

MICHAEL COLLIN VARGAS

ENERGIA SOLAR DISPONÍVEL E ENERGIA GERADA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES INCLINAÇÕES E
ORIENTAÇÕES DE TELHADOS DE EDIFICAÇÕES

CASCVEL
PARANÁ - BRASIL
FEVEREIRO – 2021

MICHAEL COLLIN VARGAS

ENERGIA SOLAR DISPONÍVEL E ENERGIA GERADA EM SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM DIFERENTES INCLINAÇÕES E
ORIENTAÇÕES DE TELHADOS DE EDIFICAÇÕES

Dissertação apresentado à Universidade Estadual do Oeste do Paraná, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, para obtenção do título de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira
Coorientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza

CASCADEL
PARANÁ - BRASIL
FEVEREIRO – 2021

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Vargas, Michael Collin

Energia solar disponível e energia gerada em sistemas fotovoltaicos em diferentes inclinações e orientações de telhados de edificações / Michael Collin Vargas; orientador(a), Jair Antonio Cruz Siqueira; coorientador(a), Samuel Nelson Melegari de Souza, 2021. 106 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Campus de Cascavel, Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, 2021.

1. Energia Solar. 2. Irradiação Solar Global no Plano Inclinado. 3. Energia Injetada na Rede. 4. Diferentes tipos de telhados, inclinações e orientações. I. Siqueira, Jair Antonio Cruz. II. Souza, Samuel Nelson Melegari de. III. Título.

MICHAEL COLLIN VARGAS

Energia solar disponível e energia gerada em sistemas fotovoltaicos em diferentes inclinações e orientações de telhados de edificações

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura em cumprimento parcial aos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Energia na Agricultura, área de concentração Agroenergia, linha de pesquisa Fontes renováveis e racionalização de energia na agroindústria e agricultura, APROVADO(A) pela seguinte banca examinadora:



Orientador(a) - - Jair Antonio Cruz Siqueira
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Reginaldo Ferreira Santos
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - Campus de Cascavel (UNIOESTE)



Fulvio Natercio Feiber
Universidade Tecnológica Federal do Paraná – Campus Toledo (UTFPR)

Cascavel, 22 de fevereiro de 2021

*Dedico este trabalho à minha família, amigos,
professores e colegas, pela compreensão
durante o período de seu desenvolvimento.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família pelo apoio imensurável e total credibilidade ao meu estudo.

Agradeço ao Prof. Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira e ao Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza, orientadores deste trabalho, por acreditar em mim, pelo seu total apoio e dedicação com meu projeto.

Agradeço também a todos aqueles que, de alguma forma, participaram e me ajudaram durante o mestrado.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Disposição geométrica e inclinação da cumeeira (ETERNIT, 2008).....	16
Figura 2: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 5kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.....	31
Figura 3: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 10kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.....	42
Figura 4: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 20kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.....	52
Figura 5: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 30kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.....	62
Figura 6: Aumento linear do Lucro com a variação da potência de um sistema.	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.....	22
Tabela 2: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)	23
Tabela 3: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)	25
Tabela 4: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O).....	26
Tabela 5: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N).....	27
Tabela 6: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)	28
Tabela 7: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)	29
Tabela 8: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Oeste (O).....	30
Tabela 9: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.....	32
Tabela 10: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)	34
Tabela 11: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)	35
Tabela 12: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O).....	36
Tabela 13: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc);	

de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N).....	37
Tabela 14: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)	38
Tabela 15: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)	39
Tabela 16: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Oeste (O).....	41
Tabela 17: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.....	43
Tabela 18: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)	44
Tabela 19: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)	45
Tabela 20: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O).....	46
Tabela 21: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N).....	48
Tabela 22: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)	49
Tabela 23: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)	50
Tabela 24: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Oeste (O).....	51
Tabela 25: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.....	53
Tabela 26: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc);	

de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)	54
Tabela 27: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)	55
Tabela 28: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O).....	57
Tabela 29: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N).....	58
Tabela 30: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)	59
Tabela 31: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)	60
Tabela 32: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada a Oeste (O).....	61
Tabela 33: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°	63
Tabela 34: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°	64
Tabela 35: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°	65
Tabela 36: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°	66
Tabela 37: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°	67
Tabela 38: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação	

de 20°	68
Tabela 39: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°	69
Tabela 40: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°	69
Tabela 41: Tabela Teste de Tukey para fonte de variação Inclinação (Inc.) (conforme pode ser verificado no Anexo 20), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid)	70
Tabela 42: Tabela Teste de Tukey para fonte de variação Potência (Pot.) (conforme pode ser verificado no Anexo 20), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid)	71
Tabela 43: Tabela Teste de Tukey para fonte de variação Orientação (Orien), com os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid), (conforme pode ser verificado no Anexo 20)	72
Tabela 44: Custo do empreendimento para sistema de 5kWp	74
Tabela 45: Custo do empreendimento para sistema de 10kWp	75
Tabela 46: Custo do empreendimento para sistema de 20kWp	76
Tabela 47: Custo do empreendimento para sistema de 30kWp	76
Tabela 48: Variação do Lucro em relação a Potência dos sistemas	77

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANOVA - Análise de Variância

BRAZILSR - Modelo Computacional Para Simulação Da Radiação Solar

CASA - Centro de Análise de Sistemas Alternativos de Energia

COPEL - Companhia Paranaense de Energia

CREA - Conselho Regional de Engenharia, Arquitetura e Agronomia

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito

DQL - Bússola Geológica – Brunton

FV - Geração solar fotovoltaica

GEOLAB - Laboratório de Geoprocessamento da Unioeste

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia

KWH - Quilowatt-Hora

MATLAB - Matrix Laboratory

MES 100 - Modelo do Medidor De Radiação Solar

NBR - Norma Brasileira

NOAA - New Office Automation

ORIEN - Orientação

POT - Potência

PR - Paraná

SFCR - Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

SCFR - Security First International Holdings Inc.

SISVAR - Software Estatístico Para Análises E Ensino De Estatística

SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment

TO - Tocantins

TSD - Tukey Significant Difference – Teste de Tukey

UNIOESTE - Universidade Estadual do Oeste do Paraná

LISTA DE SÍMBOLOS

R_s : radiação solar incidente

K_t : coeficiente de transmissividade atmosférico-adimensional

R_a, R_{so} : radiação solar no topo da atmosférica

$\langle H_{0H}^d \rangle$: radiação incidente no topo da atmosfera para uma superfície horizontal

H_{sc}, I_{sc} : constante solar

E_0 : fator de correção da excentricidade da órbita da Terra

DJ : dia juliano em dias

ω_s : ângulo horário solar diário horizontal

ω'_s : ângulo horário solar diário inclinado

φ : latitude local

β : ângulo de inclinação

δ : declinação solar

N : fotoperíodo

$\langle H_{gH}^d \rangle$: radiação solar global diária para cada dia do ano

“a” e “b”: coeficientes da equação de Angström-Prescott

n : número de horas de brilho solar

N : número máximo de horas de brilho solar

$\langle H_{0\beta}^d \rangle$: radiação solar diária incidente no topo da atmosfera para superfície inclinada

R_b : fator geométrico entre a radiação no topo da atmosfera para a superfície inclinada e para a superfície horizontal

T_x : temperatura máxima do ar

T_n : temperatura mínima do ar

B : coeficiente empírico de ajuste adimensional

ΔT : amplitude térmica mensal

i : subscrito indicativo referente ao dia atual

VARGAS, Michael Collin. Me. Universidade Estadual do Oeste do Paraná, fevereiro de 2021. **Energia solar disponível e energia gerada em sistemas fotovoltaicos em diferentes inclinações e orientações de telhados de edificações**. Orientador: Prof. Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira. Coorientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

RESUMO

Este trabalho teve por objetivo determinar a energia solar disponível em diferentes inclinações e orientações de telhados de edificações nas quatro estações do ano, utilizando dados de Irradiação solar global no plano horizontal, temperaturas e velocidade do vento. Foi simulada a irradiação solar horária inclinada e a energia gerada por sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades instalado em Cascavel -PR, com diferentes orientações e inclinações e tipos de telhados (cerâmica, fibrocimento e metálica). Os dados de Irradiação solar global diária horizontal e velocidade do vento do SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) foram usados para simulação da Irradiação solar global inclinada diária no software PVSyst. Assim, também com o auxílio do software, determinou-se a energia gerada por sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades instalados em Cascavel - PR, com diferentes orientações e inclinações de telhados. Por conseguinte, foram calculados os níveis de perdas em diferentes estações do ano e feita uma análise da viabilidade econômica dos empreendimentos. Destarte, comparou-se as perdas, lucros e rendimento dos sistemas. Painéis solares instalados em telhados cerâmicos orientados ao Norte proporcionam melhor rendimento de produção de energia ao longo do ano em comparação com telhados metálicos e de fibrocimento. No entanto, para as demais orientações (Sul, Leste e Oeste), as perdas para telhados cerâmicos foram duas vezes superiores aos telhados metálicos e de fibrocimento em relação às suas respectivas inclinações orientadas ao Norte. Com relação à orientação, telhados orientados ao Norte recebem mais Irradiação anualmente e, portanto, produzem mais energia. Em seguida, tem-se Leste, Oeste e Sul como a condição mais desfavorável.

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

PALAVRAS-CHAVE: Irradiação solar global, Pannel Solar, Níveis de Perdas.

VARGAS, Michael Collin. Me. State University of Western Paraná, February 2021. **Available solar energy and energy generated in photovoltaic systems on different slopes and roof orientation of buildings.** Advisor: Prof. Dr. Jair Antonio Cruz Siqueira. Supervisor: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza.

ABSTRACT

The present work aimed to determine the solar energy available at different inclinations and orientations of building roofs in the four seasons of the year, using data of global solar irradiation in the horizontal plane, temperatures and wind speed. The inclined hourly solar irradiation and the energy generated by photovoltaic systems of different capacities installed in Cascavel -PR, with different orientations and inclinations and roof types (ceramic, fiber cement and metal) were simulated. The daily horizontal global solar irradiation and wind speed data from SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) were used to simulate the daily inclined global solar irradiation in the PVSyst software. Thus, also with the help of the software, the energy generated by photovoltaic systems of different capacities installed in Cascavel - PR, with different orientations and roof inclinations was determined. Consequently, the levels of losses in different seasons of the year were calculated and an analysis of the economic viability of the enterprises was made. Thus, the losses, profits and yield of the systems were compared. Solar panels installed on ceramic roofs oriented towards the North provide better energy production yield throughout the year in comparison with metal and fiber cement roofs. However, for the other orientations (South, East, and West), the losses for ceramic roofs were twice as high as for metal and fiber-cement roofs relative to their respective North-oriented slopes. With respect to orientation, north-oriented roofs receive more irradiation annually, and therefore produce more energy. This is followed by East, West and South as the most unfavorable condition.

“This study was financed in part by the Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Finance Code 001”.

KEYWORDS: Global Solar Irradiation, Solar Panel, Loss Levels.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 Objetivos Gerais	2
1.2 Objetivos Específicos:.....	2
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1 Efeito Fotovoltaico	3
2.2 Radiação Solar no Brasil	4
2.3 Radiação Solar Global.....	5
2.4 Modelo de Angström – Prescott.....	6
2.5 Modelo de Hargreaves-Samani (HS).....	10
2.4 Modelo de Thornton-Running (TR)	10
2.5 Modelo de Weiss (WS)	11
2.6 Diferença de energia solar disponível em superfícies inclinadas em diferentes orientações cardeais.....	12
2.7 Algoritmo que descreve o fluxo lógico de alguns softwares de simulação para painéis fotovoltaicos	13
3. MATERIAL E MÉTODOS.....	15
3.1 Dados de irradiação solar	15
3.2 Coberturas e inclinações dos telhados a serem estudadas.....	15
3.3 Cálculo da energia solar disponível nos sistemas fotovoltaicos	16
3.4 Cálculo da energia gerada por sistemas fotovoltaicos.....	17
3.5 Detalhamento do software PVSyst	17
3.6 Importação do banco dados de irradiação solar do Laboratório de Energias Renováveis dos EUA - SWERA.....	18
3.7 Análise estatística dos dados	18
3.8 Análise econômica dos empreendimentos.....	19
3.8.1 Empreendimento de 5kWp com Orientação ideal Norte	19
3.8.2 Empreendimento de 10kWp com Orientação ideal Norte.....	20
3.8.3 Empreendimento de 20kWp com Orientação ideal Norte.....	20
3.8.4 Empreendimento de 30kWp com Orientação ideal Norte.....	21
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	22
4.1 Dados mensais	22
4.1.1 Sistema de 5kWp.....	22
4.1.2 Sistema de 10kWp.....	32
4.1.3 Sistema de 20kWp.....	42
4.1.4 Sistema de 30kWp.....	53
4.2 Dados Anuais.....	63

4.2.1	Sistema de 5kWp.....	63
4.2.2	Sistema de 10kWp.....	65
4.2.3	Sistema de 20kWp.....	66
4.2.4	Sistema de 30kWp.....	68
4.3	Análise Estatística: Sisvar	70
4.3.1	Teste Tukey para a FV INCL (inclinação).....	70
4.3.2	Teste Tukey para a FV POT	71
4.3.3	Teste Tukey para a FV ORIEN.....	71
4.4	Viabilidade econômico e financeira dos empreendimentos.....	74
4.4.1	Empreendimento de 5kWp com Orientação ideal Norte	74
4.4.2	Empreendimento de 10kWp com Orientação ideal Norte	75
4.4.3	Empreendimento de 20kWp com Orientação ideal Norte	75
4.4.4	Empreendimento de 30kWp com Orientação ideal Norte	76
4.4.5	Análise dos Investimentos	77
5.	CONCLUSÕES.....	78
5.1	Considerações finais.....	78
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	80

1. INTRODUÇÃO

A sustentabilidade ambiental é um dos temas mais debatidos na atualidade. Fóruns mundiais discutem frequentemente a utilização dos recursos naturais e sua preservação para gerações futuras. Tais debates enfocam também a preocupação com o modo de produção de energia, que é um elemento significativo de degradação ambiental e, ao mesmo tempo, a base da evolução tecnológica humana (SANTOS, 2009).

A hidroeletricidade é a principal forma de energia elétrica que supre a demanda existente hoje no Brasil, com cerca de 80%. Entretanto, causam grande impacto ambiental e social proveniente dos alagamentos nas áreas em que são implantadas. Além disso, o setor energético brasileiro enfrenta também a alta demanda de energia e consequente insuficiência em sua oferta, gerando crises como os “apagões”, em 2001, e problemas frequentes nos horários de pico da demanda (SANTOS, 2009).

Em razão das intempéries relacionadas com as chuvas e seus regimes; a expansão do consumo de energia no mundo contemporâneo e a utilização cada vez maior de recursos não renováveis do planeta, apresentam-se como grandes desafios a serem enfrentados pela humanidade e que demandam soluções cada vez mais criativas. Tem-se, de certa forma, uma vulnerabilidade na rede elétrica e que nem sempre consegue atender a demanda nacional (TAKENAKA, 2010).

Destarte, existem as fontes renováveis que têm como vantagem a geração de energia sem danos significativos ao meio ambiente. Entre as novas alternativas para uma produção de energia de maneira sustentável e limpa, destaca-se a geração solar fotovoltaica (FV) por ser uma fonte de conversão direta da energia solar em energia elétrica de maneira não poluente, silenciosa, eficiente e não prejudicial ao meio ambiente (RÜTHER, 2004; SIQUEIRA, 2005).

No Brasil, com o advento da resolução 687/2015 da ANEEL (ANEEL, 2015), foi permitida a instalação de sistemas conectados à rede de energia elétrica convencional por meio do sistema de compensação de créditos. Esses sistemas, quando utilizados em unidades consumidoras residenciais, são instalados sobre os telhados das residências. Por sua vez, os telhados possuem diversas inclinações de acordo com o tipo de material utilizado para cobertura. Além disso, apresentam orientações com relação à incidência dos raios solares em desacordo com a

orientação recomendada para a instalação de sistemas fotovoltaicos.

No hemisfério sul, a recomendação é orientar os sistemas fotovoltaicos para o norte verdadeiro e incliná-los nesta direção em um ângulo corresponde à latitude do local. Isto posto, a hipótese deste trabalho é a de que diferentes inclinações, orientações e painéis fotovoltaicos para a instalação de sistemas fotovoltaicos afetem a capacidade de geração de energia elétrica por esses sistemas.

1.1 Objetivos Gerais

- Determinar a energia solar disponível (kWh/m².dia) em diferentes inclinações e orientações de telhados de edificações nas quatro estações do ano.
- Determinar a energia gerada (kWh/m².dia) por sistemas fotovoltaicos em diferentes inclinações e orientações de telhados de edificações nas quatro estações do ano.

1.2 Objetivos Específicos:

- Determinar a energia solar disponível utilizando dados de irradiação solar global no plano horizontal, temperaturas e velocidade do vento.
- Determinar, a partir da energia solar disponível, a energia gerada por sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades instalado em Cascavel - PR, com diferentes orientações e inclinações de telhados e, assim, calcular os níveis de perdas nas diferentes estações do ano.
- Realizar uma análise da viabilidade econômica dos empreendimentos. Comparando as perdas, lucros e rendimento (eficiência) dos sistemas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A radiação solar global incidente sobre uma superfície plana e horizontal é diferente da radiação incidente em uma superfície inclinada e aqui ir-se-á abordar as várias formas de determinação da energia solar global em uma superfície inclinada a partir da radiação solar global incidente em um plano horizontal. Essa abordagem é necessária para entendimento da modelagem matemática de softwares que convertem essa radiação rapidamente por meio de alguns modelos listados abaixo, sendo um processo dinâmico e de extrema importância para a geração solar distribuída no meio rural.

2.1 Efeito Fotovoltaico

Os primórdios da história da energia solar estão marcados por descobertas feitas aparentemente por acaso. Em 1839, observou-se pelo físico francês Alexandre Becquerel o efeito fotoelétrico. Ele conduziu experiências eletroquímicas quando, por acaso, verificou que a exposição à luz de elétrons de platina ou de prata resultavam em uma origem do efeito fotovoltaico. Na sequência desta descoberta, Adams e o seu aluno Richard Day desenvolveram em 1877 o primeiro dispositivo sólido de foto produção de eletricidade, um filme de selênio depositado num substrato de ferro em que um filme de ouro muito fino servia de contato frontal (UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA, 2004).

O processo de dopagem do silício foi desenvolvido pelo químico Calvin Fuller no laboratório Bell em Murray Hill, New Jersey, nos Estados Unidos. Esta descoberta de Fuller foi compartilhada com o físico Gerald Pearson, seu parceiro de laboratório que, ao aprofundar a descoberta de Fuller, produziu uma junção p-n ou diodo mergulhado num banho de lítio uma barra de silício dopado com um elemento eletrônico doador. Analisando o seu experimento, Pearson verificou que existia um comportamento fotovoltaico e partilhou a descoberta com seu colega Daryl Chapin, que buscava uma solução em baterias elétricas que alimentavam redes telefônicas remotas (UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA, 2004).

Células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor, ou seja,

material com características intermediárias entre um condutor e um isolante. O silício apresenta-se normalmente como areia. Por meio de métodos adequados, obtém-se o silício em forma pura. O cristal de silício puro não possui elétrons livres e, portanto, é mau condutor elétrico. Para alterar isto, acrescentam-se porcentagens de outros elementos. Este processo denomina-se dopagem. A dopagem do silício com o fósforo obtém-se um material com elétrons livres ou materiais com portadores de carga negativa (silício tipo N). Realizando o mesmo processo, mas agora acrescentado Boro ao invés de Fósforo, obtém-se um material com características inversas, ou seja, falta de elétrons ou material com cargas positivas livres (silício tipo P) (NASCIMENTO, 2004).

Separadamente, ambas as capas são eletricamente neutras. Mas, ao serem unidas, na região P-N, forma-se um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo N que ocupam os vazios da estrutura do silício tipo P. Ao incidir luz sobre a célula fotovoltaica, os fótons chocam-se com outros elétrons da estrutura do silício fornecendo-lhes energia e transformando-os em condutores. Em razão do campo elétrico gerado pela junção P-N, os elétrons são orientados e fluem da camada “P” para a camada “N”. Por meio de um condutor externo, ligando a camada negativa à positiva, gera-se um fluxo de elétrons (corrente elétrica). Enquanto a luz incidir na célula, o fluxo será mantido. A intensidade da corrente elétrica gerada variará na mesma proporção conforme a intensidade da luz incidente. Uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica. Apenas mantém um fluxo de elétrons estabelecidos num circuito elétrico enquanto houver incidência de luz sobre ela. Este fenômeno é denominado “Efeito fotovoltaico” (NASCIMENTO, 2004).

2.2 Radiação Solar no Brasil

O território brasileiro possui alto potencial para captação de energia solar, comparativamente, as regiões que apresentam a maior disponibilidade energética, conforme quadro 1, é o Nordeste com 5,9 kWh/m², em função de sua localização mais próxima à linha do Equador, posteriormente o Centro-Oeste com 5,7 kWh/m², Sudeste 5,6 kWh/m², região Norte com 5,5 kWh/m² que, apesar de se encontrar próxima à linha do Equador, recebe menos radiação do que as anteriores por ter uma estação de chuvas durante metade do ano, e a Sul 5,2 kWh/m² que se encontra mais longe da linha do Equador entre as regiões brasileiras (Potencial de Energia

Solar no Brasil, 2016).

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006), a radiação solar tem sua unidade de medida em kWh/m² e chega ao módulo fotovoltaico de três formas distintas: radiação difusa, radiação direta e radiação refletida. A radiação difusa alcança a superfície da terra em todas as direções dada a sua propagação nas moléculas e partículas da atmosfera. A radiação direta não sofre nenhum deslocamento pela atmosfera, radiação vinda diretamente do sol ao painel fotovoltaico. Já a radiação refletida é a radiação que sofre o processo de reflexão dada sua incidência em um determinado objeto. A radiação solar global é toda e qualquer radiação solar que chega ao solo - é a soma da radiação direta mais a radiação difusa mais a refletida.

2.3 Radiação Solar Global

A irradiância solar (W/m²) em uma superfície é composta por dois tipos: a irradiação direta e a irradiação difusa. Sendo que a primeira representa a parcela da irradiação que não sofreu interferências nos processos radioativos de absorção e espalhamento que ocorrem na atmosfera. Já a irradiação difusa engloba a radiação proveniente de todas as interferências provocadas pelo processo de espalhamento devido aos gases e partículas presentes na atmosfera (PEREIRA et al., 2017).

