

**UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE MECÂNICA
ENGENHARIA MECÂNICA**

FRANCISCO DAS CHAGAS JACOME JUNIOR

OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO DE COLETORES SOLARES

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PONTA GROSSA
2019**

FRANCISCO DAS CHAGAS JACOME JUNIOR

OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO DE COLETORES SOLARES

Trabalho de Conclusão apresentado como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná - Campus Ponta Grossa.

Orientador: Prof. Dr. Gerson H. dos Santos

**PONTA GROSSA
2019**



Ministério da Educação
Universidade Tecnológica Federal do Paraná
Câmpus Ponta Grossa
Diretoria de Graduação e Educação Profissional
Departamento Acadêmico de Mecânica
Bacharelado em Engenharia Mecânica



TERMO DE APROVAÇÃO

OTIMIZAÇÃO DO POSICIONAMENTO DE COLETORES SOLARES

por

FRANCISCO DAS CHAGAS JACOME JUNIOR

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi apresentado em 25 de junho de 2019 como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica. O candidato foi arguido pela Banca Examinadora composta pelos professores abaixo assinados. Após deliberação, a Banca Examinadora considerou o trabalho aprovado.

Prof. Dr. Gerson Henrique dos Santos

Orientador

Prof. Dr. Gilberto Zammar

Membro Titular

Prof. Dr. Thiago Antonini Alves

Membro Titular

Prof. Dr. Marcos Eduardo Soares

Responsável pelos TCC

Prof. Dr. Marcelo Vasconcelos de
Carvalho

Coordenador do Curso

– O Termo de Aprovação assinado encontra-se na Coordenação do Curso –

Este trabalho é dedicado à minha esposa
Erika e filhas, Catarina e Mariana.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu Orientador, Professor Dr. Gerson Henrique dos Santos por sua paciência e franqueza. A todos os professores da Universidade Tecnológica Federal do Paraná por terem me mostrado o caminho do conhecimento durante os anos de graduação. A todos os amigos e familiares que me incentivaram. E especialmente às minhas filhas que me permitiram ver como é possível conciliar o cansaço com a vontade de realizar um sonho.

RESUMO

JACOME, Francisco. **Otimização do posicionamento de coletores solares**. 2019. 72 f. Trabalho de Conclusão de Curso Bacharelado Engenharia Mecânica - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Ponta Grossa, 2019.

O crescente aumento da demanda por energia elétrica, o possível esgotamento da capacidade de produção dos meios convencionais de produção e o aumento de seu valor abrem possibilidades para o aproveitamento de novos tipos de produção de energia; alternativas aos derivados do petróleo ou fósseis. Como exemplo pode-se utilizar a luz solar para a produção direta de eletricidade ou para o aquecimento de água. Para o melhor aproveitamento dos raios solares, deve-se orientar os coletores solares da melhor forma possível. Fabricantes e vários autores de livros, sobre instalações de coletores solares, recomendam utilizar a latitude como ângulo de inclinação e a direção ao Norte geográfico. Dados reais de radiação direta solar foram utilizados para se chegar ao melhor posicionamento de acordo com a descrição do fator R_b (fator de inclinação para radiação solar direta) por três autores, Duffie e Beckman (2006) e Kalogirou (2016). Foi desenvolvido um programa no Matlab para varrer todos os dias do ano e coletar os dados de radiação direta para cada hora do dia e transformar o total em kWh/m²ano, que é a forma mais vista nos mapas solares e é de fácil conversão para kWh/m²mês ou kWh/m²dia. A simulação foi aplicada, a princípio, em Curitiba/PR e, posteriormente, em várias localidades, levando-se em conta a diferença de latitudes de diferentes cidades do Brasil. O inverno foi levado em consideração para aplicações que precisem de mais energia nesse período, como os aquecedores solares de água. Chegou-se à conclusão de que a latitude pode ser utilizada como ângulo de inclinação para os painéis solares, porém, para projetos grandes, pode-se ter um ganho de até 1% se utilizada a simulação desenvolvida neste trabalho.

Palavras-chave: Energia. Solar. Painéis. Sustentável. Otimização.

ABSTRACT

JACOME, Francisco. **Positioning optimization of solar collectors**. 2019. 72 p. Work of Conclusion Course Graduation in Mechanical Engineering - Federal Technology University - Paraná. Ponta Grossa, 2019.

The increasing demand for electricity and the possible collapse of production capacity from conventional power plants and the increase of production costs open possibilities for the use of new types of energy production, alternatives to petroleum. There are several types of renewable energy, such as the use of sunlight for direct production of electricity or for heating water. For the best use of the solar rays, the solar collectors should be oriented in the best possible way. Manufacturers and several authors of books on solar collector implementations recommend using latitude as the angle of inclination, or with some variation, for the panels. Real data of direct solar radiation were used to reach the best positioning according to the description of factor R_b (inclination factor for direct solar radiation) by three authors, Duffie and Beckman (2006) and Kalogirou (2016). A Matlab program was developed to scan every day of the year and collect the direct radiation data for each hour of the day, and turn the total into kWh/m²year, which is the most viewed form in solar maps and is easily converted to kWh/ m²month or kWh/m²day. The simulation was applied in the beginning in Curitiba/PR and in several localities taking into account the difference of latitudes of different cities of Brazil. Winter has been taken into consideration for applications that require more energy in this period, such as solar water heaters. It was concluded that latitude can be used as an angle of inclination for solar panels, but for big projects, a gain of up to 1.0% can be achieved if used the developed simulation.

Keywords: Energy. Solar Panels. Sustainable. Optimization.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Irradiação Global Horizontal no Brasil.	14
Figura 2 – Capacidade instalada – 1970 a 2014 no Brasil (GW).	16
Figura 3 – Capacidade fotovoltaica instalada no mundo e adições anuais.	17
Figura 4 – Capacidade instalada de energia pelo aquecimento da água pelo Sol. ...	18
Figura 5 – Geração centralizada Solar Fotovoltaica, histórico dos preços médios de venda.	18
Figura 6 - Equinócios e Solstícios.	21
Figura 7 – Caminho do Sol de Curitiba.	22
Figura 8 – Ângulo de inclinação.	23
Figura 9 - Posição do Sol durante o ano.	24
Figura 10 - Altitude e azimute solar.	25
Figura 11 - Declinação solar δ	25
Figura 12 – Ângulos em relação ao Sol.	26
Figura 13 - Dias do ano.	28
Figura 14 – Declinação do Sol no hemisfério Norte.	29
Figura 15 - Declinação do Sol no Hemisfério Sul.	29
Figura 16 – Ângulo zenital ZEN.	30
Figura 17 - Radiação direta em um plano inclinado B.	32
Figura 18 – Radiação direta em um plano inclinado.	32
Figura 19 – Ângulos de inclinação do plano.	37
Figura 20 – Partes e suas posições em um sistema de aquecimento solar.	40
Figura 21 - Sistema isolado (Off-grid) e seus componentes.	41
Figura 22 – Sistema conectado à rede pública (Grid-tie) e seus componentes.	42
Figura 23 – Fluxograma de atividades do programa.	44
Figura 24 – Sentido horário a partir da direção do polo Sul da Terra.	45
Figura 25 – Simulação dos dados de Curitiba de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{ano}$).	46
Figura 26 – Simulação dos dados de Curitiba de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{ano}$), escala somente positiva.	47
Figura 27 - Simulação dos dados de Curitiba de 2001 com a inclinação, direção e radiação ao ano.	48

Figura 28 - Simulação dos dados do Rio de Janeiro no verão.	48
Figura 29 - Simulação dos dados de Curitiba de 2001, visão lateral.....	49
Figura 30 - Simulação dos dados de Curitiba de 2001, visão frontal com direção, e radiação anual acumulada.	49
Figura 31 – Porcentagens de acréscimos e Latitudes das cidades pesquisadas.	53
Figura 30 – Porcentagens de acréscimos nas cidades pesquisadas, no inverno.	55
Figura 31 – Porcentagens de acréscimos na captação anual, nas cidades pesquisadas, otimizadas para o inverno.....	56
Figura 32 – Captação anual por localidade.....	57
Figura 32 – Simulação dos dados de Boa Vista – RR, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = 2,833. Declinação solar positiva.....	66
Figura 33 – Simulação dos dados de Boa Vista – RR, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = 2,833. Declinação solar negativa.	67
Figura 34 – Simulação dos dados de Fortaleza - CE, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = -3,783.....	68
Figura 35 – Simulação dos dados de Porto Nacional - TO, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = -10,70.....	69
Figura 36 – Simulação dos dados de Campo Grande - MS, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = -20,47.....	70
Figura 37 – Simulação dos dados de Rio de Janeiro - RJ, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = -22,90.....	71
Figura 38 – Simulação dos dados de Curitiba - PR, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = -25,52.....	72
Figura 39 – Simulação dos dados de Santa Maria - RS, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m ² ano). Latitude = -29,70.....	73

