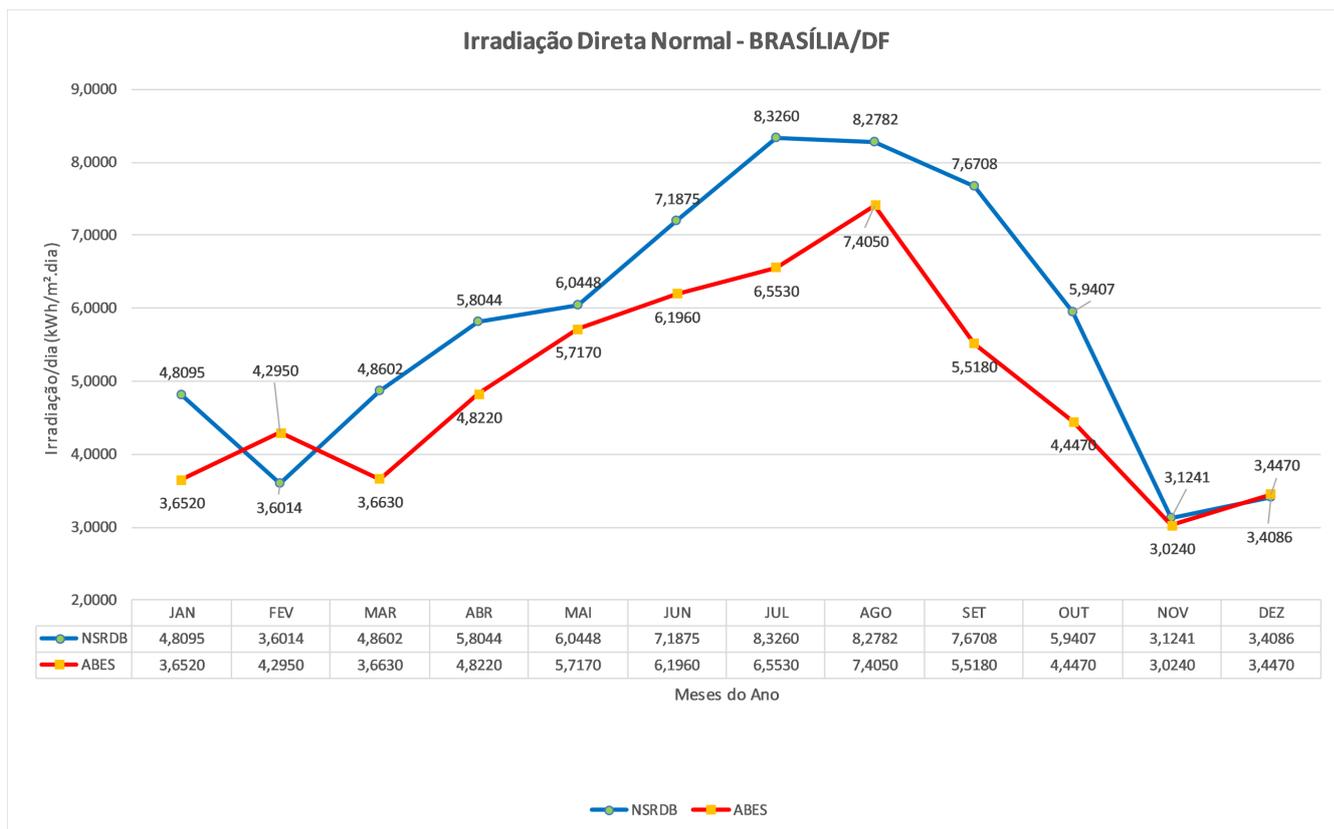


Figura 4.2: Irradiação Direta Normal (DNI) - Brasília/DF.

Através dos resultados obtidos na Figura 4.1, observa-se que o mês de dezembro apresenta a menor diferença entre as bases de dados - para o ABES o valor é de 5,3620 kWh/m².dia e para a NSRDB o valor é de 5,3275 kWh/m².dia - resultando em uma variação percentual de -0,64% tomando a ABES como referência, ou seja, o valor informado pela NSRDB é 0,64% inferior ao valor informado pelo ABES.

Já a maior diferença encontra-se no mês de setembro com uma variação percentual de 16,33% em relação ao índice fornecido pelo ABES, ou seja, o valor informado pela NSRDB é 16,33% maior.

No que lhe concerne, através da Figura 4.2, percebe-se que a menor variação percentual também é referente ao mês de dezembro - para o ABES o valor é de 3,4470 kWh/m².dia e para a NSRDB o valor é de 3,4086 kWh/m².dia - resultando em uma variação de -1,114% em relação ao ABES, ou seja, o índice fornecido pela NSRDB é 1,114% inferior em relação ao índice fornecido pelo ABES. Já a maior variação é observada no mês de setembro com uma diferença percentual de 39,01%.

Deve-se levar em consideração que as discrepâncias de irradiação entre os dados fornecidos pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES) e os dados utilizados pelo PVPMC de-

corre além da diferença entre o tempo de observação dos índices radiométricos. A pequena diferença entre as coordenadas geográficas dos dados apresentados pelo SONDA/NSRDB e as coordenadas fornecidas pelo Atlas juntamente com a substituição dos dados perdidos pela interpolação com base nos valores da mesma hora do dia subsequente também influenciam nos resultados. Valendo-se dessas informações, as variações foram consideradas razoáveis para a utilização das bases de dados, tanto em relação à Irradiação Global Horizontal (GHI) quanto em relação à Irradiação Direta Normal (DNI).

Em relação à quantidade de irradiação apresentada pela base utilizada, *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB), os meses de setembro, outubro e agosto apresentam os maiores índices de Irradiação Global Horizontal com $6,6448 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, $6,2722 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e $6,2257 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ respectivamente. Já os menores encontram-se nos meses de maio com $4,8869 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e junho com $5,0667 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

Em relação ao índice de Irradiação Direta Normal, os meses de julho e agosto apresentam os maiores valores sendo, respectivamente, $8,3260 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e $8,2782 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e os menores identificados nos meses de novembro com $3,1241 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, dezembro com $3,4086 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e fevereiro com $3,6014 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

Tendo em vista que para as outras cidades foram realizados os mesmos métodos de comparação entre os índices radiométricos, os resultados foram apresentados no Apêndice E.

4.1.2 Escolha do Painel Fotovoltaico

As tecnologias dos módulos são diferenciadas pelo tipo de material fotovoltaico utilizado, o que resulta em uma variedade de eficiências na conversão da energia solar para a energia elétrica. A eficiência do módulo é uma medida da porcentagem de energia solar convertida em eletricidade. Duas tecnologias fotovoltaicas comuns que têm sido amplamente utilizadas em projetos comerciais e em escala de utilidade: silício cristalino e filme fino.

Por ser bastante abundante, não tóxico e com uma indústria forte tanto do lado da oferta quanto do lado do produto, o silício tem sido demonstrado como uma tecnologia consistente e de alta eficiência ao longo de 30 anos no campo. A degradação do desempenho, o que ocasiona uma redução na geração de energia devido à exposição a longo prazo, é inferior a 1% ao ano. Os módulos de silício têm garantias típicas de produção de energia na faixa de 25 a 30 anos, mas podem continuar produzindo energia além desse prazo. Para um espaço aberto, limitado e que se busca a produção máxima de eletricidade, é preferível a célula fotovoltaica policristalina ou monocristalina, devido à vantagem da potência gerada em relação ao filme fino.

A célula policristalina, entretanto, é a mais utilizada do mercado atual, por ser mais viável economicamente e por possuir uma boa eficiência, levando-se em consideração a relação custo-benefício. Já a monocristalina, pelo fato de ser um material que possui uma maior variação de rendimento em relação à temperatura, acaba limitando o ganho de potência em locais com temperaturas elevadas, além de ter um preço mais alto em comparação à policristalina.

Embora as características do produto variem de acordo com o fabricante, os módulos de silício policristalino podem oferecer uma opção mais viável para equilibrar o peso, a eficiência e os fatores de custo para aplicações em aterros sanitários.

Foi publicado pela PV-Tech, fonte de notícias e artigos sobre a cadeia de fornecimento de energia fotovoltaica internacional, os 10 maiores fabricantes de painéis solares em 2017 de acordo com o volume embarcado. A listagem final confirma a tendência dos últimos anos e o contínuo domínio de empresas que integram a “Super Liga” de fabricantes de painéis solares com a tecnologia de silício cristalino, onde a JASolar, marca escolhida, encontra-se em quarto lugar no ranking. A Tabela 4.1 apresenta os parâmetros do módulo FV selecionado e a Figura 4.3 mostra um exemplo de painéis policristalinos em aterros.

Tabela 4.1: Parâmetros Elétricos, Físicos e Térmicos do Painel FV selecionado

Informações	Valores
Potência máxima P_{mpp}	330 W_p
Tensão de circuito aberto V_{oc}	45,54 V
Tensão na máxima potência V_{mp}	37,72 V
Corrente de curto-circuito I_{sc}	9,26 A
Corrente na máxima potência I_{mp}	8,75 A
Eficiência do módulo n_m	16,4%
Comprimento C	2015 mm
Largura L	996 mm
Altura H	40 mm
Área A	2,007 m^2
Massa M	22,7 kg
Coefficiente de temperatura I_{sc}	0,054 $\%/^{\circ}C$
Coefficiente de temperatura V_{oc}	-0,300 $\%/^{\circ}C$
Coefficiente de temperatura P_{mpp}	-0,370 $\%/^{\circ}C$



Figura 4.3: Módulo Cristalino implementado em Aterro (Fonte: [18]).

As informações pertinentes ao módulo fotovoltaico são imprescindíveis para a realização do projeto do arranjo. Elas são utilizadas tanto no cálculo do fator de espaçamento para se obter a quantidade de painéis por *strings* e em série, quanto para o cálculo da potência nominal gerada pelo sistema, o que resulta na potência do inversor FV a ser utilizado.

4.1.3 Quantidade e Disposição Física dos Painéis

Conforme visto nas seções 3.1.1.6 e 3.1.1.7, para determinar a quantidade de painéis FV é necessário saber as dimensões referenciadas na Tabela 4.1 juntamente com a distância mínima entre as fileiras para que não haja projeção de sombras.

A Figura 4.4 apresenta um esquemático simplificado utilizado para a achar o valor das variáveis H_{ob} e H_i , necessárias para o cálculo da distância mínima, dada pela Equação 3.1.

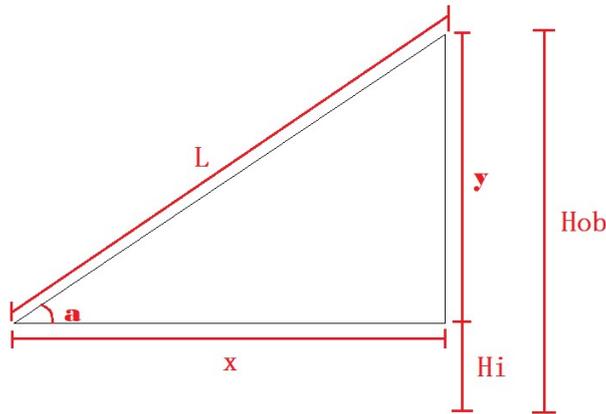


Figura 4.4: Esquemático utilizado para o Cálculo de H_{ob} e H_i .

Conforme demonstrado na Figura 3.7 e na Figura 4.4, H_{ob} é o valor da altura da parte traseira do painel em relação ao solo, dado pela Equação 4.1.

$$H_{ob} = y + H_i \quad (4.1)$$

O valor de y é achado através da relação trigonométrica simples, onde a é o ângulo de inclinação do módulo, ou seja, aproximadamente o valor da latitude do local. No caso de Brasília, $a = 16^\circ$, portanto, y é dado pela Equação 4.2 e ' L ,' a largura do painel, é encontrada na Tabela 4.1.

$$y = \text{sen}16^\circ \cdot L \quad (4.2)$$

O valor de y encontrado para Brasília é de $0,274m$. Substituindo esse resultado na Equação 3.1, temos que: $d = F_e \cdot (0,274 + H_i - Hi)$, ou seja, $d = F_e \cdot 0,274$.

Analisando o gráfico da Figura 3.6, sabe-se que $F_e = 2$ para a cidade de Brasília, ou seja, $d = 0,548$ aproximadamente. Arredondando para uma casa decimal, o valor de d é igual a $0,6 m$.

Somando-se a distância mínima com o valor de x e dividindo esse resultado pelo comprimento do terreno ocupado por um arranjo - $45 m$ - é possível encontrar a quantidade máxima de *strings*.

Levando-se em consideração o espaçamento nulo entre as placas FV em série devido ao alinhamento do sistema, temos que a quantidade de painéis em uma só fileira é igual à largura do terreno dividido pelo comprimento C do painel.

Os valores encontrados estão referenciados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Informações encontradas para a cidade de Brasília.

Descrição	Valores
Distância Mínima entre as fileiras	0,6m
Quantidade de <i>strings</i>	28
Quantidade de painéis em série	22
Quantidade Total de painéis por Arranjo	616
Quantidade Total de painéis no Sistema	2464
Potência Nominal de um Arranjo	203,28kWp
Potência Nominal do Sistema	813,12kWp

4.1.4 Escolha do Inversor Fotovoltaico

O principal critério utilizado na escolha do inversor é a sua potência nominal. A razão entre essa potência e a potência nominal do sistema fotovoltaico é chamada de Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI), calculado pela Equação 3.2.

Na maior parte do tempo os painéis operam em potências menores do que a especificada na ficha técnica, pois as condições reais dos índices de irradiação e temperatura ambiente são menores que a *Standard Test Conditions* (STC) – condições padrões de ensaio. Portanto é usual escolher um inversor com potência nominal menor que a do sistema fotovoltaico, ou seja, com o FDI variando entre 0,75 e 0,85, conforme visto na seção 3.1.1.9. Com isso, o investimento inicial do sistema fotovoltaico é reduzido e impede que o inversor funcione por longos períodos com potências bem abaixo da sua potência nominal.[6]

Pelo fato do sistema ser dividido em quatro arranjos com áreas iguais, optou-se pela utilização de um inversor para cada, tornando a conversão de energia solar em elétrica de forma independente entre eles. Além disso, há uma certa dificuldade em encontrar um inversor que possua uma potência nominal entre 609,84 kWp e 691,152 kWp, de acordo com o cálculo do FDI para todo o sistema, e organizar a quantidade de *strings* e módulos em série com 2464 painéis juntos. Para o funcionamento adequado do sistema, também não é algo muito vantajoso, pois caso haja uma falha na operação do inversor, toda a produção do gerador fotovoltaico é afetada.

A Tabela 4.3 informa a potência nominal instalada e a potência que o inversor deve possuir para atender o critério do Fator de Dimensionamento de Inversor (FDI).

Tabela 4.3: Potência dos Inversores para FDI= 0,75 e FDI= 0,85 por Arranjo

Potência Nominal do Arranjo	203,28 kWp
P_{inv} para FDI=0,75	152,46 kWp
P_{inv} para FDI=0,85	172,79 kWp

Com o cálculo do FDI, tem-se que a potência nominal do inversor para cada arranjo deve estar entre $152,46 \text{ kWp}$ e $172,79 \text{ kWp}$.

A Norma Técnica de Distribuição (NTD) 6.09 da Companhia Energética de Brasília (CEB) [23], indica as formas de conexão em função da potência. Para uma potência instalada maior que 15 kW , a forma de conexão é exclusivamente trifásica. Os inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos deverão atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116 (anti-ilhamento).

Em vista disso, as especificações técnicas do inversor trifásico escolhido encontram-se na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Especificações Técnicas do Inversor Trifásico Utilizado no Arranjo

DADOS DE ENTRADA (LADO CC)	
Tensão Máxima de Operação $V_{m\acute{a}x}$	1000 V
Faixa de tensão SPMP	485 V a 950 V
Nº de SPMPs	3
Corrente Máxima $I_{dc,m\acute{a}x}$	369 A
Corrente Máxima por SPMP $I_{dc,m\acute{a}x}$	123 A
DADOS DE SAÍDA (LADO CA)	
Potência Nominal P_{nom}	165 kW
Corrente Máxima $I_{ac,m\acute{a}x}$	303 A
Tensão nominal $V_{ac,nom}$	$380 V_{FF}/220 V_{FN}$
Frequência	60 Hz
CARACTERÍSTICAS GERAIS	
Dimensões	1675 mm x 1250 mm x 850 mm
Eficiência η	98%
Massa	680 kg

Depois de selecionar o painel e os inversores, as informações necessárias para a simulação no MATLAB foram colocadas no arquivo do banco de dados da *Sandia National Laboratories* (SNL), mostrados no Apêndice E.

4.1.5 Perdas Inerentes ao Sistema

- "Perdas ôhmicas: as perdas internas dos condutores estão diretamente ligadas à resistência do cabeamento ($P = I^2.R$) que, por sua vez, varia de acordo com a seção transversal dos cabos. Admitiu-se que os condutores foram dimensionados para que o sistema tivesse uma queda de tensão máxima de 3%, tanto no lado CC quanto no lado CA. Quanto menor a queda de tensão, menor a potência dissipada no cabeamento. Por essa razão, foi considerado que as perdas ôhmicas no cabeamento dos lados CC e CA também devem ser iguais a 3%." [24]

- Perdas por incompatibilidade: podem variar bastante de um sistema para outro e por isso é difícil de serem estimadas. Em um sistema bem projetado, essas perdas tendem a ser pequenas, representando uma queda de rendimento de aproximadamente 2%. [19]. A Tabela 4.5 apresenta as variações da perda por incompatibilidade em relação ao ângulo azimutal, utilizadas para a simulação do recalque diferencial no PVPMC.

Tabela 4.5: Variação da Perda por Incompatibilidade em relação ao Azimute

Perda por Incompatibilidade (%)	Azimute (°)	Perda por Incompatibilidade (%)	Azimute (°)
7%	-90	4% ou 3%	10
6%	-80	4%	20
5%	-70	4%	30
5%	-60	4%	40
5%	-50	5%	50
4%	-40	5%	60
4%	-30	5%	70
4%	-20	6%	80
4% ou 3%	-10	7%	90
4% , 3% ou 2%	0		

Conforme a Tabela 4.5, na análise de desempenho da energia em relação ao recalque diferencial no solo, o valor da perda é estimado em 2% quando o azimute é igual a zero graus e quando o ângulo de inclinação do arranjo é próximo ao valor da latitude do local. Para variações de inclinação de até 10° acima e abaixo do valor de máxima produção de energia, e com a variação do azimute entre -10° e +10°, a perda por incompatibilidade é estimada em 3% e para os demais ângulos de inclinação, o valor é de 4%. À medida que o ângulo azimutal se distancia do valor de 0°, essa perda varia de 3% a 7%. O caso mais extremo, ou seja, com o azimute igual a -90° ou +90°, tem-se o valor de 7%.

- Perdas térmicas: são estimadas pela função "*pvl – sapmcelltemp*" da *Sandia National Laboratories* (SNL) ao analisar o desempenho dos módulos, levando em consideração os parâmetros "a" e *ibj* da planilha "*Banco – PaineisFV.xlsx*". Eles variam de acordo com o tipo de montagem do sistema e com a tecnologia empregada, ambos apresentados no Apêndice E.
- Sujeira: a redução do rendimento de um sistema fotovoltaico em razão de sujeira acumulada sobre os módulos é igual a aproximadamente 7%. Entretanto, caso os módulos passem por limpeza regularmente, as perdas por sujeira podem ser reduzidas a 2%. [19]

O ideal é que o sistema passe por uma limpeza regular, portanto estima-se o valor de 2% para essa perda. Contudo, para inclinações inferiores a 10°, no caso do recalque diferencial, há um acúmulo maior de sujeira, conforme visto na seção 3.1.1.10 e a limpeza teria que passar a ser muito mais frequente. Em vista disso, é considerado para essas inclinações o valor de 7%.

- Perdas óptica: estimadas de acordo com o modelo desenvolvido pelo PVPMC, conforme a Equação 3.4 de quinto grau, em que a variável é o ângulo de incidência. Os coeficientes são os parâmetros $b_0, b_1, b_2, b_3, b_4, b_5$ da planilha "*Banco – PaineisFV.xlsx*", que variam de acordo com o tipo de material de cada painel. Os coeficientes podem ser visualizados no Apêndice E.

4.1.6 Arranjo Elétrico

Para o cálculo da quantidade de *strings* e de módulos em série por arranjo, foram levados em consideração tanto as especificações dos inversores (tensão mínima e máxima dos SPMPs e corrente máxima no lado DC) quanto as especificações dos painéis (tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito).

De acordo com a Equação 4.3, a razão entre a tensão mínima do SPMP do inversor e a tensão de circuito aberto do módulo FV proporciona uma estimativa da quantidade mínima de módulos conectados em série pertencentes em uma mesma *string*. Por sua vez, a Equação 4.4 fornece a quantidade máxima desses painéis em série.

A Equação 4.5, através da razão entre a corrente máxima no lado DC do inversor e a corrente de curto-circuito do painel, estima a quantidade de strings que podem ser conectadas em paralelo.[24]

$$n_{s,mín} = V_{spmp,mín}/V_{oc} \quad (4.3)$$

$$n_{s,máx} = V_{spmp,máx}/V_{oc} \quad (4.4)$$

$$n_{string,máx} = I_{dc,máx}/I_{sc} \quad (4.5)$$

Onde:

$n_{s,mín}$ - quantidade mínima de módulos em série;

$n_{s,máx}$ - quantidade máxima de módulos em série;

$n_{string,m\acute{a}x}$ - quantidade máxima de strings;

$V_{spmp,m\acute{i}n}$ - tensão mínima do SPMP;

$V_{spmp,m\acute{a}x}$ - tensão máxima do SPMP;

V_{oc} - tensão de circuito aberto do módulo FV;

$I_{dc,m\acute{a}x}$ - corrente máxima no lado DC do inversor;

I_{sc} - corrente de curto-circuito do módulo FV.

Com base nesses parâmetros, tem-se uma estimativa precedente da estrutura do arranjo. Os resultados são vistos na Tabela 4.6, calculado para um Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP) de acordo com as informaoes apresentadas nas seoes 4.1.2 e 4.1.4, referentes aos painéis e ao inversor FV.

Tabela 4.6: Informaoes Gerais para um SPMP do Arranjo.