A radiação solar global incidente sobre uma superfície plana e horizontal é uma fração da radiação solar no topo da atmosfera - radiação emitida pelo sol. Esta fração de radiação que chega à superfície depende das condições atmosféricas locais, as quais caracterizam a transmitância atmosférica para a radiação de ondas curtas como se segue na Equação 1 (BORGES et al., 2010):

$$R_s = K_t \cdot R_a \quad (1)$$

Sendo:

- R_s a radiação solar incidente (MJ/m².h).
- K_t o coeficiente de transmitividade atmosférico.
- R_a radiação solar no topo da atmosfera (MJ/m².h).

Os modelos dispostos aqui se baseiam na Equação 1, diferindo em relação

à determinação do coeficiente de transmissividade atmosférica K_t , além de todos utilizarem a amplitude térmica diária como principal variável de entrada. Os modelos de Thornton-Running e o de Weiss são versões modificadas do modelo de Bristow e Campbell (1984). Isto posto, foram mantidas as constantes originalmente propostas, cujo nesse trabalho não se objetivou a calibração local dos mesmos (BORGES et al., 2010).

Por vezes, pode-se não ter dados coletados disponíveis de radiação solar, porquanto recorrer-se-á modelos matemáticos que a estimem com boa precisão. Primeiro, pode-se destacar a equação descrita por Angström - Prescott (MARTÍNEZ-LOZANO et al., 1984), usando os coeficientes “a” e “b” e a radiação extraterrestre.

2.4 Modelo de Angström – Prescott

Para a determinação dos valores da radiação solar global diária horizontal inclinada e, direta na incidência normal, o modelo de Angström-Prescott descrito por Iqbal (1983) é apresentado. Os dados utilizados no modelo são obtidos por meio da integração das respectivas curvas de radiação instantânea, integrada do nascer ao pôr do sol. A projeção da radiação direta diária na horizontal foi dada pelo produto entre e o cosseno do ângulo zenital diário.

A radiação incidente no topo da atmosfera para uma superfície horizontal ($\langle H_{0H}^d \rangle$) pode ser estimada pela Equação 2:

$$\langle H_{0H}^d \rangle = \left(\frac{24}{\pi}\right) H_{sc} E_0 \left[\left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s (\sin \delta \sin \varphi) + (\cos \delta \cos \varphi \sin \omega_s) \right] \quad (2)$$

Em que:

- $\langle H_{0H}^d \rangle$ é a radiação solar incidente no topo da atmosfera (MJ/m².min).
- H_{sc} é a constante solar = 0,0820 MJ/m².min.
- E_0 é o inverso da distância relativa entre o Sol e a Terra.
- ω_s é o ângulo da hora do pôr do sol (rad).
- δ é a declinação solar (rad).
- φ é a latitude local (rad).

Segundo Iqbal (1983), o fator de excentricidade pode ser calculado pela

Equação 3:

$$E_0 = 1,000110 + 0,034221 \cos \Gamma + 0,001280 \sin \Gamma + 0,000719 \cos 2\Gamma + 0,000077 \sin 2\Gamma \quad (3)$$

Em que Γ é calculado pela Equação 4:

$$\Gamma = \frac{2\pi(DJ-1)}{366} \quad (4)$$

Sendo:

- DJ o número do dia do ano no calendário Juliano.

E ω_s é o ângulo horário solar diário horizontal, calculado pela Equação 5:

$$\omega_s = \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (5)$$

Conforme visto anteriormente:

- ω_s o ângulo horário solar diário horizontal.
- δ é a declinação solar (rad).
- φ é a latitude local (rad).

E ω'_s é o ângulo horário solar diário inclinado, calculado pela Equação 6:

$$\omega'_s = \min\{\cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \cos^{-1}(-\tan \delta \tan \varphi - \beta)\} \quad (6)$$

Em que, conforme visto:

- ω'_s é o ângulo horário solar diário inclinado.
- δ é a declinação solar (rad).
- φ é a latitude local (rad).
- β é o ângulo de inclinação da superfície (rad).

A declinação solar (δ) é calculada pela Equação 7:

$$\delta = 23,45 \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) (DJ + 284) \right] \quad (7)$$

Sendo que:

- DJ o número do dia do ano no calendário Juliano.

O fotoperíodo (N) foi obtido de acordo com a Equação 8:

$$N = 0,133 \cos^{-1}(-\tan \varphi \tan \delta) \quad (8)$$

Sendo:

- N o fotoperíodo.
- δ é a declinação solar (rad).
- φ é a latitude local (rad).

Obtidos os valores de radiação extraterrestre $\langle H_{0H}^d \rangle$, e possuindo os valores de $\langle H_{gH}^d \rangle$, sendo estes os valores da radiação solar global diária, para cada dia do ano, agrupam-se os dados e, por meio de análises de regressão linear, obtém-se os valores dos coeficientes “a” e “b” da Equação 9 de Angström-PreScott.

$$\langle H_{gH}^d \rangle = (a + b \frac{n}{N}) \langle H_{0H}^d \rangle \quad (9)$$

Sendo:

- $\langle H_{gH}^d \rangle$ é a radiação solar global diária para cada dia do ano (MJ/m².min).
- $\langle H_{0H}^d \rangle$ é a radiação solar incidente no topo da atmosfera (MJ/m².min).
- n é o número de horas de brilho solar (h/d).
- N é o número máximo de horas de brilho solar (h/d).

Algumas análises ainda podem serem feitas a partir da obtenção dos coeficientes a e b estimados pelas seguintes metodologias: coeficientes “a” e “b” mensais; coeficientes “a” e “b” anual; coeficientes “a” e “b” geral; coeficientes “a” e “b” propostos por Glover e Mcculloch (1958), conforme a Equação 10:

$$a = 0,29.\cos(\varphi) \text{ e } b = 0,52 \quad (10)$$

Sendo:

- φ é a latitude local (rad).

A $\langle H_{gH}^d \rangle$ então estimada é correlacionada com os valores de $\langle H_{gH}^d \rangle$ obtidos pela estação convencional por meio de análise de regressão.

Por conseguinte, para superfícies inclinadas, a radiação solar diária incidente no topo da atmosfera para as superfícies horizontal $\langle H_{0H}^d \rangle$ e inclinada $\langle H_{0\beta}^d \rangle$ foi estimada segundo Iqbal (1983). Nas superfícies inclinadas, a radiação direta diária foi obtida pela aplicação do fator geométrico $\langle R_b \rangle$, que traduz a relação entre a radiação no topo da atmosfera para a superfície inclinada e para a superfície horizontal, mostrada na Equação 11 (Simonson, 1981; Iqbal, 1983; Wenxian et al., 1995):

$$\langle H_{0\beta}^d \rangle = \left(\frac{24}{\pi}\right) I_{sc} E_0 \left[\left(\frac{\pi}{180}\right) \omega_s (\sin \delta \sin(\varphi - \beta)) + (\cos \delta \cos(\varphi - \beta) \sin \omega'_s) \right] \quad (11)$$

Em que:

- $\langle H_{0\beta}^d \rangle$ é a radiação solar diária incidente no topo da atmosfera para superfície inclinada (MJ/m².min).
- I_{sc} é a constante solar = 0,0820 MJ/m².min.
- E_0 é o inverso da distância relativa entre o Sol e a Terra.
- ω_s o ângulo horário solar diário horizontal.
- ω'_s é o ângulo horário solar diário inclinado.
- δ é a declinação solar (rad).
- φ é a latitude local (rad).
- β é o ângulo de inclinação da superfície (rad).

Os últimos três métodos a seguir são descritos por Borges et al. (2010), que propõem o uso de outras variáveis - como a temperatura do ar - em seus modelos para a determinação da radiação solar global sobre o plano inclinado.

2.5 Modelo de Hargreaves-Samani (HS)

O método de Hargreaves e Samani (1982) foi um dos primeiros a propor estimativas de radiação solar incidente a partir da temperatura do ar, por meio da Equação 12:

$$R_s = K_t \cdot (T_x - T_n)^{0,5} \cdot R_a \quad (12)$$

Sendo que:

- R_s é a radiação solar global incidente (MJ/m².min).
- R_a radiação solar no topo da atmosfera em (MJ/m².h).
- K_t o coeficiente de transmissividade atmosférico.
- T_x a temperatura máxima do ar (K).
- T_n a temperatura mínima (K).

2.4 Modelo de Thornton-Running (TR)

O modelo de Thornton-Running, conforme Borges et al. (2010), utiliza a amplitude térmica diária e mensal para determinação do coeficiente de transmissividade atmosférica, sendo que a radiação solar na superfície do plano inclinado é dada pela equação 13:

$$R_s = R_{so} [1 - 0,9 \exp(-B(T_x - T_n)^{1,5})] \quad (13)$$

Sendo que:

- R_s é a radiação solar global incidente (MJ/m².min).
- R_{so} radiação solar no topo da atmosfera em (MJ/m².h).
- B é um coeficiente empírico de ajuste adimensional, determinado com base nas normais climatológicas do local por meio da amplitude térmica mensal média.
- T_x a temperatura máxima do ar (K).
- T_n a temperatura mínima (K).

2.5 Modelo de Weiss (WS)

Este é um dos modelos mais simplórios avaliados por Weiss et al. (2001). Ele utiliza, além da amplitude térmica do ar, a radiação solar no topo da atmosfera para estimativa de K_t (WEISS e HAYS, 2004). Segue a equação 14, tendo em vista que todos os coeficientes já foram definidos anteriormente:

$$R_s = 0,75 \left[1 - \exp \left(-0,226 \frac{(\Delta T)^2}{R_a} \right) \right] \cdot R_a \quad (14)$$

Sendo que:

- R_s é a radiação solar global incidente (MJ/m².min).
- R_a radiação solar no topo da atmosfera em (MJ/m².h).
- ΔT é a amplitude térmica mensal.

A amplitude térmica mensal ΔT é calculada pela equação 15 como:

$$\Delta T = T_{xi} - \left(\frac{T_{n(i)} + T_{n(i+1)}}{2} \right) \quad (15)$$

Sendo:

- T_x sendo a temperatura máxima do ar (K).
- T_n a temperatura mínima (K).
- i um subscrito indicativo referente ao dia atual (d).

Por conseguinte, para Turco e Rizzatti (2006), ainda é possível citar o modelo matemático proposto por Kondratyev, que leva em consideração diferentes exposições e declividades, partindo de determinações na horizontal. Kondratyev e Manolova (1960) estimaram as variáveis do balanço de radiação para 37 direções e ângulos de 15, 40 e 65° (vertical), a cada 30° de azimute e no zênite, sob céu limpo e nublado na Criméia (45°N). Usando modelos teóricos e dados dos piranômetros instalados em teodolitos, os autores verificaram que, para inclinações até 10° (menores ou iguais a 17,6%), a orientação tem pouca influência na variação da radiação total. Todavia, acima de 10°, ela é intrinsecamente dependente da orientação e declividade. Destarte, concluíram que a radiação direta é a principal

componente diferencial de orientações e declividades.

Latanze et al. (1987), utilizando-se do modelo de Kondratyev, verificaram que os totais de radiação solar medidos em diferentes orientações e épocas do ano, resultaram em menos de 2% de diferença em comparação com os valores estimados pelo modelo citado acima.

Para Turco e Rizzatti (2006), Aragon e Toledo Piza (1991) formularam um modelo teórico para o cálculo da energia solar total diária incidente em rampas planas com diferentes inclinações e exposições, obtendo-se resultados satisfatórios no contraste entre os valores teóricos e experimentais.

Colle e Pereira (1998) foram membros de uma equipe que desenvolveu um modelo computacional denominado BRAZILSR, que determinava a intensidade da radiação solar incidente na superfície a partir de imagens de satélite. Fora validado cotejando-se as estimativas do modelo com dados de piranômetros instalados em várias localidades do Brasil.

2.6 Diferença de energia solar disponível em superfícies inclinadas em diferentes orientações cardeais

Monteiro Júnior et al. (2016) analisaram o desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas - Tocantins, - utilizando simuladores em condições ideais de operação de projetos de SFCR (Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede). Seus resultados mostraram que, no geral, há uma gama de variedades de inclinações e orientações azimutais em que o sistema fotovoltaico tem perdas máximas anuais de energia da ordem de 2% em relação à energia obtida por um sistema com inclinação igual à latitude e azimute 0 (orientação com o norte geográfico). Para a condição de instalação em telhados orientados para leste ou oeste e inclinações típicas entre 10° e 15°, a produção anual de energia elétrica apresentou uma redução de 2%. Os resultados das simulações mostraram que, na orientação leste, a produção anual foi 1,2% superior quando comparada com a orientação oeste. A menor condição de produção anual de energia ocorre quando o arranjo fotovoltaico se encontrava orientado para o Sul e com inclinação da ordem de 30°, com perdas anuais de energia eram da ordem de 17,75%.

A energia anual produzida pelo arranjo disposto na condição horizontal (inclinação igual a 0°), independente da orientação, tem uma redução de apenas 1% da situação ideal. Mesmo que seja uma condição de instalação mais fácil de ser implementada, sabe-se que nesta inclinação o acúmulo de sujeira é maior, prejudicando o rendimento global do sistema (MONTEIRO JÚNIOR et al., 2016).

Para Campos e Alcantara (2016), um último fator e, não menos importante, a ser considerado é que a radiação solar seja uma variável meteorológica afetada pelas nuvens - consequentemente uma radiação menor atinge o solo - sobre o céu, atenuando a radiação solar ao absorver quase toda a radiação no comprimento de onda do infravermelho, e de atenuar a radiação direta. No Anexo 1, têm-se uma figura que faz uma exposição gráfica, de A até L, das curvas de radiação simulada no MATLAB que considera o céu sem nuvens, e as medidas pela estação do INMET que estima a radiação real, o que leva em conta efeitos que afetam a radiação, como céu nublado.

Oferecendo dados medidos e simulados de radiação, nas datas amostradas referentes aos dias 21 dos meses de janeiro a dezembro, o Anexo 1 no período chuvoso de dezembro a maio, representados pelas imagens A, B, C, D, E e L as radiações medidas pelo INMET estão bem abaixo da curva simulada apresentando, em geral, grande diferença. Ao analisar os meses de junho a novembro, representados pelas imagens F, G, H, I, J e K, observamos que as curvas se aproximam e chegam a igualar-se em alguns horários com a curva simulada. Esses exemplos indicam que o céu estava com nuvens que espalhavam a radiação e impediam que índices mais elevados chegassem à superfície, tendo em vista que a interação com a atmosfera gera influência nos valores da radiação solar incidente, que influi no comportamento do painel fotovoltaico na captação da energia solar e, consequentemente, sua capacidade de geração de energia é prejudicada no momento da nebulosidade (CAMPOS e ALCANTARA, 2016).

2.7 Algoritmo que descreve o fluxo lógico de alguns softwares de simulação para painéis fotovoltaicos

Campos e Alcantara (2013), no Anexo 2, evidenciam o algoritmo que descreve o fluxo lógico do programa elaborado - implementação feita utilizando o software MATLAB 7.0. A função "alt_azm" calcula os ângulos de altitude e azimute

solar, gerando gráficos que demonstram qual a variação do ângulo da altitude solar versus ângulo azimutal ao longo do dia.

É relevante mencionar que este tipo de algoritmo é a base de softwares comerciais que predizem a ocorrência de sombras causadas por obstáculos durante os dias do ano, como o PVSYST e o Shadow Analyser (CAMPOS e ALCANTARA, 2013).

3. MATERIAL E MÉTODOS

3.1 Dados de irradiação solar

Neste trabalho de pesquisa, foram considerados os dados de irradiação solar global diária horizontal do Atlas Solar do Paraná, dados de temperatura do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia) e dados de velocidade do vento do CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito). O mesmo foi feito utilizando como banco de dados o SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment).

3.2 Coberturas e inclinações dos telhados a serem estudadas

O trabalho foi desenvolvido levando em conta três tipos de coberturas de telhados (cerâmica, fibrocimento e metálica) e as suas respectivas recomendações de inclinação em conformidade com a norma NBR 15873 (ABNT, 2010). Foi considerada a orientação de cada superfície estudada de acordo com os quatro pontos cardeais (Norte, Sul, Leste e Oeste).

A inclinação a ser estudada em cada direção cardinal (Norte, Sul, Leste e Oeste) foi definida para o telhado cerâmico, segundo a NBR 8039. Para tanto, ponderou-se a definição da norma que informa que a inclinação do telhado cerâmico deve estar compreendida entre 32 a 40%.

Para a determinação da inclinação dos telhados metálicos e de fibrocimento, levou-se em conta a recomendação da NBR 15873 (2010), que sugere para esses tipos de telhados utilizar os dados contidos nos catálogos dos fabricantes.

Desta forma, foram utilizados os dados de inclinação do Guia Técnico de telhas de fibrocimento e acessórios para telhados da Brasilit (2014), o qual recomenda que a inclinação para esse tipo de telhado deva ser maior que 5° e não mais do que 15° de inclinação.

Para o telhado metálico, a inclinação mínima recomendada é de 8% para coberturas com comprimento da água de no máximo 20m, segundo o catálogo do fabricante Kingspan Isoeste (2018). Em geral, para esse tipo de telhado, a inclinação mínima possível é de 5 a 8%. Entretanto, catálogos técnicos como o da Eternit

(2008) são bem claros quanto à disposição geométrica desse telhado e a inclinação (Figura 1). Assim, adotou-se a inclinação para o perfil tipo cumeeira de 18% ($i= 18\%$ ou 10°).

TIPO DE PERFIL	DIMENSÕES (mm)		
	a	Comprimento Útil	Ângulo
TMT0 17	290	985	$\geq 160^\circ$
TMT0 25		1000	$\geq 160^\circ$
TMT0 40		980	$\geq 170^\circ$
TMT0 120		910	$\geq 170^\circ$

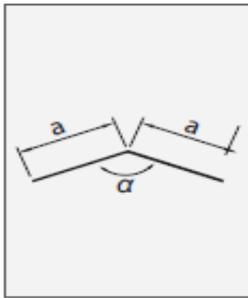


Figura 1: Disposição geométrica e inclinação da cumeeira (ETERNIT, 2008).

Por conseguinte, percebendo-se que a inclinação do telhado de fibrocimento e metálico é muito próxima, utilizou-se uma única inclinação para representar a inclinação e a orientação dos dois tipos de telhados, fixando-se a inclinação, para fins do estudo, em 18% ($i= 18\%$ ou 10°). Assim, com base nas disposições locais e a inclinação média em que esses telhados são instalados, foram utilizadas duas inclinações para representar os três tipos de telhados: para os telhados metálicos e fibrocimento 18% ($i=18\%$ ou 10°) e 37% ($i= 37\%$ ou 20°) para os telhados cerâmicos.

3.3 Cálculo da energia solar disponível nos sistemas fotovoltaicos

O cálculo da energia solar disponível foi realizado utilizando o software PVSystem, sendo disponível para download no link <<https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>>, versão teste gratuita por 60 dias. Trata-se de um software de simulação que utiliza vasto conhecimento da tecnologia fotovoltaica, recursos de dados meteorológicos e componentes (HERZO, 2020). Com os dados da energia solar disponível sazonalmente para cada tipo de cobertura, foi realizada a comparação da energia solar disponível no plano inclinado (conforme recomendado para cada tipo de cobertura de telhado) para as orientações de Sul, Leste e Oeste com a energia solar disponível, em um plano com o mesmo ângulo, orientado ao norte verdadeiro.

Por esta relação foi determinada o percentual de energia solar disponível para cada tipo de cobertura de telhado com relação à energia solar disponível na orientação ideal, já que a inclinação está fixada como as inclinações médias de

telhados da cidade de Cascavel para os respectivos materiais. Sendo o telhado cerâmico de inclinação mais próxima à latitude local em que um telhado com essa inclinação daria maior aproveitamento de energia.

O PVSyst examina cada tipo de cobertura a partir do dado de entrada da inclinação do painel que o usuário determina como sendo a inclinação da cobertura do telhado em projeto.

3.4 Cálculo da energia gerada por sistemas fotovoltaicos

Com o software PVSyst foi determinada a energia gerada por sistemas fotovoltaicos de diferentes capacidades instalado na cidade de Cascavel – PR, nas orientações (Norte, Sul, Leste e Oeste) e inclinações (18% e 37%). A diferença desta para a energia solar disponível é que a energia de fato gerada pelo painel que é produto da energia solar disponível na face do painel. Com isso, são calculados também os níveis de perdas em diferentes estações do ano. As capacidades dos sistemas fotovoltaicos trabalhados foi de 5, 10, 20 e 30kWp (dentro da microgeração de energia). Com essas informações, foram obtidos os dados de composição do sistema e o cálculo de energia gerada e, assim, serão calculadas as perdas obtidas. Os dados de radiação solar global no plano horizontal e das séries históricas foram fornecidos pelo software PVSyst.

3.5 Detalhamento do software PVSyst

Os objetivos do software, Anexos 3 e 4, segundo Herzog (2016) são:

- Entender o efeito da irradiação solar na produção FV.
- Entender o modelamento FV (modelo 1 diodo) para qualquer tecnologia.
- Caracterizar os componentes de cada sistema FV e a implementação desses módulos no PVSyst.
- Utilizar o programa PVSyst para projetar e otimizar sistemas FV.
 - Implementação de dados meteorológicos de fontes diferentes.
 - Implementação de arquivos 2.ond e .pan.
 - Análise de projetos e sombreamento.
 - Índice de claridade para períodos nublados.
 - Projetar sistemas FV residenciais.

- Projetar sistemas de grande escala com estrutura fixa e móvel (tracker).
- Análise do relatório do PVSyst.

3.6 Importação do banco dados de irradiação solar do Laboratório de Energias Renováveis dos EUA - SWERA

Para importação de dados do Laboratório de Energias Renováveis dos EUA, SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), fora feita a criação da tabela disponível no Anexo 5, planilha modelo para importação de dados no PVSyst introduzindo os valores de Radiação Solar Global, Temperatura e Velocidade do Vento mensais obtidos no site do SWERA. Assim, a exportação dos dados para o PVSyst é mostrada no Anexo 6.