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Inclinações sugeridas, com direção à linha do Equador.....	38
Tabela 2 - Simulações com Curitiba de 1975 até 2001.	50
Tabela 3 - Simulações com várias localidades no Brasil.	51
Tabela 4 - Simulações com várias localidades no Brasil.	52
Tabela 5 - Simulações com várias localidades no Brasil, no inverno.	54
Tabela 6 - Simulações com várias localidades no Brasil, no inverno.	54
Tabela 7 - Simulações com várias localidades no Brasil, no inverno.	55
Tabela 8 - Simulações com várias localidades no Brasil, no ano, utilizando-se a configuração otimizada para o inverno.	56

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	REVISÃO TEÓRICA	15
2.1	PANORAMA ENERGÉTICO DO BRASIL	15
2.2	ENERGIA SOLAR	19
2.3	GEOMETRIA SOLAR.....	21
2.3.1	Ângulos Solares	24
2.3.2	Ângulo Horário, h	26
2.3.3	Ângulo de Altitude Solar, α	27
2.3.4	Declinação, δ	27
2.3.5	Ângulo de Azimute Solar, z	30
2.3.6	Ângulo Zenital, Φ	30
2.3.7	Ângulo de Incidência, θ	31
2.3.8	Irradiação em Plano Inclinado e Fator de Inclinação para Radiação Solar Direta ..	31
2.3.9	Tratamento dos Dados de Irradiação Solar	36
2.4	MÉTODOS DE POSICIONAMENTO	37
3	UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR	39
3.1	CONVERSÃO TÉRMICA	39
3.1.1	Conversão Fotovoltaica	41
4	PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO.....	43
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	46
6	CONCLUSÃO	58
	REFERÊNCIAS.....	60
	APÊNDICE A – Programa implementado no Matlab.....	62
	APÊNDICE B – Diagramas das localidades estudadas.....	66

1 INTRODUÇÃO

Devido ao crescente aumento da demanda por energia elétrica, a preocupação com questões ambientais e com o uso racional da energia disponível, tornou-se evidente a necessidade de busca a fontes alternativas do petróleo. Neste contexto, a utilização de recursos renováveis, como a energia solar, tem aumentado largamente nos últimos anos (SAUAIA, 2018). O aproveitamento deste recurso baseia-se na utilização de painéis solares, tanto para a produção direta de eletricidade (efeito fotovoltaico), quanto para o aquecimento de água (troca de calor) que é uma forma de substituir o uso da eletricidade pelos chuveiros elétricos. Estes, presentes em 92,1% dos lares brasileiros, representam em média 22% do consumo total de uma residência, 46% da demanda de potência no horário de maior consumo (18h às 19h) e por cerca de 30% da energia consumida no período de ponta (17h às 22h), sendo a contribuição do chuveiro estimada em cerca de 5% de todo o consumo de energia elétrica do Brasil (TOMÉ, 2014), (IBGE, 2008, 2009).

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA, MARTINS, *et al.*, 2006), os valores de radiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro, vão de 1500kWh/m² até 2500kWh/m² como demonstrado na Figura 1 (1294kWh/m² a 1851kWh/m² no Paraná). Estes valores são superiores aos da maioria dos países da União Europeia, como da Alemanha (900kWh/m²-1250 kWh/m²), França (900kWh/m²-1650kWh/m²) e Espanha (1200kWh/m²-1850kWh/m²), onde projetos para o aproveitamento da energia solar contam com fortes incentivos governamentais.

Na instalação dos coletores solares ou painéis fotovoltaicos, a maioria das empresas fabricantes e autores consideram a latitude do local de instalação como numericamente igual ao ângulo de inclinação e a direção voltada para a linha do Equador.

Deste modo, no intuito de aumentar o aproveitamento da energia solar propõe-se, neste trabalho, um estudo do posicionamento dos painéis solares baseados nos dados de irradiações diretas reais de diferentes localidades do Brasil, mas principalmente da cidade de Curitiba – PR.

Figura 1 – Irradiação Global Horizontal no Brasil.



Fonte: (WORLD BANK GROUP, 2019)

2 REVISÃO TEÓRICA

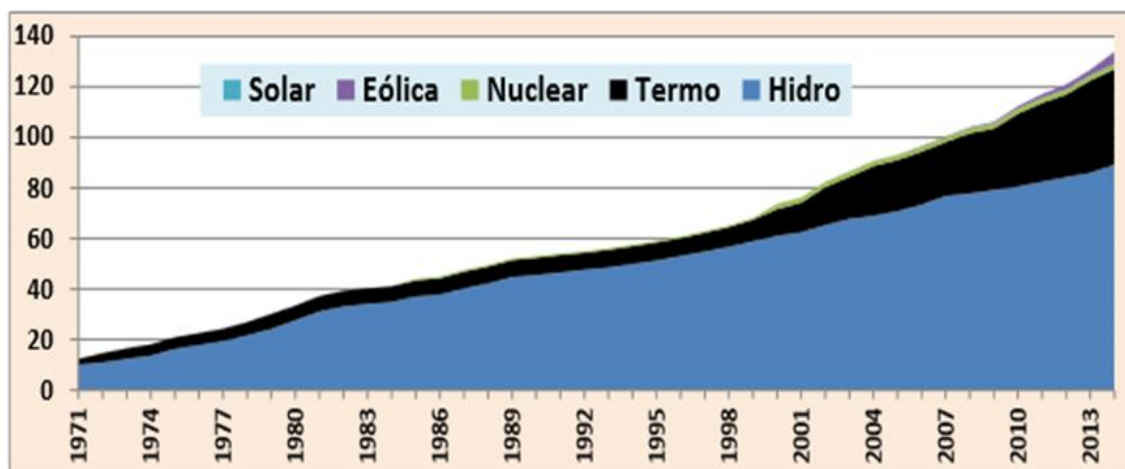
2.1 PANORAMA ENERGÉTICO DO BRASIL

De acordo com Solnik (2001), o Brasil sofre por décadas com a possível falta de energia elétrica para suprir a demanda cada vez maior. De 1900 até 1940 a produção de eletricidade era estritamente particular. Com o Plano Salte de 1948 durante o governo do Presidente Eurico Gaspar Dutra, os primeiros frutos vieram em 1950 quando o então Presidente Getúlio Vargas decidiu incentivar a industrialização do Nordeste construindo a hidrelétrica de Paulo Afonso. Para o Presidente Juscelino Kubitschek e durante os governos militares, viu-se certa tentativa de organização do setor e investiram no projeto de Itaipu e usinas nucleares, os quais mostraram-se demasiado custosos para o setor e, no caso das usinas nucleares, muitos dos investimentos necessários não foram feitos no momento certo e ainda hoje não produzem em capacidade máxima.

Ao longo dos governos posteriores aos militares, os Presidentes José Sarney, Fernando Collor, Itamar Franco, lutavam contra a inflação e outras questões que deixaram a capacidade energética estagnada, porém foi com Presidente Fernando Henrique que vieram ações para tentar organizar o setor com privatizações, as quais não surtiram os efeitos desejados e pioraram o quadro. No entanto, em maio de 2001, com o esvaziamento dos reservatórios do país pela falta de chuvas, o governo anuncia o racionamento. A solução para o setor foi abrir o mercado para que empresas privadas e estatais pudessem produzir energia elétrica. Usinas termoelétricas a gás ou biomassa, usinas eólicas, assim como as hidrelétricas e nucleares, na época, formavam a matriz energética do Brasil.

O panorama energético no Brasil, MME (2017), de 1970 a 2014, passou de 11 GW de capacidade a 133,9 GW, com taxa de crescimento de 5,8% ao ano. Sendo a participação de usinas hidráulicas preponderantes no período, variando de 87,4% em 1996 (máxima) a 67% em 2014 (mínima). A geração nuclear teve início em 1985 e a geração eólica em 1992. O recuo das hidrelétricas começou a partir de 1999, dando espaço ao avanço das termoelétricas como observa-se na Figura 2.

Figura 2 – Capacidade instalada – 1970 a 2014 no Brasil (GW).



Fonte: MME - Ministério de Minas e Energia, 2015.

De acordo com o Ministério de Minas e Energia (2018), em 2017, após dois anos de queda, o consumo de eletricidade no país cresceu 1,2% em relação a 2016, alcançando 467 TWh, mantendo o Brasil entre os dez maiores consumidores do mundo. As regiões Sul e Centro-Oeste lideraram o crescimento com taxas de 3,1% e 2,4%, mas a região Sudeste segue sendo a região de maior participação no consumo do país, representando praticamente 50% do total. O setor industrial segue sendo o maior consumidor, com quase 36% do total, seguido do setor residencial, com cerca de 29%. A capacidade instalada de geração no Brasil foi expandida em 4,5%, em mesma base de comparação, para a qual contribuiu majoritariamente a geração hidráulica. Porém, a maior expansão proporcional ocorreu na geração solar, que fechou o ano de 2017 com uma potência instalada quase quarenta vezes superior à do ano anterior. No que diz respeito à eletricidade gerada, o crescimento foi de 1,6% entre 2016 e 2017, com as maiores altas na geração eólica (+26,5%) e a gás natural (+16,1%). A geração hidráulica, por outro lado, caiu 2,6%. Caíram também as emissões de gases de efeito estufa: -4,9% no Sistema Interligado Nacional e -5,1% na geração elétrica no país.