Informaoes Gerais	Resultados
V_{oc}	45,54 V
$V_{spmp,m\acute{i}n}$	485 V
$V_{spmp,m\acute{a}x}$	950 V
I_{sc}	9,26 A
$I_{dc,m\acute{a}x}$	123 A
$n_{s,m\acute{i}n}$	11
$n_{s,m\acute{a}x}$	20
$n_{string,m\acute{a}x}$	13

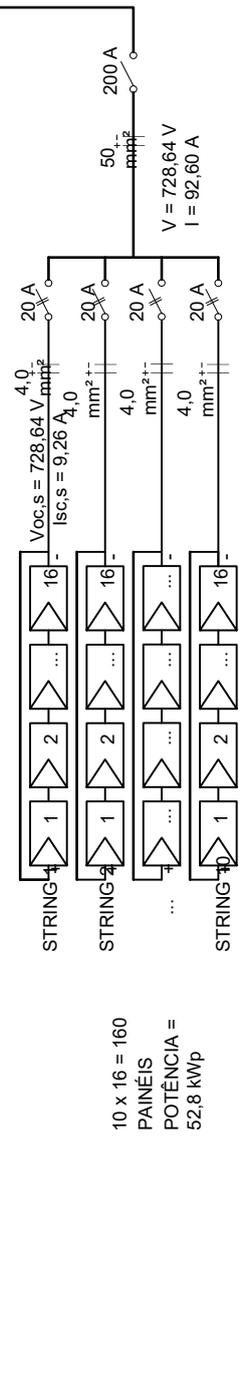
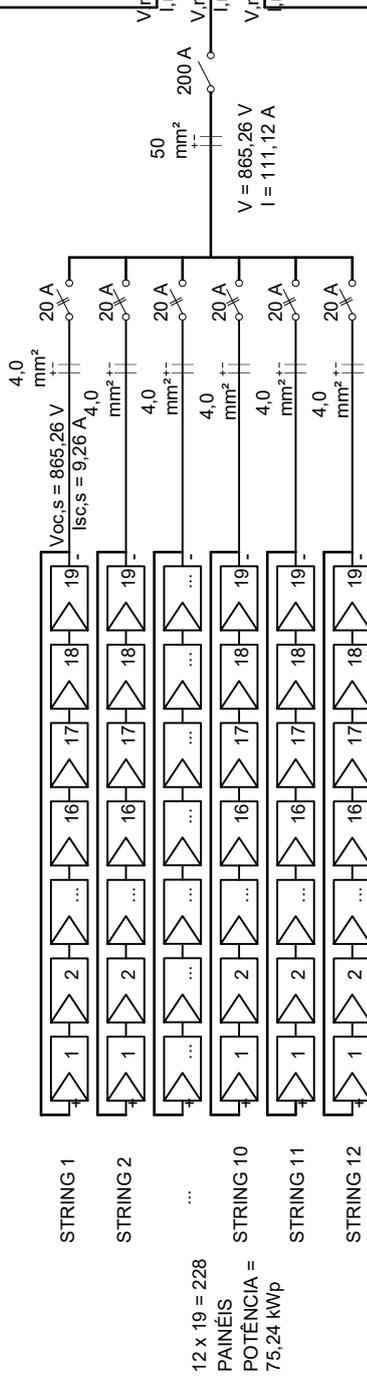
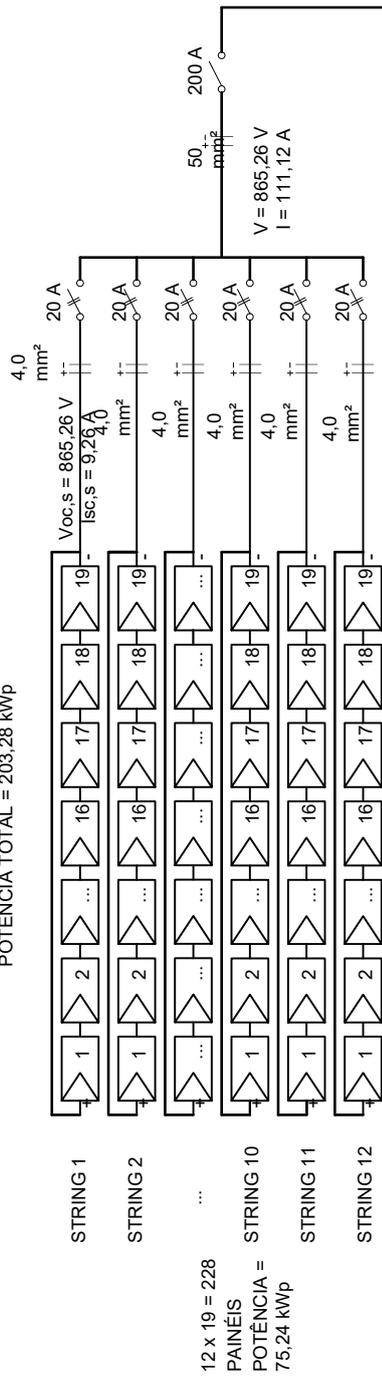
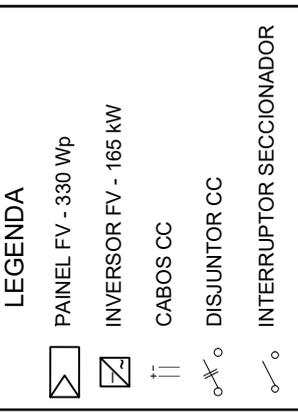
Tendo em vista os valores encontrados de $n_{s,m\acute{i}n}$, $n_{s,m\acute{a}x}$ e $n_{string,m\acute{a}x}$, é montada a estrutura do arranjo para que a quantidade de painéis seja igual a 616, conforme mostrado na Tabela 4.2. Essas informaoes são apresentadas na Tabela 4.7.

Tabela 4.7: Arranjo Elétrico

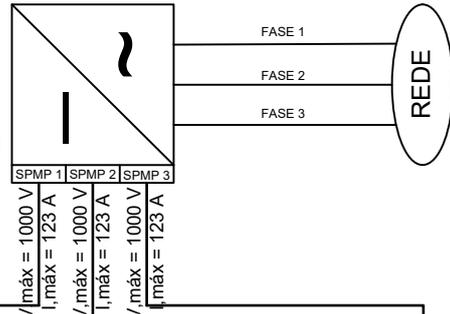
Arranjo	Módulos em Série	Strings	Total
$SPMP_1$	19	12	228
$SPMP_2$	19	12	228
$SPMP_3$	16	10	160
			616

A Figura 4.5 apresenta o diagrama unifilar do arranjo com três SPMP's.

616 PAINÉIS
 POTÊNCIA TOTAL = 203,28 kWp



INVERSOR
 POTÊNCIA = 165 kW



4.2 Recalque Diferencial no Solo dos Aterros

Esta seção apresenta os resultados pertinentes à energia anual gerada pelo arranjo em função da variação do azimute e da inclinação dos painéis. Este tipo de análise representa a simulação do recalque diferencial sucedido no solo dos aterros brasileiros e seus respectivos impactos no rendimento do sistema.

Conforme a Equação 3.5, alguns valores dos desníveis em função do ângulo de inclinação do recalque ' b ' são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8: Relação entre o Ângulo de Inclinação do Recalque e a Profundidade do Desnível

Ângulo de Inclinação do Recalque ($^{\circ}$)	Desnível do Recalque (cm)
-10	17,30
-5	8,68
0	0
5	8,68
10	17,30
15	25,78
20	34,06
25	42,09
30	49,80

Os ângulos negativos apresentados na Tabela 4.8 representam o recalque orientado para o sul geográfico e, portanto, os valores não se alteram com a presença do sinal.

4.2.1 Brasília/DF

O gráfico da Figura 4.6 e a Tabela 4.9 informam a variação da energia anual para o aterro da cidade de Brasília/DF em função da inclinação do recalque quando o azimute é igual a zero graus ($Az = 0^{\circ}$), ou seja, simula o recalque uniforme do solo quando os painéis do arranjo estão voltados para o norte geográfico. Essa variação da energia anual é vista em termos de porcentagem, onde a base utilizada é a maior energia gerada.

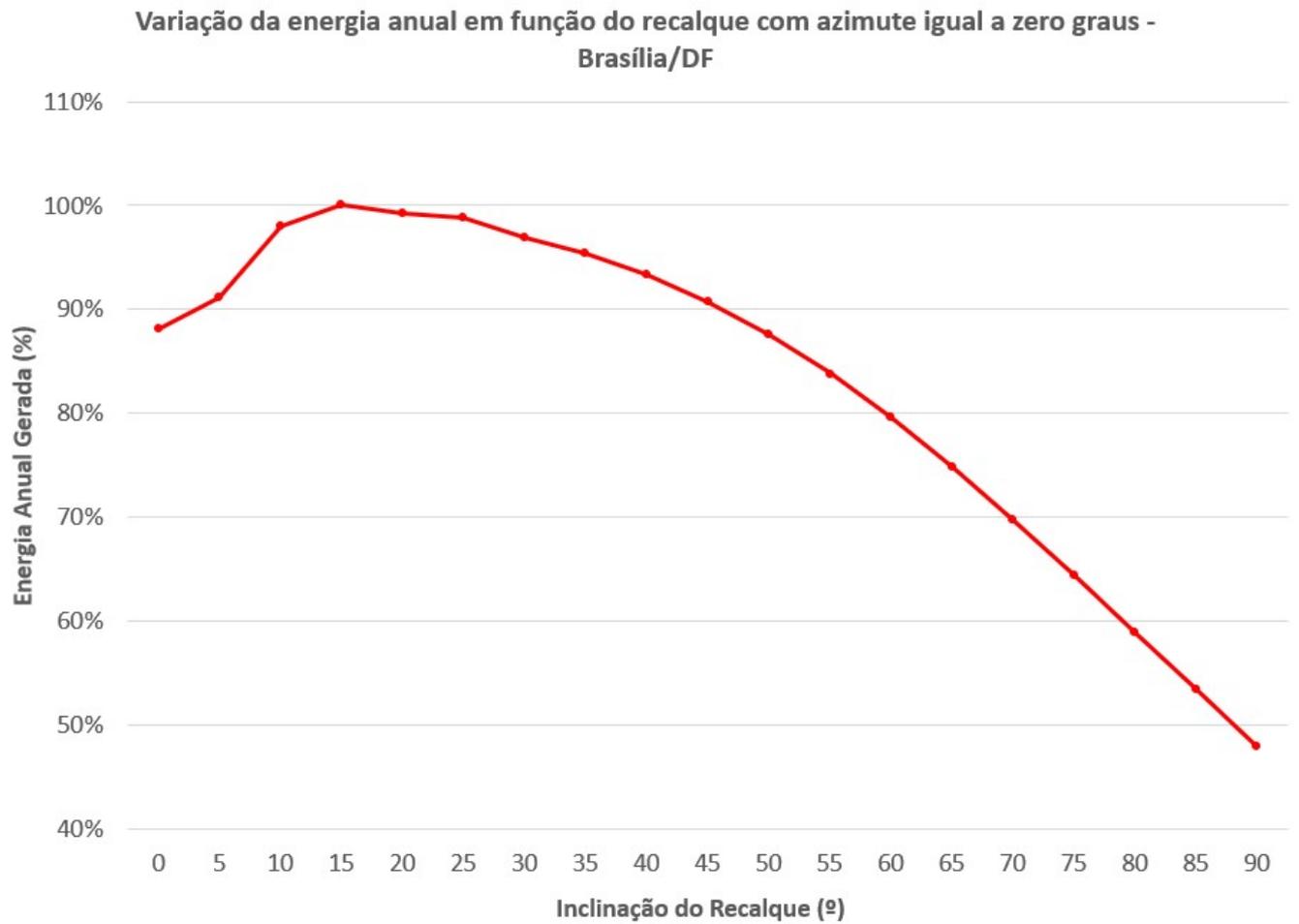


Figura 4.6: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Brasília/DF.

Tabela 4.9: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Brasília/DF

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)	Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
25,78	0	280.54	88.1%	57,13	50	278.82	87.5%
17,30	5	290.18	91.1%	64,02	55	266.97	83.8%
8,68	10	312.17	98.0%	70,43	60	253.44	79.6%
0	15	318.55	100.0%	76,30	65	238.41	74.8%
8,68	20	315.98	99.2%	81,59	70	222.13	69.7%
17,30	25	314.95	98.9%	86,26	75	205.00	64.4%
25,78	30	308.55	96.9%	90,27	80	187.51	58.9%
34,06	35	303.80	95.4%	93,59	85	170.07	53.4%
42,09	40	297.24	93.3%	96,21	90	152.64	47.9%
49,8	45	288.90	90.7%				

Por meio da Figura 4.6 e da Tabela 4.9 é possível notar que o ponto máximo da geração de energia anual está localizado na inclinação de 15°. Este resultado está de acordo com o esperado, pois a inclinação dos painéis para a máxima produção de energia deve coincidir com ângulo da latitude da local. Para inclinações menores que 10°, a perda por sujeira aumenta de 2% para 7%, conforme visto na seção 4.1.5. Neste caso a porcentagem da geração de energia varia entre 88,1% e 98,0%.

Por sua vez, para inclinações maiores que o valor de 15°, há um decréscimo aproximadamente linear na geração de energia anual, atingindo seu ponto mínimo em 90° de inclinação do recalque. É importante lembrar que as inclinações apresentadas no gráfico correspondem ao valor de ' c ' na Equação 3.6.

O desnível apresentado na Tabela 4.9 varia de acordo com a inclinação do recalque. Para inclinações menores que 15°, ou seja, o ângulo da máxima produção de energia, o valor de ' b ' mostrado na seção 3.1.2 é negativo. Isso indica que o desnível é o mesmo do ângulo positivo correspondente de ' b ', porém o recalque ocorre no sentido oposto. Dessa forma, para uma perda de até 3% da produção de energia, o desnível do recalque varia de 0 a 25,78 cm, para ângulos maiores que 15°.

A Figura 4.7 e a Tabela 4.10 correspondem à variação da energia anual gerada pelo sistema em relação à inclinação e ao azimute do arranjo em termos percentuais. A Tabela 4.11 apresenta os valores correspondentes em *MWh*.

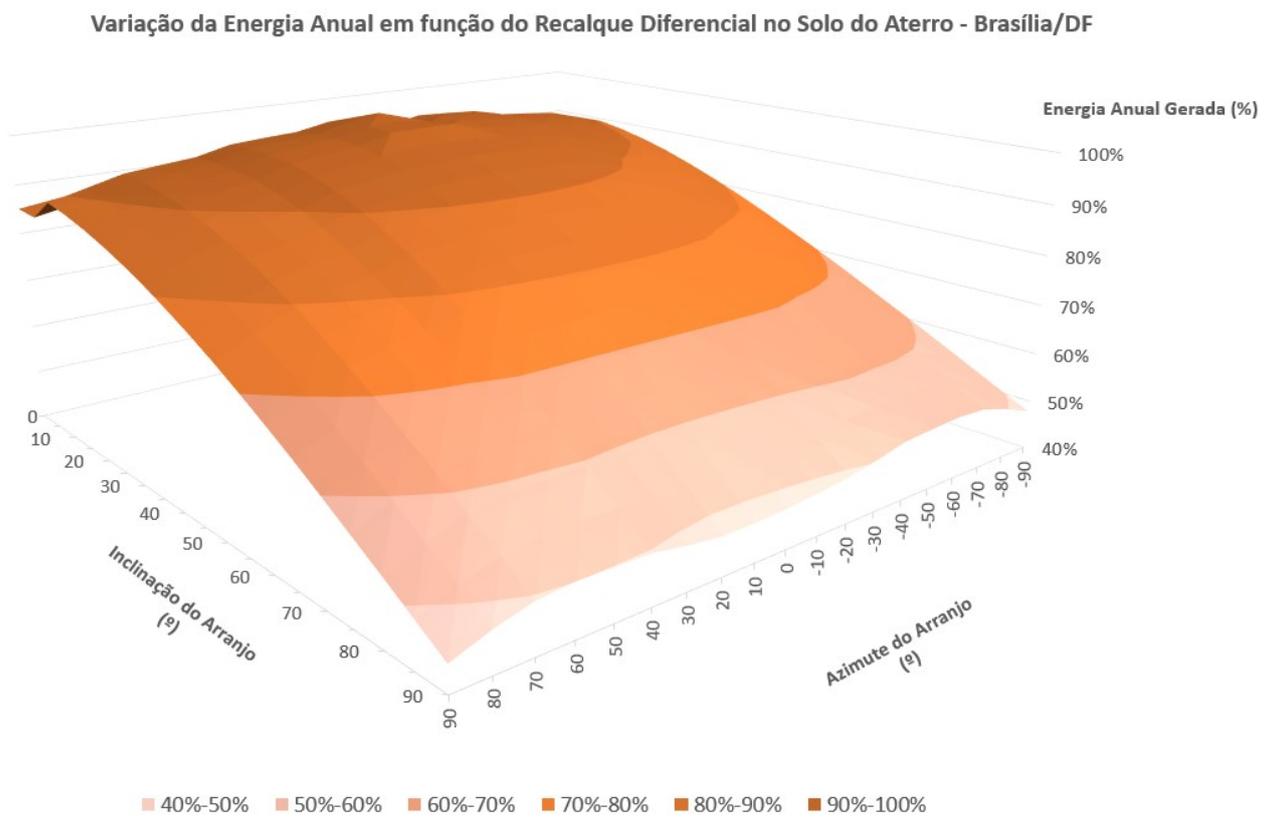


Figura 4.7: Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - Brasília/DF.

Tabela 4.10: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Brasília/DF

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	85.1%	86.1%	87.1%	87.1%	87.1%	88.1%	88.1%	88.1%	88.1%	88.1%	88.1%	88.1%	88.1%	88.1%	87.1%	87.1%	87.1%	86.1%	85.1%
5	85.0%	86.4%	87.7%	88.1%	88.4%	89.6%	89.8%	90.0%	91.1%	91.1%	91.0%	89.9%	89.7%	89.5%	88.2%	87.9%	87.5%	86.2%	84.8%
10	89.4%	91.3%	93.1%	93.8%	94.4%	96.0%	96.4%	96.7%	95.3%	98.0%	97.9%	96.6%	96.2%	95.8%	94.1%	93.5%	92.7%	90.9%	89.1%
15	88.4%	90.6%	92.8%	93.8%	94.7%	96.6%	97.1%	97.5%	97.1%	100.0%	98.8%	97.3%	96.8%	96.2%	94.3%	93.4%	92.4%	90.3%	88.1%
20	87.0%	89.6%	92.0%	93.3%	94.5%	96.5%	97.3%	97.8%	98.3%	99.2%	98.9%	97.5%	96.9%	96.0%	94.0%	92.9%	91.7%	89.3%	86.8%
25	85.3%	88.1%	90.8%	92.3%	93.7%	95.9%	96.8%	97.4%	98.8%	98.9%	98.8%	97.1%	96.3%	95.4%	93.2%	92.0%	90.5%	87.9%	85.1%
30	83.3%	86.4%	89.3%	90.9%	92.4%	94.7%	95.7%	96.4%	96.8%	96.9%	96.6%	96.1%	95.3%	94.2%	92.0%	90.6%	89.0%	86.2%	83.3%
35	81.0%	84.2%	87.3%	89.1%	90.7%	93.0%	94.1%	94.9%	95.3%	95.4%	95.1%	94.5%	93.7%	92.6%	90.3%	88.8%	87.2%	84.3%	81.1%
40	78.5%	81.9%	85.0%	86.9%	88.5%	90.9%	92.0%	92.8%	93.2%	93.3%	93.1%	92.5%	91.6%	90.5%	88.2%	86.7%	85.0%	82.0%	78.7%
45	75.9%	79.4%	82.5%	84.4%	86.0%	88.3%	89.4%	90.2%	90.6%	90.7%	90.5%	89.9%	89.0%	88.0%	85.7%	84.3%	82.5%	79.4%	76.0%
50	73.1%	76.6%	79.8%	81.6%	83.1%	85.3%	86.3%	87.1%	87.5%	87.5%	87.3%	86.8%	86.0%	85.0%	82.9%	81.4%	79.6%	76.6%	73.2%
55	70.2%	73.6%	76.7%	78.5%	79.9%	82.0%	82.9%	83.5%	83.8%	83.8%	83.6%	83.1%	82.4%	81.6%	79.6%	78.3%	76.6%	73.6%	70.1%
60	67.1%	70.6%	73.5%	75.2%	76.5%	78.3%	79.0%	79.4%	79.6%	79.6%	79.4%	79.0%	78.5%	77.9%	76.1%	74.8%	73.2%	70.3%	66.9%
65	64.0%	67.4%	70.2%	71.7%	72.7%	74.3%	74.7%	74.9%	74.9%	74.8%	74.7%	74.5%	74.1%	73.7%	72.2%	71.2%	69.6%	66.8%	63.5%
70	60.8%	64.0%	66.7%	68.0%	68.8%	70.1%	70.1%	70.1%	69.9%	69.7%	69.6%	69.5%	69.4%	69.3%	68.1%	67.2%	65.9%	63.2%	60.0%
75	57.6%	60.7%	63.1%	64.2%	64.8%	65.6%	65.3%	65.0%	64.6%	64.4%	64.2%	64.2%	64.4%	64.6%	63.7%	63.1%	61.9%	59.4%	56.3%
80	54.3%	57.3%	59.5%	60.4%	60.6%	61.1%	60.4%	59.7%	59.2%	58.9%	58.6%	58.7%	59.1%	59.7%	59.2%	58.8%	57.9%	55.6%	52.7%
85	51.0%	53.8%	55.8%	56.4%	56.4%	56.4%	55.4%	54.4%	53.8%	53.4%	53.1%	53.1%	53.8%	54.7%	54.6%	54.5%	53.7%	51.6%	48.9%
90	47.8%	50.3%	52.1%	52.5%	52.2%	51.8%	50.3%	49.1%	48.4%	47.9%	47.6%	47.6%	48.5%	49.7%	49.9%	50.1%	49.5%	47.7%	45.1%

Tabela 4.11: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro *MWh* - Brasília/DF

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	271.0	274.2	277.4	277.4	277.4	280.5	280.5	280.5	280.5	280.5	280.5	280.5	280.5	280.5	277.4	277.4	277.4	274.2	271.0
5	270.7	275.1	279.5	280.6	281.5	285.5	286.2	286.7	290.1	290.2	290.0	286.4	285.8	285.1	281.0	280.0	278.8	274.5	270.1
10	284.9	290.8	296.6	298.9	300.8	305.9	307.2	308.1	303.5	312.2	311.8	307.6	306.5	305.0	299.8	297.7	295.5	289.7	283.9
15	281.7	288.7	295.6	298.9	301.8	307.6	309.5	310.7	309.2	318.6	314.6	310.1	308.4	306.3	300.3	297.5	294.3	287.6	280.7
20	277.3	285.3	293.1	297.3	301.0	307.4	309.8	311.4	313.0	316.0	315.2	310.6	308.5	305.9	299.3	295.9	292.0	284.4	276.5
25	271.8	280.7	289.3	294.1	298.4	305.5	308.3	310.2	314.9	315.0	314.6	309.2	306.8	303.8	297.0	293.0	288.4	280.0	271.2
30	265.3	275.1	284.3	289.6	294.3	301.7	305.0	307.2	308.3	308.6	307.8	306.0	303.4	300.2	293.2	288.7	283.5	274.6	265.3
35	258.0	268.4	278.1	284.0	288.8	296.4	299.9	302.3	303.5	303.8	303.0	301.2	298.4	295.0	287.8	283.0	277.7	268.4	258.4
40	250.2	260.9	270.8	276.9	282.0	289.6	293.2	295.7	297.0	297.2	296.5	294.6	291.7	288.3	281.1	276.3	270.8	261.1	250.6
45	241.7	252.8	262.8	268.8	274.0	281.3	284.9	287.4	288.7	288.9	288.2	286.3	283.5	280.3	273.1	268.5	262.7	252.9	242.2
50	232.7	244.0	254.1	259.8	264.8	271.8	275.1	277.4	278.6	278.8	278.1	276.4	273.8	270.8	263.9	259.4	253.7	244.1	233.2
55	223.5	234.5	244.4	250.1	254.6	261.1	263.9	265.9	266.9	267.0	266.4	264.9	262.6	260.0	253.7	249.4	244.0	234.4	223.4
60	213.9	224.8	234.1	239.5	243.5	249.4	251.5	252.9	253.5	253.4	252.9	251.8	250.1	248.0	242.4	238.4	233.3	223.9	213.1
65	203.8	214.6	223.5	228.3	231.7	236.7	237.9	238.6	238.7	238.4	238.0	237.2	236.2	234.9	230.0	226.7	221.9	212.9	202.4
70	193.7	203.9	212.5	216.6	219.3	223.2	223.4	223.2	222.7	222.1	221.7	221.4	221.1	220.7	216.8	214.2	209.8	201.5	191.1
75	183.6	193.2	201.1	204.6	206.4	209.1	208.1	206.9	205.9	205.0	204.5	204.5	205.1	205.8	203.0	201.1	197.3	189.4	179.4
80	173.1	182.4	189.4	192.3	193.1	194.5	192.4	190.2	188.6	187.5	186.8	186.9	188.4	190.2	188.6	187.4	184.4	177.0	167.8
85	162.6	171.3	177.7	179.8	179.7	179.7	176.4	173.3	171.4	170.1	169.1	169.1	171.4	174.2	173.8	173.5	171.1	164.5	155.7
90	152.3	160.1	165.9	167.2	166.2	164.9	160.4	156.5	154.3	152.6	151.5	151.6	154.4	158.2	158.9	159.5	157.7	151.8	143.6

Mediante a análise de dados da Figura 4.7, da Tabela 4.10 e da Tabela 4.11, é possível observar que independente do valor do azimute, a geração de energia anual tende a aumentar com a inclinação até atingir um valor máximo e, logo após, o percentual de energia decresce até chegar ao ponto mínimo em 90° . Para os diferentes tipos de azimute, este ponto máximo de energia anual varia entre as inclinações de 10° , 15° , 20° e 25° .

Quando o azimute é igual a zero graus, ou seja, o sistema está referenciado para o norte geográfico, o valor máximo de geração se encontra na inclinação de 15° . Este valor é aproximadamente o módulo do ângulo da latitude do local em que se encontra o aterro, neste caso, a cidade de Brasília/DF, com latitude igual a $-15,47^\circ$. Entre os azimutes de -90° a -70° e de 60° a 90° , a máxima produção de energia está na inclinação de 10° . Para os demais azimutes a máxima produção está em 15° , 20° ou 25° . É possível notar também que, para a inclinação de zero graus e para um mesmo valor de perda por incompatibilidade, o percentual da geração de energia não se altera com o azimute. Por exemplo, na inclinação de zero graus com azimutes entre -40° e 40° , a produção de energia possui o mesmo valor de $88,1\%$, pois a perda por incompatibilidade é igual a 4% em todos esses casos.

Em relação à variação do percentual da produção de energia, foi considerado como referência a perda de até 3% no desempenho do sistema em função do recalque diferencial. As células marcadas em vermelho, mostram os valores que se encontram dentro desta faixa. Conforme o esperado, quanto mais próximas as células estão ao azimute de 0° e à inclinação do arranjo de 15° , maior o percentual da geração de energia anual.

4.2.2 Belo Horizonte/MG

O gráfico da Figura 4.8 e a Tabela 4.12 informam a variação da energia anual para o aterro da cidade de Belo Horizonte/MG em função da inclinação do recalque quando o azimute é igual a zero graus, ou seja, simula o recalque diferencial quando os painéis do arranjo estão voltados para o norte geográfico. Essa variação da energia anual é vista em termos de porcentagem, onde a base de referência utilizada é a maior energia gerada.