Por intermédio da criação do site com as coordenadas geográficas e dados meteorológicos, o banco de dados é salvo na plataforma (Anexo 7), sendo criada com a coloração azul em modo de seleção podendo gerar, assim, os dados sintéticos horários no botão “Execute Generation” (Anexo 8).

Gerando os dados sintéticos de distribuição horária da irradiação solar global em um plano horizontal (Anexo 9), foram obtidos gráficos e tabelas disponíveis da mesma para análise. O PVSyst nomeia dados sintéticos, os dados não coletados manualmente, que são feitos por meio da modelagem matemática interna do software. No Anexo 10, destacam-se os meses com maior e menor radiação solar.

Já no Anexo 11, evidencia-se a irradiação ao longo dos dias para todos os dias do ano, linhas sob eixo e não demasiadamente fora comprova a autenticidade dos dados. Linha azul é o modelo interno de céu claro do PVSyst, pois, quando os valores acompanham a curva, é porque estão corretos. Outro fator em análise é o de que, nas ilustrações, nenhum valor de irradiância ultrapassa o valor e $1200\text{kWh/m}^2.\text{dia}$, que seriam valores fora da atmosfera terrestre.

3.7 Análise estatística dos dados

Os dados foram obtidos inteiramente ao acaso (delineamento inteiramente casualizado), sendo usados os dados de irradiação solar global do laboratório de energias renováveis dos Estados Unidos, o SWERA. As variáveis-respostas são:

GlobInc, GlobEff, Earray e Egrid para os dois tipos de inclinações (10° para telhados metálicos e de fibrocimento e 20° para telhados cerâmicos) e as quatro orientações.

Sabendo que o design deste experimento foi inteiramente casualizado (DIC), os resultados foram submetidos à análise de variância (ANOVA), aplicando-se o teste F para identificar as diferenças entre médias de tratamentos por meio do SISVAR (FEREIRA, 2010) e depois o teste de tukey a 5% de significância para as médias dos dados utilizando o software SISVAR. Os resultados dos testes estão no Anexo 20.

Nele, foram feitos testes de média, com um arranjo de dados, em que as variáveis em análise foram a Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

Para o nível de descrição e importância, serão descritas aqui as duas principais variáveis em análise que seriam a GlobInc e Egrid, cujo relatório da análise estará em anexo nesse documento.

3.8 Análise econômica dos empreendimentos

Composição dos sistemas e seus custos para as quatro potências em estudo com orientação ideal Norte, assim estabelecendo o investimento ao longo de 25 anos.

3.8.1 Empreendimento de 5kWp com Orientação ideal Norte

O módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento foi o Painel Solar Fotovoltaico de 355W da Canadian modelo CS3U-355P, conforme Anexo 12. Foram adotadas duas strings com 8 módulos, com total de 16 módulos. O painel é disponível para compra no site da Neo Solar. Preço unitário de R\$769,00. Totalizando R\$ 12.304,00.

O dimensionamento do inversor pode ser detalhadamente conferido na imagem do Anexo 13. O inversor utilizado no dimensionamento foi o Inversor da Sofar Solar modelo 5500 TL-X 5kWp disponível no site ClimaSolar no valor de 1.631,00€ ou R\$ 10.631,39. Tendo em vista o cálculo realizado, o valor da cotação do Euro no dia 10 de fevereiro de 2021 no valor de R\$ 6,51.

A média do custo da estrutura de fixação para telhados disponível no site da

Solar Lumina, vendido e entregue por eles, é de R\$ 200,00 por módulo considerando o frete. Totalizando R\$ 3.200,00.

O preço médio do serviço de Instalação de um Gerador Solar de 5 kWp é de R\$ 8.273,50 segundo o site da Portal Solar informa. Totalizando um investimento ao longo de 25 anos de R\$ 34.408,89.

3.8.2 Empreendimento de 10kWp com Orientação ideal Norte

O módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento foi o Painel Solar Fotovoltaico de 355W da Canadian modelo CS3U-355P, com base no Anexo 14. Foram adotadas duas strings com 15 módulos, com total de 30 módulos. O painel é disponível para compra no site da Neo Solar. Preço unitário de R\$769,00. Totalizando R\$ 23.070,00.

O dimensionamento do inversor pode ser detalhadamente conferido na imagem do Anexo 15. O inversor utilizado no dimensionamento foi o Inversor da Sofar Solar modelo 11000 TL-X 10kWp disponível no site Techno Sun no valor de 2.668,03€ ou R\$ 17.368,87. Com base no cálculo realizado, o valor da cotação do Euro no dia 10 de fevereiro de 2021 foi de R\$ 6,51.

A média do custo da estrutura de fixação para telhados disponível no site da Solar Lumina, vendido e entregue por eles, é de R\$ 200,00 por módulo tendo em vista o frete. Totalizando R\$ 6000,00.

O preço médio do serviço de Instalação de um Gerador Solar de 10 kWp é de R\$ 10.347,98 segundo o site da Portal Solar informa. Totalizando um investimento ao longo de 25 anos de R\$ 56.786,85.

3.8.3 Empreendimento de 20kWp com Orientação ideal Norte

O módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento foi o Painel Solar Fotovoltaico de 355W da Canadian modelo CS3U-355P, conforme Anexo 16. Foram adotados três strings com 19 módulos, com total de 57 módulos. O painel é disponível para compra no site da Neo Solar. Preço unitário de R\$769,00. Totalizando R\$ 43.833,00.

O dimensionamento do inversor pode ser detalhadamente conferido na imagem do Anexo 13. O inversor utilizado no dimensionamento foi o Inversor da

Sofar Solar modelo 20000 TL 20Wp disponível no site Techno Sun no valor de 4.186,99€ ou R\$ 27.257,28, com base no cálculo realizado acerca do valor da cotação do Euro no dia 10 de fevereiro de 2021, isto é, R\$ 6,51.

A média do custo da estrutura de fixação para telhados disponível no site da Solar Lumina, vendido e entregue por eles, é de R\$ 200,00 por módulo, levando em conta o frete e totalizando R\$ 11.400,00.

O preço médio do serviço de Instalação de um Gerador Solar de 20 kWp é de R\$ 17.999,98, tal como o site da Portal Solar informa, totalizando um investimento ao longo de 25 anos de R\$ 100.490,26.

3.8.4 Empreendimento de 30kWp com Orientação ideal Norte

O módulo fotovoltaico utilizado no dimensionamento foi o Painel Solar Fotovoltaico de 355W da Canadian modelo CS3U-355P, tal como no Anexo 12. Foram adotados 5 strings com 17 módulos, com total de 85 módulos. O painel é disponível para compra no site da Neo Solar. Preço unitário de R\$769,00. Totalizando R\$ 65.365,00.

O dimensionamento do inversor pode ser detalhadamente conferido na imagem do Anexo 13. O inversor utilizado no dimensionamento foi o Inversor da Sofar Solar modelo 33000 TL 30kWp disponível no site Techno Sun no valor de 6.280,48€ ou R\$ 40.885,92. Tendo em vista o cálculo realizado acerca do valor da cotação do Euro no dia 10 de fevereiro de 2021, isto é, R\$ 6,51.

A média do custo da estrutura de fixação para telhados de fibrocimento e metálicos disponível no site da Solar Lumina, vendido e entregue por eles, é de R\$ 200,00 por módulo tendo em vista o frete. Totalizando R\$ 17.000,00.

O preço médio do serviço de Instalação de um Gerador Solar de 30kWp é de R\$ 22.304,76, conforme o site da Portal Solar informa, totalizando um investimento ao longo de 25 anos de R\$ 145.555,68.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Dados mensais

Resultados mensais dos quatro sistemas e para cada sistema as duas inclinações e, em cada inclinação, quatro orientações, gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.1.1 Sistema de 5kWp

Resultados mensais do sistema de 5kWp para as duas inclinações e, em cada inclinação, quatro orientações, gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.1.1.1 Inclinação de 10° e orientado ao Norte

Na Tabela 1, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva corrigida pelo índice de massas de ar, IAM (Index Air Mass) e pelo efeito do sombreamento pelas nuvens que chega na superfície do módulo (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.

Tabela 1: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Jan	161,30	156,80	0,76
Fev	132,40	128,50	0,62
Mar	166,90	162,70	0,79
Abr	168,90	164,90	0,80

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Mai	160,80	157,50	0,78
Jun	151,40	148,10	0,74
Jul	172,90	169,20	0,84
Ago	187,70	183,90	0,90
Set	147,10	143,30	0,70
Out	140,10	136,40	0,66
Nov	163,80	159,20	0,77
Dez	162,00	157,30	0,76

Foi possível notar que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 0,9MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 0,62MWh. A Energia disponível foi considerada 100% para a Orientação Norte, levando em conta a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente à energia total disponível incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 10° para a potência de 5kWp.

4.1.1.2 Inclinação de 10° e orientado ao Sul

Na Tabela 2, são salientados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Sul.

Tabela 2: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,90	159,60	0,77	101,98	0,02

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Fev	129,50	125,70	0,61	98,24	-0,01
Mar	150,70	146,20	0,72	90,99	-0,07
Abr	134,90	129,90	0,64	80,33	-0,16
Mai	115,50	110,60	0,56	71,74	-0,22
Jun	100,90	95,50	0,49	65,99	-0,25
Jul	117,00	111,10	0,57	67,38	-0,27
Ago	140,10	134,70	0,67	74,92	-0,23
Set	128,70	124,50	0,62	87,89	-0,09
Out	133,40	129,70	0,63	95,76	-0,03
Nov	165,50	161,10	0,78	101,56	0,01
Dez	167,40	163,10	0,79	103,84	0,03

Nota-se que o mês de maior Energia Gerada foi dezembro, com 0,79MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 0,49MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que poderia ocorrer se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior para os meses de janeiro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, o valor positivo foi dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 1,27MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 1270kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Sul.

4.1.1.3 Inclinação de 10° e orientado ao Leste

Na Tabela 3, são destacados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Leste.

Tabela 3: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,20	158,90	0,77	101,32	0,01
Fev	130,80	127,20	0,62	99,04	-0,01
Mar	161,10	156,70	0,76	96,95	-0,02
Abr	151,80	147,80	0,72	90,60	-0,08
Mai	138,00	134,00	0,67	86,06	-0,11
Jun	162,20	122,00	0,62	83,40	-0,12
Jul	144,90	140,30	0,71	84,05	-0,13
Ago	162,80	158,80	0,78	87,29	-0,11
Set	138,60	134,70	0,66	94,59	-0,04
Out	139,80	136,20	0,66	100,15	0,00
Nov	167,90	163,50	0,79	102,73	0,02
Dez	166,10	161,90	0,78	102,91	0,02

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, com 0,78MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de junho e fevereiro, ambos com 0,62MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Foi igual para o mês de outubro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, o valor positivo foi dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 0,57MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 570kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Leste.

4.1.1.4 Inclinação de 10° e orientado ao Oeste

Na Tabela 4, são salientados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° a Oeste.

Tabela 4: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	162,20	157,70	0,76	100,53	0,00
Fev	131,30	127,40	0,62	99,20	-0,01
Mar	156,60	152,30	0,74	94,04	-0,05
Abr	152,70	148,80	0,73	90,85	-0,07
Mai	138,50	134,40	0,67	86,06	-0,11
Jun	126,10	122,00	0,62	83,13	-0,13
Jul	145,40	140,80	0,71	84,05	-0,13
Ago	165,60	161,20	0,79	88,41	-0,10
Set	137,30	133,40	0,66	93,45	-0,05
Out	133,80	130,10	0,63	95,61	-0,03
Nov	161,70	157,30	0,76	98,96	-0,01
Dez	163,50	159,20	0,77	101,19	0,01

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 0,79MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro e junho, ambos com 0,62MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior para os meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 0,68MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 680kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Oeste.

4.1.1.5 Inclinação de 20° e orientado ao Norte

Na Tabela 5, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Norte.

Tabela 5: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Jan	155,10	150,90	0,73
Fev	130,00	126,30	0,61
Mar	170,00	166,00	0,80
Abr	180,50	177,00	0,85
Mai	178,50	175,70	0,86
Jun	171,80	169,10	0,84
Jul	195,30	192,20	0,94
Ago	205,40	202,10	0,98
Set	151,90	148,40	0,72
Out	139,20	135,70	0,66
Nov	158,10	153,70	0,74
Dez	154,40	150,20	0,72

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi o mês de agosto, com 0,94MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 0.61MWh. A Energia disponível foi considerada 100% para a Orientação Norte, tendo em vista a energia

solar disponível na face norte como sendo correspondente a energia total disponível incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 20° para a potência de 5kWp.

4.1.1.6 Inclinação de 20° e orientado ao Sul

Na Tabela 6, são evidenciados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Sul.

Tabela 6: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,30	156,30	0,76	103,97	0,03
Fev	124,30	120,70	0,59	96,41	-0,02
Mar	138,20	133,60	0,66	82,29	-0,14
Abr	113,50	108,00	0,54	63,41	-0,31
Mai	89,30	83,00	0,43	49,25	-0,44
Jun	72,30	65,40	0,34	40,31	-0,50
Jul	85,40	77,80	0,40	42,36	-0,54
Ago	111,70	105,10	0,53	54,25	-0,45
Set	115,70	111,30	0,56	76,80	-0,17
Out	125,90	122,40	0,60	91,46	-0,06
Nov	161,40	157,20	0,76	102,83	0,02
Dez	165,10	161,10	0,78	107,46	0,05

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, com 0,79MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 0,34MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Já

nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 2,53MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 2530kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Sul.

4.1.1.7 Inclinação de 20° e orientado ao Leste

Na Tabela 7, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Leste.

Tabela 7: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,00	156,00	0,75	103,15	0,02
Fev	127,90	124,60	0,60	98,53	-0,01
Mar	159,30	155,50	0,76	94,39	-0,05
Abr	149,00	145,10	0,71	83,41	-0,14
Mai	134,30	130,70	0,66	76,01	-0,21
Jun	123,00	119,10	0,60	72,13	-0,23
Jul	140,70	136,50	0,69	72,93	-0,26
Ago	158,80	154,60	0,76	77,99	-0,22
Set	136,50	132,90	0,66	90,47	-0,07
Out	139,20	135,90	0,66	100,30	0,00
Nov	166,70	162,90	0,78	105,52	0,04
Dez	163,70	159,80	0,77	106,08	0,04

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi novembro, com 0,78MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de junho e fevereiro, ambos com

0,60MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Foi igual no mês de outubro. Já para os demais meses, a Energia Gerada para o Leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 1,09MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 1090kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Leste.

4.1.1.8 Inclinação de 20° e orientado ao Oeste

Na Tabela 8, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° a Oeste.

Tabela 8: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	157,60	153,70	0,74	101,51	0,01
Fev	128,50	125,00	0,61	99,02	-0,01
Mar	151,50	147,40	0,72	89,28	-0,09
Abr	150,30	146,50	0,71	83,65	-0,14
Mai	135,10	131,40	0,66	76,13	-0,21
Jun	123,10	119,10	0,60	71,77	-0,24
Jul	142,40	137,90	0,69	73,14	-0,25
Ago	162,90	159,00	0,78	79,84	-0,20
Set	134,00	130,30	0,64	88,26	-0,09
Out	127,50	124,10	0,60	91,77	-0,05
Nov	155,30	151,10	0,73	98,25	-0,01

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Dez	158,60	154,60	0,74	102,49	0,02

Nota-se que o mês de mais Energia Gerada foi agosto, com 0,78MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro - 0,61MWh -, junho e outubro, com 0,60MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi nos meses de janeiro e dezembro. Já para os demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 1,27MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 1270kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Oeste.

A Figura 2 de Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 5kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste. Nela, pode-se observar as perdas de energia em MWh ao longo do ano para as duas inclinações estudadas e as quatro orientações.

Trat. Mês	10° S	10°L	10°O	20°S	20°L	20°O
Jan	0,02	0,01	0,00	0,03	0,02	0,01
Fev	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,01
Mar	-0,07	-0,02	-0,05	-0,14	-0,05	-0,09
Abr	-0,16	-0,08	-0,07	-0,31	-0,14	-0,14
Mai	-0,22	-0,11	-0,11	-0,44	-0,21	-0,21
Jun	-0,25	-0,12	-0,13	-0,50	-0,23	-0,24
Jul	-0,27	-0,13	-0,13	-0,54	-0,26	-0,25
Ago	-0,23	-0,11	-0,10	-0,45	-0,22	-0,20
Set	-0,09	-0,04	-0,05	-0,17	-0,07	-0,09
Out	-0,03	0,00	-0,03	-0,06	0,00	-0,05
Nov	0,01	0,02	-0,01	0,02	0,04	-0,01
Dez	0,03	0,02	0,01	0,05	0,04	0,02

Figura 2: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 5kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de

fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.

São destacados os valores acentuados com a cor verde na Tabela 9 como infimamente variantes. Já os valores em amarelo possuem certa discrepância chegando aos valores vermelhos para Sul a 20° perdendo 0,54MWh no mês de julho (inverno).

Sendo esse valor igual a 540kWh e, tendo em vista o valor de R\$ 0,51/kWh cobrado pela concessionária vigente aqui no Paraná, a COPEL (Companhia Paranaense de Energia), há uma perda de R\$ 276,48 no mês de julho, caso o painel esteja inclinado a 20° e orientado ao Sul (comparado caso estivesse orientado ao Norte com inclinação de 20°).

4.1.2 Sistema de 10kWp

Resultados mensais do sistema de 10kW em duas inclinações e, para cada inclinação, quatro orientações, o que acabou gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.1.2.1 Inclinação de 10° e orientado ao Norte

Na Tabela 9, são salientados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva corrigida pelo índice de massas de ar, IAM (Index Air Mass) e pelo efeito do sombreamento pelas nuvens que chega na superfície do módulo (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.

Tabela 9: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Egrid (MWh)
Jan	161,30	156,80	1,43

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Fev	132,40	128,50	1,18
Mar	166,90	162,70	1,48
Abr	168,90	164,90	1,50
Mai	160,80	157,50	1,47
Jun	151,40	148,10	1,40
Jul	172,90	169,20	1,58
Ago	187,70	183,90	1,69
Set	147,10	143,30	1,32
Out	140,10	136,40	1,24
Nov	163,80	159,20	1,45
Dez	162,00	157,30	1,42

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 1,69 MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 1,18MWh. A Energia disponível foi qualificada como 100% para a Orientação Norte, ponderando a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente com a energia total disponível incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 10° para a potência de 10kWp.

4.1.2.2 Inclinação de 10° e orientado ao Sul

Na Tabela 10, são evidenciados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Sul.

Tabela 10: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,90	159,60	1,45	102,04	0,03
Fev	129,50	125,70	1,15	98,21	-0,02
Mar	150,70	146,20	1,35	90,97	-0,13
Abr	134,90	129,90	1,21	80,31	-0,30
Mai	115,50	110,60	1,06	71,81	-0,42
Jun	100,90	95,50	0,92	66,02	-0,47
Jul	117,00	111,10	1,07	67,36	-0,52
Ago	140,10	134,70	1,26	74,88	-0,42
Set	128,70	124,50	1,16	87,96	-0,16
Out	133,40	129,70	1,19	95,74	-0,05
Nov	165,50	161,10	1,47	101,52	0,02
Dez	167,40	163,10	1,48	103,79	0,05

Destaca-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, 1,48MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 0,92MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi mais elevada nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior em relação ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 2,39MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 2390kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Sul.

4.1.2.3 Inclinação de 10° e orientado ao Leste

Na Tabela 11, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Leste.

Tabela 11: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,20	158,90	1,44	101,33	0,02
Fev	130,80	127,20	1,16	99,06	-0,01
Mar	161,10	156,70	1,44	96,90	-0,05
Abr	151,80	147,80	1,36	90,55	-0,14
Mai	138,00	134,00	1,27	86,07	-0,21
Jun	162,20	122,00	1,16	83,44	-0,23
Jul	144,90	140,30	1,33	84,06	-0,25
Ago	162,80	158,80	1,48	87,38	-0,21
Set	138,60	134,70	1,25	94,63	-0,07
Out	139,80	136,20	1,24	100,00	0,00
Nov	167,90	163,50	1,49	102,70	0,04
Dez	166,10	161,90	1,47	102,88	0,04

Percebe-se que o mês com mais Energia Gerada foi novembro, com 1,49MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de junho e fevereiro ambos, com 1,16MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior para os meses de janeiro, novembro e dezembro. Foi igual para o mês de outubro. Já para os demais meses, a Energia Gerada para o leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 1,07MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 1070kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Leste.

4.1.2.4 Inclinação de 10° e orientado ao Oeste

Na Tabela 12, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° à Oeste.

Tabela 12: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	162,20	157,70	1,43	100,63	0,01
Fev	131,30	127,40	1,17	99,23	-0,01
Mar	156,60	152,30	1,40	94,00	-0,09
Abr	152,70	148,80	1,36	90,75	-0,14
Mai	138,50	134,40	1,27	86,14	-0,20
Jun	126,10	122,00	1,16	83,08	-0,24
Jul	145,40	140,80	1,33	84,06	-0,25
Ago	165,60	161,20	1,49	88,45	-0,20
Set	137,30	133,40	1,24	93,49	-0,09
Out	133,80	130,10	1,19	95,58	-0,05
Nov	161,70	157,30	1,43	98,89	-0,02
Dez	163,50	159,20	1,44	101,19	0,02

Ressalta-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 1,49MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro, com 1,17MWh, e junho, com 1,16MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se

o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi elevada nos meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 1,26MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 1260kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Oeste.

4.1.2.5 Inclinação de 20° e orientado ao Norte

Na Tabela 13, são enfatizados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Norte.

Tabela 13: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Jan	155,10	150,90	1,38
Fev	130,00	126,30	1,15
Mar	170,00	166,00	1,51
Abr	180,50	177,00	1,60
Mai	178,50	175,70	1,63
Jun	171,80	169,10	1,57
Jul	195,30	192,20	1,77
Ago	205,40	202,10	1,84
Set	151,90	148,40	1,36
Out	139,20	135,70	1,24
Nov	158,10	153,70	1,40

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Dez	154,40	150,20	1,36

Constata-se que o mês com mais Energia Gerada foi o mês de agosto, com 1,84MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 1,15MWh. A Energia disponível foi tida como 100% para a Orientação Norte, tendo em vista a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente a energia total disponível incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 20° para a potência de 10kWp.

4.1.2.6 Inclinação de 20° e orientado ao Sul

Na Tabela 14, são salientados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Sul.