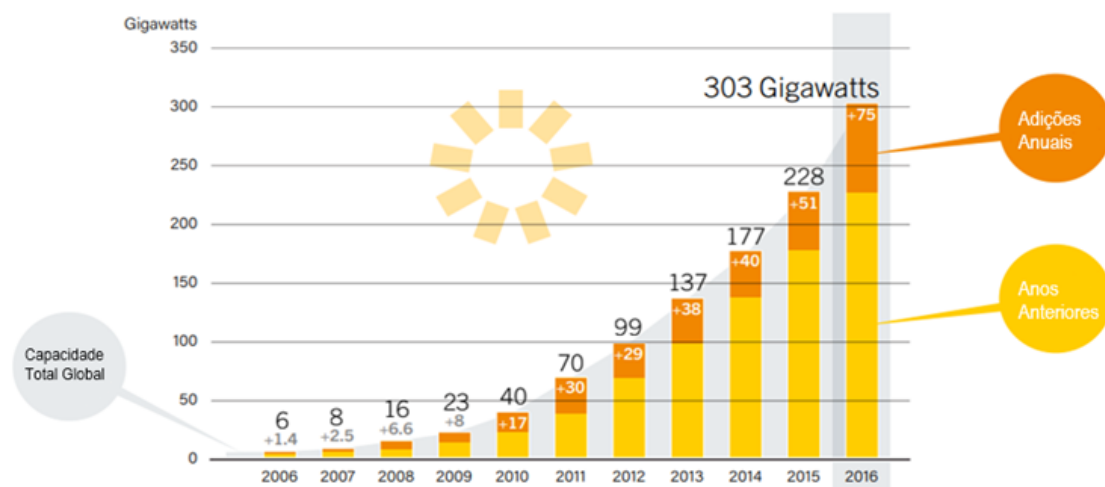
Esse cenário apresentado demonstra a forte necessidade de se utilizar formas alternativas de energia. A energia solar é uma forte candidata, pois além da possibilidade de produção centralizada ou distribuída, aumenta a sua popularidade.

Existem duas formas de aproveitamento da energia solar: a transformação direta em eletricidade, que se baseia no efeito fotovoltaico e o aquecimento da água, realizado de forma direta pela transferência de calor nos coletores solares. Neste último, a armazenagem da água quente é realizada em um reservatório com isolamento que possibilita o seu uso posterior.

A tecnologia fotovoltaica, ou seja, a obtenção direta de eletricidade por coletores solares de silício, está em plena ascensão. (REN21, 2017).

O uso da energia solar fotovoltaica e de aquecimento vêm crescendo a cada ano no mundo. Na Figura 3, observa-se a capacidade fotovoltaica instalada e as adições anuais e, na Figura 4, a capacidade instalada de energia pelo aquecimento da água pelo Sol ao longo dos anos.

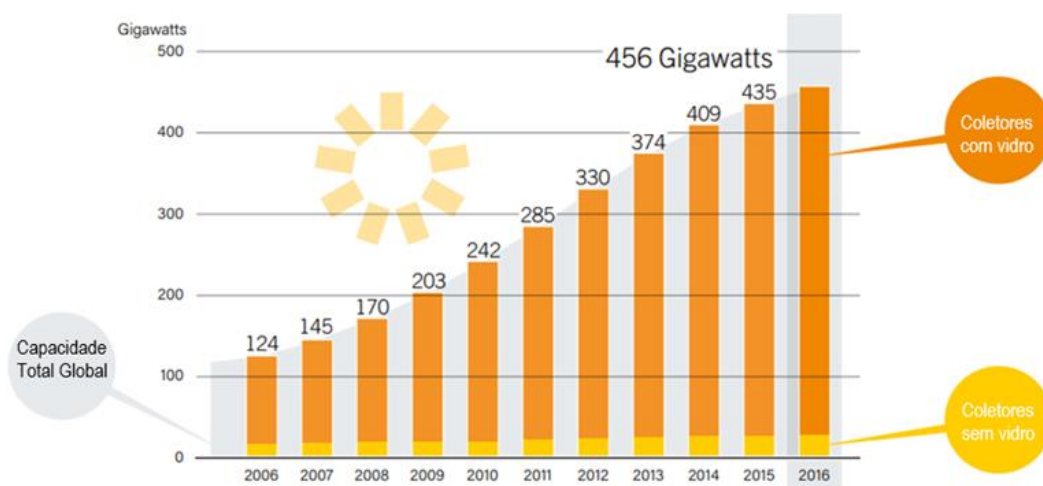
Figura 3 – Capacidade fotovoltaica instalada no mundo e adições anuais.



Fonte: REN21 (2017).

Ressalta-se que no Brasil, na maioria dos casos, não há a necessidade de coletores mais elaborados e mais caros como os de tubos à vácuo, para evitar a quebra dos dutos por onde a água circula e onde há a transferência de calor devido ao congelamento e conseqüentemente expansão da água, pois o nosso clima é tropical, ou seja, sem temperaturas extremas de frio, e portanto permite o uso de coletores planos simples cobertos por vidro.

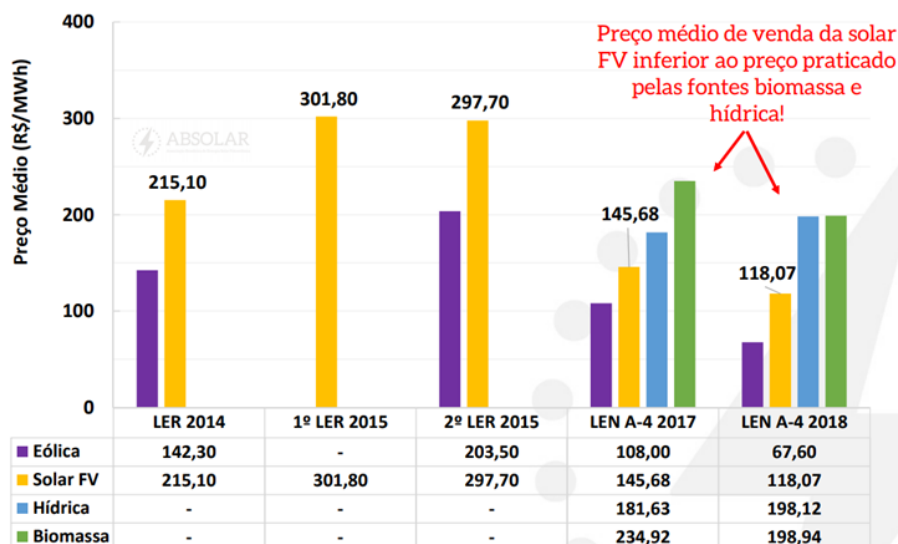
Figura 4 – Capacidade instalada de energia pelo aquecimento da água pelo Sol.



Fonte: REN21 (2017).

Vê-se na Figura 5 que a produção de energia elétrica por efeito fotovoltaico passa a ser uma opção vantajosa comparada à produção por biomassa e hídrica a partir de 2017.

Figura 5 – Geração centralizada Solar Fotovoltaica, histórico dos preços médios de venda



Fonte: (SAUAIA, 2018).

2.2 ENERGIA SOLAR

Çengel e Ghajar (2012), descrevem a chamada energia solar como ondas eletromagnéticas que chegam até nós após consideráveis interações com a atmosfera. O Sol emite continuamente uma taxa de $3,8 \times 10^{26} \text{W}$ e menos de um bilionésimo dessa energia atinge a Terra, $1,7 \times 10^{17} \text{W}$. A energia que atinge a atmosfera terrestre é chamada irradiância solar total, ou constante solar, cujo valor é 1373W/m^2 que incide sobre a superfície normal aos raios solares, na extremidade externa da atmosfera quando a Terra se encontra em sua distância média do Sol. Do topo da atmosfera até a superfície terrestre, a luz sofre absorção ou espalhamento por gases como o O_2 , O_3 , H_2O e CO_2 , e partículas de poeira, poluição e gotículas de água suspensas, resultando no seu enfraquecimento para cerca de 950W/m^2 em dias claros, sendo menor em dias nublados.