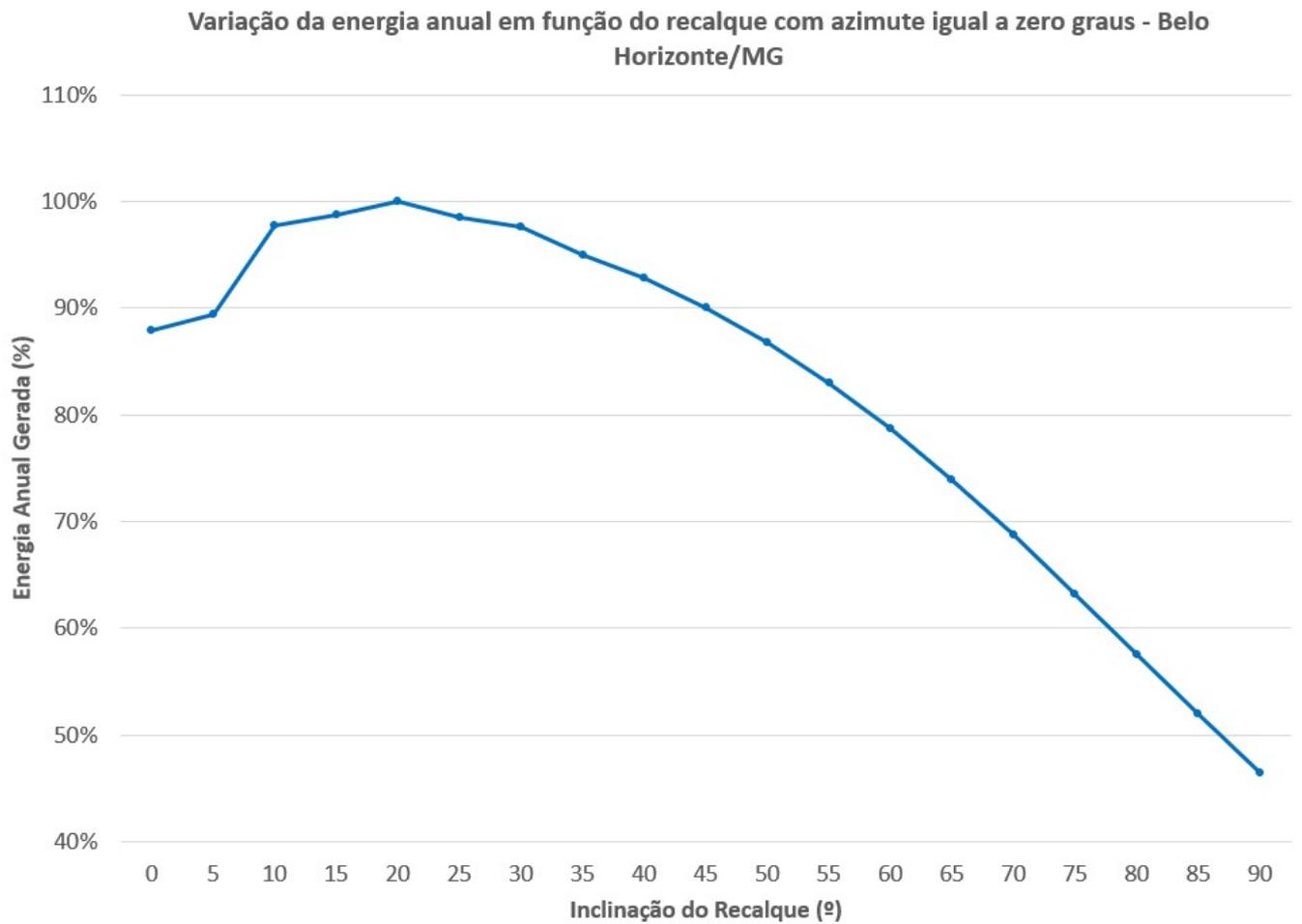


Figura 4.8: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Belo Horizonte/MG.

Tabela 4.12: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Belo Horizonte/MG

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
34,06	0	298.35	87.9%
25,78	5	303.41	89.4%
17,30	10	331.91	97.8%
8,68	15	334.93	98.7%
0	20	339.48	100.0%
8,68	25	334.48	98.5%
17,30	30	331.10	97.5%
25,78	35	322.11	94.9%
34,06	40	314.85	92.7%
42,09	45	305.66	90.0%

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
49,8	50	294.64	86.8%
57,13	55	281.83	83.0%
64,02	60	267.24	78.7%
70,43	65	250.97	73.9%
76,30	70	233.29	68.7%
81,59	75	214.57	63.2%
86,26	80	195.32	57.5%
90,27	85	176.22	51.9%
93,59	90	157.72	46.5%

Por meio da Figura 4.8 e da Tabela 4.12 é possível identificar que o ponto máximo da geração de energia anual está localizado na inclinação de 20°. Este resultado está de acordo com o esperado, pois a latitude de Belo Horizonte/MG é igual a -19,82°. Para inclinações menores que 20°, a energia varia entre 87,9% e 98,7%, de modo que para inclinações menores que 10°, a perda por sujeira aumenta de 2% para 7%, conforme visto na seção 4.1.5.

Por sua vez, para as inclinações maiores que 20°, há um decréscimo aproximadamente linear na geração de energia anual, atingindo seu ponto mínimo em 90° de inclinação. Isso ocorre devido à alteração no ângulo de inclinação do recalque, afetando diretamente a produção de energia. É importante lembrar que, assim como na simulação para as demais cidades, as inclinações apresentadas no gráfico correspondem ao valor de 'c' na Equação 3.6.

O desnível apresentado na Tabela 4.12 varia de acordo com a inclinação do recalque. Para inclinações menores que 20°, ou seja, o ângulo da máxima produção de energia, o valor de 'b' mostrado na seção 3.1.2 é negativo. Isso indica que o desnível é o mesmo do ângulo positivo correspondente de 'b', porém o recalque ocorre no sentido oposto. Dessa forma, para uma perda de até 3% da produção de energia, o desnível do recalque varia de 0 a 17,3 cm, para ângulos maiores que 20°.

A Figura 4.9, a Tabela F.1 e a Tabela F.2 correspondem à variação da energia anual gerada pelo sistema em relação à inclinação e ao azimute do recalque. As tabelas de Belo Horizonte encontram-se no Apêndice F, assim como das demais localidades.

Varição da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro - Belo Horizonte/MG

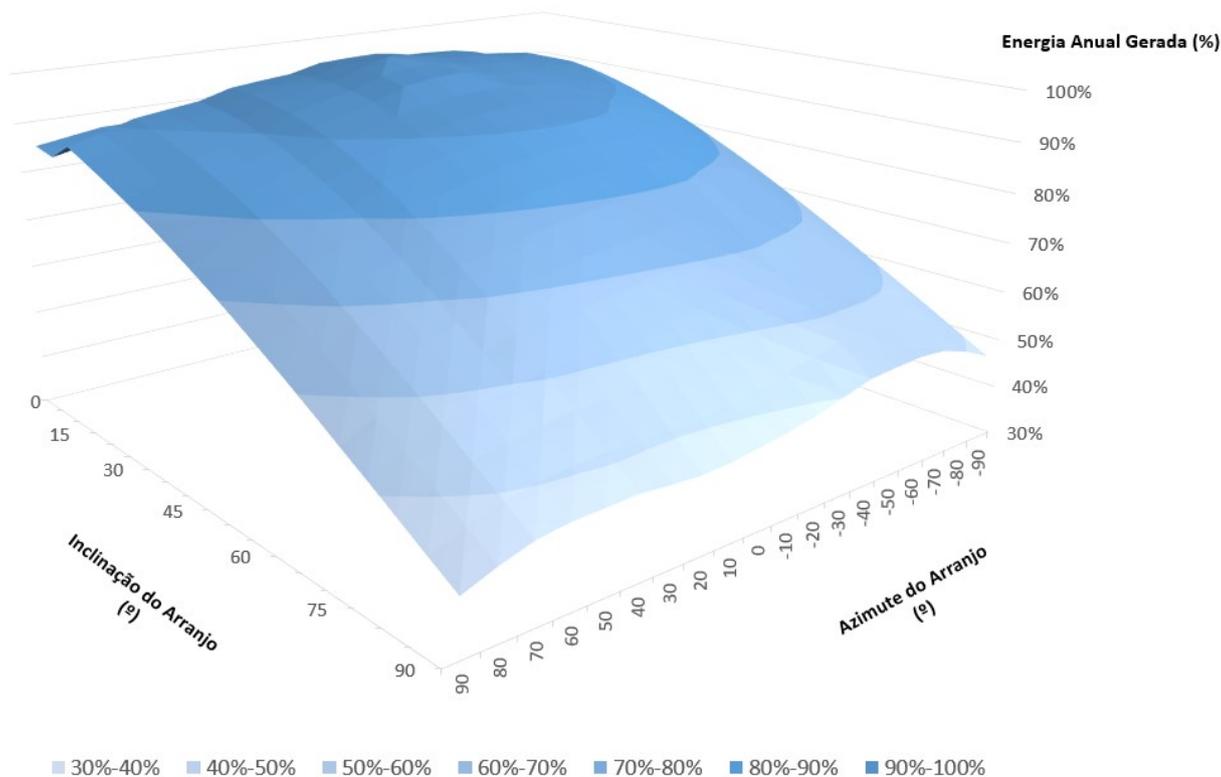


Figura 4.9: Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - Belo Horizonte/MG.

Por meio da Figura 4.9, da Tabela F.1 e da Tabela F.2, é possível observar que independente do valor do azimute a geração de energia anual tende a aumentar com a inclinação até atingir um valor máximo e, logo após, o percentual de energia decresce até chegar ao ponto mínimo em 90°, assim como nas simulações das demais localidades. Para os diferentes tipos de azimute, este ponto máximo de energia anual varia entre as inclinações de 10°, 15° e 20°.

Quando o azimute é igual a zero graus, ou seja, o sistema está referenciado para o norte geográfico, o valor máximo de geração se encontra na inclinação de 20°. Este valor é aproximadamente a latitude do local em que se encontra o aterro, tendo em vista que Belo Horizonte possui -19.82° de latitude. Entre os azimutes de -90° a -70° e de 40° a 90°, a máxima produção de energia está na inclinação de 10°, ou seja, quanto menor o ângulo absoluto do azimute, menor a inclinação para a máxima geração de energia anual. Para os azimutes próximos a zero graus a máxima produção está em 20°. É possível notar também que para a inclinação de zero graus e para um mesmo valor de perda por incompatibilidade, o percentual energético não se altera com o azimute.

Em relação à variação do percentual de energia, foi considerado como referência a perda de até 3% no desempenho do sistema em função do recalque diferencial. As células marcadas em vermelho, mostram os valores que se encontram dentro desta faixa. Conforme o esperado, quanto mais próximas as células estão ao azimute de 0° e à inclinação do arranjo de 20°, menor a perda atribuída à geração de energia anual.

4.2.3 Natal/RN

O gráfico da Figura 4.10 e a Tabela 4.13 informam a variação da energia anual para o aterro da cidade de Natal/RN em função da inclinação do recalque quando o azimute é igual a zero graus ($Az = 0^\circ$). Essa variação da energia anual é vista em termos de porcentagem, onde a base de referência utilizada é a maior energia gerada.

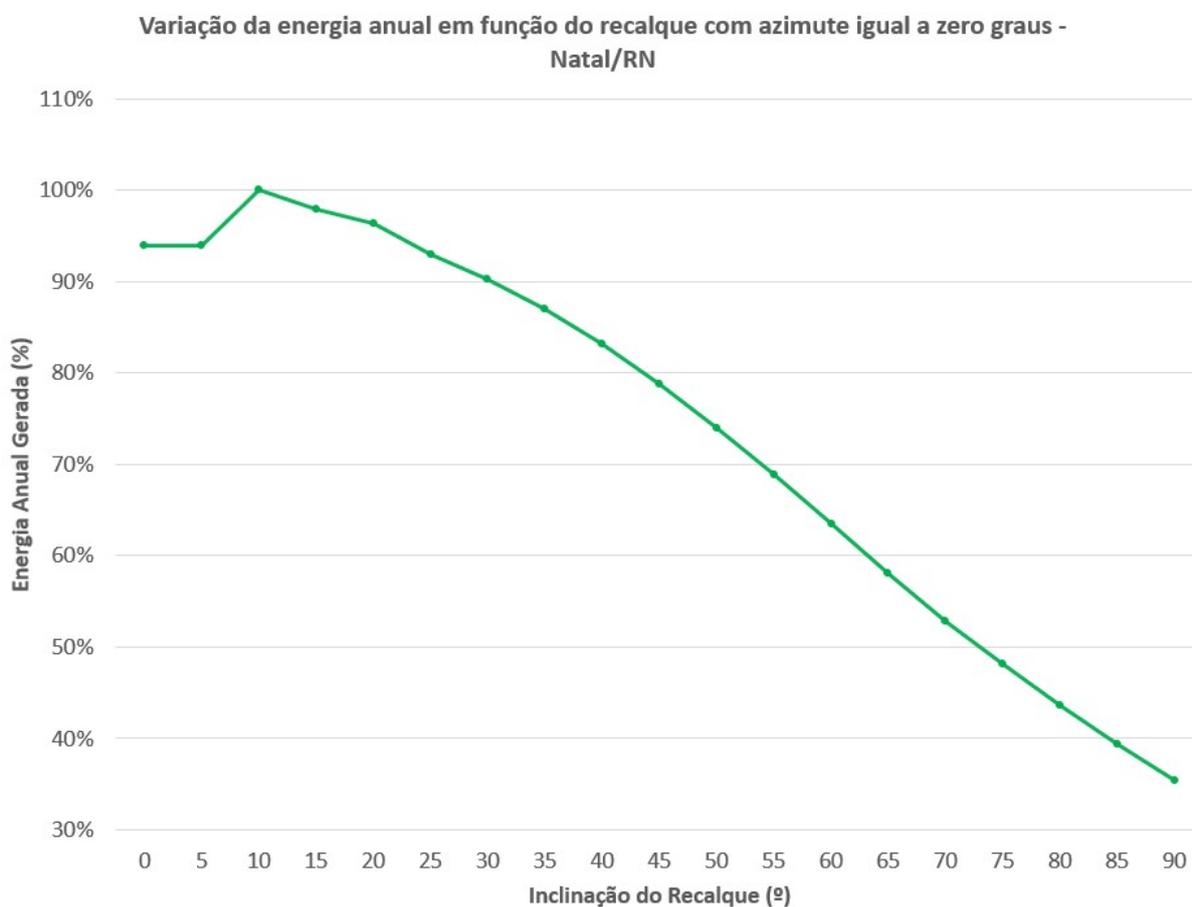


Figura 4.10: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Natal/RN.

Tabela 4.13: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Natal/RN

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
17,30	0	299.66	93.9%
8,68	5	299.98	94.0%
0	10	319.29	100.0%
8,68	15	312.65	97.9%
17,30	20	307.34	96.3%
25,78	25	296.88	93.0%
34,06	30	288.05	90.2%
42,09	35	277.50	86.9%
49,8	40	265.28	83.1%
57,13	45	251.48	78.8%

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
64,02	50	236.24	74.0%
70,43	55	219.82	68.8%
76,30	60	202.65	63.5%
81,59	65	185.40	58.1%
86,26	70	168.85	52.9%
90,27	75	153.64	48.1%
93,59	80	139.38	43.7%
96,21	85	125.77	39.4%
98,09	90	112.79	35.3%

A Figura 4.10 e a Tabela 4.13 identificam o ponto de máxima geração de energia anual, localizado na inclinação de 10°. Este resultado está conforme o esperado, tendo em vista que, apesar da cidade de Natal/RN possuir latitude igual a -5,79°, para inclinações menores que 10° a perda por sujeira aumenta de 2% para 7%, diminuindo, dessa forma, a geração de energia. Neste caso, para inclinações menores que 10°, a porcentagem varia de 93,9% a 100%. Por sua vez, para as inclinações maiores que o valor de 10°, há um decréscimo aproximadamente linear na geração de energia anual, atingindo seu ponto mínimo em 90° de inclinação. É importante lembrar que as inclinações apresentadas no gráfico correspondem ao valor de 'c' na Equação 3.6.

O desnível apresentado na Tabela 4.13 varia de acordo com a inclinação do recalque. Para inclinações menores que 10°, o valor de 'b' mostrado na seção 3.1.2 é negativo. Isso indica que o desnível é o mesmo do ângulo positivo correspondente de 'b', porém o recalque ocorre no sentido oposto. Dessa forma, para uma perda de até 3% da produção de energia, o desnível do recalque varia de 0 a pouco mais de 8,68 cm, para ângulos maiores que 10°.

A Figura 4.11, a Tabela F.3 e a Tabela F.4 correspondem à variação da energia anual gerada pelo sistema em relação à inclinação e ao azimute do recalque.

Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro - Natal/RN

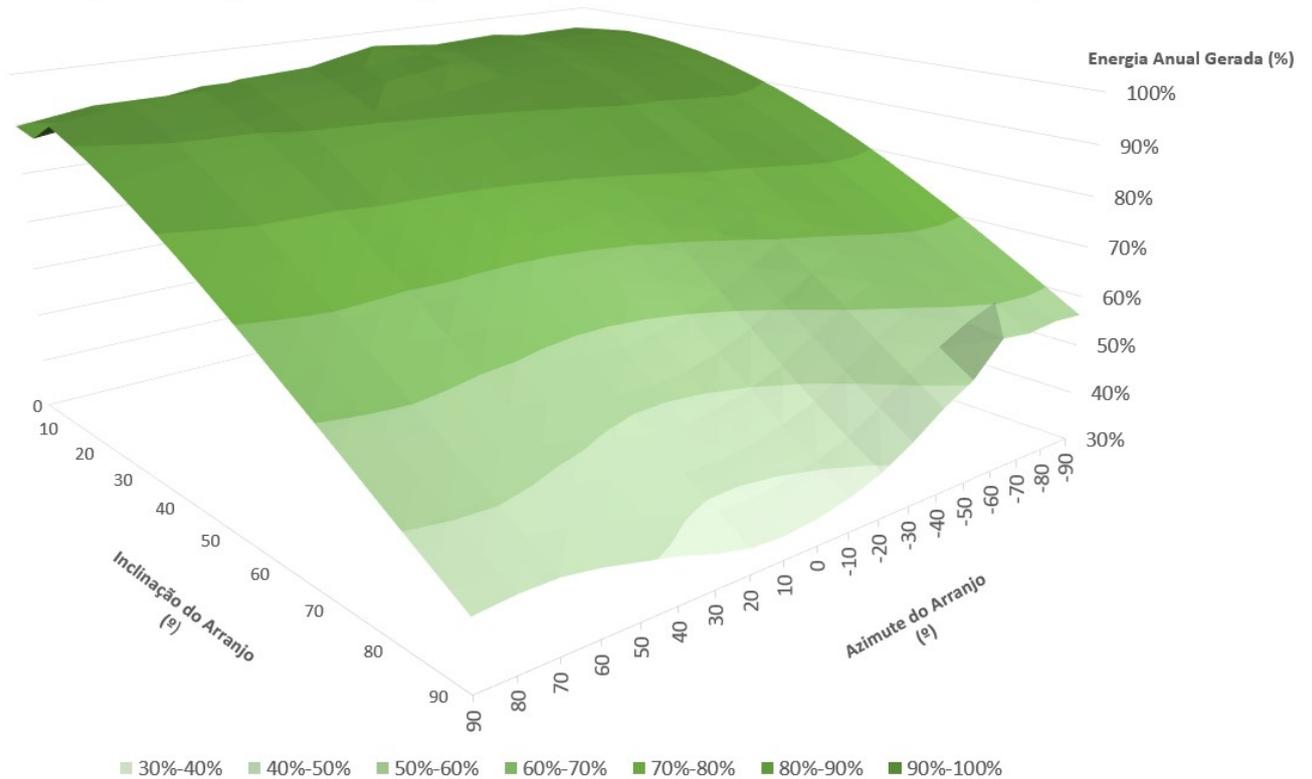


Figura 4.11: Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - Natal/RN.

Por meio da Figura 4.11, da Tabela F.3 e da Tabela F.4, observa-se que independente do valor do azimute, a geração de energia anual tende a aumentar com a inclinação até atingir um valor máximo e, então, o percentual de energia decresce até chegar ao ponto mínimo em 90°. Para todos os ângulos azimutais, a máxima geração de energia anual é encontrada na inclinação de 10° do arranjo. Este resultado difere das cidades com maiores ângulos absolutos de latitude, onde o valor da inclinação para máxima produção de energia é variável com o azimute. Isso é consequência do valor da perda por sujeira ser maior para ângulos de inclinação menores que 10° e, além disso, o ângulo mais próximo do valor da latitude do local em que a perda por sujeira é a menor possível, encontra-se na inclinação de 10°.

No azimute de 0° - referenciado para o norte geográfico - o valor máximo de geração se encontra na inclinação de 10°. É possível notar também que, para a inclinação de zero graus e para um mesmo valor de perda por incompatibilidade, o percentual energético não se altera com o azimute.

Em relação à variação do percentual de energia, foi considerado como referência a perda de até 3% no desempenho do sistema, assim como nas demais cidades. As células marcadas

em vermelho, mostram os valores que se encontram dentro desta faixa. Observa-se, porém, que para os ângulos azimutais negativos há uma maior geração de energia percentual em comparação aos ângulos azimutais positivos, ou seja, em localizações próximas à linha do equador é mais oportuno colocar os painéis orientados para o Noroeste a colocá-los em direção ao Nordeste. Este resultado também é visto para a cidade de Boa Vista/RR.

4.2.4 Boa Vista/RR

Por meio da Figura 4.12 e da Tabela 4.14 é possível visualizar a variação da energia anual para o aterro da cidade de Boa Vista/RR em função da inclinação do recalque quando o azimute é igual a zero graus ($Az = 0^\circ$). Essa variação da energia anual é vista em termos de porcentagem.

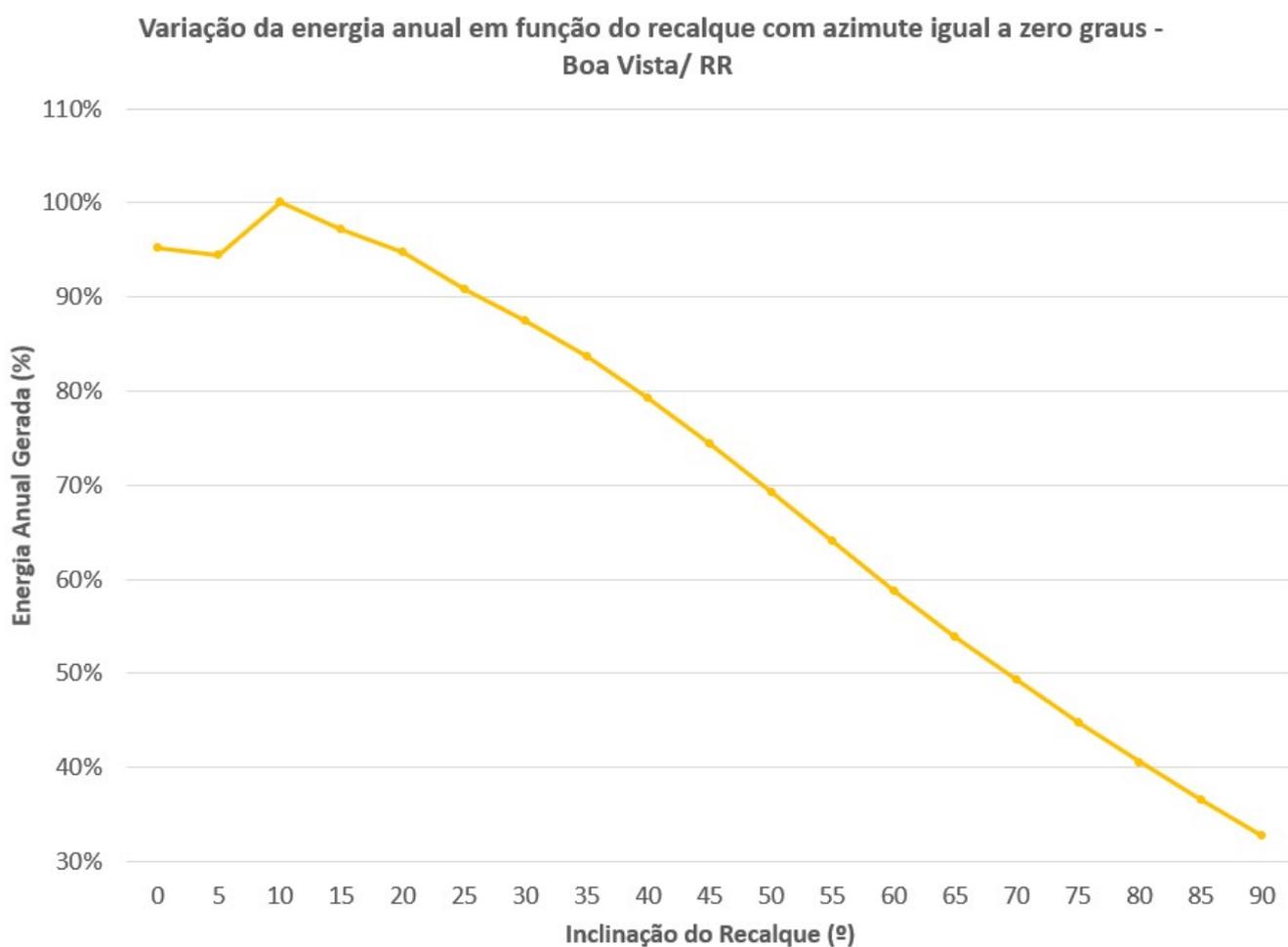


Figura 4.12: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Boa Vista/RR.