Tabela 14: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,30	156,30	1,43	103,93	0,05
Fev	124,30	120,70	1,11	96,45	-0,04
Mar	138,20	133,60	1,24	82,32	-0,27
Abr	113,50	108,00	1,01	63,34	-0,59
Mai	89,30	83,00	0,80	49,20	-0,83
Jun	72,30	65,40	0,63	40,31	-0,94
Jul	85,40	77,80	0,75	42,39	-1,02
Ago	111,70	105,10	1,00	54,18	-0,84
Set	115,70	111,30	1,05	76,82	-0,32

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Out	125,90	122,40	1,13	91,50	-0,11
Nov	161,40	157,20	1,44	102,86	0,04
Dez	165,10	161,10	1,47	107,48	0,10

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, com 1,47MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 0,63MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior para os meses de janeiro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 4,77MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 4.770kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Sul.

4.1.2.7 Inclinação de 20° e orientado ao Leste

Na Tabela 15, são destacados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Leste.

Tabela 15: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,00	156,00	1,42	103,13	0,04
Fev	127,90	124,60	1,14	98,61	-0,02
Mar	159,30	155,50	1,43	94,44	-0,08
Abr	149,00	145,10	1,34	83,45	-0,27
Mai	134,30	130,70	1,23	75,89	-0,39

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jun	123,00	119,10	1,14	72,22	-0,44
Jul	140,70	136,50	1,29	72,89	-0,48
Ago	158,80	154,60	1,44	77,99	-0,41
Set	136,50	132,90	1,23	90,39	-0,13
Out	139,20	135,90	1,24	100,32	0,00
Nov	166,70	162,90	1,48	105,65	0,08
Dez	163,70	159,80	1,45	106,09	0,08

Identifica-se que o mês com maior Energia Gerada foi novembro, com 1,48MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho e fevereiro, ambos com 1,14MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Foi igual para o mês de outubro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 2,02MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 2020kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Leste.

4.1.2.8 Inclinação de 20° e orientado ao Oeste

Na Tabela 16, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° a Oeste.

Tabela 16: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	157,60	153,70	1,40	101,53	0,02
Fev	128,50	125,00	1,14	98,96	-0,01
Mar	151,50	147,40	1,35	89,27	-0,16
Abr	150,30	146,50	1,34	83,64	-0,26
Mai	135,10	131,40	1,24	76,01	-0,39
Jun	123,10	119,10	1,13	71,77	-0,44
Jul	142,40	137,90	1,30	73,11	-0,48
Ago	162,90	159,00	1,47	79,78	-0,37
Set	134,00	130,30	1,20	88,33	-0,16
Out	127,50	124,10	1,13	91,75	-0,10
Nov	155,30	151,10	1,37	98,21	-0,02
Dez	158,60	154,60	1,40	102,57	0,03

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 1,47MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro, com 1,14MWh, junho e outubro, com 1,14MWh ambos. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 2,34MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 2340kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Oeste.

A Figura 3, de Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 10kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste. Nela, pode-se observar as perdas de energia em

MWh ao longo do ano para as duas inclinações estudadas e as quatro orientações.

Trat. Mês	10° S	10°L	10°O	20°S	20°L	20°O
Jan	0,03	0,02	0,01	0,05	0,04	0,02
Fev	-0,02	-0,01	-0,01	-0,04	-0,02	-0,01
Mar	-0,13	-0,05	-0,09	-0,27	-0,08	-0,16
Abr	-0,30	-0,14	-0,14	-0,59	-0,27	-0,26
Mai	-0,42	-0,21	-0,20	-0,83	-0,39	-0,39
Jun	-0,47	-0,23	-0,24	-0,94	-0,44	-0,44
Jul	-0,52	-0,25	-0,25	-1,02	-0,48	-0,48
Ago	-0,42	-0,21	-0,20	-0,84	-0,41	-0,37
Set	-0,16	-0,07	-0,09	-0,32	-0,13	-0,16
Out	-0,05	0,00	-0,05	-0,11	0,00	-0,10
Nov	0,02	0,04	-0,02	0,04	0,08	-0,02
Dez	0,05	0,04	0,02	0,10	0,08	0,03

Figura 3: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 10kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.

São destacados os valores evidenciados com a cor verde na Tabela 18 como infimamente variantes. Já os valores marcados em amarelo possuem certa discrepância chegando aos valores vermelhos para Sul a 20° perdendo 1,02MWh no mês de julho (inverno).

Sendo esse valor igual a 1020kWh e, considerando o valor de R\$ 0,512/kWh cobrado pela concessionária vigente aqui no Paraná, a COPEL (Companhia Paranaense de Energia), há uma perda de R\$ 522,24 no mês de julho caso o painel esteja orientado ao Sul com inclinação de 20° (comparado caso estivesse orientado ao Norte com inclinação de 20°). Esse valor é praticamente o dobro do anteriormente perdido para a mesma orientação e inclinação, porém a potência antes em análise era de 5kWp. Por conseguinte, fica comprovado que com o aumento da potência do sistema as perdas, devido à inclinação e orientação, aumentam também.

4.1.3 Sistema de 20kWp

Resultados mensais para o sistema de 20kWp nas duas inclinações e, para

cada inclinação, quatro orientações. Gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.1.3.1 Inclinação de 10° e orientado ao Norte

Na Tabela 17, são ressaltados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva corrigida pelo índice de massas de ar, IAM (Index Air Mass) e pelo efeito do sombreamento pelas nuvens que chega na superfície do módulo (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.

Tabela 17: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Jan	161,30	156,80	2,71
Fev	132,40	128,50	2,23
Mar	166,90	162,70	2,82
Abr	168,90	164,90	2,85
Mai	160,80	157,50	2,80
Jun	151,40	148,10	2,65
Jul	172,90	169,20	3,00
Ago	187,70	183,90	3,21
Set	147,10	143,30	2,51
Out	140,10	136,40	2,36
Nov	163,80	159,20	2,75
Dez	162,00	157,30	2,71

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 3,21MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 2,23MWh. A Energia Disponível foi considerada 100% para a Orientação Norte, tendo em vista a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente a energia total disponível

incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 10° para a potência de 20kWp.

4.1.3.2 Inclinação de 10° e orientado ao Sul

Na Tabela 18, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Sul.

Tabela 18: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,90	159,60	2,76	101,99	0,05
Fev	129,50	125,70	2,19	98,30	-0,04
Mar	150,70	146,20	2,56	90,95	-0,26
Abr	134,90	129,90	2,29	80,27	-0,56
Mai	115,50	110,60	2,01	71,77	-0,79
Jun	100,90	95,50	1,75	66,01	-0,90
Jul	117,00	111,10	2,02	67,36	-0,98
Ago	140,10	134,70	2,40	74,86	-0,81
Set	128,70	124,50	2,21	87,92	-0,30
Out	133,40	129,70	2,26	95,77	-0,10
Nov	165,50	161,10	2,79	101,49	0,04
Dez	167,40	163,10	2,81	103,77	0,10

Constata-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, com 2,81MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 1,75MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e

dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 4,55MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 4550kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Sul.

4.1.3.3 Inclinação de 10° e orientado ao Leste

Na Tabela 19, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Leste.

Tabela 19: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,20	158,90	2,74	101,33	0,04
Fev	130,80	127,20	2,21	99,06	-0,02
Mar	161,10	156,70	2,73	96,84	-0,09
Abr	151,80	147,80	2,59	90,57	-0,27
Mai	138,00	134,00	2,41	86,05	-0,39
Jun	162,20	122,00	2,21	83,42	-0,44
Jul	144,90	140,30	2,52	84,04	-0,48
Ago	162,80	158,80	2,80	87,34	-0,41
Set	138,60	134,70	2,37	94,62	-0,14
Out	139,80	136,20	2,36	100,04	0,00
Nov	167,90	163,50	2,82	102,69	0,07
Dez	166,10	161,90	2,78	102,88	0,08

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi novembro, com 2,82MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de junho e fevereiro, ambos com 2,21MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Foi igual para o mês de outubro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 2,05MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 2050kWh/ano quando o telhado metálico ou de fibrocimento está orientado para o Leste.

4.1.3.4 Inclinação de 10° e orientado ao Oeste

Na Tabela 20, são mostrados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° a Oeste.

Tabela 20: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	162,20	157,70	2,72	100,59	0,02
Fev	131,30	127,40	2,22	99,28	-0,02
Mar	156,60	152,30	2,65	94,00	-0,17
Abr	152,70	148,80	2,59	90,78	-0,26
Mai	138,50	134,40	2,41	86,12	-0,39
Jun	126,10	122,00	2,20	83,12	-0,45
Jul	145,40	140,80	2,52	84,08	-0,48

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Ago	165,60	161,20	2,84	88,46	-0,37
Set	137,30	133,40	2,35	93,46	-0,16
Out	133,80	130,10	2,26	95,60	-0,10
Nov	161,70	157,30	2,72	98,87	-0,03
Dez	163,50	159,20	2,74	101,15	0,03

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 2,84MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro e junho com, 2,22MWh e 2,20MWh, respectivamente. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 2,38MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 2380kWh/ano quando o telhado fibrocimento ou metálico está orientado para o Oeste.

4.1.3.5 Inclinação de 20° e orientado ao Norte

Na Tabela 21, são evidenciados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Norte.

Tabela 21: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Jan	155,10	150,90	2,61
Fev	130,00	126,30	2,19
Mar	170,00	166,00	2,87
Abr	180,50	177,00	3,04
Mai	178,50	175,70	3,09
Jun	171,80	169,10	2,99
Jul	195,30	192,20	3,37
Ago	205,40	202,10	3,49
Set	151,90	148,40	2,59
Out	139,20	135,70	2,35
Nov	158,10	153,70	2,66
Dez	154,40	150,20	2,59

Identifica-se que o mês com mais Energia Gerada foi o mês de agosto, com 3,49MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 2,19MWh. A Energia disponível foi considerada 100% para a Orientação Norte, tendo em vista a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente a energia total disponível incidente no local. De todos os valores de EGrid abaixo, foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 20° para a potência de 20kWp.

4.1.3.6 Inclinação de 20° e orientado ao Sul

Na Tabela 22, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Sul.

Tabela 22: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,30	156,30	2,71	103,94	0,10
Fev	124,30	120,70	2,11	96,40	-0,08
Mar	138,20	133,60	2,36	82,29	-0,51
Abr	113,50	108,00	1,93	63,33	-1,12
Mai	89,30	83,00	1,52	49,21	-1,57
Jun	72,30	65,40	1,21	40,33	-1,78
Jul	85,40	77,80	1,43	42,39	-1,94
Ago	111,70	105,10	1,89	54,21	-1,60
Set	115,70	111,30	1,99	76,85	-0,60
Out	125,90	122,40	2,15	91,52	-0,20
Nov	161,40	157,20	2,73	102,86	0,08
Dez	165,10	161,10	2,78	107,49	0,19

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, com 2,78MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 1,21MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 9,03MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 9030kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Sul. Apresentando o dobro de perda comparado com o sistema inclinado a 10° para a mesma orientação Sul.

4.2.3.7 Inclinação de 20° e orientado ao Leste

Na Tabela 23, são ressaltados os valores médios de Irradiação Solar Global

no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Leste.

Tabela 23: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,00	156,00	2,69	103,14	0,08
Fev	127,90	124,60	2,16	98,59	-0,03
Mar	159,30	155,50	2,71	94,42	-0,16
Abr	149,00	145,10	2,54	83,43	-0,50
Mai	134,30	130,70	2,34	75,93	-0,74
Jun	123,00	119,10	2,16	72,16	-0,83
Jul	140,70	136,50	2,46	72,87	-0,91
Ago	158,80	154,60	2,73	77,99	-0,77
Set	136,50	132,90	2,34	90,45	-0,25
Out	139,20	135,90	2,36	100,34	0,01
Nov	166,70	162,90	2,81	105,61	0,15
Dez	163,70	159,80	2,75	106,10	0,16

Percebe-se que o mês com mais Energia Gerada foi novembro com 2,81MWh e o que menos gerou energia foram os meses de junho e fevereiro, ambos com 2,16MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, outubro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 3,79MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 3790kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Leste.

4.2.3.8 Inclinação de 20° e orientado ao Oeste

Na Tabela 24, são evidenciados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° a Oeste.

Tabela 24: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	157,60	153,70	2,65	101,57	0,04
Fev	128,50	125,00	2,17	98,95	-0,02
Mar	151,50	147,40	2,56	89,23	-0,31
Abr	150,30	146,50	2,54	83,59	-0,50
Mai	135,10	131,40	2,35	76,03	-0,74
Jun	123,10	119,10	2,14	71,72	-0,85
Jul	142,40	137,90	2,46	73,14	-0,91
Ago	162,90	159,00	2,79	79,77	-0,71
Set	134,00	130,30	2,29	88,36	-0,30
Out	127,50	124,10	2,15	91,73	-0,19
Nov	155,30	151,10	2,61	98,23	-0,05
Dez	158,60	154,60	2,66	102,55	0,07

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 2,79MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro (2,17MWh), junho (2,14MWh) e outubro (2,15MWh). A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à

face Norte corresponde a diferença de 4,47MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 4470kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Oeste.

A Figura 4 de Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 20kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste. Nela, pode-se observar as perdas de energia em MWh ao longo do ano para as duas inclinações estudadas e as quatro orientações.

Trat. Mês	10° S	10°L	10°O	20°S	20°L	20°O
Jan	0,05	0,04	0,02	0,10	0,08	0,04
Fev	-0,04	-0,02	-0,02	-0,08	-0,03	-0,02
Mar	-0,26	-0,09	-0,17	-0,51	-0,16	-0,31
Abr	-0,56	-0,27	-0,26	-1,12	-0,50	-0,50
Mai	-0,79	-0,39	-0,39	-1,57	-0,74	-0,74
Jun	-0,90	-0,44	-0,45	-1,78	-0,83	-0,85
Jul	-0,98	-0,48	-0,48	-1,94	-0,91	-0,91
Ago	-0,81	-0,41	-0,37	-1,60	-0,77	-0,71
Set	-0,30	-0,14	-0,16	-0,60	-0,25	-0,30
Out	-0,10	0,00	-0,10	-0,20	0,01	-0,19
Nov	0,04	0,07	-0,03	0,08	0,15	-0,05
Dez	0,10	0,08	0,03	0,19	0,16	0,07

Figura 4: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 20kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.

São destacados os valores mostrados com a cor verde como infimamente variantes. Já os valores em amarelo possuem certa discrepância chegando aos valores vermelhos para Sul a 20° perdendo 1,94MWh no mês de julho (inverno).

Sendo esse valor igual a 1940kWh e, considerando o valor de R\$ 0,512/kWh cobrado pela concessionária vigente aqui no Paraná, a COPEL (Companhia Paranaense de Energia), há uma perda de R\$ 993,28 no mês de julho caso o painel esteja orientado a 20°S (comparado caso estivesse orientado ao Norte com inclinação de 20°). Esse valor é praticamente o dobro do valor anteriormente perdido para a mesma orientação e inclinação, porém a potência antes em análise era de 10kWp. Por conseguinte, fica comprovado novamente que, com o aumento da potência do sistema, as perdas por conta da inclinação e orientação aumentam

progressivamente também.

4.1.4 Sistema de 30kWp

Resultados mensais para o sistema de 30kWp nas duas inclinações e, em cada inclinação, quatro orientações. Gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.1.4.1 Inclinação de 10° e orientado ao Norte

Na Tabela 25, são mostrados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva corrigida pelo índice de massas de ar, IAM (Index Air Mass) e pelo efeito do sombreamento pelas nuvens que chega na superfície do módulo (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte.

Tabela 25: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid) para a Orientação de 10° Norte

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Jan	161,30	156,80	4,05
Fev	132,40	128,50	3,34
Mar	166,90	162,70	4,21
Abr	168,90	164,90	4,27
Mai	160,80	157,50	4,18
Jun	151,40	148,10	3,96
Jul	172,90	169,20	4,49
Ago	187,70	183,90	4,79
Set	147,10	143,30	3,75
Out	140,10	136,40	3,53
Nov	163,80	159,20	4,11

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)
Dez	162,00	157,30	4,04

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 4,79MWh, e o que menos gerou foi fevereiro, com 3,34MWh. A Energia disponível foi considerada 100% para a Orientação Norte, tendo em vista a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente à energia total disponível incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo, foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês para a inclinação de 10° para a potência de 30kWp.

4.1.4.2 Inclinação de 10° e orientado ao Sul

Na Tabela 26, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Sul.

Tabela 26: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,90	159,60	4,13	102,00	0,08
Fev	129,50	125,70	3,28	98,26	-0,06
Mar	150,70	146,20	3,83	90,96	-0,38
Abr	134,90	129,90	3,43	80,29	-0,84
Mai	115,50	110,60	3,00	71,76	-1,18
Jun	100,90	95,50	2,61	65,98	-1,35
Jul	117,00	111,10	3,02	67,34	-1,47
Ago	140,10	134,70	3,59	74,84	-1,21
Set	128,70	124,50	3,30	87,95	-0,45

Out	133,40	129,70	3,38	95,78	-0,15
Nov	165,50	161,10	4,17	101,51	0,06
Dez	167,40	163,10	4,20	103,79	0,15

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro e o que menos gerou energia foi o mês de junho. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 6,80MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 6800kWh/ano quando o telhado metálico ou fibrocimento está orientado para o Sul.

4.1.4.3 Inclinação de 10° e orientado ao Leste

Na Tabela 27, são frisados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° Leste.

Tabela 27: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	163,20	158,90	4,10	101,33	0,05
Fev	130,80	127,20	3,30	99,07	-0,03
Mar	161,10	156,70	4,08	96,84	-0,13
Abr	151,80	147,80	3,86	90,58	-0,40
Mai	138,00	134,00	3,60	86,05	-0,58
Jun	162,20	122,00	3,30	83,41	-0,66

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jul	144,90	140,30	3,77	84,03	-0,72
Ago	162,80	158,80	4,19	87,32	-0,61
Set	138,60	134,70	3,55	94,61	-0,20
Out	139,80	136,20	3,53	100,06	0,00
Nov	167,90	163,50	4,22	102,68	0,11
Dez	166,10	161,90	4,16	102,92	0,12

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi novembro, com 4,22MWh e os que menos geraram energia foram os meses de junho e fevereiro, ambos com 3,30MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, novembro e dezembro. Foi igual para o mês de outubro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 3,05MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 3.050kWh/ano quando o telhado metálico ou fibrocimento está orientado para o Sul.

4.1.4.4 Inclinação de 10° e orientado ao Oeste

Na Tabela 28, são destacados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° a Oeste.

Tabela 28: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 10° orientada ao Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	162,20	157,70	4,07	100,59	0,02
Fev	131,30	127,40	3,31	99,25	-0,02
Mar	156,60	152,30	3,96	94,00	-0,25
Abr	152,70	148,80	3,87	90,81	-0,39
Mai	138,50	134,40	3,60	86,12	-0,58
Jun	126,10	122,00	3,29	83,11	-0,67
Jul	145,40	140,80	3,77	84,05	-0,72
Ago	165,60	161,20	4,24	88,44	-0,55
Set	137,30	133,40	3,51	93,47	-0,25
Out	133,80	130,10	3,38	95,61	-0,16
Nov	161,70	157,30	4,06	98,88	-0,05
Dez	163,50	159,20	4,09	101,19	0,05

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 4,24MWh, e o que menos geraram energia foram os meses de fevereiro e junho, com 3,31MWh e 3,29MWh, respectivamente. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior para os meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 3,62MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 3620kWh/ano quando o telhado metálico ou fibrocimento está orientado para o Oeste.

4.1.4.5 Inclinação de 20° e orientado ao Norte

Na Tabela 29, são mostrados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Norte.

Tabela 29: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Norte (N)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	155,10	150,90	3,90	100,00	—
Fev	130,00	126,30	3,28	100,00	—
Mar	170,00	166,00	4,29	100,00	—
Abr	180,50	177,00	4,55	100,00	—
Mai	178,50	175,70	4,62	100,00	—
Jun	171,80	169,10	4,47	100,00	—
Jul	195,30	192,20	5,04	100,00	—
Ago	205,40	202,10	5,23	100,00	—
Set	151,90	148,40	3,87	100,00	—
Out	139,20	135,70	3,51	100,00	—
Nov	158,10	153,70	3,97	100,00	—
Dez	154,40	150,20	3,87	100,00	—

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto, com 5,23MWh, e o que menos gerou foi o mês de fevereiro, com 3,28MWh. A Energia disponível foi considerada 100% para a Orientação Norte, tendo em vista a energia solar disponível na face norte como sendo correspondente a energia total disponível incidente no local. Logo, de todos os valores de EGrid abaixo, foram subtraídos os respectivos valores mensais de EGrid voltados ao Norte e, assim, obtendo essa diferença mês a mês na inclinação de 20° para a potência de 30kWp.

4.1.4.6 Inclinação de 20° e orientado ao Sul

Na Tabela 30, são enfatizados os valores médios de Irradiação Solar Global

no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Sul.

Tabela 30: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Sul (S)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,30	156,30	4,06	103,97	0,16
Fev	124,30	120,70	3,16	96,43	-0,12
Mar	138,20	133,60	3,53	82,32	-0,76
Abr	113,50	108,00	2,88	63,33	-1,67
Mai	89,30	83,00	2,27	49,17	-2,35
Jun	72,30	65,40	1,80	40,30	-2,67
Jul	85,40	77,80	2,13	42,35	-2,90
Ago	111,70	105,10	2,83	54,16	-2,40
Set	115,70	111,30	2,97	76,81	-0,90
Out	125,90	122,40	3,21	91,51	-0,30
Nov	161,40	157,20	4,09	102,87	0,11
Dez	165,10	161,10	4,16	107,49	0,29

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi dezembro, com 4,16MWh, e o que menos gerou energia foi o mês de junho, com 1,80MWh. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior para os meses de janeiro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Sul foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 13,51MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 13510kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Sul.

4.2.4.7 Inclinação de 20° e orientado ao Leste

Na Tabela 31, são frisados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20° Leste.