A conversão da energia do sol em calor foi muito comum no passado e evoluiu para uma tecnologia de conversão solar bem desenvolvida atualmente. O princípio básico da coleta térmica solar é a absorção de parte da energia da radiação solar que atinge uma superfície, o qual teve sua temperatura elevada. A eficiência dessa superfície como um coletor solar depende não apenas da eficiência de absorção, mas também de como as perdas térmicas e de irradiação para o ambiente são minimizadas e como a energia do coletor é removida para fins úteis. Diversos coletores solares térmicos variam de coletores solares tipo placa plana não vidrados operando a aproximadamente 5°C a 10°C acima do ambiente até coletores concentradores de concentração central operando acima de 1000°C .

Goswami, Kreith e Kreider (2014) descrevem algumas limitações da energia solar que devem ser observadas. O primeiro problema no desenvolvimento de equipamentos para a utilização da energia solar é a densidade de fluxo baixa, o que obriga a aumentar a área de superfície dos coletores de energia solar. Quanto maior a área, maior o custo. Com o Sol no topo do céu em um dia sem nuvens, 10m^2 de superfície pode teoricamente fornecer energia, com 70% de eficiência na coleta e 30% na conversão, a uma taxa de 2 KW, porém vários fatores reduzem essa quantidade na aplicação prática.

Os painéis equipados com silício policristalino são mais baratos que os monocristalinos e possuem uma eficiência entre 10% e 14% (FREITAS, 2008).

A energia solar total que chega à Terra é composta de duas partes: a energia no feixe direto e a energia difusa do céu. A quantidade de energia direta depende da nebulosidade e da posição do sol e é obviamente maior em dias claros.

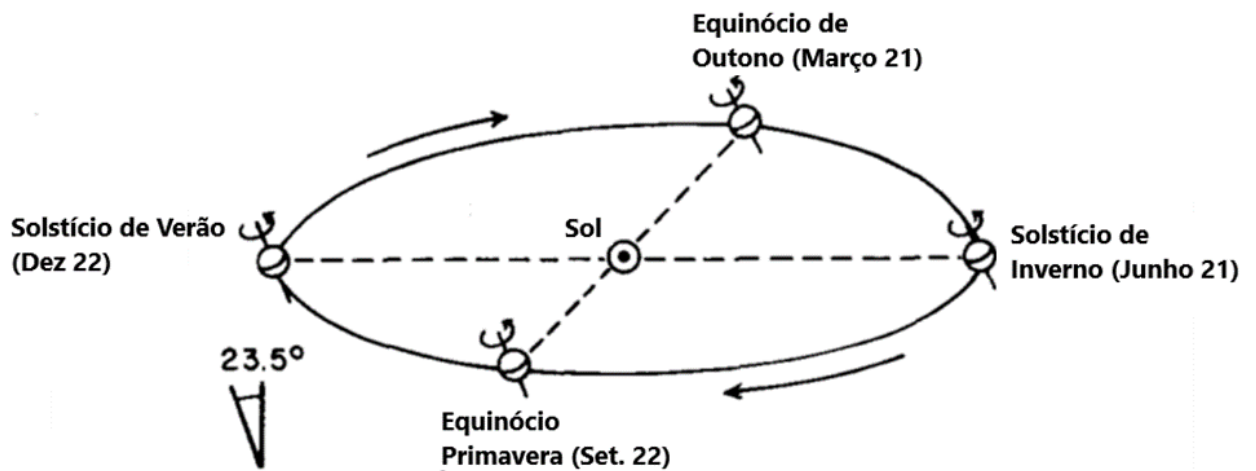
A segunda limitação prática que não é aparente é que a maior parte da energia solar cai em áreas remotas e, portanto, exigiria alguns meios de transmissão para ser útil para as nações industrializadas. A quantidade média de energia disponível em um plano horizontal é maior nas áreas desérticas continentais em torno das latitudes 25° N e 25° S. A maior irradiância média anual é de 300 W/m² na área do Mar Vermelho. As nuvens reduzem consideravelmente a irradiância global média nas regiões equatoriais. Porém, enquanto nos climas do norte a irradiância global média da superfície horizontal varia de estação para estação, ela permanece relativamente constante nas regiões equatoriais. Os valores típicos da irradiância média anual da superfície horizontal são os seguintes: Austrália, aproximadamente 200 W/m²; Estados Unidos, 185 W/m²; Reino Unido, 105 W/m².

2.3 GEOMETRIA SOLAR

De acordo com Kalogirou (2016), a orientação solar é basicamente o processo de apontar algo para o Sol. Independente da tecnologia ou artefato que se queira orientar para o Sol, a maior quantidade de energia solar é obtida quando um objeto tem uma orientação normal aos raios solares, a qualquer instante.

O Sol percorre uma trajetória no céu, nascendo no Leste e se pondo no Oeste, conforme Figura 6, o inverno no hemisfério Sul começa no dia 21 de junho onde percorre seu caminho mais baixo e no dia 21 de dezembro, o começo do verão com o caminho mais alto no céu. No inverno, os dias são mais curtos com luminosidade menos intensa e, no verão, os dias são mais longos e com luminosidade mais intensa.

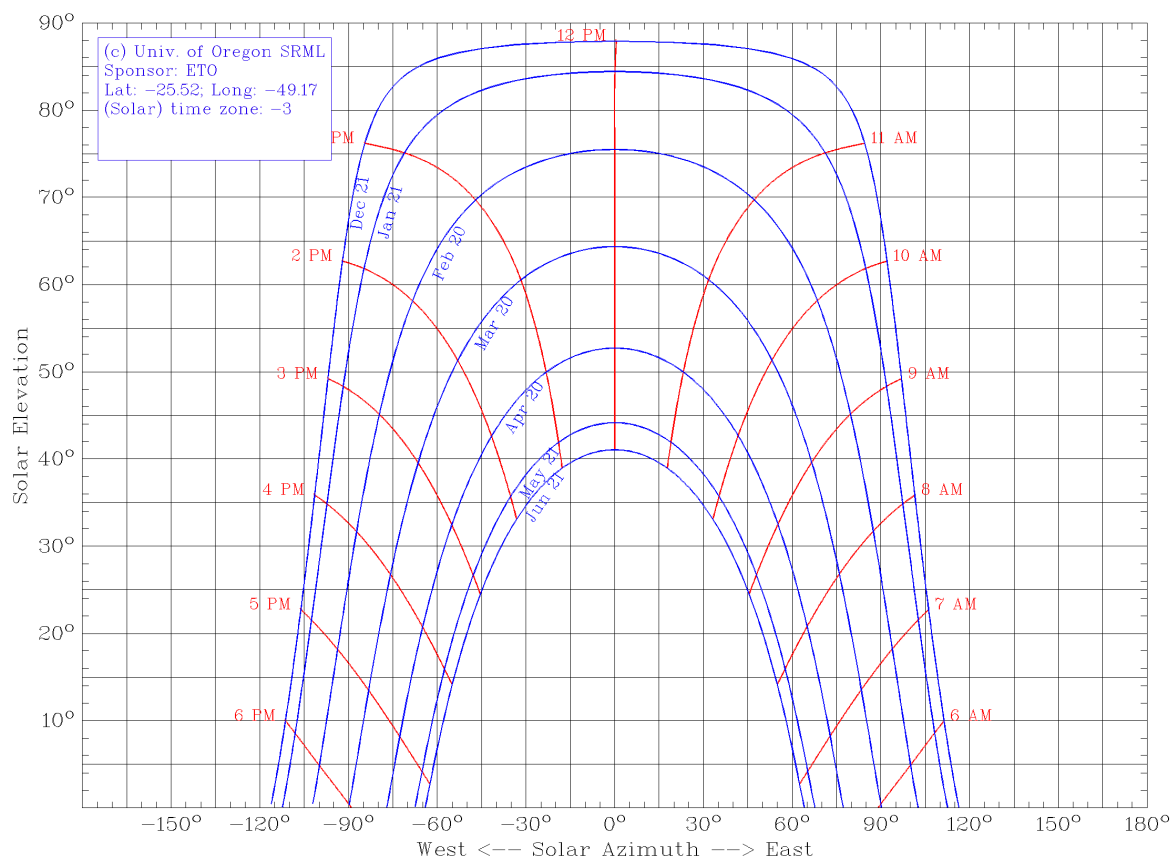
Figura 6 - Equinócios e Solstícios.



Fonte: Walhaven(1977).