Tabela 4.14: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - Boa Vista/RR

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
17,30	0	271.66	95.1%
8,68	5	269.85	94.5%
0	10	285.56	100.0%
8,68	15	277.28	97.1%
17,30	20	270.60	94.8%
25,78	25	259.41	90.8%
34,06	30	249.76	87.5%
42,09	35	238.64	83.6%
49,8	40	226.11	79.2%
57,13	45	212.37	74.4%

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
64,02	50	197.75	69.2%
70,43	55	182.67	64.0%
76,30	60	167.81	58.8%
81,59	65	153.81	53.9%
86,26	70	140.60	49.2%
90,27	75	127.93	44.8%
93,59	80	115.82	40.6%
96,21	85	104.35	36.5%
98,09	90	93.66	32.8%

A Figura 4.12 e a Tabela 4.14 identificam o ponto de máxima geração da energia anual localizado na inclinação de 10°. Este resultado está conforme o esperado, tendo em vista que, apesar da cidade de Boa Vista/RR possuir latitude igual a 8,82°, para inclinações menores que 10° a perda por sujeira encontra-se no valor de 7%, diminuindo, dessa forma, a geração de energia em relação às inclinações maiores ou iguais a 10°, onde a perda por sujeira é estimada em 2%. Neste caso, para inclinações menores que 10°, a porcentagem varia de 95,1% a 100%. Por sua vez, para as inclinações maiores que o valor de 10°, há um decréscimo na geração de energia anual, atingindo seu ponto mínimo em 90° de inclinação do arranjo.

O desnível apresentado na Tabela 4.14 varia de acordo com a inclinação do recalque. Para inclinações menores que 10°, o valor de 'b' mostrado na seção 3.1.2 é negativo. Isso indica que o desnível é o mesmo do ângulo positivo correspondente de 'b', porém o recalque ocorre no sentido oposto. Dessa forma, para uma perda de até 3% da produção de energia, o desnível do recalque varia de 0 a pouco mais de 8,68 cm, para ângulos maiores que 10°.

A Figura 4.13, a Tabela F.5 e a Tabela F.6 correspondem à variação da energia anual gerada pelo sistema em relação à inclinação e ao azimute do arranjo.

Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro - Boa Vista - RR

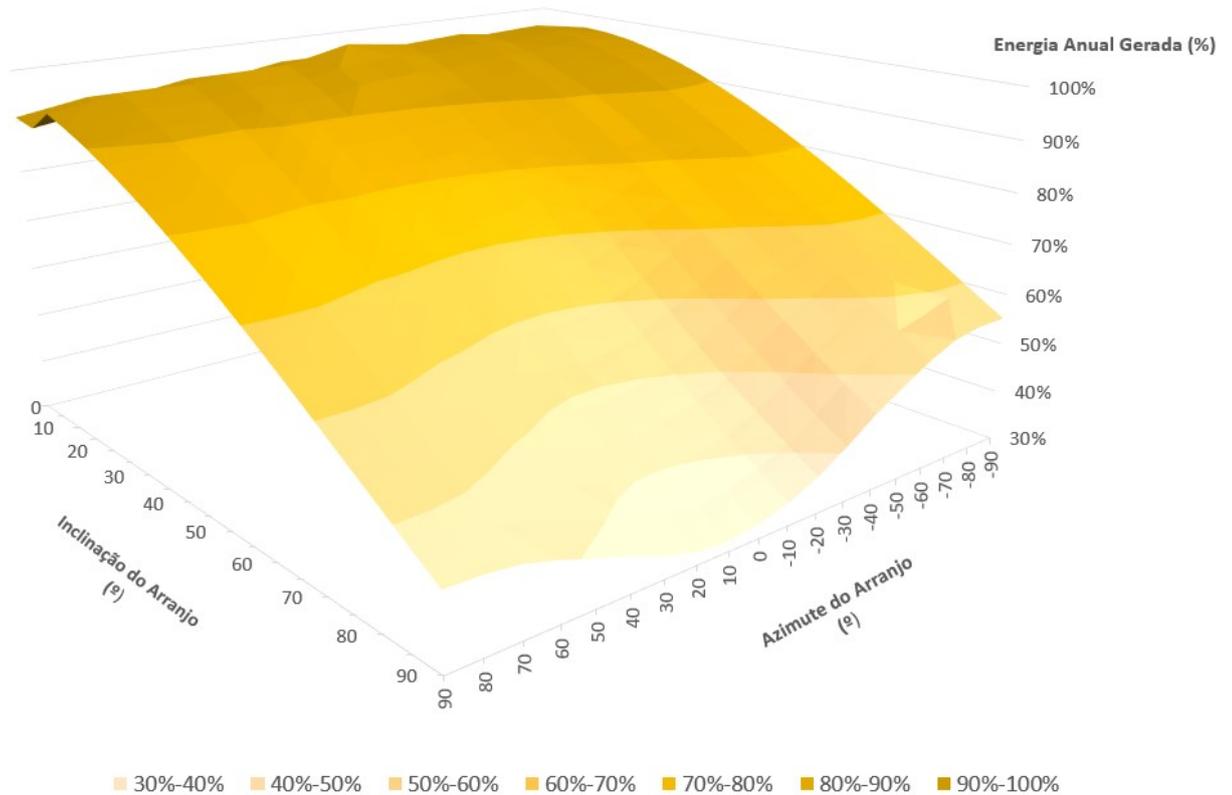


Figura 4.13: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro - Boa Vista/RR.

Por meio da Figura 4.11, da Tabela F.3 e da Tabela F.4, percebe-se que, independente do valor do azimute, a geração de energia anual tende a aumentar com a inclinação até atingir um valor máximo. Neste ponto, a inclinação é igual a 10°, devido ao valor da perda por sujeira apresentado na seção 4.1.5, e então o percentual de energia decresce até chegar ao ponto mínimo em 90°. Para todos os ângulos azimutais, a máxima geração de energia anual é encontrada na inclinação de 10° do arranjo. Este resultado é semelhante ao resultado da cidade de Natal/RN, devido à localização próxima da linha do equador.

O valor máximo da geração de energia do sistema é encontrado na inclinação de 10° e azimute igual a 0° - referenciado para o norte geográfico. É possível notar também que, para a inclinação de zero graus e para um mesmo valor de perda por incompatibilidade, o percentual energético não se altera com o azimute.

Em relação à variação do percentual de energia, é considerado, assim como nas outras localidades, a perda de até 3% no desempenho do sistema. Observa-se, porém, que para os ângulos azimutais negativos há uma maior geração de energia percentual em comparação aos ângulos azimutais positivos, assim como na cidade de Natal/RN, ou seja, em locais

próximos à linha do equador é mais oportuno colocar os painéis orientados para o Noroeste a colocá-los em direção ao Nordeste.

4.2.5 São Martinho da Serra/RS

A Figura 4.14 e a Tabela 4.15 permitem visualizar a variação da energia anual para o aterro da cidade de São Martinho da Serra/RS em função da inclinação do recalque quando o azimute é igual a zero graus ($Az = 0^\circ$). Essa variação da energia anual é vista em termos de porcentagem, onde a base de referência utilizada é a maior energia gerada.

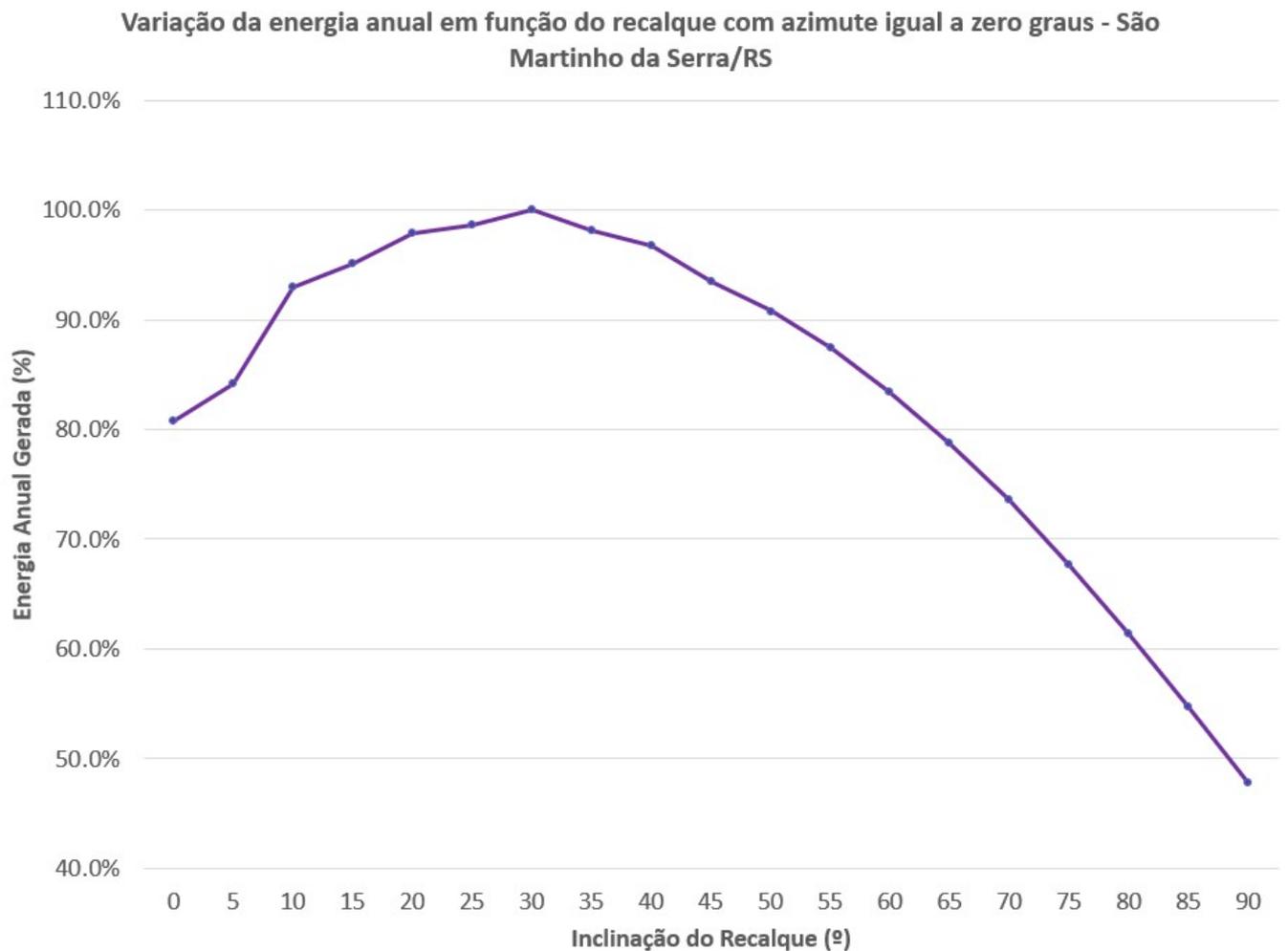


Figura 4.14: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - São Martinho da Serra/RS.

Tabela 4.15: Variação da energia anual em função do recalque com azimute igual a zero graus - São Martinho da Serra/RS

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
42,09	0	246.83	80.7%
42,09	5	257.31	84.1%
25,78	10	284.20	92.9%
25,78	15	290.95	95.1%
17,30	20	299.38	97.9%
8,68	25	301.79	98.7%
0	30	305.85	100.0%
8,68	35	299.99	98.1%
17,30	40	295.84	96.7%
25,78	45	285.84	93.5%

Desnível (cm)	I (°)	Energia Anual (MWh)	Porcentagem (%)
25,78	50	277.61	90.8%
42,09	55	267.35	87.4%
42,09	60	255.13	83.4%
57,13	65	240.95	78.8%
64,02	70	224.91	73.5%
70,43	75	207.14	67.7%
76,30	80	187.81	61.4%
81,59	85	167.36	54.7%
86,26	90	146.32	47.8%

A Figura 4.14 e a Tabela 4.15 identificam o ponto de máxima geração de energia anual, localizado na inclinação de 30° , ou seja, próximo ao valor absoluto da latitude do local que é de -29.53° . Para inclinações menores que 30° , a energia encontra-se entre 80,7% e 100%. Por sua vez, para as inclinações maiores que 30° , há um decréscimo aproximadamente linear na geração de energia anual, atingindo seu ponto mínimo em 90° de inclinação. Para uma perda de até 3% da produção de energia, o desnível do recalque varia de 0 a pouco menos que 17,30 *cm*.

A Figura 4.15, a Tabela F.7 e a Tabela F.8 correspondem à variação da energia anual gerada pelo sistema em relação à inclinação e ao azimute do recalque. As tabelas do município de São Martinho da Serra encontram-se no Apêndice F, assim como das demais localidades.

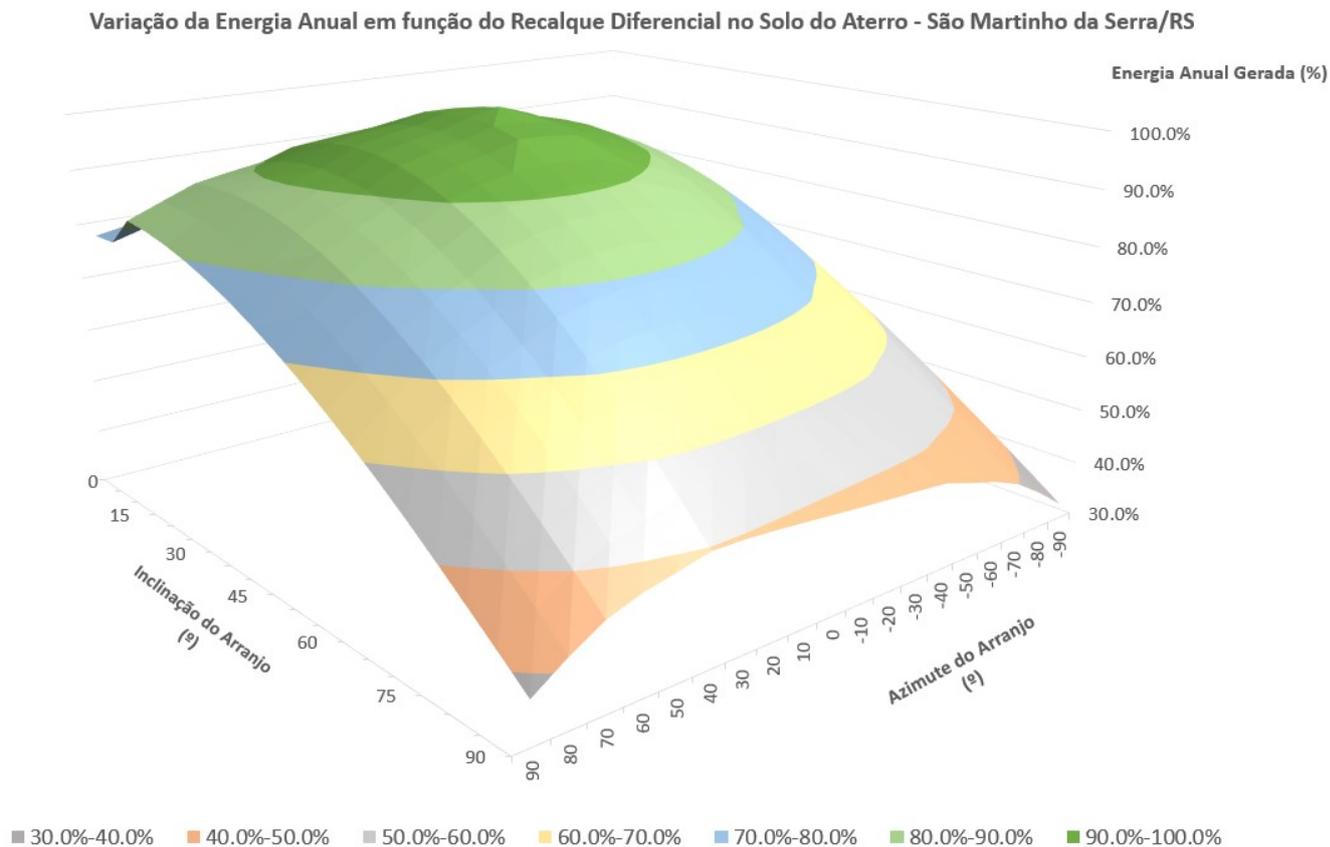


Figura 4.15: Variação da energia anual em função do recalque diferencial no solo do aterro - São Martinho da Serra/RS.

Por meio da Figura 4.15, da Tabela F.7 e da Tabela F.8, é possível observar que independente do valor do azimute, a geração de energia anual tende a aumentar com a inclinação até atingir um valor máximo. Para os diferentes tipos de azimute, este ponto máximo de geração de energia varia entre as inclinações de 10°, 15°, 20°, 25° e 30°, ou seja, quanto maior o valor absoluto do azimute, menor é o valor da inclinação em que se atinge a máxima produção energética.

Próximo ao azimute de 0° - referenciado para o norte geográfico - o valor máximo de geração se encontra na inclinação de 30°. É possível notar também que, para a inclinação de zero graus e para um mesmo valor de perda por incompatibilidade, o percentual energético não se altera com o azimute.

Em relação à variação do percentual de energia, foi considerado como referência a perda de até 3% no desempenho do sistema em função do recalque diferencial. As células marcadas em vermelho, mostram os valores que se encontram dentro desta faixa. Conforme o esperado, quanto mais próximas as células estão ao azimute de 0° e à inclinação do arranjo de 30°, maior o percentual da geração de energia anual.

5 Conclusão

Neste trabalho, foi apresentada uma análise do impacto do recalque diferencial na geração de energia de uma usina fotovoltaica projetada para aterros brasileiros, por meio da variação da inclinação e do azimute do solo. Esse estudo possibilitou a determinação da relação entre a profundidade do recalque e a redução da produção de energia nos sistemas fotovoltaicos das cinco regiões do país.

O projeto básico replicado para todos os aterros possui 813,12 *kWp* de potência instalada, totalizando quatro arranjos com 203,28 *kWp* cada. Dessa forma, de acordo com a resolução Normativa da ANEEL nº 482 de 17 de abril de 2012, o sistema é classificado como minigeração distribuída.

A análise do recurso solar entre as bases de dados utilizadas como entrada para o cálculo da geração de energia e a base referência do Atlas Brasileiro de Energia Solar (ABES), mostraram uma variação percentual de 0,64% a 55,88% entre os índices de irradiação global horizontal e os índices de irradiação direta normal. Apesar da maior discrepância entre os valores de alguns meses e a base do ABES, a média de variabilidade foi de 15,45% nas duas irradiações. Portanto, um desempenho considerado satisfatório para a confiabilidade das bases de dados utilizadas.

Para a usina fotovoltaica instalada no aterro de Brasília/DF, o valor da máxima geração de energia anual foi igual a 318,55 *MWh* em um arranjo composto por 616 painéis com 15° de inclinação e azimute igual a zero graus. Para uma perda de até 3% na produção de energia, a inclinação da matriz pode variar de 10° a 25° e o azimute de -30° a 20°.

A usina fotovoltaica de Belo Horizonte/MG alcançou a máxima geração de energia anual com 20° de inclinação do arranjo e azimute igual a zero graus, o que totalizou 339,48 *MWh*. Para uma perda de até 3% na produção de energia, a inclinação da matriz pode variar de 10° a 30° e o azimute de -40° a 10°.

Para o sistema implementado na cidade de Natal/RN, a máxima produção de energia foi de 319,29 *MWh*, com a inclinação do arranjo igual a 10° e azimute igual a zero graus. Para uma perda de até 3% na produção de energia, a inclinação da matriz pode variar de 10° a 15° e o azimute de -70° a 10°.

Em Boa Vista/RR, a usina fotovoltaica produziu 285,56 *MWh* em sua configuração ideal, ou seja, com inclinação de 10° e azimute de zero graus. Para uma perda de até 3% na produção de energia, a inclinação da matriz pode variar de 10° a 15° e o azimute de -80° a 10° .

Para o aterro de São Martinho da Serra/RS, a usina produziu 305,85 *kWh* com o ângulo de inclinação do arranjo próximo ao valor absoluto da latitude do aterro, 30° , e azimute voltado para o norte geográfico. Para uma perda de até 3% na produção de energia, a inclinação da matriz pode variar de 20° a 35° e o azimute de -10° a 20° .

Por meio das análises dos cinco aterros, foi observado que a maior geração de energia anual encontra-se na usina fotovoltaica de Belo Horizonte com 339,48 *MWh*. Por sua vez, a menor produção energética foi da usina de Boa Vista com 285,56 *MWh*.

Para recalques com pequena variação de inclinação e de azimute, a perda energética é relativamente baixa, em torno de 3%. Porém, em eventos mais extremos, essa perda pode chegar a 50%, como é o caso de recalques diferenciais com azimutes de -90° e 90° e maiores inclinações. Para as cidades de Natal e Boa Vista, a perda na produção de energia foi menor em pequenas variações da inclinação do solo e maiores variações no ângulo do azimute.

Sugere-se como forma de aprimorar e aprofundar o tema abordado os estudos:

- da variação da energia em relação ao recalque diferencial com sistemas de rastreadores solares;
- do desempenho energético de usinas fotovoltaicas em taludes de aterros;
- da análise de risco da implementação de usinas fotovoltaicas em aterros;
- de técnicas para diminuir o risco de recalques nos solos dos aterros;
- das políticas públicas para o incentivo ao encerramento dos lixões;
- para o desenvolvimento de modelo matemático para a simulação de recalques diferenciais;
- de desnível do recalque em relação ao tempo de vida útil do sistema.

Referências

- [1] Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe): *Panorama dos Resíduos Sólidos no Brasil*, volume 1. Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe), 2018/2019. 2
- [2] Programa de Sistemas Fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia (IEA PVPS): *Snapshot of Global PV Markets*, volume 1. Programa de Sistemas Fotovoltaicos da Agência Internacional de Energia (IEA PVPS), 2019. 4, 5, 6
- [3] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): *Resolução normativa nº 482/12*, 2012. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>, acesso em 2019-11-13. 7
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE): *Balanco Energético Nacional 2019*, 2019. <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2019>, acesso em 2019-22-10. 7, 8
- [5] Souza, Enio Bueno Pereira; Fernando Ramos Martins; André Rodrigues Gonçalves; Rodrigo Santos Costa; Francisco J. Lopes de Lima; Ricardo Rüther; Samuel Luna de Abreu; Gerson Máximo Tiepolo; Silvia Vitorino Pereira; Jefferson Gonçalves de: *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, volume 2. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), 2017. 8, 9, 11, 12, 14
- [6] Eólica, Centro de Referência para Energia Solar e: *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, volume 1. CRESESEB, 2014. 10, 13, 17, 18, 19, 56
- [7] SolarGis: *Irradiação global horizontal no mundo*, 2019. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/world>, acesso em 2019-11-26. 13
- [8] U, Electrical 4: *Efeito fotovoltaico*, 2018. <https://www.electrical4u.com/what-is-photovoltaic-effect/>, acesso em 2019-11-16. 15
- [9] Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais (Abrelpe) Associação Internacional de Resíduos Sólidos (ISWA) e: *Roteiro para Encerramento de Lixões*, volume 1. Antonis Mavropoulos; Peter Cohen; Derek Greedy; Sifis Plimakis; Luis Marinheiro; James Law e Ana Loureiro, 2015/2016. 20, 22
- [10] Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT): *Lixo Municipal: Manual de Gerenciamento Integrado*, volume 1. Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), 2003. 23

- [11] United States Environmental Protection Agency (EPA): RE-Powering America's Land Initiative, volume 1. United States Environmental Protection Agency (EPA), 2019. 25
- [12] Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais (SONDA): *Dados Ambientais e Anemométricos de São Martinho da Serra/RS*, 2019. http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/graficos/ambientais/SMS/2016/val_SMS16ED.html, acesso em 2019-22-10. 30, 31, 32
- [13] Conselho Nacional de Trânsito (CONTRAN): *Resolução contran nº 210/2006*, 2006. http://www.dnit.gov.br/rodovias/operacoes-rodoviaras/sistema-de-gerenciamento-de-autorizacao-especial-de-transito-siaet/copy_of_RESOLUCAO2102006CONTRANCONSOLIDADA.pdf, acesso em 2019-11-16. 33
- [14] Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro): *Portaria nº 004/2011*, 2011. <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>, acesso em 2019-31-10. 34
- [15] Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (Inmetro): *Portaria nº 357/2014*, 2014. <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002145.pdf>, acesso em 2019-31-10. 35, 39
- [16] PINHO, João; GALDINO, Marco. A: *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos*, volume 1. CEPTEL - DTE - CRESESB, 2014. 35
- [17] 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 híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia*, volume 1. Ministério de Minas e Energia, 2008. 36, 37
- [18] Weston, Sampson: *Solar Photovoltaic on Closed Landfill*, 2017. <https://www.westonandsampson.com/solar-pv-project-closed-landfill/>, acesso em 2019-31-10. 38, 54
- [19] BALFOUR, J.; SHAW, M.; NASH N. B: *Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos*, volume 1. LTC, 2016. 40, 58
- [20] Canadian, Solar: *Datasheet - cs6k - 260/265/270/275p*, 2017. <http://www.nhssolar.com.br/wp-content/uploads/2017/08/Catalogo-Modulo-Fotovoltaico-NHS-Solar-Canadian.pdf>, acesso em 2019-07-11. 40
- [21] ALMEIDA, Marcelo Pinho: *Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede*, volume 1. Universidade de São Paulo (USP), 2012. 40, 41
- [22] PICAULT, D: *Forecasting Photovoltaic Array Power Production Subject to Mismatch Losses*, volume 1. Solar Energy, 2010. 41
- [23] Companhia Energética de Brasília (CEB): *Norma Técnica de Distribuição (NTD) 6.09*, volume 4. Diretoria Comercial Gestão da Qualidade e Normatização - GEQ, 2016. 57

- [24] Cosme, Matheus Cleiton Pinheiro: *Análise Técnico-Econômica da Instalação de Sistemas Fotovoltaicos Demonstrativos no Centro Olímpico e Paralímpico de Samambaia*, volume 1. Universidade de Brasília (UnB), 2018. 57, 59, 91, 93, 116
- [25] BRASIL, Antônio; CUNHA, Luciano; FRONTIN Sérgio: *RAEESA - Remediação Ambiental-Energética e Sustentável para Aterros*, volume 1. Universidade de Brasília (UnB), 2018. 86
- [26] Earth, Google: *Imagens 3d dos aterros*, 2019. <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>, acesso em 2019-11-17. 87, 88, 89
- [27] *National Solar Radiation Data Base (NSRDB): Nsrdb data view*, 2014. <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer/?aL=UdPEX9%255Bv%255D%3Dt%26f69KzE%255Bv%255D%3Dt%26f69KzE%255Bd%255D%3D1&bL=clight&cE=0&lR=0&mC=-15.496032414238621%2C-53.26171875&zL=4>, acesso em 2019-11-17. 90
- [28] *Photovoltaic Performance Modeling Collaborative (PVPMC): Documentation for PVLIB Toolbox for Matlab*, 2015. https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/, acesso em 2019-11-17. 92

A Imagens dos Aterros

A.1 Aterro de Brasília/DF



Figura A.1: Imagem 3D do Aterro Jockey Club de Brasília (JCB) (Fonte: [25]).