Tabela 31: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada ao Leste (L)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	160,00	156,00	4,03	103,15	0,12
Fev	127,90	124,60	3,23	98,63	-0,04
Mar	159,30	155,50	4,05	94,43	-0,24
Abr	149,00	145,10	3,79	83,41	-0,75
Mai	134,30	130,70	3,50	75,93	-1,11
Jun	123,00	119,10	3,22	72,17	-1,24
Jul	140,70	136,50	3,67	72,86	-1,37
Ago	158,80	154,60	4,07	77,97	-1,15
Set	136,50	132,90	3,50	90,46	-0,37
Out	139,20	135,90	3,52	100,34	0,01
Nov	166,70	162,90	4,19	105,59	0,22
Dez	163,70	159,80	4,11	106,10	0,24

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi novembro, com 4,19MWh, e os que menos geraram energia foram os meses de junho e fevereiro, com 3,22MWh e 3,23MWh, respectivamente. A Energia Disponível quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte foi maior nos meses de janeiro, outubro, novembro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Leste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior, tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à

face Norte corresponde a diferença de 5,68MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 5680kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Leste.

4.2.4.8 Inclinação de 20° e orientado ao Oeste

Na Tabela 32, são salientados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10° a Oeste.

Tabela 32: Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Inclinação de 20° orientada a Oeste (O)

Trat. (Mês)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ.Dis. (%)	Energ.Dif. (MWh/mês)
Jan	157,60	153,70	3,96	101,59	0,06
Fev	128,50	125,00	3,24	98,96	-0,03
Mar	151,50	147,40	3,83	89,25	-0,46
Abr	150,30	146,50	3,80	83,61	-0,75
Mai	135,10	131,40	3,51	76,03	-1,11
Jun	123,10	119,10	3,20	71,73	-1,26
Jul	142,40	137,90	3,68	73,12	-1,35
Ago	162,90	159,00	4,17	79,75	-1,06
Set	134,00	130,30	3,42	88,34	-0,45
Out	127,50	124,10	3,22	91,73	-0,29
Nov	155,30	151,10	3,90	98,21	-0,07
Dez	158,60	154,60	3,97	102,56	0,10

Nota-se que o mês com mais Energia Gerada foi agosto (4,17MWh) e os que menos geraram energia foram os meses de fevereiro (3,24MWh), junho (3,22MWh) e outubro (3,22MWh). A Energia Disponível, quando comparada ao que ocorreria se o painel estivesse orientado com a face voltada ao Norte, foi maior nos meses de janeiro e dezembro. Já nos demais meses, a Energia Gerada para o Oeste foi inferior ao Norte, por isso o sinal de menos. Nos meses em que ficou inferior, tem-se o sinal negativo. Já nos meses em que a energia gerada foi maior,

tem-se o valor positivo dado em MWh.

O somatório total de todos os meses da Energia Diferencial em relação à face Norte corresponde a diferença de 6,67MWh/ano. Ou seja, há uma perda de 6670kWh/ano quando o telhado cerâmico está orientado para o Oeste.

A Figura 5 de Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês) em relação à face Norte do Sistema de 10kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste. Nela, pode-se observar as perdas de energia em MWh ao longo do ano para as duas inclinações estudadas e as quatro orientações.

Trat. Mês	10° S	10°L	10°O	20°S	20°L	20°O
Jan	0,08	0,05	0,02	0,16	0,12	0,06
Fev	-0,06	-0,03	-0,02	-0,12	-0,04	-0,03
Mar	-0,38	-0,13	-0,25	-0,76	-0,24	-0,46
Abr	-0,84	-0,40	-0,39	-1,67	-0,75	-0,75
Mai	-1,18	-0,58	-0,58	-2,35	-1,11	-1,11
Jun	-1,35	-0,66	-0,67	-2,67	-1,24	-1,26
Jul	-1,47	-0,72	-0,72	-2,90	-1,37	-1,35
Ago	-1,21	-0,61	-0,55	-2,40	-1,15	-1,06
Set	-0,45	-0,20	-0,25	-0,90	-0,37	-0,45
Out	-0,15	0,00	-0,16	-0,30	0,01	-0,29
Nov	0,06	0,11	-0,05	0,11	0,22	-0,07
Dez	0,15	0,12	0,05	0,29	0,24	0,10

Figura 5: Diferença de Energia Gerada (Energ.Dif., MWh/mês), em relação à face Norte do Sistema de 30kWp para as inclinações de 10° (cobertura metálica ou de fibrocimento, 18%) e de 20° (cobertura cerâmica, 37%), e para as orientações Sul, Leste e Oeste.

Destaca-se os valores marcados com a cor verde como infimamente variantes. Já os valores em amarelo possuem certa discrepância chegando aos valores vermelhos para Sul a 20° perdendo 2,90MWh no mês de julho (inverno).

Sendo esse valor igual a 2900kWh e, considerando o valor de R\$ 0,512/kWh cobrado pela concessionária vigente no Paraná, a COPEL (Companhia Paranaense de Energia), há uma perda de R\$ 1.484,80 no mês de julho caso o painel esteja inclinado e orientado a 20° ao Sul (comparado caso estivesse orientado ao Norte com inclinação de 20°). Esse valor é praticamente o dobro do valor anteriormente perdido para a mesma orientação e inclinação, porém a potência era de 20kWp. Por

consequente, fica comprovado novamente que, com o aumento da potência do sistema, as perdas em razão da inclinação e orientação aumentam progressivamente também. A perda tem proporção e é de aproximadamente R\$ 50,00/kWp (cinquenta reais para cada kWp) de potência do sistema para inclinação de 20° e orientação Sul.

4.2 Dados Anuais

Resultados anuais para os quatros sistemas e para cada sistema as duas inclinações gerando as Tabelas de Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°.

4.2.1 Sistema de 5kWp

Resultados anuais do sistema de 5kWp para as duas inclinações e, em cada inclinação, quatro orientações gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.2.1.1 Inclinação de 10°

Na Tabela 33, são focalizados os valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°.

Tabela 33: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°

Trat (Orien)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1915,30	1867,80	9,11	100,00	—
S	1647,60	1591,60	7,85	86,10	-1,27

Trat (Orien)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
L	1791,20	1742,00	8,54	93,76	-0,57
O	1774,50	1724,70	8,45	92,70	-0,67

Norte tem a maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 93,76%. Em terceiro, está Oeste com 92,70% e, por último, Sul com 86,10%. Ao lado, em MWh/ano, tem-se a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação. Por isso, tem sinal negativo em todas as tabelas.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 1,27MWh/ano, seguido de 0,67MWh/ano para Oeste e 0,57MWh/ano para Leste.

4.2.1.2 Inclinação 20°

Na Tabela 34, são mostrados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°.

Tabela 34: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°

Trat (Orien.)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1990,10	1947,50	9,46	100,00	—
S	1463,10	1402,10	6,94	73,34	-2,52
L	1759,10	1713,50	8,40	88,76	-1,06
O	1726,70	1680,00	8,21	86,81	-1,25

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 88,76%. Em terceiro, está Oeste com 86,81% e, por último, Sul com 73,34%. Ao lado, em MWh/ano, tem-se a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação. Apresentando aproximadamente o dobro de perda pelo sistema quando está em 20° em comparação com o sistema orientado a 10°.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 2,52MWh/ano, seguido de 1,25MWh/ano para Oeste e 1,06MWh/ano para Leste. Nota-se que as perdas dobraram, aproximadamente, em relação às perdas para a

inclinação de 10°.

4.2.2 Sistema de 10kWp

Resultados anuais do sistema de 10kWp para as duas inclinações e, em cada inclinação, quatro orientações, gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.2.2.1 Inclinação de 10°

Na Tabela 35, são frisados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°.

Tabela 35: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°

Trat (Orien)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1915,30	1867,80	17,16	100,00	—
S	1647,60	1591,60	14,77	86,08	-2,39
L	1791,20	1742,00	16,09	93,75	-1,07
O	1774,50	1724,70	15,90	92,69	-1,25

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 93,75%. Em terceiro, está Oeste com 92,69% e, por último, Sul com 86,08%. Ao lado, em MWh/ano, tem-se a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 2,39MWh/ano, seguido de 1,25MWh/ano para Oeste e 1,06MWh/ano para Leste.

4.2.2.2 Inclinação 20°

Na Tabela 36, são apresentados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°.

Tabela 36: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°

Trat (Orien.)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1990,10	1947,50	17,81	100,00	—
S	1463,10	1402,10	13,07	73,34	-4,75
L	1759,10	1713,50	15,81	88,76	-2,00
O	1726,70	1680,00	15,47	86,81	-2,35

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 88,76%. Em terceiro, está Oeste com 86,81% e, por último, Sul com 73,34%. Ao lado, em MWh/ano, tem-se a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação. Apresentando aproximadamente o dobro de perda pelo sistema quando está em 20° em comparação com o sistema orientado a 10°.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 4,75MWh/ano, seguido de 2,35MWh/ano para Oeste e 2,00MWh/ano para Leste. Nota-se que as perdas dobraram, aproximadamente, em relação às perdas para a inclinação de 10°.

4.2.3 Sistema de 20kWp

São enfatizados resultados anuais do sistema de 20kWp para as duas inclinações e, em cada inclinação, quatro orientações, gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.2.3.1 Inclinação de 10°

Na Tabela 37, são mostrados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°.

Tabela 37: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°

Trat (Orien)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1915,30	1867,80	32,58	100,00	—
S	1647,60	1591,60	28,05	86,08	-4,54
L	1791,20	1742,00	30,55	93,75	-2,04
O	1774,50	1724,70	30,20	92,69	-2,38

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 93,75%. Em terceiro, está Oeste com 92,69% e, por último, Sul com 86,08%. Ao lado, em MWh/ano, tem-se a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 4,54MWh/ano, seguido de 2,38MWh/ano para Oeste e 2,04MWh/ano para Leste.

4.2.3.2 Inclinação 20°

Na Tabela 38, são mostrados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°.

Tabela 38: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°

Trat (Orien.)	GlobInc (kWh/m ²)	GlobEff (kWh/m ²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1990,10	1947,50	33,83	100,00	—
S	1463,10	1402,10	24,81	73,34	-9,02
L	1759,10	1713,50	30,03	88,76	-3,80
O	1726,70	1680,00	29,37	86,81	-4,46

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 88,76%. Em terceiro, está Oeste com 86,81% e, por último, Sul com 73,34%. Ao lado, em MWh/ano, tem-se a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação, apresentando aproximadamente o dobro de perda pelo sistema quando está em 20° em comparação com o sistema orientado a 10°.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 9,02MWh/ano, seguido de 4,46MWh/ano para Oeste e 3,80MWh/ano para Leste. Nota-se que as perdas dobraram, aproximadamente, em relação às perdas para a inclinação de 10°.

4.2.4 Sistema de 30kWp

São observados resultados anuais para o sistema de 30kWp nas duas inclinações e, para cada inclinação, quatro orientações gerando as tabelas de Valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid).

4.2.4.1 Inclinação de 10°

Na Tabela 39, são evidenciados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°.

Tabela 39: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 10°

Trat (Orien)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1915,30	1867,80	48,71	100,00	—
S	1647,60	1591,60	41,93	86,08	-6,78
L	1791,20	1742,00	45,66	93,74	-3,05
O	1774,50	1724,70	45,15	92,69	-3,56

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo há a Leste com 93,74%. Em terceiro, está Oeste com 92,69% e, por último, Sul com 86,08%. Ao lado, em MWh/ano, está a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 6,78MWh/ano, seguido de 3,56MWh/ano para Oeste e 3,05MWh/ano para Leste.

4.2.4.2 Inclinação 20°

Na Tabela 40, são ressaltados os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°.

Tabela 40: Valores médios anuais de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc); de Irradiação Solar Global Efetiva (GlobEff); a Energia Injetada na Rede (Egrid); a Energia Diferencial em relação à face Norte (Energ.Dif) para a Orientação de 20°

Trat (Orien.)	GlobInc (kWh/m²)	GlobEff (kWh/m²)	Egrid (MWh)	Energ. Dif. (%)	Energ.Dif. (MWh/ano)
N	1990,10	1947,50	50,57	100,00	—
S	1463,10	1402,10	37,08	73,32	-13,49
L	1759,10	1713,50	44,89	88,76	-5,69
O	1726,70	1680,00	43,90	86,80	-6,67

Norte tem maior produção de Energia Gerada, em segundo está Leste com 88,76%. Em terceiro, existe Oeste com 86,80% e, por último, Sul com 73,32%. Ao

lado, em MWh/ano, está a energia perdida pelo sistema no mês em cada orientação. Apresentando aproximadamente o dobro de perda pelo sistema quando está em 20° em comparação com o sistema orientado à 10°.

Para Sul, a perda anual de energia em comparação ao Norte é de 13,49MWh/ano, seguido de 6,67MWh/ano para Oeste e 5,69MWh/ano para Leste. Nota-se que as perdas dobraram, aproximadamente, em relação às perdas para a inclinação de 10°.

Nas tabelas, pode-se comparar as perdas de energia para as orientações para as duas inclinações nas 4 potências. É possível concluir que a Energia Disponível em relação à face Norte para inclinação de 20° é aproximadamente o dobro quando comparada com a Energia Disponível para a inclinação de 10°.

4.3 Análise Estatística: Sisvar

4.3.1 Teste Tukey para a FV INCL (inclinação)

Na Tabela 41, é apresentado o Teste de Tukey para fonte de variação Inclinação (Inc.), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid), (Conforme pode ser verificado no Anexo 20).

Tabela 41: Tabela Teste de Tukey para fonte de variação Inclinação (Inc.) (Conforme pode ser verificado no Anexo 20), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid)

Trat. (Inc.)	GlobInc (kWh/m ²)	Egrid (MWh)
10	149.26 a	2,09 a
20	144.57 b	2,03 a

Nota: Médias seguidas pela mesma letra minúscula na linha e maiúscula na coluna não diferem entre si pelo teste de Tukey ao nível de 5 de significância. Tratamento inclinação 10° e 20°.

Na tabela 41, mostra-se a igualdade e as diferenças entre os tratamentos. Houve diferença entre os tratamentos para a Irradiação Solar Global no Plano Inclinado para as duas inclinações. Já para a Energia Injetada na Rede, os valores não diferem estatisticamente.

4.3.2 Teste Tukey para a FV POT

Na Tabela 42, é evidenciado o Teste de Tukey para fonte de variação Potência (Pot.) (Conforme pode ser verificado no Anexo 20), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid).

Tabela 42: Tabela Teste de Tukey para fonte de variação Potência (Pot.) (Conforme pode ser verificado no Anexo 20), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid)

Trat. (Pot.)	GlobInc (kWh/m²)	Egrid (MWh)
5	146,91 a	0,70 d
10	146,91 a	1,31 c
20	146,91 a	2,49 b
30	146,91 a	3,73 a

Nota: Médias seguidas pela mesma letra minúscula na linha e maiúscula na coluna não diferem entre si pelo teste de Tukey ao nível de 5 de significância. Tratamento potência de 5, 10, 20 e 30kWp.

Na tabela 42, mostra-se a igualdade e as diferenças entre os tratamentos. Não houve diferença entre os tratamentos para a Irradiação Solar Global no Plano Inclinado para as quatro potências. Já para a Energia Injetada na Rede, os valores diferem estatisticamente por figurarem como potências diferentes.

4.3.3 Teste Tukey para a FV ORIEN

Na Tabela 43, ressalta-se o Teste de Tukey para fonte de variação Orientação (Orien) (conforme pode ser verificado no Anexo 20), Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid).

Tabela 43: Tabela Teste de Tukey para fonte de variação Orientação (Orien), com os valores médios de Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (GlobInc) e a Energia Injetada na Rede (Egrid), (conforme pode ser verificado no Anexo 20)

Trat. (Orien)	GlobInc (kWh/m²)	Egrid (MWh)
N	162,73 a	2,28 a
L	149,43 b	2,08 b
O	145,89 b	2,05 b
S	129,61 c	1,82 c

Nota: Médias seguidas pela mesma letra minúscula na linha e maiúscula na coluna não diferem entre si pelo teste de Tukey ao nível de 5 de significância. Tratamento orientação Norte (N), Leste (L), Oeste (O) e Sul (S).

Na tabela 43, são mostradas as igualdades e as diferenças entre os tratamentos. Houve diferença entre os tratamentos para a Irradiação Solar Global no Plano Inclinado para as quatro orientações. Para a Energia Injetada na Rede, os valores sofreram a mesma diferença. Na Tabela 41, tem-se que a inclinação afeta com diferença estatística apenas a Irradiação Solar Global no Plano Inclinado, não afetando estatisticamente a Energia Injetada na Rede. Todavia, para a fonte de variação orientação, há uma diferença estatística em ambos, sendo iguais os tratamentos L e O (leste oeste).

Os resultados encontrados com relação à orientação e a inclinação por meio dos resultados da análise, sustentam a discussão. Logo, a energia gerada (a) por sistemas com as inclinações de 10° e 20° são estatisticamente iguais. Diferem apenas quanto à Irradiação Solar Global no Plano Inclinado (b). No caso das orientações, percebe-se que Norte gera mais energia (a) que as demais. Leste e Oeste ficam em segundo tendo seus valores de Irradiação e energia gerada (b) estatisticamente iguais. Por último, há a orientação Sul com menores valores (c).

A inclinação ideal comporta-se tal como salientado no estudo de Nóbrega et al. (2016). No trabalho proposto, é possível verificar os resultados da produção anual de energia em função da variação do ângulo de inclinação e orientação azimutal dos painéis fotovoltaicos simulados no SAM e normalizados pelo sistema orientado de forma ideal (NÓBREGA et al., 2018).

A análise dos resultados das simulações de Nóbrega (2018) mostra que a energia produzida pelo painel para a inclinação de 10° é numericamente superior em relação a um painel com inclinação de 20°. Entretanto, estatisticamente os valores

de energia produzida para ambas as inclinações são iguais. Existe um clássico exemplo em que há um conjunto de dados que diferem entre si, mas estatisticamente são iguais, ou seja, têm a mesma probabilidade de acontecer. Logo, é aceita a hipótese H_0 (de que a energia gerada não difere estatisticamente em função da variação da inclinação), para a energia gerada pelo painel.

Já a irradiação solar global incidente na superfície é maior para a inclinação de 20° que para 10° na cidade de Cascavel -PR. Em conformidade com o que as equações e toda teoria vista na revisão deste trabalho: o ângulo ideal para orientação é o correspondente a latitude local da cidade em estudo.

A cidade de Cascavel-PR possui latitude S $24^\circ 57' 21''$, sendo essa a inclinação ideal com orientação ao Norte verdadeiro para a maior Irradiação Solar Global Incidente e geração de energia. Por conseguinte, os dados de Nóbrega (2018) mostram que a maior Irradiação Solar Global incidente ocorre na inclinação de 10° , tendo as cidades em análise latitudes baixas em torno de 5 a 10° S. Logo, a inclinação ideal é 10° . Nota-se a variabilidade da inclinação e orientação ideal de acordo com a coordenada geodésica da localidade.

A inclinação igual a latitude local, para Nóbrega (2018), permite várias orientações azimutais atingindo 100% da energia anual relativa ao sistema orientado de forma ideal.

Os estudos de Villalva (2015) mostram a relevância de uma inclinação mínima de 10° dos módulos fotovoltaicos, para evitar o acúmulo de sujeiras sobre as placas e promover a autolimpeza.

Monteiro Júnior et al. (2016) apontam que, para um painel orientado na horizontal (0°), a não influência do azimute ocorre em razão do fato de que o módulo na posição horizontal pode receber irradiação solar de forma igual em todos os sentidos. Locais de baixa latitude são menos sensíveis aos desvios de azimute para pequenos ângulos de inclinação em geradores fotovoltaicos montados em telhado (BURGER E RÜTHER, 2006).

De acordo com Dunn et al. (2013) e Gostein, Caron e Littmann (2014), o acúmulo de sujeira é o terceiro principal fator ambiental que influencia nos valores da geração dos sistemas FV, sendo o nível de irradiação solar o principal parâmetro que influencia a produção de energia, seguido pela temperatura dos módulos. Estudos mostram que o acúmulo de sujeira nos módulos pode levar a uma redução da ordem de 20% da energia produzida no mês (KIMBER et al., 2006 e ZORRILLA-

CASANOVA et al., 2011).

Uma condição comum encontrada nas edificações consiste na disponibilidade de instalação em telhados orientados para Leste ou Oeste e inclinações típicas entre 10° e 15°. Em tais condições, a produção anual de energia elétrica apresenta uma redução da ordem de 2%. A diferença na produção de energia entre a orientação Leste e Oeste não chega a ser relevante, os resultados das simulações mostraram que na orientação Leste a produção anual foi 1,2% superior quando comparada com a orientação Oeste (MONTEIRO JÚNIOR et al., 2016). Os dados do mesmo autor também corroboram com os resultados encontrados neste trabalho, visto que a inclinação ideal de um painel é a latitude local.

4.4 Viabilidade econômica e financeira dos empreendimentos

Resultados e retornos dos investimentos nos quatro empreendimentos nas potências de 5, 10, 20 e 30kWp para a orientação ideal Norte.

4.4.1 Empreendimento de 5kWp com Orientação ideal Norte

O investimento de R\$ 34.408,89 (Tabela 45) tem a energia gerada em 25 anos de aproximadamente 232.000 kWh. Com base na tarifa vigente de R\$ 0,512/kWh, teríamos uma economia de R\$ 118.784,00 ao longo de 25 anos, isso considerando o valor da tarifa constante, o que seria quase impossível, pois o valor da energia elétrica tende sempre a aumentar por conta da crescente demanda e do cenário energético brasileiro atual. Para fins didáticos, adota-se o valor da tarifa constante como coeficiente de segurança de nosso cálculo do piso mínimo de retorno de investimento.

Tabela 44: Custo do empreendimento para sistema de 5kWp

Investimento (Equip. + Mão de Obra)	R\$ 34.408,89
Manutenção (após 25 anos)	R\$ 5.000,00
Custo Total	R\$ 39.408,89

Obtendo um retorno de investimento com um sistema de potência 5kWp

orientado ao Norte nas inclinações de 10° ou 20° de R\$ 79.375,11 ao longo dos 25 anos, igual para ambas as inclinações, pois, como foi observado na Tabela 45, não há variação quanto à geração de energia para ambas as inclinações, com 200% de lucro em relação ao capital investido.