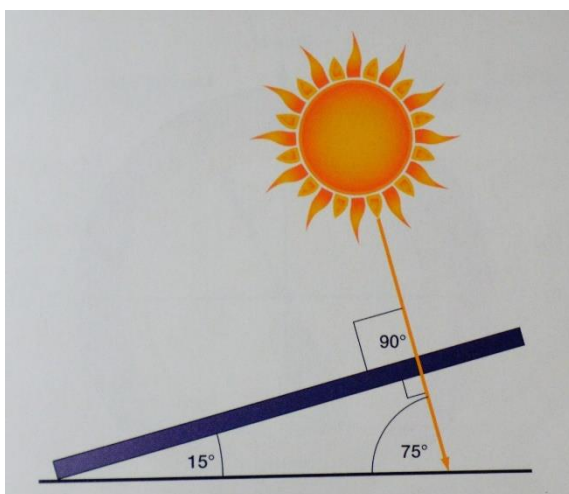
Outro fator a ser considerado é a janela solar para uma determinada localidade onde não pode haver obstáculos ou sombras e, normalmente, é adotado o caminho do sol nos dias 21 de junho e 21 de dezembro conforme exemplo da Figura 7.

Figura 7 – Caminho do Sol de Curitiba.



Fonte: (UNIVERSITY OF OREGON, 2007)

Com o auxílio desse diagrama pode-se obter uma forma de otimizar o posicionamento dos coletores solares. Por exemplo, observando-se a Figura 7, para que um aparato possa estar voltado para o sol no dia 21 de dezembro por volta das 11h da manhã, este terá que estar orientado a aproximadamente 85° a leste do norte geográfico, de acordo com esta carta solar de Curitiba, e terá uma inclinação tal que seja perpendicular ao ângulo de altitude do sol que neste caso é de aproximadamente 75° . Ou seja, deve ter a inclinação de 15 graus como indica a Figura 8.

Figura 8 – Ângulo de inclinação.

Fonte: (KRINATSOLAR, 2017)

Para localizar-se e bem utilizar o diagrama apresentado deve-se conhecer algo sobre os polos da Terra, o polo magnético e o polo verdadeiro e a diferença entre eles é chamada declinação magnética e esta informação pode ser buscada facilmente e regularmente, pois varia com o tempo, portanto é através do campo magnético da Terra que é possível localizar o polo verdadeiro, ou seja utilizando-se uma bússola, obtém-se o polo magnético e conseqüentemente através de correção, o polo verdadeiro.

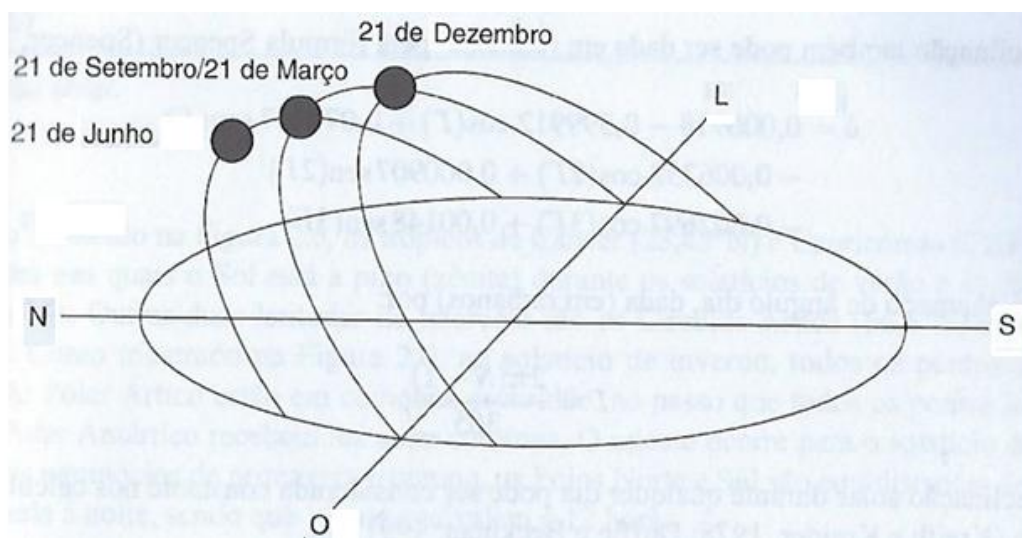
Também é pertinente mencionar que o dispositivo a ser exposto ao Sol localizado tanto no Hemisfério Norte quanto no Sul, deve ser direcionado perpendicularmente à linha do Equador.

2.3.1 Ângulos Solares

A Terra faz uma rotação em torno de seu eixo a cada 24 horas e completa o ciclo ao redor do Sol num período de aproximadamente 365,25 dias. Esta rotação não é circular, mas segue uma elipse com o Sol localizado em um dos focos.

Na Figura 9 ilustra-se o caminho do Sol, mais alto no verão do Hemisfério Sul e mais baixo no inverno.

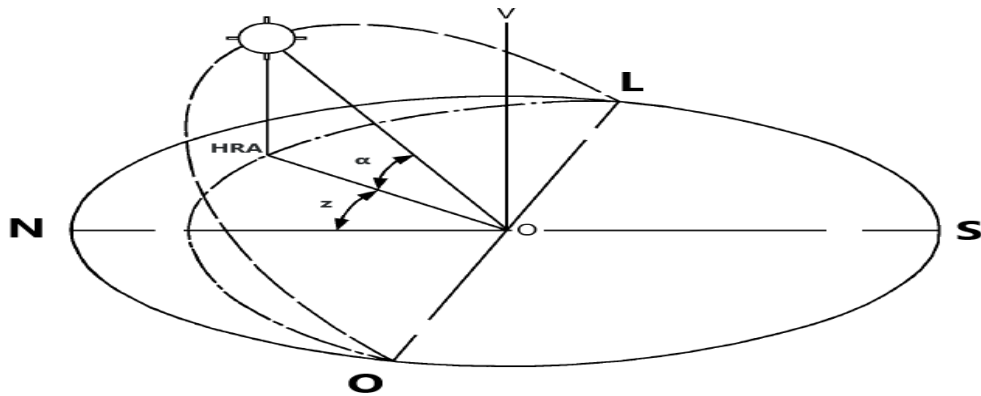
Figura 9 - Posição do Sol durante o ano.



Fonte: Kalogirou(2016).

Para a maioria das aplicações de energia solar, são necessárias previsões razoavelmente precisas acerca do local onde o sol surgirá em um determinado momento do dia e do ano. A sua posição, em relação a um observador na Terra, pode ser totalmente descrita mediante dois ângulos, altitude solar (α) e azimute solar (z). Na Figura 10, tem-se a indicação desses ângulos.

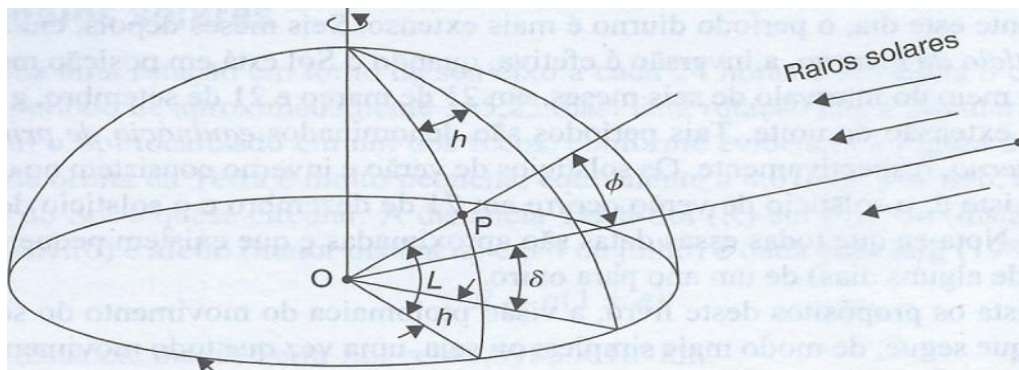
Figura 10 - Altitude e azimute solar.



Fonte: ASHRAE(2007).

A Figura 11 mostra a declinação solar que é um ângulo utilizado na localização do Sol, conforme Equação 3.

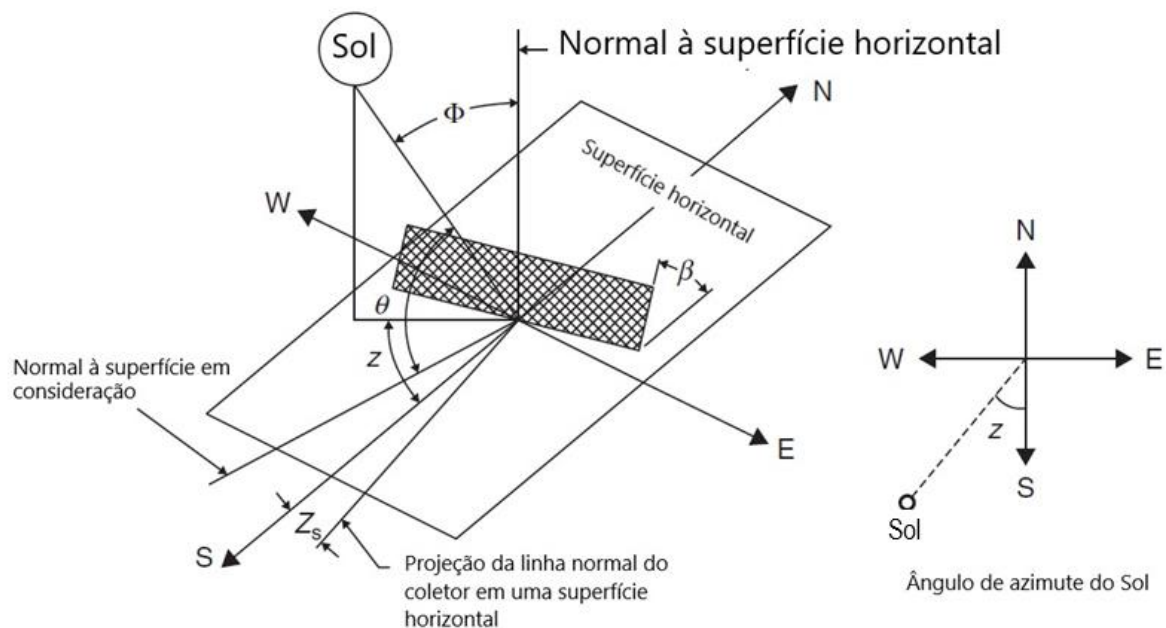
Figura 11 - Declinação solar δ .