A.2 Aterro de Belo Horizonte/MG



Figura A.2: Imagem 3D do Aterro de Belo Horizonte/MG (Fonte: [26]).

A.3 Aterro de Natal/RN



Figura A.3: Imagem 3D do Aterro Brasco - Natal/RN (Fonte: [26]).

A.4 Aterro de Boa Vista/RR



Figura A.4: Imagem 3D do Aterro Municipal de Boa Vista/RR (Fonte: [26]).

A.5 Aterro de São Martinho da Serra/RS

A Figura A.5 apresenta a imagem do Aterro Municipal de Santa Maria/RS por meio da Companhia Riograndense de Valorização de Resíduos (CRVR), o mais próximo do Município de São Martinho da Serra/RS.



Figura A.5: Imagem 3D do Aterro Municipal de Santa Maria/RS - Companhia Riograndense de Valorização de Resíduos (CRVR) (Fonte: [26]).

B Base de Dados *National Solar Radiation Data Base (NSRDB)*

A Figura B.1 apresenta a área de cobertura da base de dados norte-americana *National Solar Radiation Data Base (NSRDB)*. De forma explícita, pode-se observar que esta base não atende à região sul do Brasil.

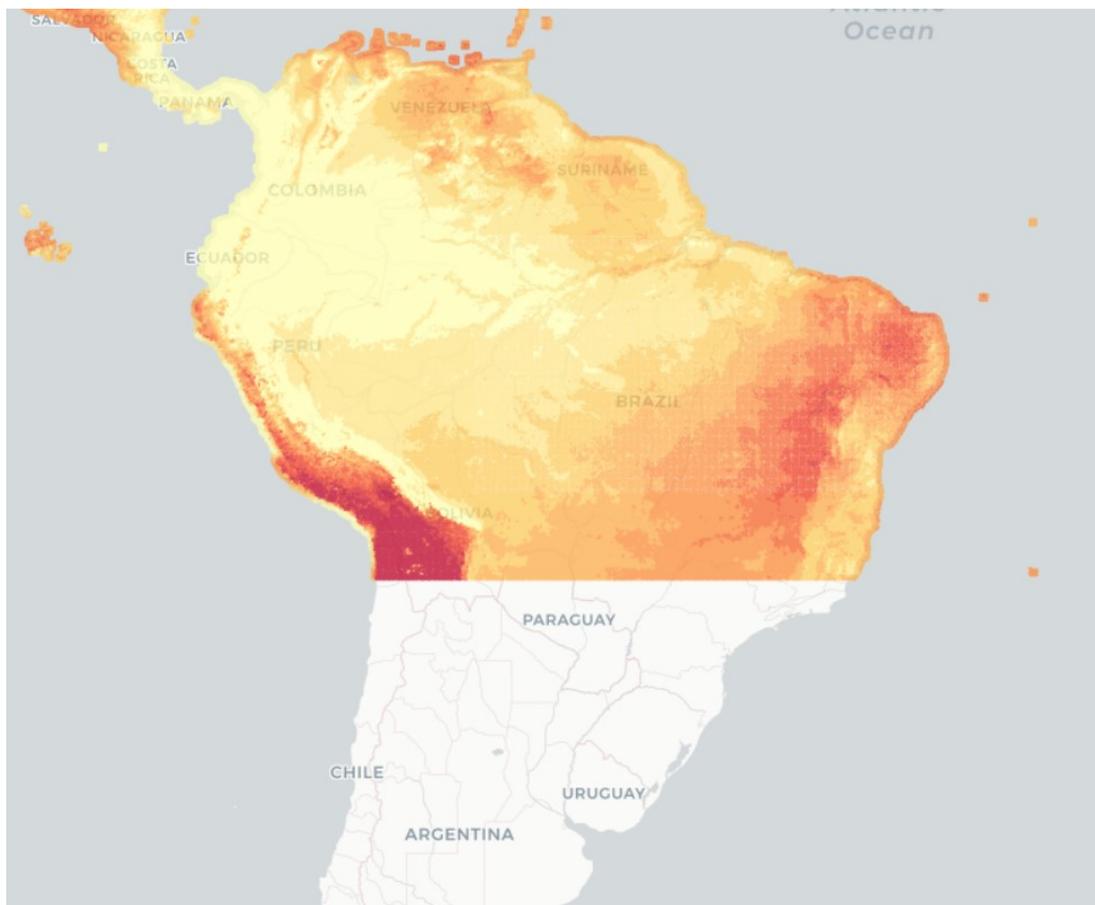


Figura B.1: Área de Cobertura da base NSRDB no Brasil (Fonte: [27]).

C Adequação ao *Typical Meteorological Year 3* (TMY3)

Para a leitura dos arquivos no formato *Typical Meteorological Year 3* (TMY3) pelo PVPMC, é necessária a utilização da função `pvl – readtmy3('nome – do – arquivo.csv')`. Quando executada, elabora uma estrutura formada por uma matriz. Dentro da matriz, existem diversos campos, cada um com um tipo de dado, podendo ser um valor numérico, um texto, uma matriz ou até mesmo outra estrutura. [24]

De forma a analisar o recurso solar para os aterros selecionados, é necessário ler o arquivo TMY3 das cidades de Brasília, Belo Horizonte, Natal, Boa Vista e do município de São Martinho da Serra. Contudo, não foram encontrados arquivos no formato TMY3 para os locais citados. Em vista disso, optou-se por ler no MATLAB o arquivo TMY3 de uma cidade norte-americana e substituir os dados originais fornecidos por informações ambientais e anemométricas das cidades brasileiras, retiradas do NSRDB e do SONDA. A estrutura gerada por meio da leitura do arquivo TMY3 foi nomeada de `ref`, conforme a Equação C.1

$$ref = pvl - readtmy3('723650TY.csv') \quad (C.1)$$

As variáveis de interesse foram citadas na Tabela 3.1. Além desses campos, também são utilizados pelo PVPMC:

- `ref.DateNumber`: identifica cada uma das 8760 horas do ano;
- `ref.SiteTimeZone`: relaciona a diferença de fuso em relação à *Universal Coordinated Time* (UTC) em [h].

O campo `ref.DateNumber` é o único a permanecer inalterado, pois a contagem do tempo é a mesma, independente do local escolhido. . Após a substituição das variáveis, os dados ambientais e anemométricos necessários já estavam devidamente armazenados no MATLAB por meio da estrutura `ref` e salvos em um arquivo do tipo `.mat`, para uso subsequente.

De forma a criar uma outra estrutura para utilizá-la como entrada no código da geração de energia anual, foram necessárias três funções matemáticas da *Sandia National Laboratories* (SNL):

- *pvl – maketimestruct*: gera uma estrutura de tempo com o dado do MATLAB e um código de deslocamento da UTC. A estrutura de tempo é usada em algumas funções *PV – LIB*, como a *pvl – ephemeris*, de forma a emparelhar um conjunto de horas pelo código de deslocamento da UTC, permitindo que qualquer hora possa ser convertida para a UTC. [28]
- *pvl – makelocationstruct*: cria uma estrutura de localização com algumas funções da *Photovoltaic Library* (PVLlib). As informações do incluem latitude, longitude e altitude.[28]
- *pvl – ephemeris*: usa as estruturas de tempo e local fornecidas, *pvl – maketimestruct* e *pvl – makelocationstruct*, com a pressão e temperatura especificadas para determinar a posição relativa do Sol. A pressão deve ser dada em Pascal e a temperatura deve ser dada em °C. Por sua vez, as saídas de interesse são: o ângulo azimutal do Sol, a altura solar aparente em graus (considerando o efeito de refração na atmosfera), a altura solar real em graus e a hora solar; [28]

Devido à importância que essas informações têm ao longo deste projeto, optou-se por salvá-las no arquivo '*ref2.mat*', junto à estrutura *ref*, para cada cidade brasileira analisada.

Constatações adicionais:

- "A contagem de tempo nos arquivos do SONDA é feita seguindo a UTC+0, ou seja, se no arquivo consta que determinada informação foi coletada às 8 horas, na verdade, ela foi medida às 5 horas no horário oficial de Brasília (UTC-3), por exemplo. Além disso, nos arquivos SONDA e neste trabalho não é considerado o horário de verão.
- O arquivo TMY3 é montado com base em um banco de dados, ou seja, considera séries históricas para montar um ano típico. Os dados disponibilizados pelo SONDA são referentes a instantes únicos no tempo que, quando combinados, detalham um ano real.
- Os arquivos TMY3 contêm uma série de informações para cada hora do ano, totalizando 8760 séries de informações, enquanto que os arquivos do SONDA possuem

uma série de informações para cada minuto do ano, totalizando 525600 séries de informações. A informação contida em cada hora do ano nos dados originais (arquivo TMY3) foi substituída pela média aritmética simples das informações contidas nos 60 minutos equivalentes a essa hora, presentes nos arquivos do SONDA."[24]

,

D Código para a Geração de Energia Anual

```

1  function Geracao_SFV
2
3  A = input('Azimute (em °): '); % o uso de ângulos negativos causa erros
4  % nas funções da SNL; assim, se o azimute é igual a -10°, o valor que deve
5  % ser inserido no programa é 350°, por exemplo
6  I = input('Inclinação (em °): ');
7  L_mod = input('Módulo (linha na planilha Banco PaineisFV.xlsx): ');
8  L_inv = input('Inversor (linha no arquivo Banco_Inversore.mat): ');
9  S = input('N° de módulos em série por string: ');
10 P = input('N° de strings em paralelo: ');
11 P_mismatch = input('Estimativa de Perdas por Incompatibilidade (em %): ');
12 P_suj = input('Estimativa de Perdas por Sujeira (em %): ');
13 P_ohm = 3;
14
15 load ref2
16
17 % RADIAÇÃO INCIDENTE NO PLANO DO PAINEL
18 A_Incid = pvl_getaoi(I,A,AZen,AzSol);
19 Irrad_normal = 0*A_Incid;
20 Irrad_normal(A_Incid<90) = info.Gn(A_Incid<90).*cosd(A_Incid(A_Incid<90));
21 dif_ceu = pvl_isotropicsky(I,info.Gdif);
22 albedo = 0.18, 0.19 ou 0.10; % valor do albedo na superfície dos aterros [PEREIRA, 2006, p. 21]
23 dif_solo = pvl_grounddiffuse(I,info.G,albedo);
24 Irrad_dif = dif_ceu + dif_solo;
25 Irrad = Irrad_normal + Irrad_dif;
26 Irrad_ref = 1000;
27
28 % DESEMPENHO DO SFV
29 Modulo = pvl_sapmmoduledb(L_mod-1,'Banco_PaineisFV.xlsx'); %L_mod-1: desconsiderar a linha com
% o cabeçalho na planilha
30 AMabs = pvl_absoluteairmass(pvl_relativeairmass(90-AltSolAp),info.pressao*100);
31 temp_cel = pvl_sapmcelltemp(Irrad, Irrad_ref, Modulo.a_wind, Modulo.b_wind, info.vel_vento,
32 info.temperatura, Modulo.delT);
33 f1 = max(0,polyval(Modulo.a,AMabs)); f2 = max(0,polyval(Modulo.b,A_Incid));
34 Irrad_efet = f1.*((Irrad_normal.*f2+Modulo.fd.*Irrad_dif)/Irrad_ref).*(1-P_suj/100);
35 Desempenho_mod = pvl_sapm(Modulo, Irrad_efet, temp_cel);
36 Desempenho_mod.Pmp = Desempenho_mod.Vmp.*Desempenho_mod.Imp;
37
38
39 % TENSÃO E CORRENTE DO ARRANJO (LADO CC)
40 V_arranjo = S.*Desempenho_mod.Vmp; Vmax_arranjo = max(V_arranjo);
41 V_arranjo = V_arranjo.*(V_arranjo>=0);
42 I_arranjo = P.*Desempenho_mod.Imp; Imax_arranjo = max(I_arranjo);
43 P_arranjo = V_arranjo.*I_arranjo.*(1-P_mismatch/100).*(1-P_ohm/100);
44
45 % POTÊNCIA NA SAÍDA DO INVERSOR (LADO CA)
46 load Banco_de_Inversores
47 Inversor = Dados_Inversores(L_inv);
48 Potencia_CA = pvl_snlinverter(Inversor, V_arranjo, P_arranjo).*(1-P_ohm/100);
49
50 for mes=1:12
51     P_mes = Potencia_CA(tempo.month == mes).*(1-P_ohm/100);
52     Energia_mes = sum(P_mes);
53     Energia_mensal(mes) = Energia_mes;
54 end
55
56 Energia_mensal % vetor com a geração de energia elétrica pelo SFV a cada mês
57 Energia_anual = sum(Energia_mensal) % geração de energia elétrica anual

```

LINHA 1	O objetivo dessa função é simular o quanto de energia será gerada (geração mês a mês e geração anual).
LINHAS 3 a 13	Entradas que o usuário precisa fornecer porque serão utilizadas pelo programa: azimute, inclinação do arranjo, linha do painel, linha do inversor, nº de painéis em série e nº de strings em paralelo.
LINHA 18	<code>pvl_getaoi</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_getaoi_help.html). Calcula o ângulo de incidência. Entradas: inclinação e azimute do arranjo (fornecidos pelo usuário lá no início), ângulo zenital e azimute do sol (que foram carregadas na linha 15).
LINHA 20	Se o ângulo de incidência for maior que 90º, os raios solares não estão incidindo sobre o painel, por isso a restrição $A_Incid < 90$. Por definição, a radiação normal à superfície do painel (<code>Irrad_normal</code>) é igual a irradiância normal ('ref.DNI', que fica dentro da estrutura 'iref', lida na linha 15) vezes o cosseno do ângulo de incidência ('A_Incid', calculado na linha 18).
LINHA 21	<code>pvl_isotropicsky</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_isotropicsky_help.html). Estima a radiação difusa que vem do céu. Entradas: inclinação do arranjo (fornecida pelo usuário lá no início) e irradiância difusa ('ref.DHI', que fica dentro da estrutura 'ref', lida na linha 15).
LINHA 23	<code>pvl_grounddiffuse</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_grounddiffuse_help.html). Estima a radiação difusa que vem do solo. Entradas: inclinação do arranjo (fornecida pelo usuário lá no início), irradiância global horizontal ('ref.GHI', que fica dentro da estrutura 'ref', lida na linha 15) e albedo (linha 22).
LINHA 24	Radiação difusa total = radiação difusa do céu (linha 21) + radiação difusa do solo (linha 23).
LINHA 25	Radiação incidente total = normal (linha 20) + difusa (linha 24).
LINHA 29	<code>pvl_sapmmoduledb</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_sapmmoduledb_help.html). Carregar as informações do painel escolhido. Entradas: planilha com as informações e a linha dessa planilha referente ao módulo selecionado. A saída é uma estrutura com todas as informações do módulo.
LINHA 30	<code>pvl_absoluteairmass</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_absoluteairmass_help.html) <code>pvl_relativeairmass</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_relativeairmass_help.html) Calcula a massa de ar absoluta. Entradas: massa de ar relativa (calculada pela <code>pvl_relativeairmass</code> em função da altura solar aparente, que foi carregada lá na linha 15) e da pressão atmosférica ('ref.Pressure, localizada na estrutura 'ref')
LINHA 31	<code>pvl_sapmcelltemp</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_sapmcelltemp_help.html) calcula a temperatura nas células do painel FV; entradas: irradiância incidente (linha 42), irradiância de referência (linha 43, 1000 W/m²) velocidade do vento, temperatura ('info.vel_vento' e 'info.temperatura', da estrutura 'info') e alguns parâmetros do painel que você escolheu (.a_wind, .b_wind, .delT; → esses são o '[a b]' e o 'd(Tc)' da pág. 138 do meu TCC)
LINHA 33	'f1' e 'f2' são funções desenvolvidas pelo PVPMC. https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/043535.pdf
LINHA 34	Cálculo da irradiância efetiva desenvolvida pelo PVPMC.
LINHA 35	<code>pvl_sapm</code> (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_sapm_help.html). Calcula o desempenho do módulo. Entradas: módulo (linha 29), irradiância efetiva (linha 34) e temperatura da célula (linha 31). Saída: uma estrutura (chamei de 'Desemp_mod') com várias informações, mas as que interessam são: tensão de máxima potência (<code>Desemp_mod.Vmp</code>) e corrente de máxima potência (<code>Desemp_mod.Imp</code>).
LINHA 36	Cálculo da máxima potência: $P_{mp} = V_{mp} * I_{mp}$
LINHA 40	A tensão total do arranjo ($V_{arranjo}$) é a V_{mp} de um módulo (<code>Desemp_mod.Vmp</code>) vezes o número de módulos em série na String ('S' que o usuário fornece lá no início). ' $V_{max_arranjo}$ ' é a máxima tensão do arranjo registrada em um ano
LINHA 42	A corrente total do arranjo ($I_{arranjo}$) é a I_{mp} de um módulo (<code>Desemp_mod.Imp</code>) vezes o número de strings em paralelo ('P' que o usuário fornece lá no início). ' $I_{max_arranjo}$ ' é a máxima corrente do arranjo registrada em um ano.
LINHA 43	A potência do arranjo é calculada multiplicado a tensão do arranjo pela corrente do arranjo, considerando as perdas ('P_mismatch' e 'P_ohm').
LINHA 46	Carrega o banco de inversores

LINHA 48	<p>pvl_snl_inverter (https://pvpmc.sandia.gov/PVLIB_Matlab_Help/html/pvl_snl_inverter_help.html) Calcula a potência na saída do inversor (potência CA). Entradas: Inversor (linha 46), V_arranjo (linha 40) e I_arranjo (linha 42). Considera-se as perdas ôhmicas no lado CA.</p>
LINHAS 50 a 54	<p>As potências que estão na matriz 'Potencia_CA' são separadas mês a mês (for mês=1:12), portanto, trabalha-se com 12 matrizes de potências. Como o intervalo de dados é de 1h essas 12 matrizes também são de Energia. Exemplo: [potência] W * 1h = [500 1000] W * 1h = [500 1000] W.h = [Energia]. A matriz é a mesma ([500 1000]) para potência e energia porque o intervalo de dados é de 1h. Somar os valores de cada uma das 12 matrizes resulta na energia gerada em cada um dos 12 meses: Energia_mes=sum(P_mes) Agora, com os 12 valores, é necessário ordená-los em uma matriz com 12 elementos: Energia_mensal(mes) = Energia_mes 'Energia_mensal' é a matriz com 12 elementos (cada elemento é a energia gerada em um dos meses) 'Energia_anual' é a soma dos elementos da matriz 'Energia_mensal' (Energia_anual = sum(Energia_mensal)).</p>

E Análise do Recurso Solar

E.1 Belo Horizonte/MG

O gráfico referente a Figura E.1 informa a média mensal da Irradiação Global Horizontal diária referente à cidade de Belo Horizonte, medida em $kWh/m^2.dia$, para cada uma das bases de dados consideradas – NSRDB e ABES. Por sua vez, o gráfico da Figura E.2 informa o valor da média mensal da Irradiação Direta Normal diária da mesma cidade.

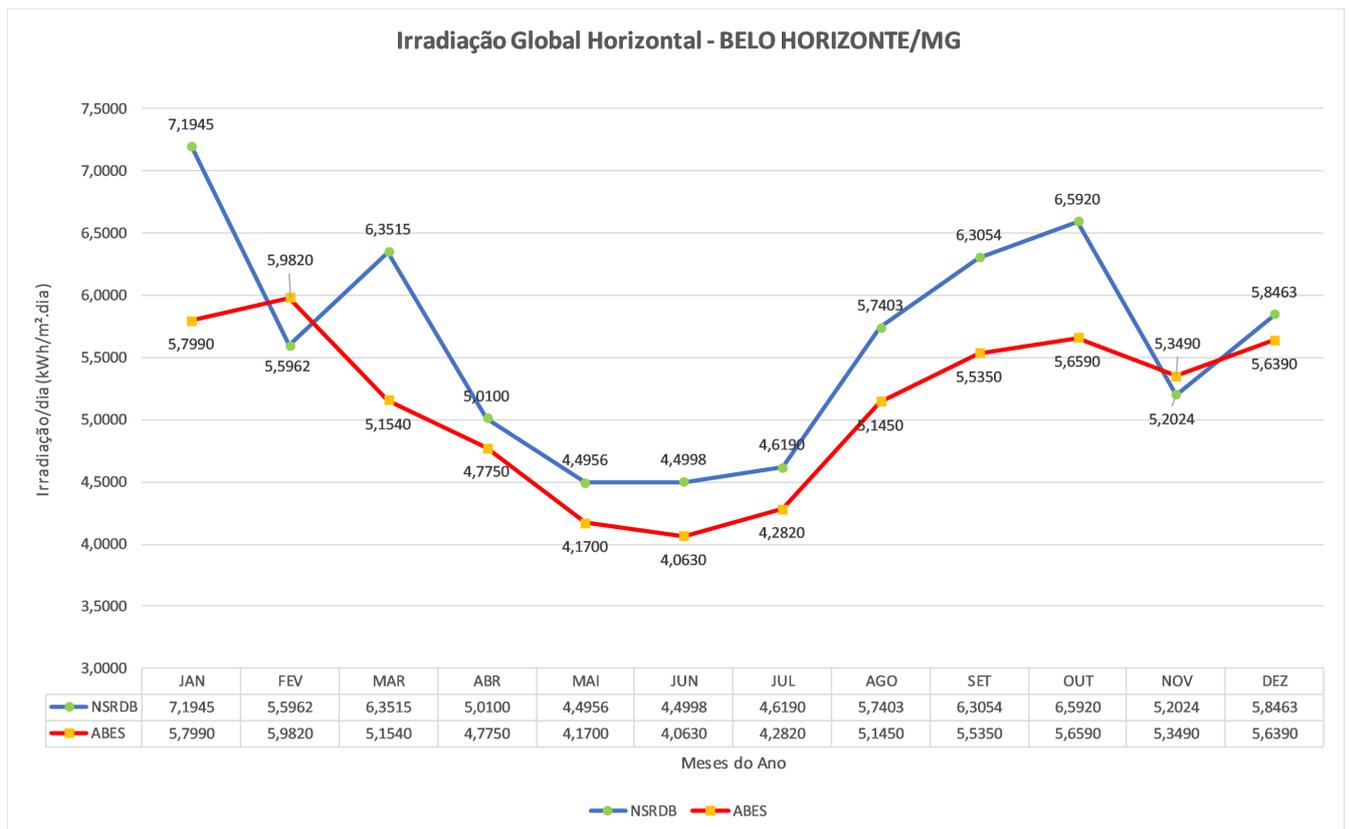


Figura E.1: Irradiação Global Horizontal (GHI) - Belo Horizonte/MG.