4.4.2 Empreendimento de 10kWp com Orientação ideal Norte

O investimento de R\$ 56.786,85 (Tabela 54) tem a energia gerada em 25 anos de aproximadamente 437.000 kWh. Tendo em vista a tarifa vigente de R\$ 0,512/kWh, tem-se uma economia de R\$ 223.744,00 ao longo de 25 anos, isso considerando o valor da tarifa constante, o que seria quase impossível, pois o valor da energia elétrica tende sempre a aumentar por conta da crescente demanda e do cenário energético brasileiro atual. Para fins didáticos, adota-se o valor da tarifa constante como coeficiente de segurança de nosso cálculo do piso mínimo de retorno de investimento.

Tabela 45: Custo do empreendimento para sistema de 10kWp

Investimento (Equip. + Mão de Obra)	R\$ 56.786,85
Manutenção (após 25 anos)	R\$ 5.000,00
Custo Total	R\$ 61.786,85

Obtendo um retorno de investimento com um sistema de potência 10kWp orientado ao Norte nas inclinações de 10° ou 20° de R\$ 161.957,15 ao longo dos 25 anos, igual para ambas as inclinações, pois, como foi observado na Tabela 45, não há variação quanto à geração de energia para ambas as inclinações, com 262% de lucro em relação ao capital investido.

4.4.3 Empreendimento de 20kWp com Orientação ideal Norte

O investimento de R\$ 100.490,26 (Tabela 55) tem a energia gerada em 25 anos de aproximadamente 830.000 kWh. Considerando a tarifa vigente de R\$ 0,512/kWh, tem-se uma economia de R\$ 830.000,00 ao longo de 25 anos isso tendo em vista o valor da tarifa constante, o que seria quase impossível, pois o valor da energia elétrica tende sempre a aumentar por conta da crescente demanda e do

cenário energético brasileiro atual. Para fins didáticos, adota-se o valor da tarifa constante como coeficiente de segurança de nosso cálculo do piso mínimo de retorno de investimento.

Tabela 46: Custo do empreendimento para sistema de 20kWp

Investimento (Equip. + Mão de Obra)	R\$ 100.490,26
Manutenção (após 25 anos)	R\$ 5.000,00
Custo Total	R\$ 105.490,26

Obtendo um retorno de investimento com um sistema de potência 20kWp orientado ao Norte nas inclinações de 10° ou 20° de R\$ 724.509,74 ao longo dos 25 anos, igual para ambas as inclinações pois, como foi observado na Tabela 45, não há variação quanto à geração de energia para ambas as inclinações, com 687% de lucro em relação ao capital investido.

4.4.4 Empreendimento de 30kWp com Orientação ideal Norte

O investimento de R\$ 145.555,68 (Tabela 56) tem a energia gerada em 25 anos de aproximadamente 1.226.000kWh. Tendo em vista a tarifa vigente de R\$ 0,512/kWh, tem-se uma economia de R\$ 1.226.000,00 ao longo de 25 anos, com base no valor da tarifa constante, o que seria quase impossível, pois o valor da energia elétrica tende sempre a aumentar em razão da crescente demanda e ao cenário energético brasileiro atual. Para fins didáticos, adota-se o valor da tarifa constante como coeficiente de segurança de nosso cálculo do piso mínimo de retorno de investimento.

Tabela 47: Custo do empreendimento para sistema de 30kWp

Investimento (Equip. + Mão de Obra)	R\$ 145.555,68
Manutenção (após 25 anos)	R\$ 5.000,00
Custo Total	R\$ 150.555,68

Obtendo um retorno de investimento com um sistema de potência 30kWp orientado ao Norte nas inclinações de 10° ou 20° de R\$ 1.075.444,32 ao longo dos 25 anos, igual para ambas as inclinações, pois, como foi observado na Tabela 45,

não há variação quanto à geração de energia para ambas as inclinações, com 714% de lucro em relação ao capital investido.

4.4.5 Análise dos Investimentos

Há um crescimento do lucro de um investimento em geração de energia solar fotovoltaica com o aumento da potência desses sistemas (Tabela 57).

Tabela 48: Variação do Lucro em relação a Potência dos sistemas

Pot. (kWp)	Lucro (%)
5	200
10	262
20	687
30	714

A Figura 2 ilustra o comportamento linear do retorno do investimento com o aumento da potência.

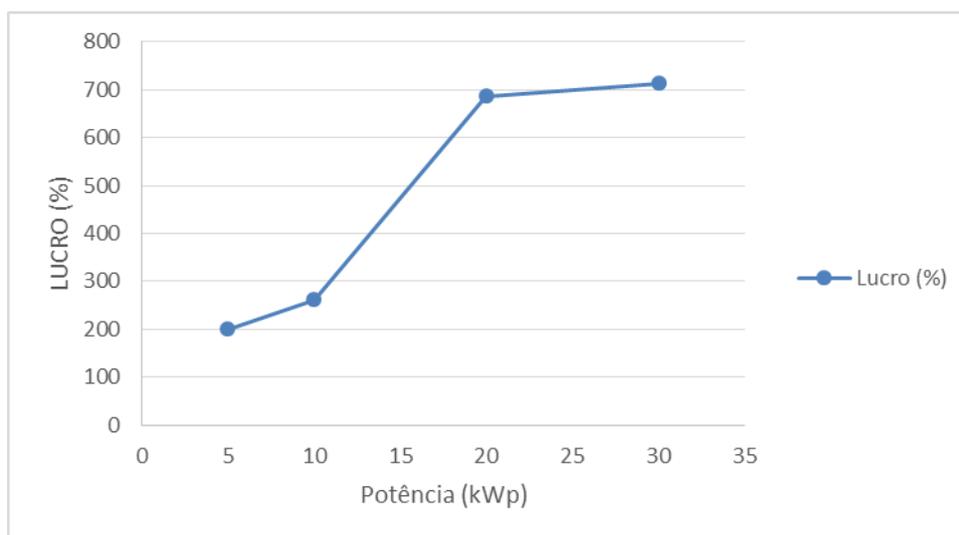


Figura 6: Aumento linear do Lucro com a variação da potência de um sistema.

5. CONCLUSÕES

A pesquisa salientou que a irradiância Solar Global no Plano Inclinado foi maior para a inclinação de 20° (telhados cerâmicos, 32%) que para a inclinação de 10° (telhados metálicos e de fibrocimentos, 18%) em Cascavel-PR. A inclinação ideal para máximo aproveitamento corresponde a latitude local corroborando com as teorias na revisão deste trabalho. O ângulo de 20° fica mais próximo da latitude local - da cidade estudada neste trabalho, Cascavel – PR, com latitude S 24°57'21" – do que a inclinação de 10°.

Com relação à energia possível de ser gerada em cada direção e cada inclinação típica dos telhados em estudo, concluiu-se que a condição mais desfavorável para a geração de energia fotovoltaica corresponde à direção sul em telhados cerâmicos (20°).

Com relação à orientação, telhados orientados ao Norte recebem mais Irradiação anualmente e, portanto, produzem mais energia. Em segundo lugar, viria Oeste e Leste com igualdade entre os tratamentos. Em último, há a orientação Sul como a condição mais desfavorável.

Painéis solares instalados em telhados cerâmicos orientados ao Norte proporcionam melhor rendimento de produção de energia ao longo do ano. No entanto, para as demais orientações (Sul, Leste e Oeste), as perdas para telhados cerâmicos foram duas vezes superiores aos telhados metálicos e de fibrocimento em relação às suas respectivas inclinações orientadas ao Norte.

Nota-se que o lucro do empreendimento se torna maior quanto mais elevado o sistema (potência) adotado. Um gerador de 5kWp em 25 anos dará um retorno de R\$ 79.375,11 enquanto um sistema 6 vezes maior, de 30kWp, dará um retorno de 1.075.444,32 nos mesmos 25 anos.

5.1 Considerações finais

Elencam-se a seguir algumas considerações sobre a pesquisa realizada, para que sirvam de parâmetros de tomada de decisão ou análise dos leitores.

- Notou-se que apenas telhados orientados ao Norte produzem mais energia para a inclinação de 20° (mais próxima da ideal). Para o restante, notou-se que o telhado com inclinação de 10° produziu mais

energia e recebeu maior irradiação solar global inclinada.

- Notou-se que a inclinação ideal de um painel varia de acordo com a sua orientação.

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8039**: Projeto e execução de telhados com telhas cerâmicas tipo francesa - Procedimento. Rio de Janeiro, 1983.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 15873**: Coordenação modular para edificações. Rio de Janeiro, 2010.

ARAGON, F.F.; TOLEDO PIZA, J.A.N. **Modelo matemático generalizado de radiação solar diária sobre superfícies planas**. Energia na Agricultura, Botucatu - SP, v.6, n.1, p.5-14, 1991.

ATLAS SOLAR PARANÁ. **Atlas de Energia Solar do Paraná**. J. ATLAS SOLAR DO PARANÁ. Disponível em <<http://atlassolarparana.com>>, acesso em 29 de junho de 2020.

BORGES, V.P.; OLIVEIRA, A. S.; FILHO M. A. C.; SILVA, T. S. M.; PAMPONET, B. M. Avaliação de modelos de estimativa da radiação solar incidente em Cruz das Almas, Bahia. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**. Campina Grande, PB, UAEA/UFCEG, v.14, n.1, p.74–80, 2010.

BRASILIT SAINT-GOBAIN. **Guia técnico de telhas de fibrocimento e acessórios para telhados**. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.brasilit.com.br/pdf/catalogo-tecnico-fibrocimento-210x297mm-AF-29-09.pdf?v=1>>. Acesso em: 25 de maio 2018.

Breve História Energia Solar: UNIVERSIDADE TÉCNICA DE LISBOA. Disponível em: <<http://web.ist.utl.pt/palmira/solar.html>>. Acesso em: 27 outubro. 2020.

BRISTOW, K. L.; CAMPBELL, G. S. **On the relationship between incoming solar radiation and daily maximum and minimum temperature**. Agricultural and Forest Meteorology, v.31, n.2, p.159-166, 1984.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of gridconnected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, n. 1, p. 32-45, jan. 2006.

CAMPOS, M.S.; ALCANTARA, L. D. S. Interpretação dos Efeitos de Tempo Nublado e Chuvoso Sobre a Radiação Solar em Belém/PA Para Uso em Sistemas Fotovoltaicos. **Revista Brasileira de Meteorologia**. Universidade Federal Rural da Amazônia - UFRA. Belém, PA, v. 31, n. 4(suppl.), 570-579, 2016.

CAMPOS, M.S.; ALCANTARA, L. D. S. Programa para o cálculo da variação da direção de incidência dos raios solares ao longo do ano. **Revista Brasileira de Meteorologia**. COBENGE- XLI CONGRESSO BRASILEIRO DE EDUCAÇÃO EM ENGENHARIA. Universidade Federal Rural da Amazônia - UFRA. Belém, PA, 2013.

CLIMASOLAR.ES TIENDA DE ENERGIA SOLAR. **Climasolar**. Inversor Híbrido SOFAR HYD-5000. Málaga, España. Disponível em: <<https://climasolar.es/inversores-solares/inversor-hibrido-sofar-hyd-5000/>>. Acesso em: 09, fev. 2021.

COLLE, S; PEREIRA, E.B. **Atlas de irradiação solar do Brasil**. LABSOLAR. 64 f. Brasília, 1998.

CRESESB. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**. CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Cidade Universitária - Rio de Janeiro - RJ. Disponível em: < <http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 30 de maio 2020.

LABREN. **Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia**. Atlas Brasileiro de Energia Solar - (2006). Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2006.html>. Acesso em: 25 de fevereiro de 2021.

DUNN, L. et al. PV module soiling measurement uncertainty analysis. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 39th., 2013, Tampa (EUA), **Proceedings...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2013. p. 658-663.

ETERNIT DIVISÃO - WALL. **Telhas metálicas - Catálogo Técnico**. São Paulo, 2008. Disponível em: <https://www.aecweb.com.br/cls/catalogos/eternit/telha_termoacustica.pdf >. Acesso em: 25 de maio 2018.

FERREIRA, D. F. **SISVAR - Sistema de análise de variância**. Versão 5.3. LavrasMG: UFLA, 2010.

GLOVER, J.; MCCULLOCH, J. S. G. **The empirical relation between solar radiation and hours of sunshine**. The Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v.84, p.172-175, 1958.

GOSTEIN, M.; CARON, J. R.; LITTMANN, B. Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 40th., 2014, Denver (EUA). **Proceedings...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014. p. 885-890.

HARGREAVES, G. H.; SAMANI, Z. A. **Estimating potential evapotranspiration**. Journal of Irrigation and Drainage Engineering. v.108, p.225-230. Logan – Utah, 1982.

HERZOG, O. **PVSYST - Software de Simulação de Sistemas Fotovoltaicos**. São Paulo 2016. Disponível em: (<http://www.solarize.com.br/cursos-e-eventos/pvsyst-avancado-software-de-simulacao-de-sistemas-fotovoltaicos/turmas/31>) Acesso em : 30 de junho de 2020.

INMET. **Instituto Nacional de Meteorologia**. Disponível em: <<http://www.inmet.gov.br>> Acesso em: 30 de maio 2020.

IQBAL, M. **An introduction to solar radiation**. Ed. AP. Vancouver - Canadá. 389p, 1983.

KIMBER, A. et al. The effect of soiling on large gridconnected photovoltaic systems in California and the southwest region of the United States. In: IEEE WORLD CONFERENCE ON PHOTOVOLTAIC ENERGY CONVERSION, 4th., 2006, Waikoloa (EUA). **Conference Record of...** Piscataway, NJ, EUA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2006. p. 2391-2395.

KINGSPAN ISOESTE. **Telha metálica standard**. Paraná, 2018. Disponível em: <http://www.isoeste.com.br/portfolio_item/metallica-standard-tp40/>. Acesso em: 25 de maio 2018.

KONDRATYEV, K.Y. **Radiation regime of inclined surfaces**. Genebra; World Meteorological Organization. 82 f. Kidlington - Oxford, 1977.

KONDRATYEV, K.Y.; MANOLOVA, M.P. **The radiation balance of slopes**. Solar Energy, v.4, n.1, p.14-19. Kidlington - Oxford, 1960.

LATANZE, R.J.; BENINCASA, M.; LOPES, L.R. **Estimativa da radiação solar incidente sobre superfícies com diferentes orientações**. CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA AGRÍCOLA, p.646-7. Jundiaí – SP, 1987.

MARTINEZ-LOZANO, J.A.; TENA, F.; ONRUBIA, J.E.; DE LA RUBIA, J. **The historical evolution of the Angstrom formula and its modifications: review and bibliography**. Agricultural and Forest Meteorology, v.33, p.109-128,1984.

MONTEIRO JÚNIOR, A.; SANTANA, K. G. S.; MACEDO, A. C.; NASCIMENTO, O. C.S.; SILVA, S. B. **Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas-TO**. Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG. NUPSOL – Núcleo de Pesquisa em Energias Renováveis. Instituto Federal de Goiás/IFG, Engenharia Elétrica, Itumbiara-GO, 2016.

MONTEIRO JÚNIOR, A.; SANTANA, K. G. S.; MACEDO, A. C.; NASCIMENTO, O. C. S.; SILVA, S. B. Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos com diferentes ângulos de inclinação e azimute localizados em Palmas-TO. Em: CONFERÊNCIA DE ESTUDOS EM ENGENHARIA ELÉTRICA, 14., 2016, Uberlândia. **Proceedings...** Uberlândia: Universidade Federal de Uberlândia, 2016. p. 1-5.

NASCIMENTO, C. A. **Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica**. Monografia (Pós-Graduação a nível especialização). Departamento de Engenharia da Universidade Federal de Lavras. Pós-Graduação Lato-Sensu em Fontes alternativas de energia. Lavras - MG, 2004.

NEOSOLAR ENERGIA. **Neosolar**. Painel Solar Fotovoltaico 355W - Canadian CS3U-355P. São Paulo - SP. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/loja/painel-solar-fotovoltaico-355w-canadian-cs3u-355p.html>>. Acesso em: 09, fev. 2021.

NÓBREGA, B. S.; LIMA, W. G.; MELO, R. H. F.; GONÇALVES, M. C. P.; WANDERLEY NETO, A. C. Desempenho de um sistema solar fotovoltaico com diferentes inclinações e orientações azimutais em cidades da Paraíba. **Revista Principia - Divulgação Científica e Tecnológica do IFPB**, n. 43, p. 175-188, dez. 2018.

PEREIRA, Enio Bueno et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: Inpe, 2017. ISBN 978-85-17-00089-8. Disponível em: <http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html>. Acesso em: 25 ago. 2021.

PORTAL SOLAR S. A. **Portal Solar**, 2020. Painel Solar: Preços e Custos de Instalação. São Paulo - SP. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/painel-solar-precos-custos-de-instalacao>>. Acesso em 09, fev. 2021.

PORTAL SOLAR S. A. **Portal Solar**. Quanto custa para instalar Energia Solar. São Paulo - SP. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-para-instalar-energia-solar.html>>. Acesso em 09, fev. 2021.

Potencial de energia solar no Brasil, Radiação Solar no Brasil. Disponível em <<http://borealsolar.com.br/blog/2016/10/26/potencial-de-energia-solar-quais-as-melhores-regioes-brasileiras-para-captacao-da-luz-solar/>>. Acesso em 27 out 2020

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. 118 f. Editora da UFSC. LABSOLAR. Florianópolis - SC, 2004.

SANTOS, I. P. **Integração de painéis solares fotovoltaicos em edificações residenciais e sua contribuição em um alimentador de energia de zona urbana mista**. Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, Programa de pós-graduação em engenharia civil – PPGE. Florianópolis - SC, 2009.

SIMONSON, J. R. **The use of weighted Rb factors in calculating monthly average insolation on tilted surfaces**. Solar Energy, Kidlington, v. 27, n. 3, p. 455-447, 1981.

SIQUEIRA, J. A. C. **Desempenho de um sistema híbrido eólico-fotovoltaico de pequeno porte para energização rural**. Tese (Doutorado Agronomia - Área de Concentração em Energia na Agricultura). Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Faculdade de ciências agrônômicas Campus de Botucatu. Botucatu - SP, 2005.

SOLAR LUMINA. **Solar Lumina Estruturas de Fixação Fotovoltaica**. Produtos. Mirassol - SP. Disponível em: <<https://solarlumina.com.br/produtos/>>. Acesso em: 10, fev. 2021.

SWERA. **Solar and Wind Energy Resource Assessment**. Disponível em <[https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_\(SWERA\)](https://openei.org/wiki/Solar_and_Wind_Energy_Resource_Assessment_(SWERA))>, acesso em 30 de junho de 2020.

TAKENAKA, F. O. **Avaliação do potencial de geração de energia solar fotovoltaica na cobertura das edificações do campus i - Cefet- MG, interligado à rede elétrica**. Dissertação (Mestrado Engenharia Civil). Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de pós-graduação em engenharia civil, Minter. Florianópolis - SC, julho de 2010.

TECHNO SUN, S.L.U. **Techno Sun**. Inversores Sofar TL. Valencia, España. Disponível em: <https://b2b.technosun.com/pt_PT/shop/category/inversores-sofar-tl-1740>. Acesso em 10, fev. 2021.

TURCO, J. E. P.; RIZZATTI, G.S. **Avaliação de modelo matemático para estimar a radiação solar incidente sobre superfícies com diferentes exposições e declividades**. Artigo técnico. Departamento de Engenharia Rural da UNESP, Câmpus de Jaboticabal – SP, v.26, n.1, p.257-267, jan./abr. 2006.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2. ed. São Paulo: Saraiva, 2015. 224 p

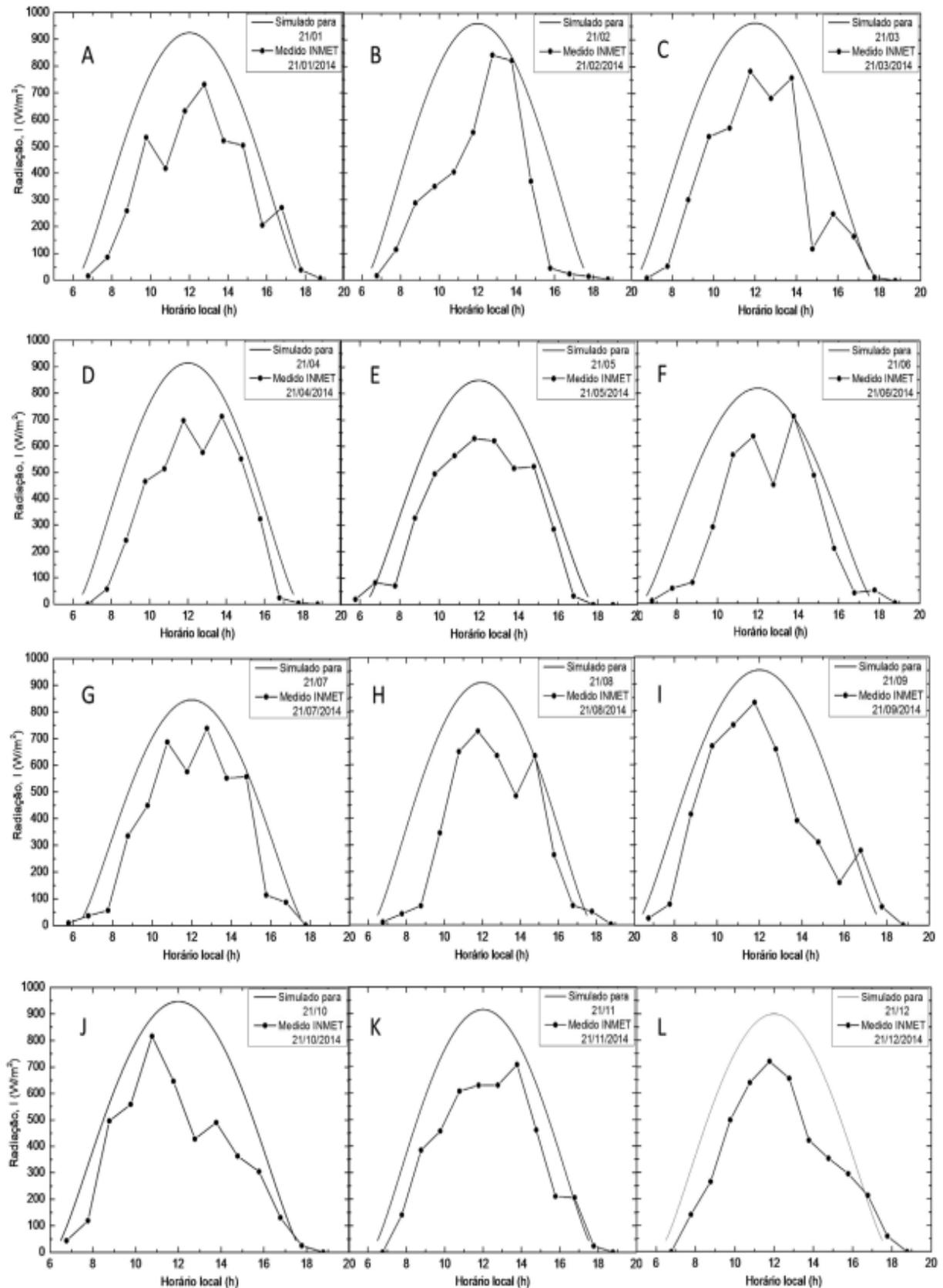
WEISS, A.; HAYS, C. J. **Simulation of daily solar irradiance**. Agricultural and Forest Meteorology, v.123, n.3-4, p.187-199, 2004.