Fonte: Kalogirou(2016).

Com a verificação da Figura 12 observa-se os ângulos em relação a uma superfície que pode ser orientada.

Figura 12 – Ângulos em relação ao Sol.



Fonte: Kalogirou(2016).

2.3.2 Ângulo Horário, h

O ângulo horário, h, de um ponto na superfície da Terra é definido como o ângulo através do qual a Terra giraria para trazer o meridiano ao ponto diretamente sob o Sol (KALOGIROU, 2016). O ângulo horário ao meio-dia solar local é igual à zero, com cada 360/24 ou 15° de longitude equivalente a 1 h.

O ângulo horário pode também ser obtido a partir da fórmula:

$$\text{HRA} = 15 * (h - 12) \quad (1)$$

2.3.3 Ângulo de Altitude Solar, α

O ângulo da altitude solar é o ângulo formado pelos raios solares e o plano horizontal, como mostrado na Figura 11. Ele está relacionado ao ângulo zenital, ϕ que é o ângulo entre os raios solares e a vertical.

A expressão matemática para o ângulo da altitude solar é:

$$\sin(\alpha) = \cos(\phi) - \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \quad (2)$$

Onde a variável L na Equação 2 é a latitude local, definida como o ângulo entre uma linha a partir do centro da Terra para o local de interesse e o plano equatorial. Valores do norte do Equador são positivos e os do sul são negativos.

2.3.4 Declinação, δ

O eixo de rotação da Terra (eixo polar) está sempre inclinado a um ângulo de $23,45^\circ$ a partir do eixo elíptico, que é normal para o plano elíptico. A declinação solar é o arco do meridiano do sol compreendido entre o plano do equador celeste terrestre e o astro.

A declinação, δ , descrita na Figura 10, em graus para qualquer dia do ano (N) pode ser calculada aproximadamente pela Equação 3 (ASHRAE,2007):

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (3)$$

O dia do ano (N) é obtido do calendário de forma sequencial de 1 a 365 conforme demonstra-se na Figura 13.

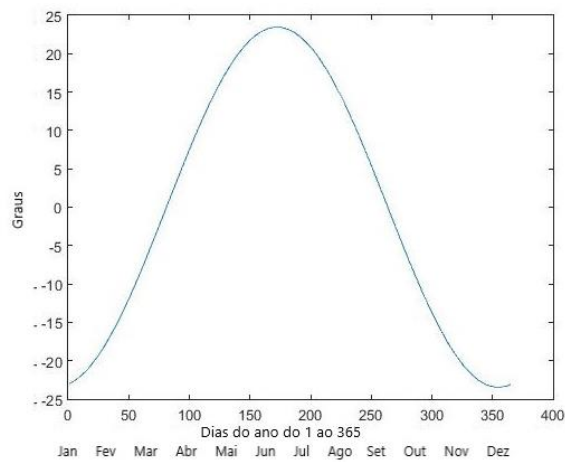
Figura 13 - Dias do ano.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	1	32	60	91	121	152	182	213	244	274	305	335
2	2	33	61	92	122	153	183	214	245	275	306	336
3	3	34	62	93	123	154	184	215	246	276	307	337
4	4	35	63	94	124	155	185	216	247	277	308	338
5	5	36	64	95	125	156	186	217	248	278	309	339
6	6	37	65	96	126	157	187	218	249	279	310	340
7	7	38	66	97	127	158	188	219	250	280	311	341
8	8	39	67	98	128	159	189	220	251	281	312	342
9	9	40	68	99	129	160	190	221	252	282	313	343
10	10	41	69	100	130	161	191	222	253	283	314	344
11	11	42	70	101	131	162	192	223	254	284	315	345
12	12	43	71	102	132	163	193	224	255	285	316	346
13	13	44	72	103	133	164	194	225	256	286	317	347
14	14	45	73	104	134	165	195	226	257	287	318	348
15	15	46	74	105	135	166	196	227	258	288	319	349
16	16	47	75	106	136	167	197	228	259	289	320	350
17	17	48	76	107	137	168	198	229	260	290	321	351
18	18	49	77	108	138	169	199	230	261	291	322	352
19	19	50	78	109	139	170	200	231	262	292	323	353
20	20	51	79	110	140	171	201	232	263	293	324	354
21	21	52	80	111	141	172	202	233	264	294	325	355
22	22	53	81	112	142	173	203	234	265	295	326	356
23	23	54	82	113	143	174	204	235	266	296	327	357
24	24	55	83	114	144	175	205	236	267	297	328	358
25	25	56	84	115	145	176	206	237	268	298	329	359
26	26	57	85	116	146	177	207	238	269	299	330	360
27	27	58	86	117	147	178	208	239	270	300	331	361
28	28	59	87	118	148	179	209	240	271	301	332	362
29	29		88	119	149	180	210	241	272	302	333	363
30	30		89	120	150	181	211	242	273	303	334	364
31	31		90		151		212	243		304		365

Fonte: ASHRAE,2007.

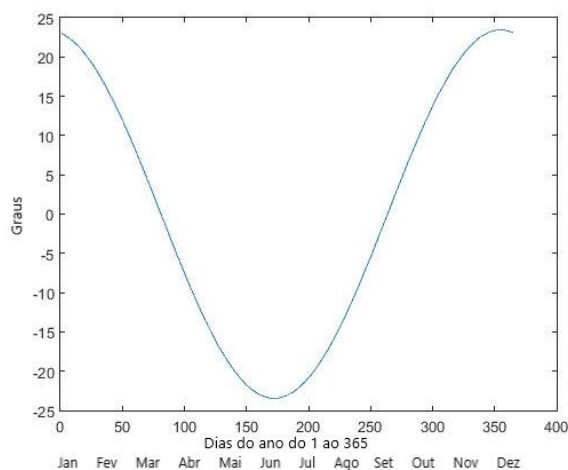
A declinação do Sol é demonstrada na Figura 14, ao longo do ano usando-se a Equação 3. Nota-se que durante os meses de inverno no hemisfério sul, junho, julho e agosto, o sol está mais alto, o que não acontece na realidade, pelo contrário, o sol percorre uma trajetória mais baixa, portanto esta equação representa a declinação do sol no hemisfério norte e deve ser revista na implementação da simulação para comportar-se como na Figura 15.

Figura 14 – Declinação do Sol no hemisfério Norte.



Fonte: Autoria própria.

Figura 15 - Declinação do Sol no Hemisfério Sul.



Fonte: Autoria própria.

2.3.5 Ângulo de Azimute Solar, z .

O ângulo solar azimutal, z , é o ângulo dos raios do sol, medido no plano horizontal a partir do sul verdadeiro para o norte, em sentido horário. A expressão matemática para o ângulo de azimute solar é:

$$\text{sen}(z) = \left[\frac{\cos(\delta)\text{sen}(h)}{\cos(\alpha)} \right] \quad (4)$$

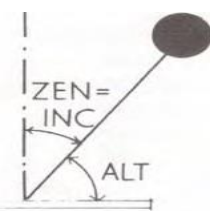
Ao meio-dia solar, por definição, o sol está exatamente sobre o meridiano, que contém a linha norte-sul, e, conseqüentemente, o azimute solar está em 0° .

2.3.6 Ângulo Zenital, Φ .

É o ângulo complementar à altitude do sol conforme Figura 16.

$$\cos(\Phi) = \text{sen}(L)\text{sen}(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(h) \quad (5)$$

Figura 16 – Ângulo zenital ZEN.



Fonte: (SZOKOLAY, 2007).