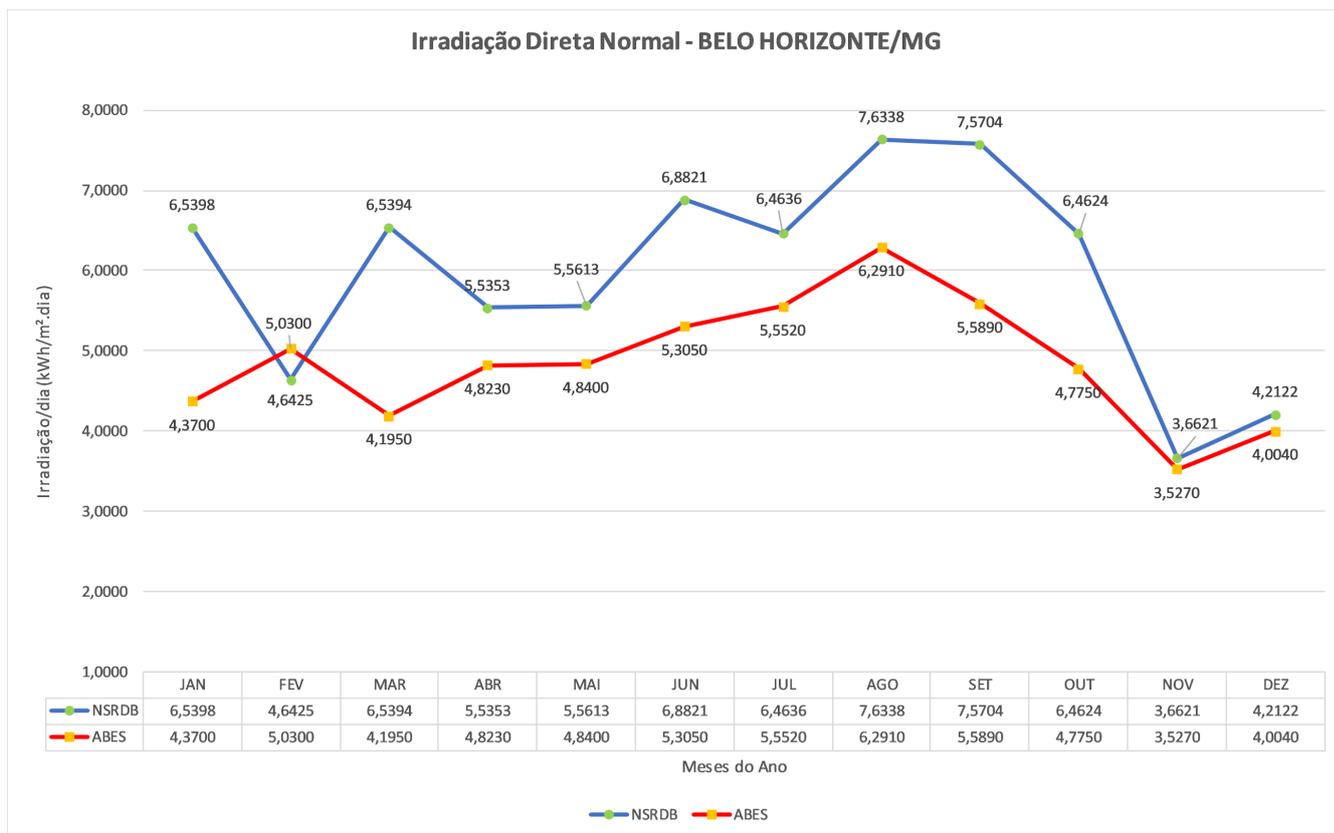


Figura E.2: Irradiação Direta Normal (DNI) - Belo Horizonte/MG.

Através dos resultados obtidos na Figura E.1, observa-se que o mês de novembro apresenta a menor diferença entre as bases de dados - para o ABES o valor é de $5,349 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $5,2024 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação percentual de $-2,74\%$ tomando a ABES como referência, ou seja, o valor informado pela NSRDB é $2,74\%$ inferior ao valor informado pelo ABES.

Já a maior diferença encontra-se no mês de janeiro, com uma variação percentual de $24,06\%$ em relação ao índice fornecido pelo ABES, ou seja, o valor informado pela NSRDB é $24,06\%$ maior.

Por meio da Figura E.2, percebe-se que a menor variação percentual também é referente ao mês de novembro - para o ABES o valor é de $3,5270 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $3,6621 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação de $3,83\%$ em relação ao ABES, ou seja, o índice fornecido pela NSRDB é $3,83\%$ maior que o índice fornecido pelo ABES. Já a maior variação é observada no mês de março com uma diferença percentual de $55,88\%$ em relação ao ABES.

A discrepância nos valores dos índices de irradiação é justificada na seção 4.1.1, servindo também para as demais cidades.

Em relação à quantidade de irradiação apresentada pela base utilizada, *National Solar Radiation Data Base* (NSRDB), os meses de janeiro, outubro e março apresentam os maiores índices de Irradiação Global Horizontal com $7,1945 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, $6,5920 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e $6,3515 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ respectivamente. Já os menores encontram-se nos meses de maio com $4,4956 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e junho com $4,4998 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

Em relação ao índice de Irradiação Direta Normal por meio do NSRDB, os meses de agosto e setembro apresentam os maiores valores, sendo, respectivamente, $7,6338 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e $7,5704 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e os menores identificados nos meses de novembro com $3,6621 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e dezembro com $4,2122 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

E.2 Natal/RN

O gráfico referente a Figura E.3 informa a média mensal da Irradiação Global Horizontal diária referente à cidade de Natal, medida em $\text{kWh/m}^2.\text{dia}$, e o gráfico da Figura E.4 informa o valor da média mensal da Irradiação Direta Normal diária da mesma cidade.

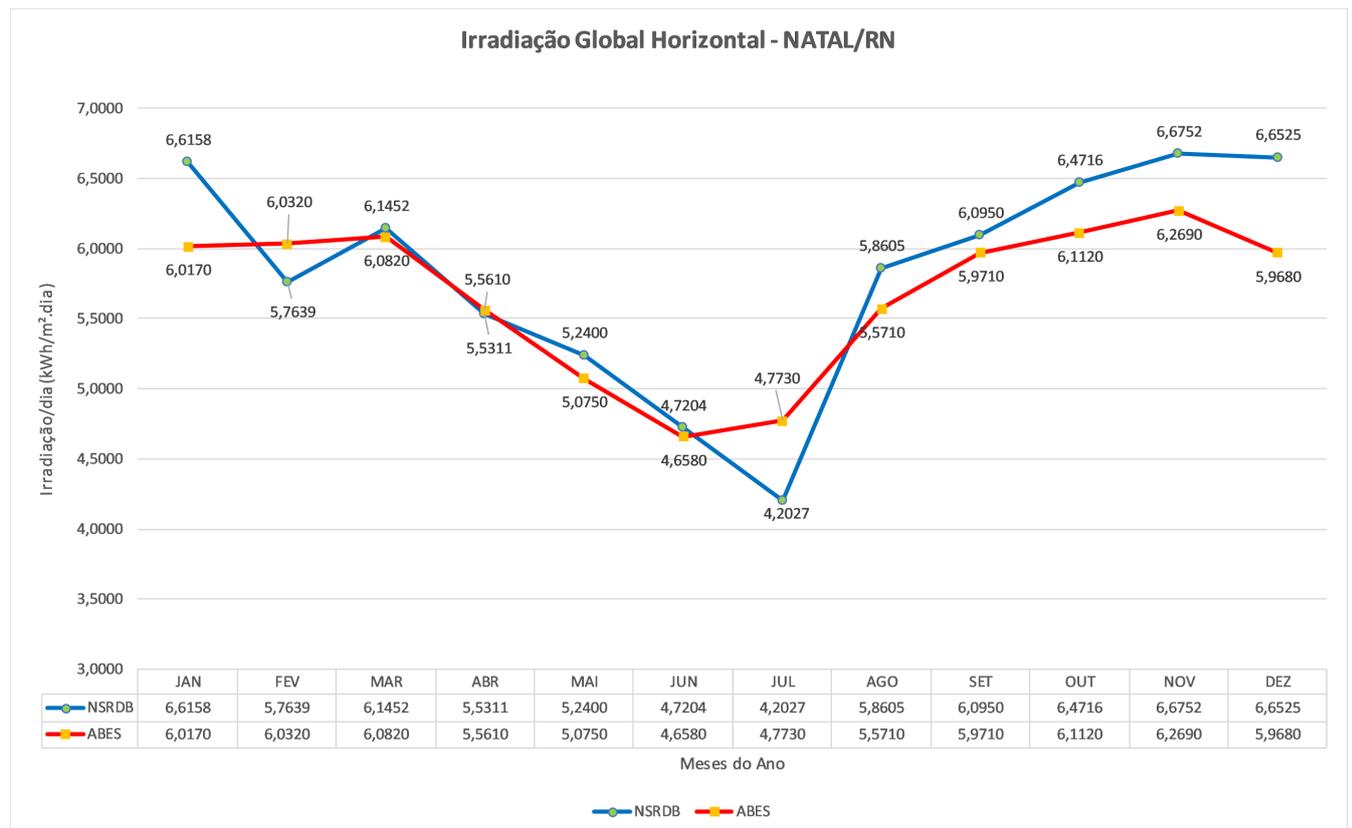


Figura E.3: Irradiação Global Horizontal (GHI) - Natal/RN.

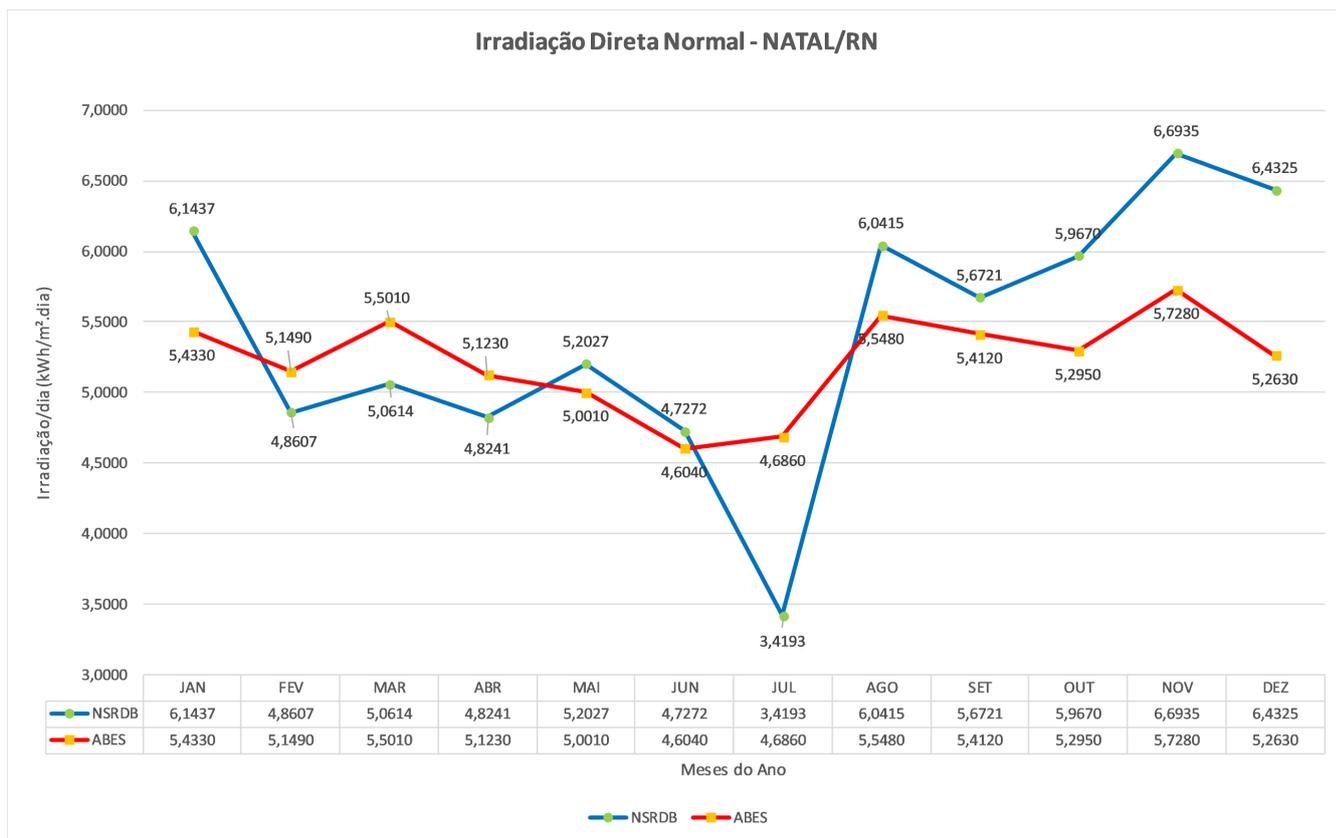


Figura E.4: Irradiação Direta Normal (DNI) - Natal/RN.

Na Figura E.3, é possível observar que o mês de abril apresenta a menor diferença entre as bases de dados - para o ABES o valor é de $5,5610 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $5,5311 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação percentual de $-0,54\%$ tomando o ABES como referência, ou seja, o valor informado pela NSRDB é $0,54\%$ inferior ao valor informado pelo ABES.

Já a maior diferença encontra-se no mês de dezembro, com uma variação percentual de $11,47\%$ em relação ao índice fornecido pelo ABES, ou seja, o valor informado pela NSRDB é $11,47\%$ maior.

Por meio da Figura E.4, percebe-se que a menor variação percentual é referente ao mês de junho. Para o ABES o valor é de $4,604 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $4,7272 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação de $2,67\%$ em relação ao ABES, ou seja, o índice fornecido pela NSRDB é $2,67\%$ maior que o índice fornecido pelo ABES. Já a maior variação é observada no mês de julho com uma diferença percentual de $-27,03\%$ em relação ao ABES.

Os meses de novembro e dezembro apresentam os maiores índices de Irradiação Global Horizontal com $6,6752 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e $6,6525 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ respectivamente. Já os

menores encontram-se nos meses de julho com $4,2027 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e junho com $4,7204 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

Em relação ao índice de Irradiação Direta Normal por meio do NSRDB, os meses de novembro e dezembro apresentam os maiores valores, sendo, respectivamente, $6,6935 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e $6,4325 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$. Os menores são identificados nos meses de julho com $3,4193 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$ e junho com $4,7272 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

E.3 Boa Vista/RR

O gráfico referente a Figura E.5 apresenta a média mensal da Irradiação Global Horizontal diária referente à cidade de Boa Vista, medida em $\text{kWh/m}^2.\text{dia}$, e o gráfico da Figura E.6 informa os valores da média mensal da Irradiação Direta Normal diária da mesma cidade.

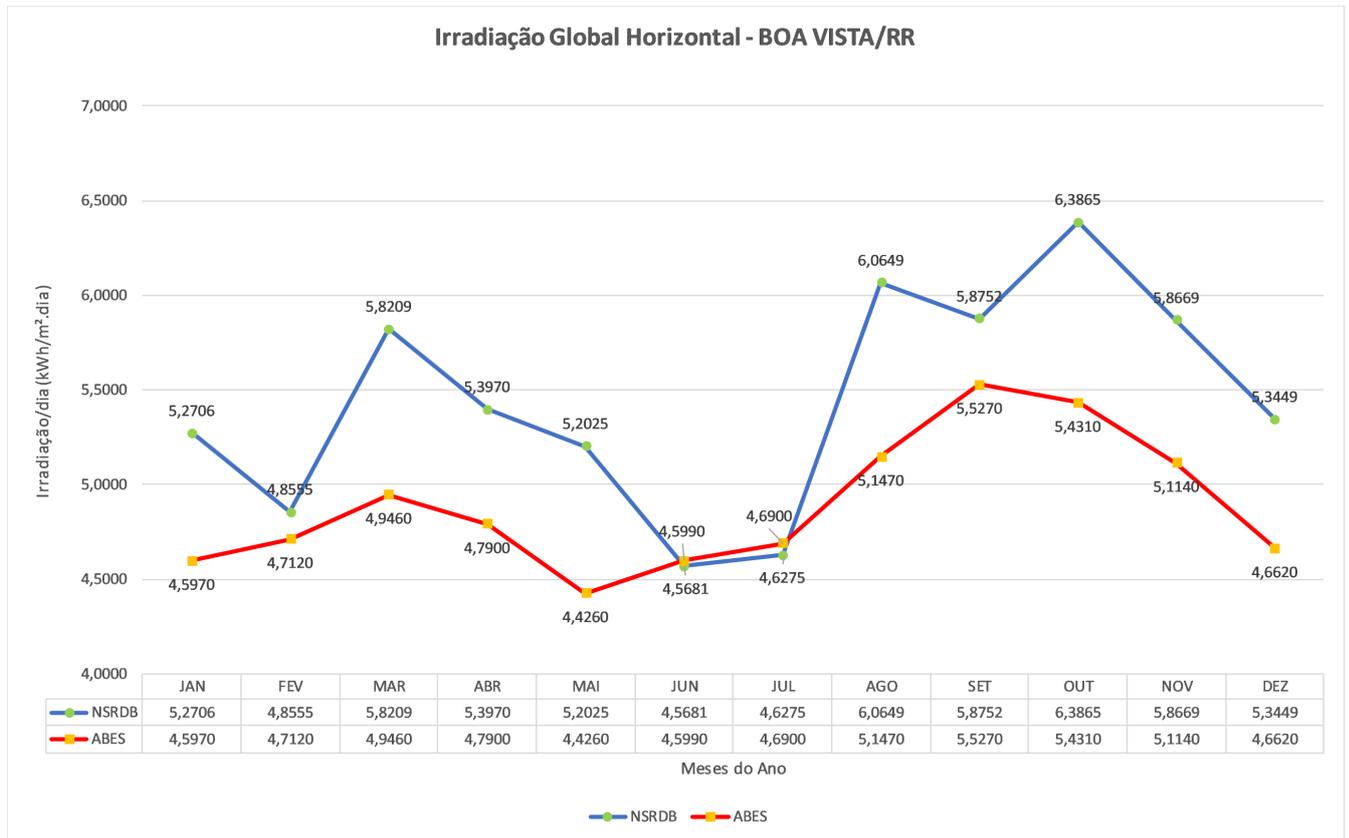


Figura E.5: Irradiação Global Horizontal (GHI) - Boa Vista/RR.

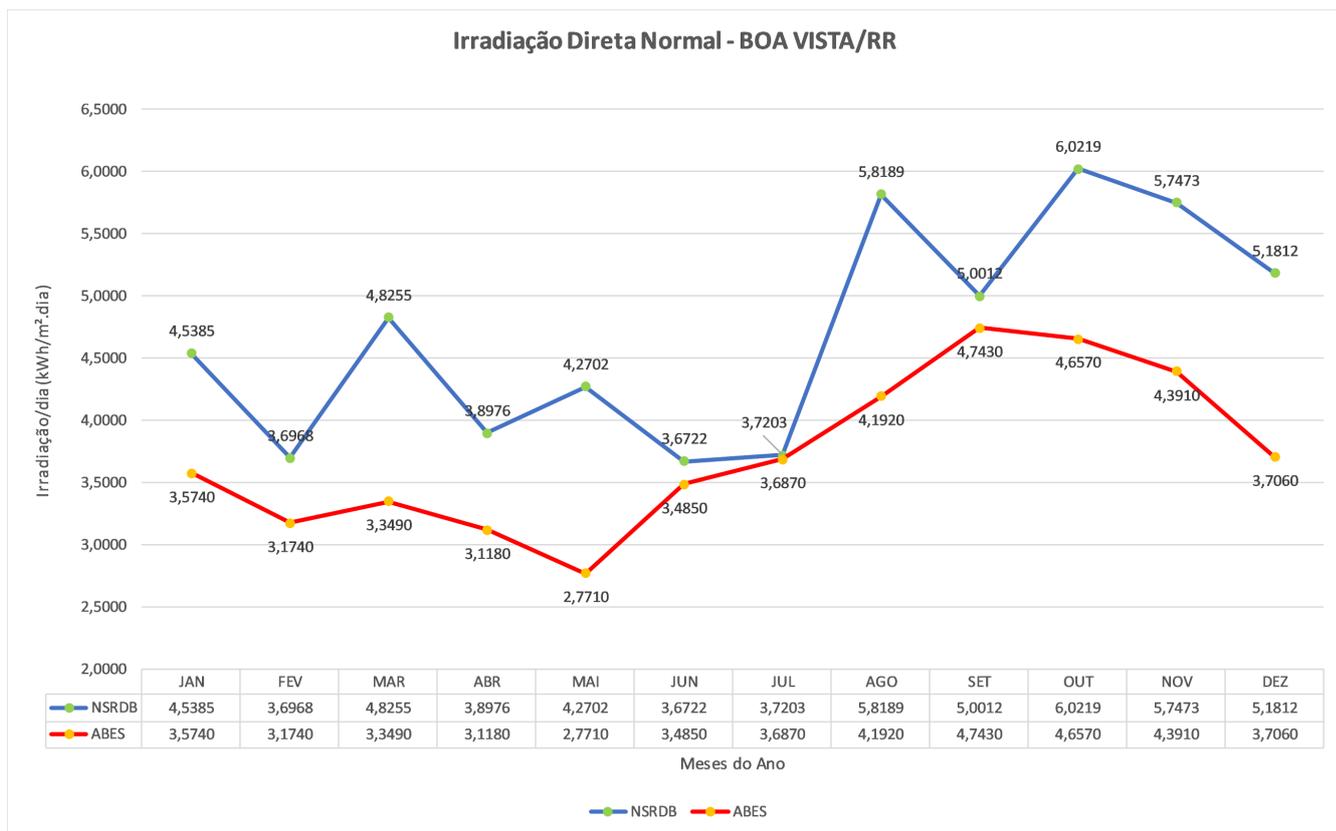


Figura E.6: Irradiação Direta Normal (DNI) - Boa Vista/RR.

Na Figura E.5 é possível observar que o mês de junho apresenta a menor diferença entre as bases de dados - para o ABES o valor é de $4,599 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $4,5681 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação percentual de $-0,67\%$ tomando o ABES como referência, ou seja, o valor informado pela NSRDB é $0,67\%$ inferior ao valor informado pelo ABES.

Já a maior diferença encontra-se no mês de outubro, com uma variação percentual de $17,59\%$ em relação ao índice fornecido pelo ABES, ou seja, o valor informado pela NSRDB é $17,59\%$ maior.

A Figura E.6 mostra que a menor variação percentual é referente ao mês de julho. Para o ABES o valor é de $3,687 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $3,7203 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação de $0,9\%$ em relação ao ABES, ou seja, o índice fornecido pela NSRDB é $0,9\%$ maior que o índice fornecido pelo ABES. Já a maior variação é observada no mês de agosto com uma diferença percentual de $38,8\%$ em relação ao ABES.

Os meses de outubro e agosto apresentam os maiores índices de Irradiação Global Horizontal com $6,3865 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e $6,0649 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ respectivamente. Já os me-

nores encontram-se nos meses de junho com $4,5681 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e julho com $4,6275 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$.

Em relação ao índice de Irradiação Direta Normal por meio do NSRDB, o mês de outubro apresenta o maior valor, $6,0219 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$, e o menor no mês de fevereiro com $3,6968 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$.

E.4 São Martinho da Serra/RS

O gráfico referente a Figura E.7 apresenta a média mensal da Irradiação Global Horizontal diária referente ao município de São Martinho da Serra, medida em $\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$, e o gráfico da Figura E.8 informa os valores da média mensal da Irradiação Direta Normal diária do mesmo local.