WEISS, A.; HAYS, C. J.; HU, Q.; EASTERLING, W. E. **Incorporating bias error in calculating solar irradiance: implications for crop simulations**. Agronomy Journal, v.93, n.6, p.1321-1326, 2001.

WENXIAN, L.; ENRONG, L.; WENFENG, G.; SHAOXUAN, P.; TAO, T. **Distribution patterns of diffuse solar radiation in Yunnan province, China**. Energy Conversion and Management v. 37, p. 553-560, 1996.

ZORRILLA-CASANOVA, J. et al. Analysis of dust losses in photovoltaic modules. In: WORLD RENEWABLE ENERGY CONGRESS, 2011, Linköping (Sweden). **Proceedings**.... Linköping (Sweden): Linköping University Electronic Press, 2011. p. 2985-2992.

ANEXOS



Anexo 1: Radiação simulada no MATLAB vs. Radiação medidas pela estação do INMET- 2014 (CAMPOS; ALCANTARA, 2016).

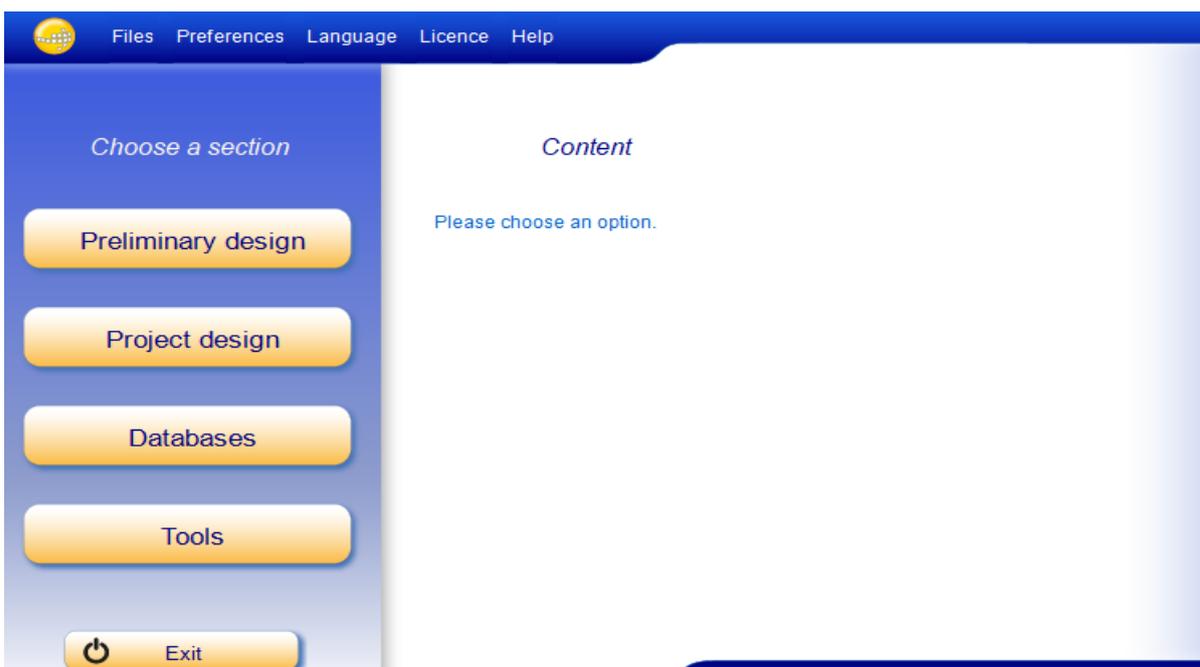
PROGRAMA PRINCIPAL

$T \leftarrow 5:0,25:19$; {vetor hora do dia (varia de 5 até 19 hs, em saltos de 0,25 h)}
 $\phi \leftarrow$ valor de latitude terrestre (em graus);
 $N \leftarrow$ dia Juliano (um valor entre 1 e 365);
 $[alfa \ psi] \leftarrow alt_azm(T, \phi, N)$
 {onde alfa é o vetor ângulo de altitude solar e psi é o vetor ângulo azimutal}
 Esboçar gráfico psi X alfa
 Associar texto das horas do dia aos pontos do gráfico (opção para o usuário)
FIM DO PROGRAMA PRINCIPAL

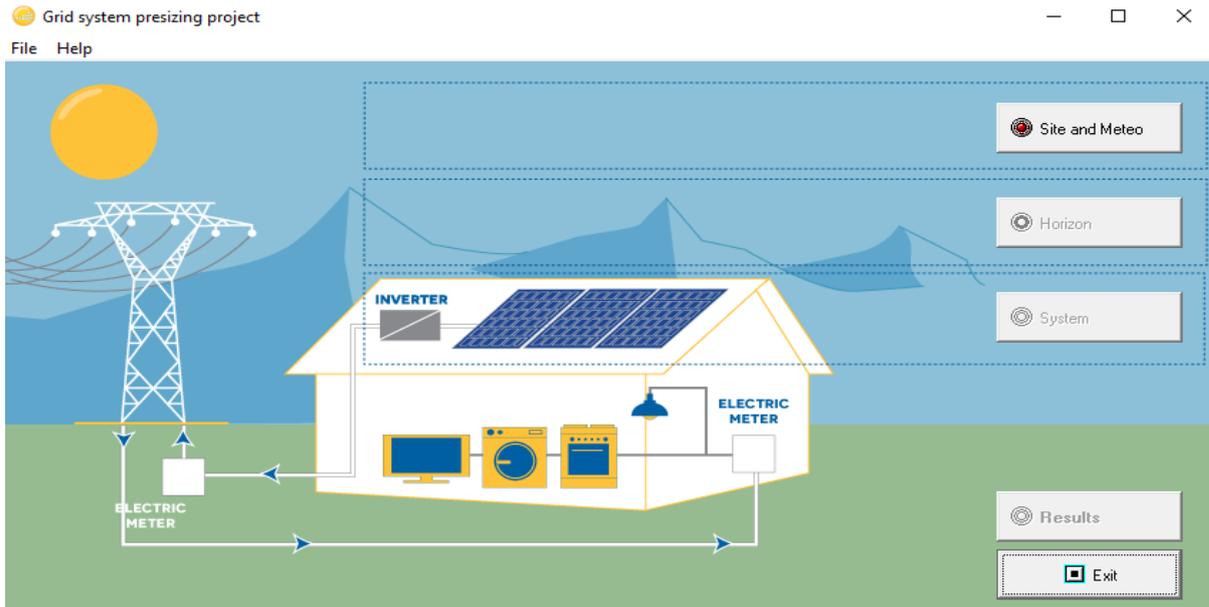
FUNÇÃO $[alfa \ psi] \leftarrow alt_azm(T, \phi, N)$

Calcular ω pela Equação (1)
 Calcular δ pela Equação (2)
 Calcular α pela Equação (3), utilizando ω , δ e ϕ
 Calcular ψ (Ψ) pela Equação (4), utilizando α , δ e ϕ
 {alfa e psi são os parâmetros de saída da função, ambos vetores}
FIM DA FUNÇÃO

Anexo 2: Algoritmo que descreve o fluxo lógico de execução do programa (CAMPOS; ALCANTARA, 2013).



Anexo 3: Tela inicial do software (PVSyst, 2020).



Anexo 4: Design da tela inicial do projeto fotovoltaico (PVSYST, 2020).

Site	Cascavel - Paraná			
Country	Brazil			
Region	South_America			
Source	SWERA (manual)			
Latitude	-24.96	°		
Longitude	-53.46	°		
Altitude	781	m		
Time Zone	-3	GMT		
Albedo	0.20			
Values	GlobH	DiffH	Temp	Wind Vel
Month	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s
January	164	0	25.3	6.27
February	132	0	24.8	6.06
March	160	0	24.1	6.27
April	153	0	22.3	6.85
May	139	0	19.3	7.14
June	127	0	18.3	7.86
July	146	0	18.3	8.29
August	165	0	20.7	8.80
September	139	0	22.5	8.22
October	138	0	24.1	7.28
November	166	0	24.6	6.92
December	166	0	25.5	6.56

Anexo 5: Planilha modelo para importação de dados no PVSyst com banco de dados do SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment) (VARGAS, 2020).

Geographical Coordinates Monthly meteo Interactive Map

Site **Cascavel - Paraná (Brazil)**

Data source SWERA (manual)

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	164.0	25.3	6.27
February	132.0	24.8	6.06
March	160.0	24.1	6.27
April	153.0	22.3	6.85
May	139.0	19.3	7.14
June	127.0	18.3	7.86
July	146.0	18.3	8.29
August	165.0	20.7	8.80
September	139.0	22.5	8.22
October	138.0	24.1	7.28
November	166.0	24.6	6.92
December	166.0	25.5	6.56
Year	1795.0	22.5	7.2

Required Data

Horizontal global irradiation

Average Ext. Temperature

Extra data

Horizontal diffuse irradiation

Wind velocity

Irradiation units

kWh/m².day

kWh/m².mth

MJ/m².day

MJ/m².mth

W/m²

Clearness Index Kt

New Site Print Cancel OK

Anexo 6: Dados meteorológicos de Irradiação Solar Global Horizontal, Temperatura Velocidade do vento feitos **por meio** do banco de dados do SWERA (PVSYST, 2020).

Current Geographical site: Cascavel - Paraná dados SWERA.SIT

Search Brazil

Filename	Town	Country	Data source
Atlas Solar Paraná .SIT	Atlas Solar Paraná	Brazil	Atlas Solar Paraná/INMET/CRESESB
Belém	Belém	Brazil	Meteonorm 7.1
Belo Horizonte	Belo Horizonte	Brazil	Meteonorm 7.1
Brasília	Brasília	Brazil	Meteonorm 7.1
Caravelas	Caravelas	Brazil	Meteonorm 7.1
Carolina	Carolina	Brazil	Meteonorm 7.1
Cascavel - Paraná dados SWERA.SIT	Cascavel - Paraná	Brazil	SWERA (manual)
Cascavel - Paraná MN71.SIT	Cascavel - Paraná	Brazil	Meteonorm 7.1, Sat=100%
cascavel CRESESB INMET.SIT	Cascavel cresesb	Brazil	CRESESB-INMET
Cuiabá	Cuiabá	Brazil	Meteonorm 7.1
Florianópolis	Florianópolis	Brazil	Meteonorm 7.1
Fortaleza	Fortaleza	Brazil	Meteonorm 7.1
Manaus	Manaus	Brazil	Meteonorm 7.1
Petrolina	Petrolina	Brazil	Meteonorm 7.1
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	Brazil	Meteonorm 7.1
Salvador	Salvador	Brazil	Meteonorm 7.1
São Luís	São Luís	Brazil	Meteonorm 7.1
São Paulo	São Paulo	Brazil	Meteonorm 7.1

Anexo 7: Site com banco de dados de **Cascavel** prontos feitos **por meio** do banco de dados do SWERA de forma sintética pelo software (PVSYST, 2020).

Source data (site, monthly values)

Country / Region: Site: SWERA (manual)

Meteo file to be created (hourly data)

Type: Site:
 Source:
 File name:
 First random seed:

	Global [kWh/m ² .day]	Diffuse [kWh/m ² .day]	Temper. [°C]
<input type="button" value="?"/>			
January	5.29		25.3
February	4.71		24.8
March	5.16		24.1
April	5.10		22.3
May	4.48		19.3
June	4.23		18.3
July	4.71		18.3
August	5.32		20.7
September	4.63		22.5
October	4.45		24.1
November	5.53		24.6
December	5.35		25.5
Year	4.92		22.5

Irradiation units

kWh/m².day
 kWh/m².mth
 MJ/m².day
 MJ/m².mth
 W/m²
 Clearness Index Kt

Generation options - for information only

Use Monthly Diffuse
 Region typology (for temperatures):

The monthly diffuse irradiation is not defined for this site.

PVSyst will apply the synthetic generation without possibility to re-normalise the hourly diffuse.

Anexo 8: Dados meteorológicos diários e geração de dados sintéticos horários (PVSYST, 2020).

Meteo File 

Cascavel - Paran___SYN.MET Cascavel - Paraná SWERA (manual) Synthetic 

Meteo site Country Kind/Year

Source

Latitude : -24.96° S Altitude : 781 m 
Longitude : -53.46° W Time zone : -3.0

Data Characteristics 

Synthetically generated data from monthly values.

Beginning 01/01/90 00h00 **Legal Time**
End 31/12/90 23h00 **Synthetic Data**

First random seed : 1

Year 1990 indicates generic data (unspecific year)

Source file 

Name :

Format : SIT file

Time reference : Legal Time
Time Step : 1 month

Summarization : Multi-year
Used parameters : Horiz. Global
 Diffuse from model
 Ambient Temper.
 Wind Velocity

Graphs | **Tables** | **Check data quality**

Graph type
 Time evolution
 Histogram
 Sorted values

Values
 Hourly
 Daily
 Monthly

Variables

Horiz. Global Global Tilted Plane
 Horiz. Diffuse Clearness Index Kt
 Horiz. Beam Amb. temperature
 Normal Beam Wind velocity

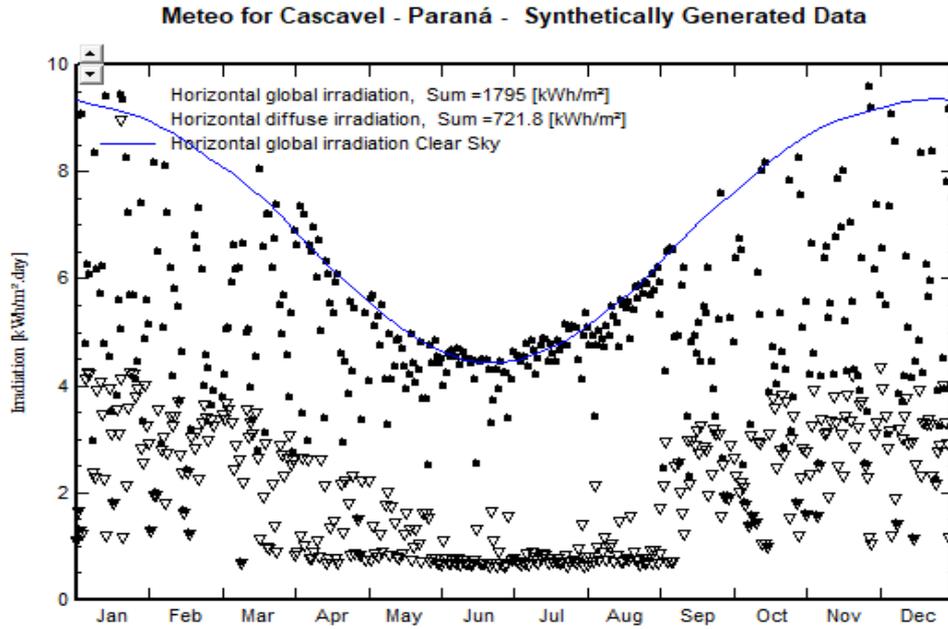
Precipitable Water

Dates
 From
 to
 Month

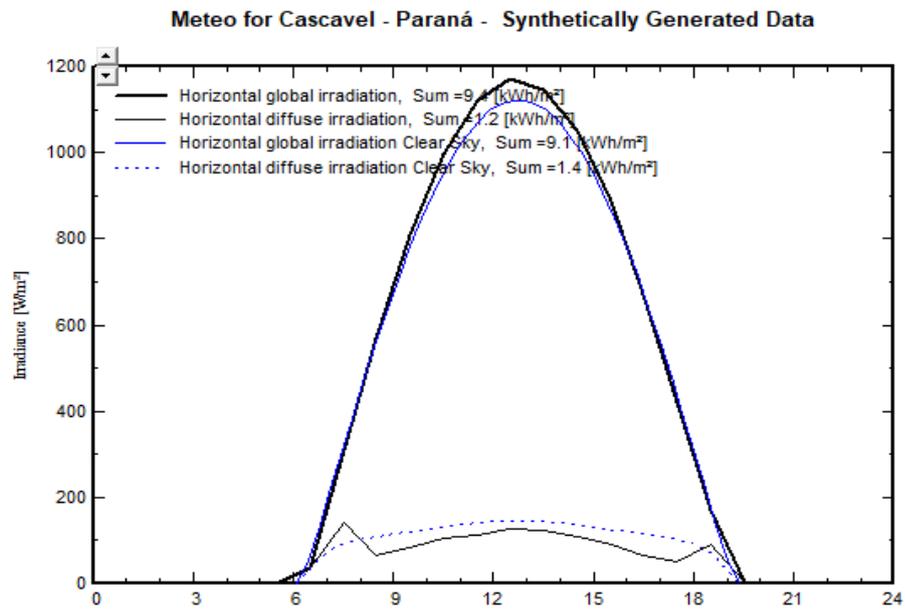
Irradiation Units

 View Meteo site  Export Meteo site  Delete  Print  Graph  Close

Anexo 9: Dados meteorológicos, gráficos e tabelas da distribuição diária de dados (PVSYST, 2020).



Anexo 10: Dados de distribuição anual sintéticos (PVSYST, 2020).



Anexo 11: Gráficos de valores horários para a radiação solar sintéticos (PVSYST, 2020).

Grid-Connected System: Simulation parameters

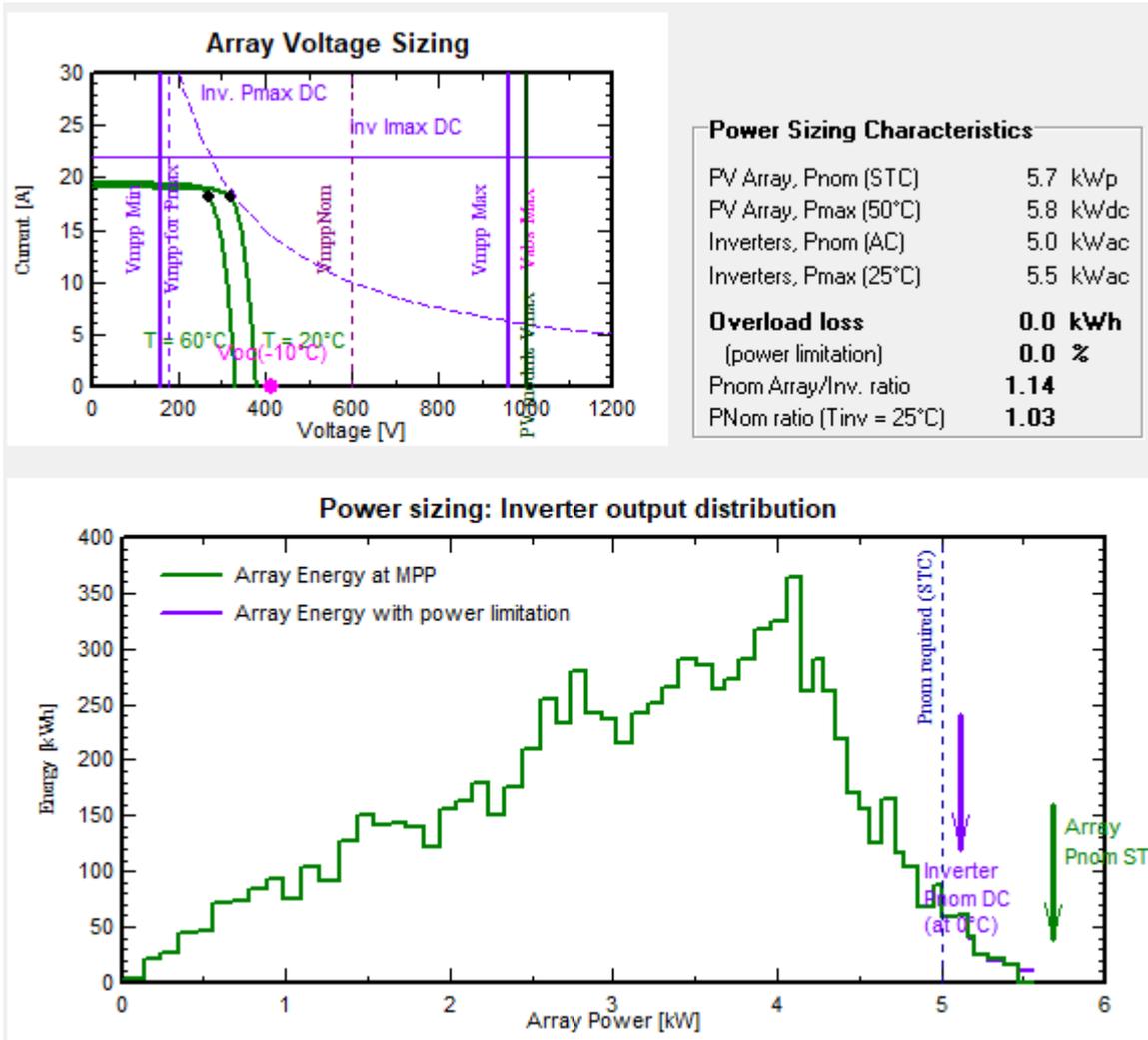
Project :	SWERA.5kWp.20°.L		
Geographical Site	Cascavel - Paraná	Country	Brazil
Situation	Latitude	-24.96° S	Longitude -53.46° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 781 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Cascavel - Paraná	SWERA (manual) - Synthetic	

Simulation variant : SWERA.5kWp.20°.L

Simulation date 06/10/20 15h57

Simulation parameters	System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation	Tilt	20°	Azimuth	-90°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	CS3U-355P P4	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel	2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	16	Unit Nom. Power	355 Wp
Array global power	Nominal (STC)	5.68 kWp	At operating cond.	5.16 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	283 V	I mpp	18 A
Total area	Module area	31.7 m²	Cell area	28.3 m ²
Inverter				
	Model	SOFAR 5500TL-X		
Original PVsyst database	Manufacturer	SofarSolar		
Characteristics	Operating Voltage	160-960 V	Unit Nom. Power	5.00 kWac
			Max. power (=>25°C)	5.50 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power	5.0 kWac
			Pnom ratio	1.14

Anexo 12: Características e componentes do Sistema de 5kWp (SISVAR, 2020).