2.3.7 Ângulo de Incidência, θ

O ângulo de incidência solar, θ , é o ângulo entre os raios solares e a normal em uma superfície. Em um plano horizontal, o ângulo de incidência, θ , é o ângulo de zênite, ϕ , e são os mesmos da seguinte expressão geral para o ângulo de incidência (DUFFIE e BECKMAN, 2006):

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(L)\text{sen}(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \text{sen}(\delta)\text{sen}(\beta) \cos(Z_s) + \\ & \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(\beta) + \text{sen}(L) \cos(\delta) \cos(h) \text{sen}(\beta) \cos(Z_s) + \\ & \cos(\delta) \text{sen}(h)\text{sen}(\beta)\text{sen}(Z_s) \end{aligned} \quad (6)$$

Para o hemisfério norte:

$$\cos(\theta) = \text{sen}(L - \beta)\text{sen}(\delta) + \cos(L - \beta) \cos(\delta) \cos(h) \quad (7)$$

Para o hemisfério sul:

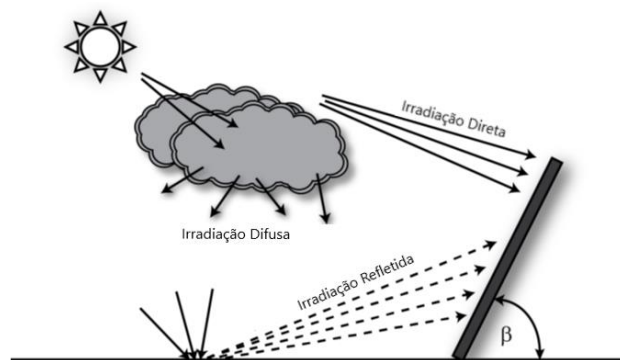
$$\cos(\theta) = \text{sen}(L + \beta)\text{sen}(\delta) + \cos(L + \beta) \cos(\delta) \cos(h) \quad (8)$$

2.3.8 Irradiação em Plano Inclinado e Fator de Inclinação para Radiação Solar Direta

Para Gulin, Vasak e Baotic (2013), a irradiação solar global G possui três componentes: irradiação direta B , difusa D , e refletida R , descritas na Figura 17.

$$G = B + D + R \quad (9)$$

Figura 17 - Radiação direta em um plano inclinado B.



Fonte: (GULIN, VASAK e BAOTIC, 2013)

E para o cálculo da irradiação direta em uma superfície horizontal aplica-se:

$$B = B_h \cos \Phi \quad (10)$$

Sendo B_h a radiação direta em um plano horizontal e Φ o ângulo entre o Sol e a linha normal à superfície horizontal.

A seguir apresentam-se alguns estudos para mensurar a radiação de acordo com os ângulos e direções adotadas na implantação de uma superfície que pode ser considerada um coletor solar.

Em Kalogirou (2016), a radiação global incidente em uma superfície inclinada é representada pela seguinte equação:

$$G_t = G_{Bt} + G_{Dt} + G_{Gt} \quad (11)$$

Sendo que:

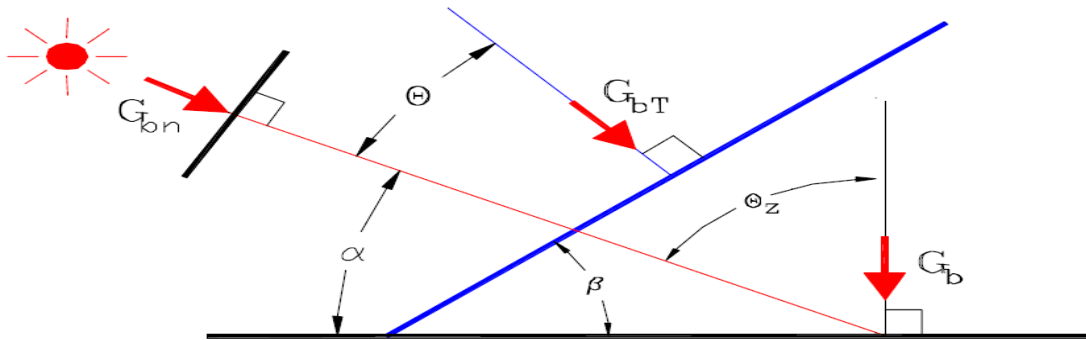
G_t é a radiação global incidente em superfície inclinada;

G_{Bt} é a radiação direta em superfície inclinada;

G_{Dt} é a radiação difusa em superfície inclinada;

G_{Gt} é a radiação refletida recebida pela superfície inclinada.

Figura 18 – Radiação direta em um plano inclinado.



Fonte: (CASTANHEIRA, 2007)

Para facilitar o cálculo no desenvolvimento ou verificação de desempenho, geralmente é necessário calcular a radiação em uma superfície inclinada de um coletor solar a partir de dados disponíveis de coletas em superfícies horizontais. O fator de inclinação para radiação solar direta R_b é derivado da Equação 20 (DUFFIE e BECKMAN, 2006).

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \text{sen}(L)\text{sen}(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \text{sen}(\delta)\text{sen}(\beta) \cos(Z_s) + \\ & \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(\beta) + \text{sen}(L) \cos(\delta) \cos(h) \text{sen}(\beta) \cos(Z_s) + \\ & \cos(\delta) \text{sen}(h)\text{sen}(\beta)\text{sen}(Z_s) \end{aligned} \quad (12)$$

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cos(\theta) \quad (13)$$

$$G_B = G_{Bn} \cos(\Phi) \quad (14)$$

$$R_b = \frac{G_{Bt}}{G_B} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\Phi)} \quad (15)$$

Localizado no Hemisfério Norte do planeta e com o coletor apontado para o Sul geográfico, temos $Z_s = 0^\circ$ e conseqüentemente tem-se a Equação 16.

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\Phi)} = \frac{\text{sen}(L-\beta)\text{sen}(\delta)+\cos(L-\beta) \cos(\delta)\cos(h)}{\text{sen}(L)\text{sen}(\delta)+\cos(L) \cos(\delta)\cos(h)} \quad (16)$$

Localizado no hemisfério Sul, com o coletor apontado para o Norte geográfico, temos $Z_s = 180^\circ$ e conseqüentemente tem-se a Equação 17.

$$R_b = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\Phi)} = \frac{\text{sen}(L+\beta)\text{sen}(\delta)+\cos(L+\beta) \cos(\delta)\cos(h)}{\text{sen}(L)\text{sen}(\delta)+\cos(L) \cos(\delta)\cos(h)} \quad (17)$$

Fator este utilizado por outros autores na obtenção da radiação solar direta em superfície inclinada (AHMAD e TIWARI, 2009; BENGHANEM, 2011).

Como exemplo, subtrai-se a radiação difusa da radiação global adquirida de uma superfície plana, de acordo com a Equação 26 e multiplica-se pelo fator de inclinação para radiação solar direta R_b , representada pelas Equações 16 ou 17:

$$B_\varphi = (G_h - D_\varphi) R_b \quad (18)$$

Onde obtém-se a radiação resultante em superfície inclinada B_φ .

A radiação em superfícies inclinadas é um problema quando somente a radiação total em uma superfície horizontal é conhecida. Para isso, precisa-se das direções de onde o feixe e os componentes difusos alcançam a superfície em questão.

É necessário saber ou poder estimar a radiação incidente solar em superfícies inclinadas, tais como coletores solares, janelas ou outros receptores passivos do sistema. A radiação incidente solar é a soma de um conjunto de fluxos de radiação, incluindo a radiação direta e os componentes difusos da radiação.

Esta e as seguintes equações são escritas em termos de I por uma hora.

$$R = \frac{\text{Radiação total na superfície inclinada}}{\text{radiação total na superfície horizontal}} = I_t \quad (19)$$

Muitos modelos foram desenvolvidos, de complexidade variada, e em grande parte são diferentes na maneira que os termos difusos são tratados. O mais simples modelo baseia-se nos pressupostos de que a radiação direta predomina e que a radiação difusa é efetivamente concentrada na área do sol. Neste caso $R = R_b$ e toda a radiação é tratada como direta. Isso leva a substancial superestimação de I_t , e o procedimento não é recomendado.

Para a maioria das horas, o cálculo de R_b na Equação 19 é simples, no entanto, podem surgir problemas no cálculo da radiação numa superfície inclinada, às vezes, perto do nascer e pôr do sol. Por exemplo, os dados de radiação solar podem ser gravados antes nascer do sol ou após o pôr do sol devido à reflexão das nuvens ou pela refração da atmosfera. A prática usual é descartar tais medidas ou tratar a radiação como todas difusas, como o impacto no desempenho do sistema solar é insignificante. A escala de tempo mais detalhada de dados de radiação é de hora em hora, onde o valor relatado é a energia integrada ao longo da hora anterior, isto é, a radiação para a quarta hora da tarde é a radiação integrada das 15h às 16h.