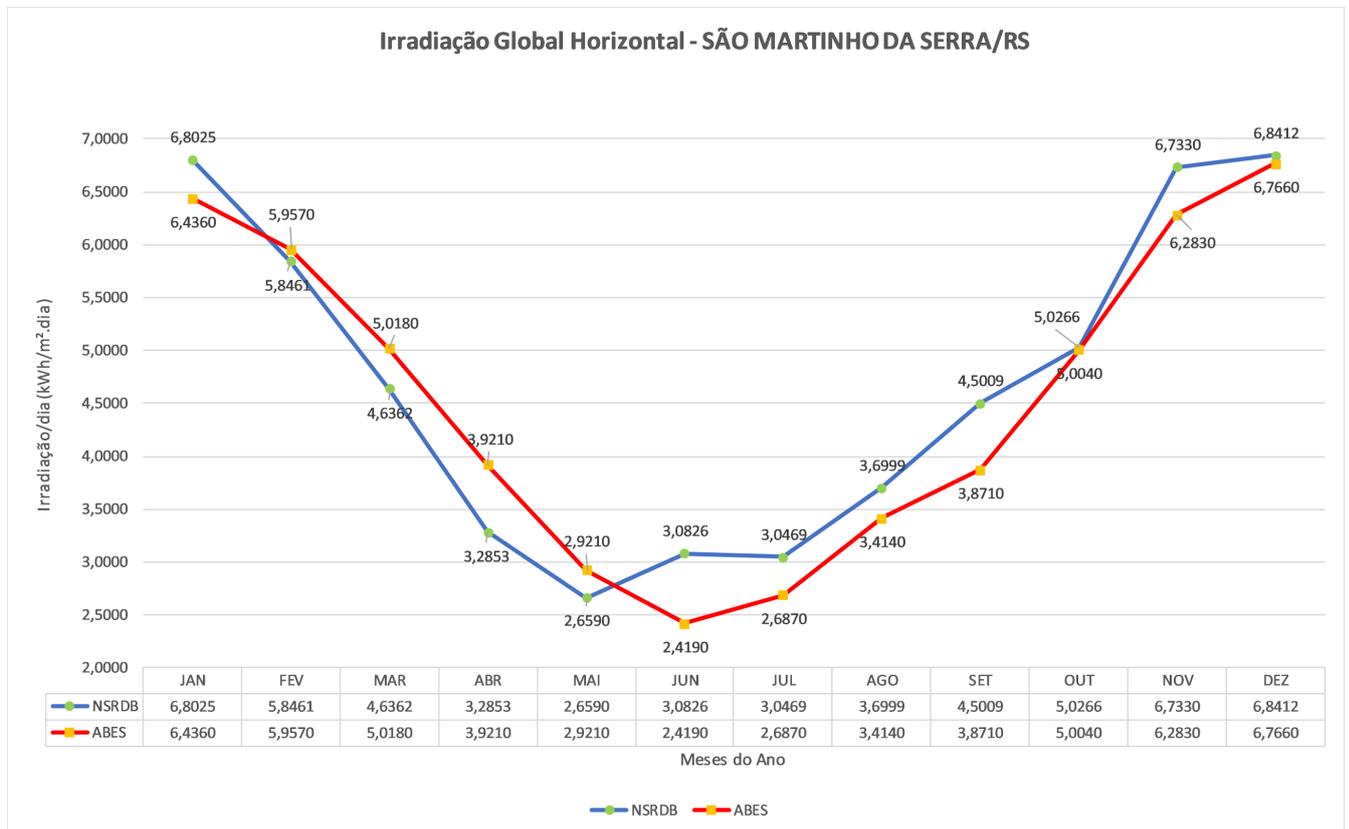


Figura E.7: Irradiação Global Horizontal (GHI) - São Martinho da Serra/RS.

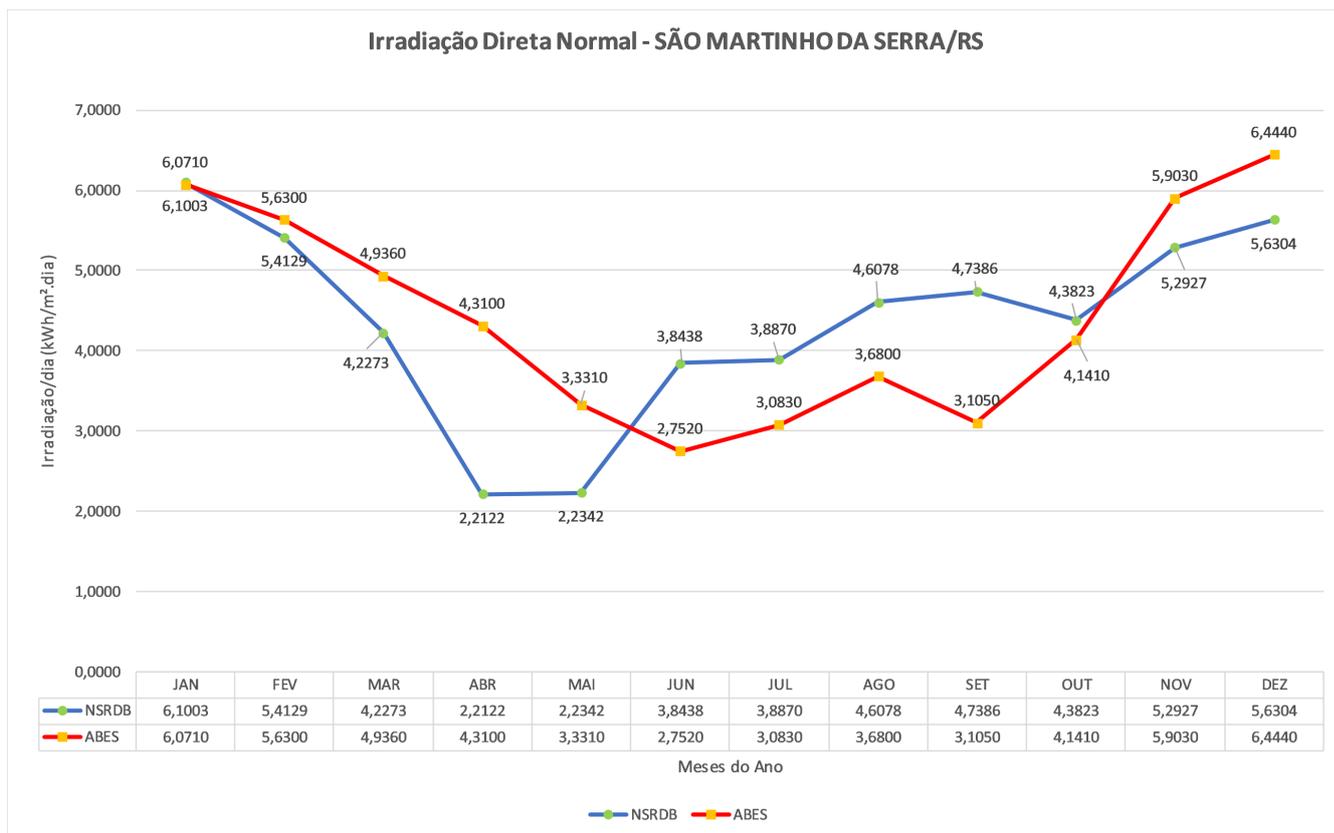


Figura E.8: Irradiação Direta Normal (DNI) - São Martinho da Serra/RS.

Por meio da Figura E.7, é possível observar que o mês de outubro apresenta a menor diferença entre as bases de dados - para o ABES o valor é de $5,004 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $5,0266 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação percentual de 0,45% tomando o ABES como referência, ou seja, o valor informado pela NSRDB é 0,45% maior que o valor informado pelo ABES.

Já a maior diferença encontra-se no mês de abril, com uma variação percentual de -16,21% em relação ao índice fornecido pelo ABES, ou seja, o valor informado pela NSRDB é 16,21% menor.

A Figura E.6 mostra que a menor variação percentual é referente ao mês de janeiro. Para o ABES o valor é de $6,0710 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ e para a NSRDB o valor é de $6,1003 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ - resultando em uma variação de 0,48% em relação ao ABES, ou seja, o índice fornecido pela NSRDB é 0,48% maior que o índice fornecido pelo ABES. Por sua vez, a maior variação é observada no mês de abril com uma diferença percentual de -48,67% em relação ao ABES.

O mês de dezembro apresenta o maior índice de Irradiação Global Horizontal com $6,8412 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$. Já o menor encontra-se no mês de maio com $2,659 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ através da base de dados utilizada para a simulação.

Em relação ao índice de Irradiação Direta Normal, o mês de janeiro apresenta o maior valor, $6,1003 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$, e o menor no mês de abril com $2,2122 \text{ kWh/m}^2.\text{dia}$.

**F Variação da Energia Anual em
função do Recalque Diferencial no
Solo do Aterro**

Tabela F.1: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Belo Horizonte/MG

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	
0	84.92%	85.91%	86.89%	86.89%	86.89%	87.89%	87.89%	87.89%	87.89%	87.89%	87.89%	87.89%	87.89%	87.89%	86.89%	86.89%	86.89%	86.89%	85.91%	84.92%
5	85.24%	86.61%	87.97%	88.29%	88.56%	89.77%	89.92%	89.99%	89.98%	89.38%	89.76%	89.54%	89.26%	88.93%	87.57%	87.17%	86.76%	85.36%	83.98%	83.98%
10	89.95%	91.80%	93.61%	94.28%	94.85%	96.38%	96.69%	96.85%	97.94%	97.77%	97.46%	95.92%	95.34%	94.64%	92.82%	91.99%	91.13%	89.24%	87.38%	87.38%
15	89.05%	91.27%	93.44%	94.45%	95.30%	97.06%	97.53%	97.79%	98.89%	98.66%	98.19%	96.43%	95.57%	94.55%	92.37%	91.17%	89.92%	87.66%	85.43%	85.43%
20	87.68%	90.26%	92.74%	94.04%	95.15%	97.12%	97.75%	98.08%	99.20%	100.00%	98.30%	96.33%	95.22%	93.93%	91.47%	89.98%	88.43%	85.87%	83.34%	83.34%
25	85.98%	88.85%	91.60%	93.15%	94.46%	96.60%	97.35%	97.76%	98.89%	98.53%	97.79%	95.66%	94.36%	92.86%	90.20%	88.51%	86.75%	83.95%	81.16%	81.16%
30	84.03%	87.13%	90.07%	91.81%	93.29%	95.53%	96.37%	96.83%	97.94%	97.53%	96.70%	94.46%	93.01%	91.36%	88.59%	86.74%	84.81%	81.86%	78.85%	78.85%
35	81.81%	85.14%	88.22%	90.04%	91.63%	93.94%	94.84%	95.32%	95.33%	94.88%	93.98%	92.73%	91.17%	89.43%	86.58%	84.67%	82.66%	79.55%	76.32%	76.32%
40	79.37%	82.84%	86.06%	87.93%	89.53%	91.86%	92.78%	93.26%	93.23%	92.74%	91.80%	90.50%	88.87%	87.08%	84.24%	82.32%	80.22%	76.98%	73.64%	73.64%
45	76.74%	80.28%	83.52%	85.48%	87.04%	89.33%	90.22%	90.66%	90.57%	90.04%	89.09%	87.76%	86.13%	84.34%	81.57%	79.65%	77.47%	74.24%	70.82%	70.82%
50	73.90%	77.54%	80.73%	82.65%	84.17%	86.35%	87.19%	87.52%	87.37%	86.79%	85.84%	84.53%	82.95%	81.22%	78.56%	76.67%	74.53%	71.32%	67.80%	67.80%
55	70.88%	74.54%	77.73%	79.53%	80.98%	82.97%	83.69%	83.90%	83.64%	83.02%	82.09%	80.84%	79.35%	77.76%	75.26%	73.42%	71.39%	68.16%	64.68%	64.68%
60	67.78%	71.32%	74.45%	76.17%	77.46%	79.24%	79.75%	79.79%	79.38%	78.72%	77.82%	76.69%	75.35%	73.96%	71.66%	69.96%	67.99%	64.88%	61.50%	61.50%
65	64.55%	68.06%	70.98%	72.60%	73.66%	75.17%	75.44%	75.22%	74.66%	73.93%	73.08%	72.10%	70.99%	69.85%	67.80%	66.31%	64.45%	61.55%	58.19%	58.19%
70	61.20%	64.64%	67.40%	68.82%	69.66%	70.83%	70.76%	70.28%	69.52%	68.72%	67.93%	67.13%	66.30%	65.48%	63.74%	62.47%	60.82%	58.04%	54.78%	54.78%
75	57.85%	61.07%	63.69%	64.87%	65.46%	66.25%	65.82%	65.02%	64.07%	63.21%	62.47%	61.86%	61.36%	60.90%	59.51%	58.49%	57.07%	54.44%	51.40%	51.40%
80	54.45%	57.48%	59.85%	60.83%	61.12%	61.50%	60.66%	59.56%	58.45%	57.54%	56.82%	56.39%	56.23%	56.15%	55.17%	54.43%	53.21%	50.84%	47.94%	47.94%
85	50.93%	53.83%	55.92%	56.67%	56.66%	56.62%	55.40%	54.03%	52.83%	51.91%	51.19%	50.86%	51.02%	51.32%	50.73%	50.30%	49.30%	47.16%	44.43%	44.43%
90	47.41%	50.07%	51.97%	52.45%	52.14%	51.70%	50.13%	48.56%	47.37%	46.46%	45.73%	45.43%	45.84%	46.49%	46.29%	46.14%	45.39%	43.46%	41.00%	41.00%

Tabela F.2: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro *MWh* - Belo Horizonte/MG

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	288.3	291.6	295.0	295.0	295.0	298.4	298.4	298.4	298.4	298.4	298.4	298.4	298.4	298.4	295.0	295.0	295.0	291.6	288.3
5	289.4	294.0	298.6	299.7	300.6	304.8	305.2	305.5	303.4	303.4	304.7	304.0	303.0	301.9	297.3	295.9	294.5	289.8	285.1
10	305.4	311.6	317.8	320.1	322.0	327.2	328.2	328.8	332.5	331.9	330.9	325.6	323.6	321.3	315.1	312.3	309.4	302.9	296.6
15	302.3	309.9	317.2	320.6	323.5	329.5	331.1	332.0	335.7	334.9	333.3	327.3	324.4	321.0	313.6	309.5	305.3	297.6	290.0
20	297.7	306.4	314.8	319.3	323.0	329.7	331.8	333.0	336.8	339.5	333.7	327.0	323.3	318.9	310.5	305.5	300.2	291.5	282.9
25	291.9	301.6	311.0	316.2	320.7	327.9	330.5	331.9	335.7	334.5	332.0	324.8	320.3	315.2	306.2	300.5	294.5	285.0	275.5
30	285.3	295.8	305.8	311.7	316.7	324.3	327.2	328.7	332.5	331.1	328.3	320.7	315.8	310.1	300.7	294.5	287.9	277.9	267.7
35	277.7	289.0	299.5	305.7	311.1	318.9	322.0	323.6	323.6	322.1	319.1	314.8	309.5	303.6	293.9	287.4	280.6	270.1	259.1
40	269.4	281.2	292.1	298.5	303.9	311.9	315.0	316.6	316.5	314.8	311.6	307.2	301.7	295.6	286.0	279.5	272.3	261.3	250.0
45	260.5	272.5	283.5	290.2	295.5	303.3	306.3	307.8	307.5	305.7	302.4	297.9	292.4	286.3	276.9	270.4	263.0	252.0	240.4
50	250.9	263.2	274.1	280.6	285.7	293.1	296.0	297.1	296.6	294.6	291.4	287.0	281.6	275.7	266.7	260.3	253.0	242.1	230.2
55	240.6	253.0	263.9	270.0	274.9	281.7	284.1	284.8	283.9	281.8	278.7	274.4	269.4	264.0	255.5	249.3	242.3	231.4	219.6
60	230.1	242.1	252.7	258.6	263.0	269.0	270.7	270.9	269.5	267.2	264.2	260.3	255.8	251.1	243.3	237.5	230.8	220.3	208.8
65	219.1	231.0	241.0	246.5	250.1	255.2	256.1	255.4	253.4	251.0	248.1	244.8	241.0	237.1	230.2	225.1	218.8	208.9	197.5
70	207.8	219.4	228.8	233.6	236.5	240.4	240.2	238.6	236.0	233.3	230.6	227.9	225.1	222.3	216.4	212.1	206.5	197.0	186.0
75	196.4	207.3	216.2	220.2	222.2	224.9	223.4	220.7	217.5	214.6	212.1	210.0	208.3	206.7	202.0	198.6	193.7	184.8	174.5
80	184.9	195.1	203.2	206.5	207.5	208.8	205.9	202.2	198.4	195.3	192.9	191.4	190.9	190.6	187.3	184.8	180.6	172.6	162.8
85	172.9	182.7	189.9	192.4	192.4	192.2	188.1	183.4	179.4	176.2	173.8	172.7	173.2	174.2	172.2	170.8	167.4	160.1	150.8
90	161.0	170.0	176.4	178.0	177.0	175.5	170.2	164.8	160.8	157.7	155.2	154.2	155.6	157.8	157.1	156.6	154.1	147.5	139.2

Tabela F.3: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Natal/RN

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	89.67%	90.71%	91.76%	91.76%	91.76%	92.80%	92.80%	92.80%	93.85%	93.85%	93.85%	92.80%	92.80%	92.80%	91.76%	91.76%	91.76%	90.71%	89.67%
5	90.43%	91.54%	92.61%	92.58%	92.53%	93.50%	93.38%	93.23%	94.12%	93.95%	93.77%	92.56%	92.39%	92.23%	91.03%	90.91%	90.79%	89.66%	88.55%
10	96.11%	97.33%	98.47%	98.41%	98.29%	99.19%	98.92%	98.61%	99.36%	100.00%	98.63%	97.19%	96.86%	96.56%	95.21%	94.96%	94.74%	93.47%	92.24%
15	95.93%	97.20%	98.35%	98.25%	98.04%	98.82%	98.40%	97.90%	98.79%	97.92%	97.39%	95.81%	95.36%	94.97%	93.53%	93.19%	92.89%	91.58%	90.31%
20	95.30%	96.59%	97.71%	97.56%	97.25%	97.89%	97.30%	96.62%	97.59%	96.26%	95.57%	93.89%	93.35%	92.88%	91.42%	91.06%	90.74%	89.43%	88.15%
25	94.30%	95.60%	96.65%	96.39%	95.95%	96.42%	95.65%	94.78%	93.86%	92.98%	92.16%	91.45%	90.87%	90.39%	88.96%	88.63%	88.36%	87.05%	85.75%
30	92.91%	94.22%	95.22%	94.83%	94.20%	94.45%	93.47%	92.38%	91.27%	90.21%	89.28%	88.53%	87.95%	87.49%	86.16%	85.89%	85.63%	84.35%	83.05%
35	91.14%	92.42%	93.34%	92.84%	92.02%	92.02%	90.80%	89.46%	88.12%	86.91%	85.90%	85.13%	84.60%	84.24%	83.06%	82.88%	82.68%	81.48%	80.22%
40	89.14%	90.36%	91.13%	90.48%	89.45%	89.15%	87.64%	86.03%	84.46%	83.08%	82.03%	81.29%	80.88%	80.68%	79.69%	79.64%	79.56%	78.49%	77.24%
45	86.82%	88.02%	88.64%	87.78%	86.52%	85.89%	84.05%	82.11%	80.29%	78.76%	77.68%	77.06%	76.83%	76.84%	76.08%	76.20%	76.26%	75.25%	74.03%
50	84.19%	85.32%	85.83%	84.77%	83.24%	82.26%	80.06%	77.76%	75.66%	73.99%	72.92%	72.47%	72.48%	72.77%	72.29%	72.63%	72.81%	71.92%	70.79%
55	81.35%	82.38%	82.74%	81.50%	79.68%	78.31%	75.70%	73.02%	70.63%	68.84%	67.83%	67.58%	67.92%	68.53%	68.37%	68.92%	69.26%	68.54%	67.46%
60	78.26%	79.23%	79.40%	77.97%	75.87%	74.10%	71.06%	67.98%	65.34%	63.47%	62.53%	62.52%	63.18%	64.15%	64.35%	65.13%	65.64%	65.02%	63.98%
65	74.90%	75.80%	75.85%	74.21%	71.87%	69.68%	66.21%	62.77%	59.96%	58.06%	57.19%	57.38%	58.39%	59.72%	60.29%	61.30%	61.97%	61.46%	60.51%
70	71.42%	72.20%	72.11%	70.30%	67.71%	65.13%	61.28%	57.56%	54.70%	52.88%	52.03%	52.32%	53.62%	55.30%	56.20%	57.44%	58.25%	57.90%	57.02%
75	67.78%	68.49%	68.22%	66.27%	63.45%	60.53%	56.37%	52.49%	49.80%	48.12%	47.23%	47.49%	48.99%	50.97%	52.17%	53.60%	54.54%	54.28%	53.43%
80	63.95%	64.61%	64.25%	62.16%	59.16%	55.96%	51.59%	47.72%	45.25%	43.65%	42.78%	42.97%	44.58%	46.77%	48.21%	49.78%	50.83%	50.66%	49.90%
85	60.11%	60.66%	60.20%	58.00%	54.86%	51.48%	47.02%	43.27%	40.92%	39.39%	38.58%	38.81%	40.45%	42.75%	44.37%	46.04%	47.15%	47.09%	46.41%
90	56.19%	56.68%	56.09%	56.92%	50.63%	47.16%	42.74%	39.12%	36.81%	35.33%	34.62%	34.97%	36.63%	38.96%	40.66%	42.40%	43.56%	43.55%	42.88%

Tabela F.4: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro *MWh* - Natal/RN

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	286.3	289.6	293.0	293.0	293.0	296.3	296.3	296.3	299.7	299.7	299.7	296.3	296.3	296.3	293.0	293.0	293.0	289.6	286.3
5	288.8	292.3	295.7	295.6	295.4	298.5	298.1	297.7	300.5	300.0	299.4	295.5	295.0	294.5	290.7	290.3	289.9	286.3	282.7
10	306.9	310.8	314.4	314.2	313.8	316.7	315.8	314.8	317.3	319.3	314.9	310.3	309.3	308.3	304.0	303.2	302.5	298.4	294.5
15	306.3	310.4	314.0	313.7	313.0	315.5	314.2	312.6	315.4	312.7	311.0	305.9	304.5	303.2	298.6	297.5	296.6	292.4	288.4
20	304.3	308.4	312.0	311.5	310.5	312.5	310.7	308.5	311.6	307.3	305.1	299.8	298.1	296.6	291.9	290.7	289.7	285.5	281.5
25	301.1	305.2	308.6	307.8	306.4	307.8	305.4	302.6	299.7	296.9	294.3	292.0	290.1	288.6	284.0	283.0	282.1	278.0	273.8
30	296.6	300.8	304.0	302.8	300.8	301.6	298.4	295.0	291.4	288.0	285.1	282.7	280.8	279.4	275.1	274.3	273.4	269.3	265.2
35	291.0	295.1	298.0	296.4	293.8	293.8	289.9	285.6	281.4	277.5	274.3	271.8	270.1	269.0	265.2	264.6	264.0	260.2	256.1
40	284.6	288.5	291.0	288.9	285.6	284.6	279.8	274.7	269.7	265.3	261.9	259.6	258.2	257.6	254.5	254.3	254.0	250.6	246.6
45	277.2	281.1	283.0	280.3	276.3	274.2	268.4	262.2	256.4	251.5	248.0	246.0	245.3	245.3	242.9	243.3	243.5	240.3	236.4
50	268.8	272.4	274.1	270.7	265.8	262.7	255.6	248.3	241.6	236.2	232.8	231.4	231.4	232.3	230.8	231.9	232.5	229.6	226.0
55	259.7	263.0	264.2	260.2	254.4	250.1	241.7	233.1	225.5	219.8	216.6	215.8	216.9	218.8	218.3	220.1	221.1	218.9	215.4
60	249.9	253.0	253.5	248.9	242.3	236.6	226.9	217.1	208.6	202.7	199.6	199.6	201.7	204.8	205.5	207.9	209.6	207.6	204.3
65	239.1	242.0	242.2	237.0	229.5	222.5	211.4	200.4	191.4	185.4	182.6	183.2	186.4	190.7	192.5	195.7	197.9	196.2	193.2
70	228.0	230.5	230.2	224.5	216.2	207.9	195.6	183.8	174.6	168.9	166.1	167.1	171.2	176.6	179.4	183.4	186.0	184.9	182.1
75	216.4	218.7	217.8	211.6	202.6	193.3	180.0	167.6	159.0	153.6	150.8	151.6	156.4	162.7	166.6	171.1	174.1	173.3	170.6
80	204.2	206.3	205.1	198.5	188.9	178.7	164.7	152.4	144.5	139.4	136.6	137.2	142.3	149.3	153.9	158.9	162.3	161.8	159.3
85	191.9	193.7	192.2	185.2	175.2	164.4	150.1	138.2	130.7	125.8	123.2	123.9	129.2	136.5	141.7	147.0	150.5	150.4	148.2
90	179.4	181.0	179.1	181.7	161.7	150.6	136.5	124.9	117.5	112.8	110.5	111.7	117.0	124.4	129.8	135.4	139.1	139.1	136.9