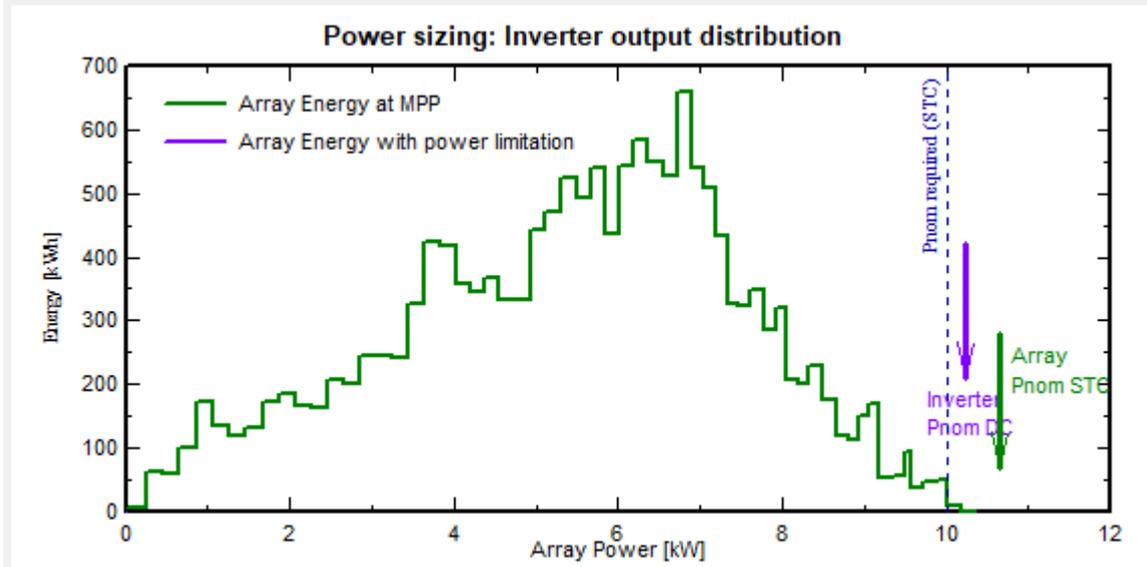
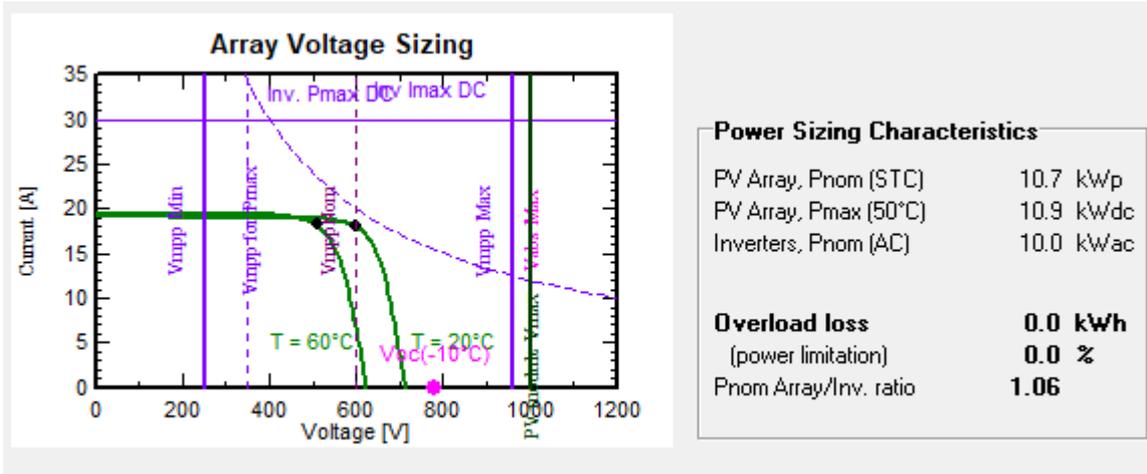


Anexo 13: Dimensionamento do Inversor para o sistema de 5kWp (PVSYS, 2020).

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	SWERA.10kWp.10°.N		
Geographical Site	Cascavel - Paraná	Country	Brazil
Situation	Latitude	-24.96° S	Longitude -53.46° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 781 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Cascavel - Paraná	SWERA (manual) - Synthetic	
<hr/>			
Simulation variant :	SWERA.10kWp.10°.N		
	Simulation date	06/10/20 16h35	
<hr/>			
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteororm
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
<hr/>			
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	CS3U-355P P4
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	15 modules	In parallel 2 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	30	Unit Nom. Power 355 Wp
Array global power	Nominal (STC)	10.65 kWp	At operating cond. 9.67 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	532 V	I mpp 18 A
Total area	Module area	59.5 m²	Cell area 53.0 m ²
<hr/>			
Inverter			
Original PVsyst database	Model	SOFAR 11000TL-X	
Characteristics	Manufacturer	SofarSolar	
	Operating Voltage	160-960 V	Unit Nom. Power 10.0 kWac
			Max. power (=>25°C) 11.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power 10.0 kWac
			Pnom ratio 1.06

Anexo 14: Características e componentes do Sistema de 10kWp (SISVAR, 2020).

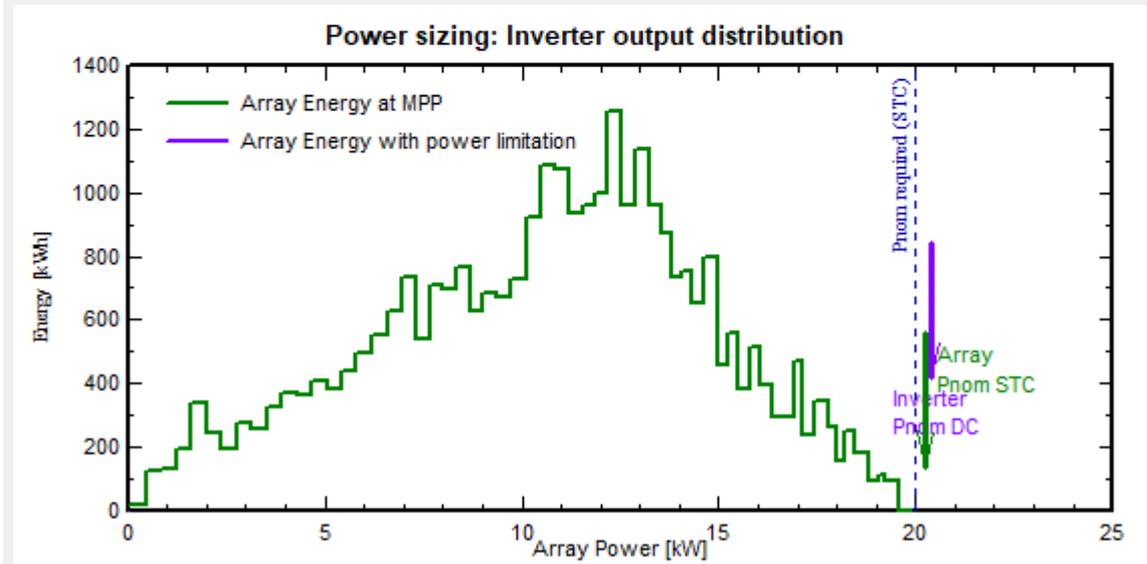
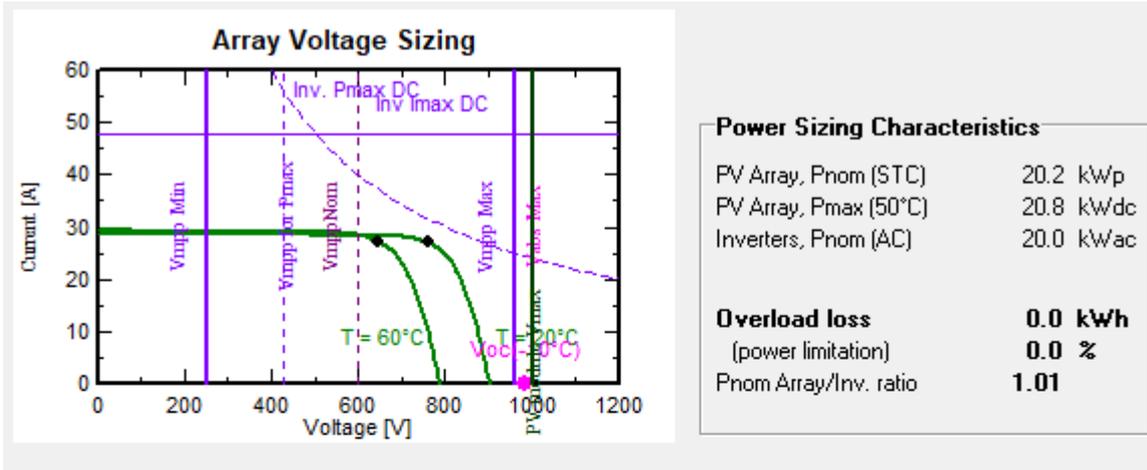


Anexo 15: Dimensionamento do Inversor para o sistema de 10kWp (PVSYST, 2020).

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	SWERA.20kWp.10°.N			
Geographical Site	Cascavel - Paraná	Country	Brazil	
Situation	Latitude	-24.96° S	Longitude	-53.46° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	781 m
	Albedo	0.20		
Meteo data:	Cascavel - Paraná	SWERA (manual) - Synthetic		
<hr/>				
Simulation variant :	SWERA.20kWp.10°.N			
	Simulation date	09/10/20 13h50		
<hr/>				
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined		
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth	0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	No Shadings			
PV Array Characteristics				
PV module	Si-poly	Model	CS3U-355P P4	
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.		
Number of PV modules	In series	19 modules	In parallel	3 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	57	Unit Nom. Power	355 Wp
Array global power	Nominal (STC)	20.23 kWp	At operating cond.	18.38 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	673 V	I mpp	27 A
Total area	Module area	113 m²	Cell area	101 m ²
Inverter				
	Model	SOFAR 20000TL		
Original PVsyst database	Manufacturer	SofarSolar		
Characteristics	Operating Voltage	250-960 V	Unit Nom. Power	20.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power	20 kWac
			Pnom ratio	1.01

Anexo 16: Características e componentes do Sistema de 20kWp (SISVAR, 2020).

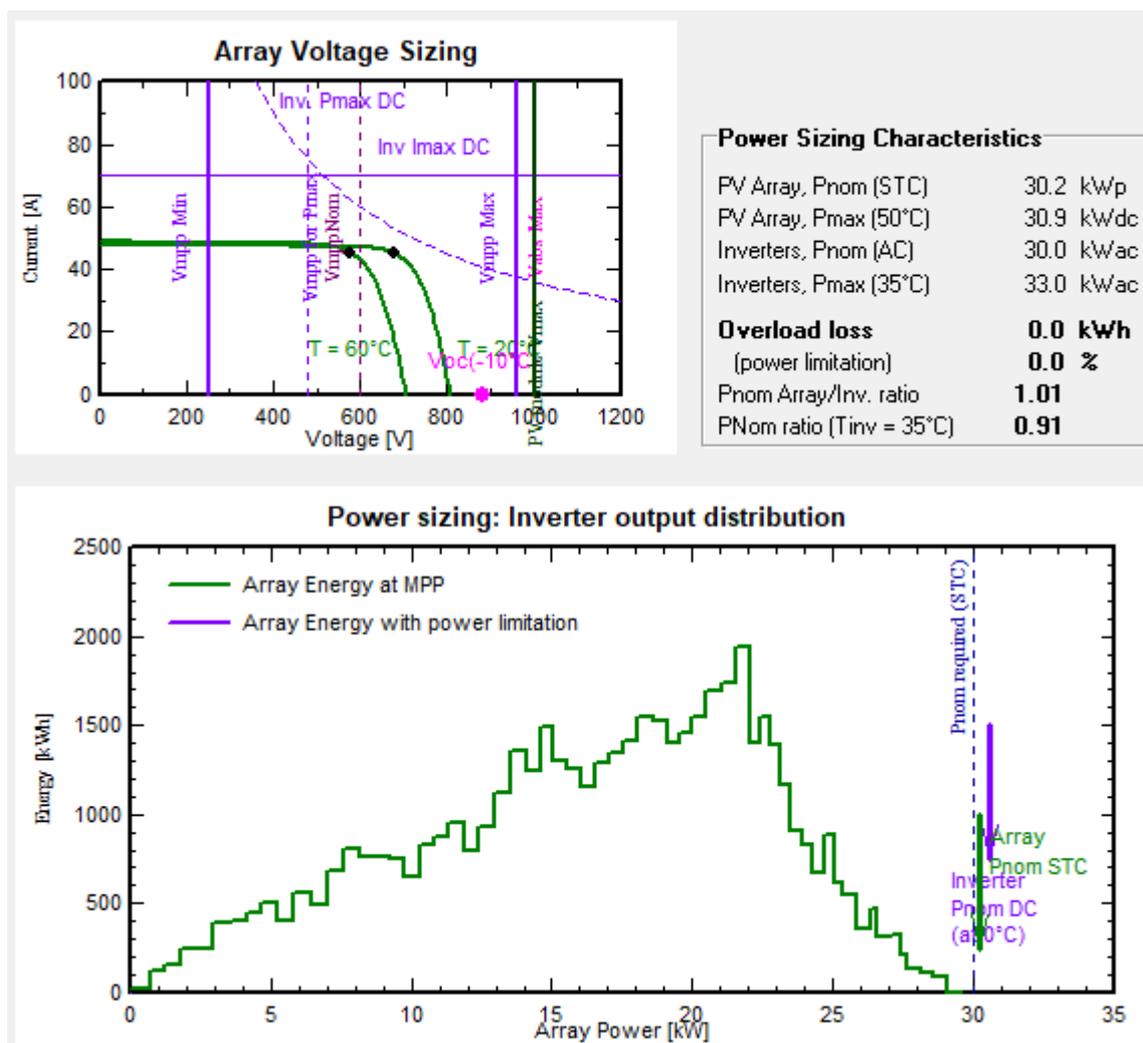


Anexo 17: Dimensionamento do Inversor para o sistema de 20kWp (PVSYST, 2020).

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project :	SWERA.30kWp.10°.N		
Geographical Site	Cascavel - Paraná	Country	Brazil
Situation	Latitude	-24.96° S	Longitude -53.46° W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude 781 m
	Albedo	0.20	
Meteo data:	Cascavel - Paraná	SWERA (manual) - Synthetic	
<hr/>			
Simulation variant :	SWERA.30kWp.10°.N		
	Simulation date	09/10/20 14h00	
<hr/>			
Simulation parameters	System type	No 3D scene defined	
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth 0°
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonom
Horizon	Free Horizon		
Near Shadings	No Shadings		
PV Array Characteristics			
PV module	Si-poly	Model	CS3U-355P P4
Original PVsyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.	
Number of PV modules	In series	17 modules	In parallel 5 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	85	Unit Nom. Power 355 Wp
Array global power	Nominal (STC)	30.2 kWp	At operating cond. 27.41 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	602 V	I mpp 45 A
Total area	Module area	169 m²	Cell area 150 m ²
Inverter			
Original PVsyst database	Model	SOFAR 33000TL	
Characteristics	Manufacturer	SofarSolar	
	Operating Voltage	250-960 V	Unit Nom. Power 30.0 kWac
			Max. power (=>35°C) 33.0 kWac
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 30 kWac
			Pnom ratio 1.01

Anexo 18: Características e componentes do Sistema de 30kWp (SISVAR, 2020).



Anexo 19: Dimensionamento do Inversor para o sistema de 30kWp (PVSYST, 2020).

Anexo 20: Relatório da análise estatística Anova e teste Tukey (SISVAR, 2021).

Arquivo analisado:

28-01-21\swera.DBF

Variável analisada: GlobInc

Opção de transformação: Variável sem transformação (Y)

TABELA DE ANÁLISE DE VARIÂNCIA

FV	GL	SQ	QM	Fc	Pr>Fc
INCL	1	2118.760417	2118.760417	6.012	0.0147
POT	3	0.000000000E+0000	0.000000000E+0000	0.000	1.0000
ORIEN	3	53468.957917	17822.985972	50.575	0.0000
erro	376	132503.987917	352.404223		
Total corrigido	383	188091.706250			
CV (%) =	12.78				
Média geral:	146.9156250	Número de observações:	384		

Teste Tukey para a FV INCL

DMS: 3.76732614336981 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 192

Erro padrão: 1.35478362198895

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
20	144.566667	a1
10	149.264583	a2

Teste Tukey para a FV POT

DMS: 6.99392793251827 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96

Erro padrão: 1.91595337229772

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
20	146.915625	a1
30	146.915625	a1

5 146.915625 a1
 10 146.915625 a1

 Teste Tukey para a FV ORIEN

DMS: 6.99392793251827 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 1.91595337229772

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
2	129.608333 a1	
4	145.895833 a2	
3	149.429167 a2	
1	162.729167 a3	

 Variável analisada: GlobEff

Opção de transformação: Variável sem transformação (Y)

TABELA DE ANÁLISE DE VARIÂNCIA

FV	GL	SQ	QM	Fc	Pr>Fc
INCL	1	1398.426667	1398.426667	3.804	0.0519
POT	3	0.000000000E+0000	0.000000000E+0000	0.000	1.0000
ORIEN	3	56565.361667	18855.120556	51.288	0.0000
erro	376	138228.370000	367.628644		
Total corrigido	383	196192.158333			
CV (%) =	13.47				
Média geral:	142.3854167	Número de observações:	384		

 Teste Tukey para a FV INCL

DMS: 3.84784295184195 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 192
 Erro padrão: 1.38373860206278

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
20	140.477083 a1	
10	144.293750 a1	

 Teste Tukey para a FV POT

DMS: 7.14340497124018 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 1.95690189781637

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
20	142.385417	a1
30	142.385417	a1
5	142.385417	a1
10	142.385417	a1

 Teste Tukey para a FV ORIEN

DMS: 7.14340497124018 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 1.95690189781637

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
2	124.733333	a1
4	141.862500	a2
3	143.983333	a2
1	158.962500	a3

Variável analisada: Earray

Opção de transformação: Variável sem transformação (Y)

TABELA DE ANÁLISE DE VARIÂNCIA

FV	GL	SQ	QM	Fc	Pr>Fc
INCL	1	0.363121	0.363121	3.546	0.0605
POT	3	536.085003	178.695001	1745.006	0.0000
ORIEN	3	11.175901	3.725300	36.379	0.0000
erro	376	38.503765	0.102404		
Total corrigido	383	586.127789			
CV (%) =	15.27				
Média geral:	2.0961708	Número de observações:	384		

 Teste Tukey para a FV INCL

DMS: 0.0642200065403987 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 192
 Erro padrão: 0.0230944202211099

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
20	2.065420	a1
10	2.126922	a1

 Teste Tukey para a FV POT

DMS: 0.119222514981844 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 0.032660442291837

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
5	0.707788	a1
10	1.338854	a2
20	2.544094	a3
30	3.793948	a4

 Teste Tukey para a FV ORIEN

DMS: 0.119222514981844 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 0.032660442291837

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
2	1.846767	a1
4	2.087635	a2
3	2.122979	a2
1	2.327302	a3

 Variável analisada: Egrid

Opção de transformação: Variável sem transformação (Y)

FV	GL	SQ	QM	Fc	Pr>Fc
INCL	1	0.317688	0.317688	3.210	0.0740
POT	3	516.955060	172.318353	1741.154	0.0000
ORIEN	3	10.512002	3.504001	35.405	0.0000
erro	376	37.211922	0.098968		
Total corrigido	383	564.996671			
CV (%) =	15.28				
Média geral:	2.0581901	Número de observações:		384	

 Teste Tukey para a FV INCL

DMS: 0.0631334893333815 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 192
 Erro padrão: 0.0227036933073632

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
20	2.029427	a1
10	2.086953	a1

 Teste Tukey para a FV POT

DMS: 0.117205428392011 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 0.0321078709912322

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
5	0.697458	a1
10	1.313260	a2
20	2.493958	a3
30	3.728083	a4

 Teste Tukey para a FV ORIEN

DMS: 0.117205428392011 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 0.0321078709912322

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
-------------	--------	---------------------

```

-----
2                1.817594 a1
4                2.048417 a2
3                2.082938 a2
1                2.283813 a3
-----

```

Variável analisada: PR

Opção de transformação: Variável sem transformação (Y)

TABELA DE ANÁLISE DE VARIÂNCIA

```

-----
FV                GL                SQ                QM                Fc  Pr>Fc
-----
INCL              1                0.000224         0.000224         1.748 0.1870
POT               3                0.001373         0.000458         3.577 0.0141
ORIE              3                0.000962         0.000321         2.506 0.0587
erro              376              0.048097         0.000128
-----
Total corrigido  383              0.050655
-----
CV (%) =         1.34
Média geral:    0.8411432      Número de observações: 384
-----

```

 Teste Tukey para a FV INCL

DMS: 0.00226975342243779 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 192
 Erro padrão: 0.000816235347206104

```

-----
Tratamentos                Médias      Resultados do teste
-----
20                          0.840380 a1
10                          0.841906 a1
-----

```

 Teste Tukey para a FV POT

DMS: 0.00421372911635337 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
 Erro padrão: 0.00115433109810718

```

-----
Tratamentos                Médias      Resultados do teste
-----
5                            0.838146 a1
20                          0.841333 a1 a2
10                          0.841729 a1 a2
-----

```

30 0.843365 a2

Teste Tukey para a FV ORIEN

DMS: 0.00421372911635337 NMS: 0.05

Média harmônica do número de repetições (r): 96
Erro padrão: 0.00115433109810718

Tratamentos	Médias	Resultados do teste
2	0.839792	a1
1	0.839875	a1
4	0.841198	a1
3	0.843708	a1

Anexo 20: Relatório da análise estatística Anova e teste Tukey (SISVAR, 2021).