Tabela F.5: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - Boa Vista/RR

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	90.85%	91.92%	92.99%	92.99%	92.99%	94.06%	94.06%	94.06%	95.13%	95.13%	95.13%	94.06%	94.06%	94.06%	92.99%	92.99%	92.99%	91.92%	90.85%
5	91.43%	92.44%	93.41%	93.29%	93.15%	94.06%	93.90%	93.74%	94.65%	94.50%	94.36%	93.20%	93.11%	93.05%	91.95%	91.94%	91.95%	90.92%	89.91%
10	97.06%	98.04%	98.96%	98.69%	98.38%	99.16%	98.80%	98.44%	99.21%	100.00%	98.62%	97.30%	97.14%	97.04%	95.89%	95.88%	95.91%	94.88%	93.89%
15	96.77%	97.66%	98.46%	98.04%	97.56%	98.14%	97.57%	97.00%	97.57%	97.10%	96.71%	95.33%	95.14%	95.04%	93.93%	93.96%	94.05%	93.11%	92.19%
20	95.98%	96.80%	97.47%	96.90%	96.23%	96.59%	95.81%	95.04%	95.39%	94.76%	94.27%	92.87%	92.68%	92.61%	91.58%	91.70%	91.89%	91.07%	90.25%
25	94.72%	95.46%	96.01%	95.29%	94.43%	94.54%	93.53%	92.53%	91.61%	90.84%	90.27%	89.91%	89.76%	89.77%	88.88%	89.13%	89.43%	88.70%	87.95%
30	93.11%	93.76%	94.17%	93.27%	92.20%	92.04%	90.76%	89.50%	88.37%	87.46%	86.83%	86.48%	86.42%	86.56%	85.87%	86.27%	86.68%	86.08%	85.44%
35	91.15%	91.71%	91.96%	90.87%	89.57%	89.11%	87.53%	85.98%	84.61%	83.57%	82.89%	82.61%	82.69%	83.02%	82.57%	83.13%	83.71%	83.28%	82.76%
40	88.81%	89.31%	89.42%	88.15%	86.60%	85.81%	83.89%	82.01%	80.37%	79.18%	78.49%	78.33%	78.61%	79.19%	79.01%	79.78%	80.55%	80.26%	79.80%
45	86.26%	86.66%	86.61%	85.15%	83.34%	82.19%	79.89%	77.63%	75.72%	74.37%	73.69%	73.68%	74.23%	75.11%	75.24%	76.26%	77.19%	77.04%	76.69%
50	83.46%	83.79%	83.57%	81.91%	79.83%	78.29%	75.59%	72.95%	70.74%	69.25%	68.59%	68.77%	69.61%	70.82%	71.28%	72.54%	73.65%	73.69%	73.46%
55	80.37%	80.65%	80.32%	78.48%	76.14%	74.21%	71.10%	68.06%	65.59%	63.97%	63.32%	63.67%	64.82%	66.37%	67.21%	68.70%	70.00%	70.18%	70.00%
60	77.16%	77.36%	76.89%	74.87%	72.28%	69.98%	66.48%	63.11%	60.46%	58.77%	58.08%	58.52%	59.94%	61.83%	63.02%	64.76%	66.23%	66.54%	66.46%
65	73.77%	73.91%	73.30%	71.14%	68.33%	65.68%	61.85%	58.23%	55.56%	53.86%	53.07%	53.47%	55.09%	57.28%	58.80%	60.76%	62.37%	62.84%	62.87%
70	70.17%	70.29%	69.60%	67.31%	64.31%	61.36%	57.28%	53.55%	50.95%	49.24%	48.37%	48.64%	50.36%	52.80%	54.59%	56.74%	58.50%	59.07%	59.13%
75	66.53%	66.59%	65.80%	63.42%	60.26%	57.09%	52.84%	49.11%	46.54%	44.80%	43.91%	44.12%	45.86%	48.45%	50.46%	52.74%	54.59%	55.26%	55.39%
80	62.79%	62.82%	61.94%	59.49%	56.24%	52.91%	48.60%	44.91%	42.32%	40.56%	39.66%	39.92%	41.67%	44.32%	46.45%	48.82%	50.72%	51.48%	51.68%
85	58.92%	58.94%	57.04%	55.56%	52.27%	48.87%	44.60%	40.95%	38.33%	36.54%	35.66%	36.03%	37.82%	40.43%	42.60%	44.98%	46.93%	47.72%	47.90%
90	55.08%	55.08%	54.14%	51.67%	48.38%	45.02%	40.87%	37.27%	34.59%	32.80%	31.97%	32.49%	34.33%	36.82%	38.94%	41.29%	43.18%	43.99%	44.20%

Tabela F.6: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro *MWh* - Boa Vista/RR

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	259.4	262.5	265.5	265.5	268.6	268.6	268.6	268.6	271.7	271.7	271.7	268.6	268.6	268.6	265.5	265.5	265.5	262.5	259.4
5	261.1	264.0	266.8	266.4	266.0	268.6	268.1	267.7	270.3	269.8	269.5	266.1	265.9	265.7	262.6	262.5	262.6	259.6	256.8
10	277.2	280.0	282.6	281.8	280.9	283.2	282.1	281.1	283.3	285.6	281.6	277.8	277.4	277.1	273.8	273.8	273.9	271.0	268.1
15	276.3	278.9	281.2	280.0	278.6	280.3	278.6	277.0	278.6	277.3	276.2	272.2	271.7	271.4	268.2	268.3	268.6	265.9	263.3
20	274.1	276.4	278.3	276.7	274.8	275.8	273.6	271.4	272.4	270.6	269.2	265.2	264.7	264.4	261.5	261.9	262.4	260.1	257.7
25	270.5	272.6	274.2	272.1	269.7	270.0	267.1	264.2	261.6	259.4	257.8	256.8	256.3	256.3	253.8	254.5	255.4	253.3	251.2
30	265.9	267.7	268.9	266.3	263.3	262.8	259.2	255.6	252.3	249.8	248.0	247.0	246.8	247.2	245.2	246.4	247.5	245.8	244.0
35	260.3	261.9	262.6	259.5	255.8	254.5	250.0	245.5	241.6	238.6	236.7	235.9	236.1	237.1	235.8	237.4	239.0	237.8	236.3
40	253.6	255.0	255.4	251.7	247.3	245.0	239.5	234.2	229.5	226.1	224.2	223.7	224.5	226.1	225.6	227.8	230.0	229.2	227.9
45	246.3	247.5	247.3	243.2	238.0	234.7	228.1	221.7	216.2	212.4	210.4	210.4	212.0	214.5	214.9	217.8	220.4	220.0	219.0
50	238.3	239.3	238.6	233.9	228.0	223.6	215.9	208.3	202.0	197.7	195.9	196.4	198.8	202.2	203.6	207.2	210.3	210.4	209.8
55	229.5	230.3	229.4	224.1	217.4	211.9	203.0	194.3	187.3	182.7	180.8	181.8	185.1	189.5	191.9	196.2	199.9	200.4	199.9
60	220.3	220.9	219.6	213.8	206.4	199.8	189.9	180.2	172.7	167.8	165.9	167.1	171.2	176.6	180.0	184.9	189.1	190.0	189.8
65	210.7	211.1	209.3	203.2	195.1	187.5	176.6	166.3	158.6	153.8	151.5	152.7	157.3	163.6	167.9	173.5	178.1	179.5	179.5
70	200.4	200.7	198.8	192.2	183.6	175.2	163.6	152.9	145.5	140.6	138.1	138.9	143.8	150.8	155.9	162.0	167.0	168.7	168.8
75	190.0	190.1	187.9	181.1	172.1	163.0	150.9	140.2	132.9	127.9	125.4	126.0	131.0	138.4	144.1	150.6	155.9	157.8	158.2
80	179.3	179.4	176.9	169.9	160.6	151.1	138.8	128.2	120.9	115.8	113.3	114.0	119.0	126.6	132.6	139.4	144.8	147.0	147.6
85	168.3	168.3	162.9	158.7	149.3	139.6	127.4	116.9	109.5	104.4	101.8	102.9	108.0	115.4	121.7	128.5	134.0	136.3	136.8
90	157.3	157.3	154.6	147.5	138.2	128.6	116.7	106.4	98.8	93.7	91.3	92.8	98.0	105.1	111.2	117.9	123.3	125.6	126.2

Tabela F.7: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro (%) - São Martinho da Serra/RS

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	77.3%	78.5%	79.6%	79.6%	79.6%	80.7%	80.7%	80.7%	80.7%	80.7%	80.7%	80.7%	80.7%	80.7%	79.6%	79.6%	79.6%	78.5%	77.4%
5	77.1%	78.6%	80.4%	80.9%	81.5%	83.1%	83.5%	83.8%	84.0%	84.1%	84.1%	84.0%	83.8%	83.5%	82.0%	81.5%	81.0%	79.3%	77.6%
10	81.5%	83.9%	86.3%	87.5%	88.6%	90.8%	91.6%	92.2%	92.7%	92.9%	92.9%	92.8%	92.3%	91.7%	89.7%	88.8%	87.7%	85.3%	82.9%
15	80.2%	83.2%	86.2%	87.9%	89.4%	92.0%	93.2%	94.1%	94.8%	95.1%	95.2%	94.9%	94.3%	93.4%	91.1%	89.7%	88.1%	85.2%	82.2%
20	78.6%	82.1%	85.6%	87.7%	89.7%	92.6%	94.1%	95.3%	97.4%	97.9%	97.9%	96.4%	95.6%	94.5%	91.8%	90.1%	88.1%	84.8%	81.2%
25	76.7%	80.7%	84.5%	87.1%	89.4%	92.6%	94.4%	95.9%	98.1%	98.7%	98.8%	97.1%	96.2%	94.9%	92.0%	90.0%	87.6%	83.8%	79.8%
30	74.5%	78.8%	83.0%	85.9%	88.6%	92.0%	94.0%	95.7%	98.1%	100.0%	98.9%	97.2%	96.2%	94.7%	91.6%	89.3%	86.6%	82.5%	78.1%
35	72.0%	76.7%	81.2%	84.3%	87.2%	90.9%	93.0%	94.8%	97.4%	98.1%	98.2%	96.5%	95.4%	93.8%	90.6%	88.1%	85.2%	80.8%	76.1%
40	69.3%	74.2%	78.9%	82.2%	85.2%	89.1%	91.4%	93.3%	96.0%	96.7%	96.9%	95.2%	94.0%	92.4%	89.1%	86.4%	83.3%	78.7%	73.7%
45	66.3%	71.4%	76.3%	79.8%	82.8%	86.8%	89.1%	91.1%	92.6%	93.5%	93.6%	93.2%	92.0%	90.3%	86.9%	84.2%	81.1%	76.2%	71.1%
50	63.2%	68.4%	73.2%	76.9%	80.0%	83.9%	86.3%	88.3%	89.9%	90.8%	91.0%	90.5%	89.4%	87.7%	84.3%	81.6%	78.3%	73.5%	68.2%
55	59.8%	65.1%	70.0%	73.5%	76.7%	80.5%	82.9%	85.0%	86.5%	87.4%	87.7%	87.3%	86.2%	84.5%	81.2%	78.5%	75.2%	70.4%	65.1%
60	56.3%	61.5%	66.4%	69.8%	72.9%	76.6%	79.0%	81.0%	82.5%	83.4%	83.7%	83.4%	82.4%	80.8%	77.7%	75.0%	71.8%	67.0%	61.6%
65	52.7%	57.7%	62.5%	65.9%	68.8%	72.3%	74.5%	76.4%	77.9%	78.8%	79.2%	78.9%	78.0%	76.7%	73.6%	71.1%	68.0%	63.2%	58.1%
70	48.9%	53.9%	58.4%	61.6%	64.4%	67.7%	69.6%	71.4%	72.7%	73.5%	74.0%	73.9%	73.2%	72.0%	69.2%	66.8%	63.9%	59.3%	54.3%
75	44.9%	49.8%	54.1%	57.1%	59.6%	62.6%	64.3%	65.8%	66.9%	67.7%	68.2%	68.3%	67.9%	66.9%	64.4%	62.3%	59.5%	55.2%	50.2%
80	40.9%	45.5%	49.6%	52.4%	54.6%	57.2%	58.6%	59.7%	60.7%	61.4%	62.0%	62.2%	62.1%	61.4%	59.3%	57.4%	54.9%	50.8%	46.1%
85	36.8%	41.1%	45.0%	47.5%	49.4%	51.6%	52.6%	53.4%	54.1%	54.7%	55.3%	55.7%	55.9%	55.6%	53.9%	52.4%	50.1%	46.3%	41.9%
90	32.6%	36.7%	40.2%	42.4%	44.0%	45.7%	46.3%	46.8%	47.3%	47.8%	48.4%	49.0%	49.4%	49.6%	48.3%	47.1%	45.1%	41.6%	37.5%

Tabela F.8: Variação da Energia Anual em função do Recalque Diferencial no Solo do Aterro *MWh* - São Martinho da Serra/RS

Az/ I	-90	-80	-70	-60	-50	-40	-30	-20	-10	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
0	236.46	240.18	243.51	243.51	243.51	246.83	246.83	246.83	246.83	246.83	246.83	246.83	246.83	246.83	243.51	243.51	243.51	240.18	236.86
5	235.68	240.52	245.76	247.56	249.21	254.08	255.32	256.29	256.96	257.31	257.34	257.04	256.39	255.47	250.83	249.39	247.72	242.53	237.29
10	249.30	256.71	264.08	267.70	271.03	277.62	280.13	282.09	283.46	284.20	284.27	283.68	282.44	280.55	274.44	271.50	268.14	260.88	253.45
15	245.39	254.57	263.62	268.81	273.54	281.43	285.04	287.88	289.87	290.95	291.08	290.25	288.47	285.77	278.55	274.36	269.58	260.69	251.51
20	240.47	251.22	261.76	268.38	274.33	283.32	287.92	291.59	297.96	299.38	299.57	294.69	292.42	288.98	280.82	275.60	269.55	259.21	248.40
25	234.61	246.69	258.49	266.35	273.41	283.32	288.78	293.18	300.12	301.79	302.06	296.99	294.31	290.23	281.31	275.20	267.99	256.37	244.19
30	227.86	241.15	253.98	262.81	270.86	281.48	287.59	292.67	300.08	305.85	302.33	297.15	294.09	289.50	280.07	273.12	264.91	252.27	238.95
35	220.24	234.56	248.28	257.82	266.62	277.89	284.43	290.05	297.85	299.99	300.42	295.18	291.80	286.90	277.09	269.45	260.51	247.11	232.76
40	211.89	226.89	241.39	251.49	260.68	272.52	279.41	285.35	293.48	295.84	296.34	291.10	287.53	282.48	272.37	264.18	254.86	240.73	225.52
45	202.89	218.40	233.29	243.96	253.26	265.33	272.54	278.71	283.30	285.84	286.42	284.94	281.35	276.26	265.88	257.59	247.91	233.19	217.53
50	193.17	209.12	224.02	235.05	244.53	256.47	263.87	270.20	274.90	277.61	278.29	276.89	273.32	268.21	257.86	249.67	239.57	224.71	208.71
55	182.90	199.03	213.99	224.81	234.45	246.15	253.50	259.82	264.55	267.35	268.15	266.89	263.51	258.51	248.41	240.22	230.01	215.32	198.97
60	172.22	188.13	203.14	213.59	223.03	234.35	241.53	247.64	252.32	255.13	256.07	255.03	251.95	247.24	237.49	229.41	219.52	204.87	188.55
65	161.07	176.63	191.23	201.49	210.50	221.24	227.97	233.75	238.20	240.95	242.11	241.36	238.71	234.44	225.25	217.45	207.99	193.43	177.58
70	149.42	164.80	178.58	188.50	196.89	206.92	212.99	218.23	222.26	224.91	226.25	225.97	223.88	220.18	211.75	204.43	195.30	181.37	165.94
75	137.35	152.27	165.42	174.73	182.37	191.45	196.74	201.14	204.67	207.14	208.65	208.89	207.54	204.63	197.07	190.45	181.84	168.83	153.65
80	125.17	139.12	151.77	160.22	167.08	175.04	179.25	182.73	185.59	187.81	189.51	190.31	189.82	187.87	181.39	175.65	167.77	155.46	140.94
85	112.69	125.76	137.56	145.16	151.06	157.80	160.81	163.22	165.40	167.36	169.16	170.48	170.95	170.12	164.88	160.11	153.14	141.55	128.09
90	99.84	112.31	122.91	129.72	134.58	139.90	141.64	143.00	144.59	146.32	148.10	149.81	151.19	151.58	147.72	144.00	138.01	127.37	114.80

I Parâmetros dos Painéis e Inversores Fotovoltaicos Importados para o PVPMC

De acordo com Cosme (2018), os parâmetros dos painéis e dos inversores para o preenchimento das planilhas do *Photovoltaic Performance Modeling Collaborative* (PVPMC) são:[24]

Painéis

A planilha “Banco_PaineisFV.xlsx” deve ser preenchida com as seguintes informações referentes aos módulos fotovoltaicos:

- **Model:** nome/número do modelo do painel;
- **Vintage:** ano de fabricação do painel;
- **Module Area:** área total do painel em [m²];
- **Material:** material da célula solar;
- **Series Cells:** número de células em série por *string* no painel;
- **Parallel C-S:** número de *strings* de células em paralelo no painel;
- **Isc:** corrente de curto-circuito (STC) em [A];
- **Voco:** tensão de circuito aberto (STC) em [V];
- **Impo:** corrente de máxima potência (STC) em [A];
- **Vmpo:** tensão de máxima potência (STC) em [V];
- **aIsc:** coeficiente de temperatura (normalizado) para corrente de curto-circuito, medido em [°C⁻¹];
- **aImp:** coeficiente de temperatura (normalizado) para corrente de máxima potência, em [°C⁻¹];
< foi considerado que aImp = aIsc;
- **[C0 C1]:** coeficientes que relacionam a corrente de máxima potência à irradiância efetiva;
< valores padrão: $\begin{cases} \text{m-Si: } [C0 \ C1] = [1,004 \ -0,004] \\ \text{p-Si: } [C0 \ C1] = [0,991 \ 0,009] \end{cases}$;
- **BVoco:** coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto a 1000 W/m², em [V/°C];
- **mBVoc:** dependência de BVoco em função da irradiância, medida em [V/°C];
< valor padrão: mBVoc = 0 V/°C;
- **BVmpo:** coeficiente de temperatura para tensão de máxima potência a 1000 W/m², em [V/°C];
- **mBVmpo:** dependência de BVmpo em função da irradiância, medida em [V/°C];
< valor padrão: mBVmpo = 0 V/°C;
- **n:** fator de idealidade do diodo;
< valor padrão: $\begin{cases} \text{m-Si: } n = 1,289 \\ \text{p-Si: } n = 1,350 \end{cases}$;
- **[C2 C3]:** coeficientes que relacionam a tensão de máxima potência à irradiância efetiva;
< valores padrão: $\begin{cases} \text{m-Si: } [C2 \ C3] = [0,004 \ -8,351] \\ \text{p-Si: } [C2 \ C3] = [-0,117 \ -10,991] \end{cases}$;

- **[A0 A1 A2 A3 A4]:** coeficientes da função 'f1' (nomenclatura da SNL), que avalia a influência da variação da massa de ar ao longo do dia no espectro solar e os efeitos resultantes na irradiância efetiva e na corrente de curto-circuito;

$$\text{< valores padrão: } \begin{cases} \text{m-Si: } A = [0,9315 \ 0,0597 \ -0,0107 \ 0,0008 \ -0,00002] \\ \text{p-Si: } A = [0,9219 \ 0,0709 \ -0,0143 \ 0,0012 \ -0,00003] \end{cases};$$

- **[B0 B1 B2 B3 B4 B5]:** coeficientes da função f2, que avalia a influência de efeitos ópticos no ângulo de incidência da luz solar;

$$\text{< valores padrão: } B = [1 \ -2,438 \times 10^{-3} \ 3,103 \times 10^{-4} \ -1,246 \times 10^{-5} \ 2,11 \times 10^{-7} \ -1,36 \times 10^{-9}];$$

- **d(Tc):** diferença entre a temperatura da célula solar e da parte traseira do painel a 1000 W/m², medida em [°C]

$$\text{Si (suspenso): } d(Tc) = 3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\text{< valores padrão: } \begin{cases} \text{Si (junto à cobertura): } d(Tc) = 1 \text{ } ^\circ\text{C} \\ \text{Filme fino: } d(Tc) = 3 \text{ } ^\circ\text{C} \end{cases};$$

- **fd:** fração da irradiância difusa no plano de incidência do painel que é efetivamente utilizada pelo módulo;

$$\text{< valor padrão: } fd = 1;$$

- **[a b]:** coeficientes do modelo que estima a temperatura do módulo em função da temperatura ambiente, da irradiância e da velocidade do vento – coeficientes da função mostrada na Seção 2.8.2.1;

$$\text{Si (suspenso): } [a \ b] = [-3,47 \ -0,0594]$$

$$\text{< valores padrão: } \begin{cases} \text{Si (junto à cobertura): } [a \ b] = [-2,98 \ -0,0471] \\ \text{Filme fino: } [a \ b] = [-3,58 \ -0,113] \end{cases}$$

- **Ixo:** corrente quando a tensão do painel é metade da tensão de circuito aberto, medida em [A];

$$\text{< com base nos dados observados dos demais painéis da planilha, foram assumidos os seguintes valores: } \begin{cases} \text{Silício: } I_{xo} = 0,98 \times I_{sco} \\ \text{Filme fino: } I_{xo} = 0,93 \times I_{sco} \end{cases};$$

- **[C4 C5]:** coeficientes que relacionam Ixo à irradiância efetiva;

$$\text{< valores padrão: } \begin{cases} \text{m-Si: } [C4 \ C5] = [0,993 \ 0,007] \\ \text{p-Si: } [C4 \ C5] = [0,987 \ 0,013] \end{cases};$$

- **Ixoo:** corrente quando a tensão do painel é o valor médio entre a tensão de máxima potência e a tensão de circuito aberto, medida em [A];

$$\text{< com base nos dados observados dos demais painéis da planilha, foram assumidos os seguintes valores: } \begin{cases} \text{Silício: } I_{xoo} = 0,65 \times I_{sco} \\ \text{Filme fino: } I_{xoo} = 0,58 \times I_{sco} \end{cases};$$

- **[C6 C7]:** coeficientes que relacionam Ixxo à irradiância efetiva;

$$\text{< valores padrão: } \begin{cases} \text{m-Si: } [C6 \ C7] = [1,125 \ -0,125] \\ \text{p-Si: } [C6 \ C7] = [1,118 \ -0,118] \end{cases}.$$

Os campos de informações foram preenchidos com os dados mostrados na tabela da especificação técnica de cada painel, quando possível. Contudo, alguns campos são referentes a valores que devem ser obtidos empiricamente. Diante dessa impossibilidade, optou-se por inserir os valores padrões sugeridos pela SNL ou os valores de painéis semelhantes já existentes na planilha, quando necessário.

Figura A.IV.1 – Exemplo de preenchimento da planilha “Banco_PaineisFV”

	A	B	C	D	E	F	G
1	Model	Vintage	Module Area [m ²]	Material	Series Cells	Parallel C-S	Isco
524	Módulo da Academia	2018	1,677	c-Si	60	1	9,49
525	Módulo da Quadra	2018	0,996	CIGS	36	1	6,4
526	Módulo da Administração	2018	0,72	CdTe	57	1	2,11

Inversores

O primeiro passo para adicionar um inversor ao modelo do PVPMC é ler o banco de dados.

```
>> load('SandiaInverterDatabaseSAM2014.1.14.mat')
```

O arquivo lido gera um vetor com os nomes dos inversores (`InverterNames`) e uma estrutura com as respectivas especificações técnicas (`SNLInverterDB`).

Em seguida, no editor do MATLAB foi acrescentado o inversor escolhido e seus respectivos dados.

Os campos da planilha que devem ser preenchidos são:

- **Name:** nome/modelo do inversor;
- **Vac:** tensão de saída em [V];
- **Pac0:** potência de saída máxima nas condições nominais de operação, medida em [W];
< foi assumido que a potência de saída máxima é igual à potência de saída nominal do inversor;
- **Pdc0:** potência de entrada que resulta em uma potência de saída igual a Pac0, nas condições nominais de operação, medida em [W];
< foi considerado que $P_{dc0} = P_{ac0} / y_{inv,m\acute{a}x}$;
- **Vdc0:** tensão de entrada que resulta em uma potência de saída igual a Pac0, nas condições nominais de operação, medida em [V];
- **Ps0:** potência mínima de entrada necessária para dar início ao funcionamento do inversor, medida em [W];
< com base nos dados observados dos demais inversores da planilha, foi assumido que $P_{s0} = 0,01 \times P_{dc0}$;
- **C0:** parâmetro que define a curvatura da parábola que modela a relação entre a potência de saída e a potência de entrada, nas condições nominais de operação, medido em [W⁻¹];

- < valor padrão: $C0 = 0 \text{ W}^{-1}$;
- **C1**: parâmetro que define a variação de P_{dc0} em função da tensão de entrada, medido em $[\text{V}^{-1}]$;
< valor padrão: $C1 = 0 \text{ V}^{-1}$;
- **C2**: parâmetro que define a variação de P_{s0} em função da tensão de entrada, medido em $[\text{V}^{-1}]$;
< valor padrão: $C2 = 0 \text{ V}^{-1}$;
- **C3**: parâmetro que define a variação de $C0$ em função da tensão de entrada, medido em $[\text{V}^{-1}]$;
< valor padrão: $C3 = 0 \text{ V}^{-1}$;
- **Pnt**: autoconsumo do inversor, medido em $[\text{W}]$;
- **Vdcmax**: tensão de entrada máxima suportada pelo inversor, medida em $[\text{V}]$;
- **Idcmax**: corrente de entrada máxima suportada pelo inversor, medida em $[\text{A}]$;
- **MPPTLow**: tensão mínima de atuação do SPMP, medida em $[\text{V}]$;