As estimativas da radiação superficial inclinada, normalmente, usam o ponto médio da hora anterior para todos os cálculos. No entanto, essa prática pode causar problemas no cálculo de R_b se a hora contiver o momento do nascer ou do pôr do sol. A prática usual é descartar a hora onde ocorre o nascer ou pôr do sol e considerá-la como difusa, mas há momentos em que R_b atinge valores muito altos que, aplicado a alguma irradiação que seja detectada por difusão ou reflexão, fornecerá valores irreais. Outra abordagem, aplicando-se limites arbitrários ao valor de R_b é outra forma de evitar maiores erros na somatória da radiação solar a ser calculada, mas ainda assim não é o melhor método.

Ainda de acordo com Duffie e Beckman (2006), a melhor forma de se obter R_b é através da integração da Equação 15 por um período de tempo ω_1 até ω_2 . A radiação instantânea em uma superfície inclinada é $\tau_b G_0 R_b$ (transmitância atmosférica vezes a radiação instantânea vezes fator de inclinação) e a radiação instantânea em uma superfície horizontal é $\tau_b G_0$ (transmitância atmosférica vezes a radiação instantânea). Integrando-se essas expressões levando-se em conta τ_b como uma constante, obtêm-se R_b como segue na Equação 20.

$$R_{b,ave} = \frac{\int_{\omega_1}^{\omega_2} \tau_b G_0 R_b d\omega}{\int_{\omega_1}^{\omega_2} \tau_b G_0 d\omega} \approx \frac{\int_{\omega_1}^{\omega_2} G_0 R_b d\omega}{\int_{\omega_1}^{\omega_2} G_0 d\omega} \approx \frac{\int_{\omega_1}^{\omega_2} \cos \theta d\omega}{\int_{\omega_1}^{\omega_2} \cos \theta_z d\omega} \quad (20)$$

Está claro que quando ω_1 e ω_2 representam duas horas adjacentes em um dia, do amanhecer ao pôr do Sol, $R_{b,ave} \approx R_b$. No entanto quando ω_1 e ω_2 representam o nascer e o pôr do Sol, R_b muda rapidamente e a integração é necessária:

$$R_{b,ave} = \frac{a}{b} \quad (21)$$

$$a = (\sin \delta \sin \varnothing \cos \beta - \sin \delta \cos \varnothing \sin \beta \cos \gamma) * \frac{1}{180} (\omega_1 - \omega_2)\pi + (\cos \delta \cos \varnothing \cos \beta + \cos \delta \sin \varnothing \sin \beta \cos \gamma) * (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) - (\cos \delta \sin \beta \sin \gamma) * (\cos \omega_2 - \cos \omega_1) \quad (22)$$

$$b = (\cos \varnothing \cos \delta) * (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + (\sin \varnothing \sin \delta) * \frac{1}{180} (\omega_1 - \omega_2)\pi \quad (23)$$

2.3.9 Tratamento dos Dados de Irradiação Solar

Os dados adquiridos para este trabalho estão em W/m^2 , que caracteriza a irradiância solar, potência por área, disponibilizadas em intervalos de tempo de uma hora durante o ano todo e para se enquadrarem ao modo mais comum de quantificação de energia, transforma-se em kWh/m^2 ano, irradiação ou energia por área. Para tal é necessário integrar os valores de irradiância nos intervalos de tempo em que ocorrem as medições (FADEL PENICHE, TEM PASS e OLIVEIRA MELLO, 2016).

$$\begin{aligned}
 & \text{Irradiação}(Ws/m^2) \\
 & = \int_{t_0}^{t_1} \text{irradiância}(W/m^2) * dt + \int_{t_1}^{t_2} \text{irradiância}(W/m^2) * dt + \dots
 \end{aligned}
 \tag{24}$$

O intervalo de tempo é uniforme e foi dado em horas ou 3600 segundos.

$$t_1 - 0 = t_2 - t_1 = t_3 - t_2 = \dots = \Delta_t \tag{25}$$

$$\sum_0^n \text{Irradiação}(W/m^2) * \Delta_t = \text{Irradiação}(Ws/m^2) \tag{26}$$

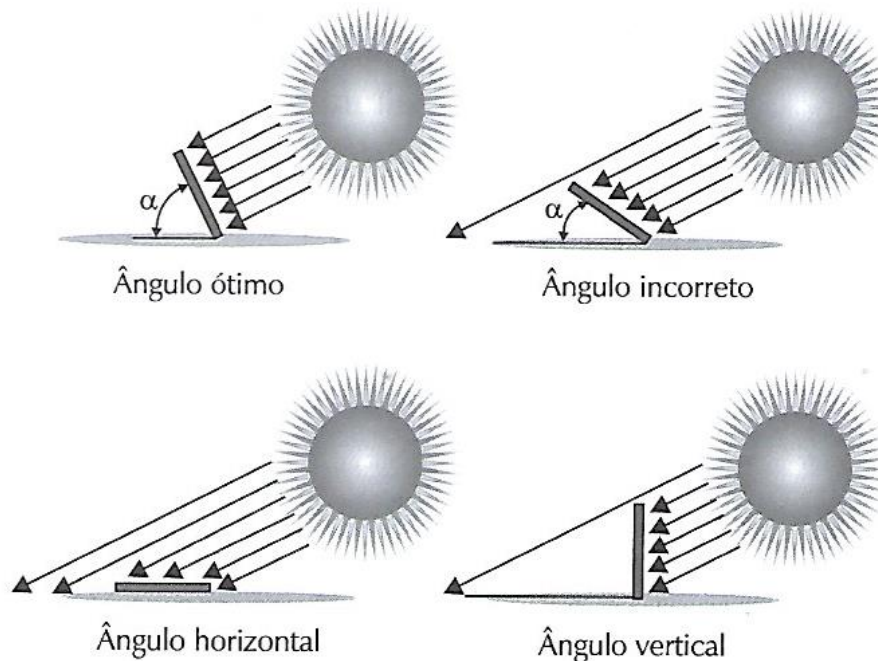
Com o resultado, ajustam-se as unidades como segue para transformar Watt segundo por metro quadrado em kiloWatt hora por metro quadrado.

$$\frac{Ws}{m^2} * \frac{1}{3600*1000} = \frac{kWh}{m^2} \tag{27}$$

2.4 MÉTODOS DE POSICIONAMENTO

Villalva (2015) descreve as possibilidades de inclinação do coletor voltado para o sol de acordo com a sua altura que diretamente depende do dia ano para uma localidade definida, Figura 19.

Figura 19 – Ângulos de inclinação do plano.



Fonte: (VILLALVA, 2015).

O ângulo ótimo dá-se pelo alinhamento do plano com o sol onde os raios solares são perpendiculares à superfície, cenário este conseguido em uma instalação fixa apenas por algum momento durante um dia em determinada época do ano. Para conseguir melhores resultados existem dispositivos seguidores que alinham o painel de acordo com o posicionamento do Sol durante o dia. No ângulo horizontal da superfície, consegue-se bons resultados no verão pois o Sol percorre uma trajetória mais alta no céu, mas também considera-se a inclinação mínima indicada para qualquer coletor solar de 10 graus devido a limpeza que a chuva se encarrega de fazer, livrando-o de sujeiras que são depositadas pelo ar e se acumulam, bloqueando uma parcela da luz de chegar até o elemento fotovoltaico ou de troca de calor no coletor. Para o ângulo vertical pode-se considerar as paredes de construções que

recebem iluminação do Sol e pode-se usar essa energia de forma consciente para o conforto térmico do imóvel, principalmente no inverno.

Não há consenso sobre o melhor método de se escolher o ângulo de inclinação, mas pode-se seguir as recomendações da Tabela 1 (VILLALVA, 2015).

Tabela 1 – Inclinações sugeridas, com direção à linha do Equador.

Latitude	Ângulo de inclinação recomendado
0° a 10°	$\beta = 10^\circ$
11° a 20°	$\beta = \text{latitude}$
21° a 30°	$\beta = \text{latitude mais } 5^\circ$
31° a 40°	$\beta = \text{latitude mais } 10^\circ$
41° ou mais	$\beta = \text{latitude mais } 15^\circ$

Fonte: (VILLALVA, 2015).

Com base no relato de Balfor, Shaw e Nash (2019), a inclinação mantida igual à latitude do local ajuda a obter a produção anual máxima de energia. Sugere ainda o acréscimo de $+15^\circ$ na inclinação para os meses de inverno e -15° para os meses de verão.

Para Benito (2011), a inclinação deve-se acompanhar a latitude do local escolhido.

3 UTILIZAÇÃO DA ENERGIA SOLAR

3.1 CONVERSÃO TÉRMICA

Goswami, Kreith e Kreider (2014) descrevem a conversão térmica como um método de conversão da engenharia que utiliza um fenômeno científico familiar, ou seja, quando uma superfície escura é colocada sob os raios solares, ela absorve energia solar e esquenta. Coletores solares trabalhando nesse princípio consistem de uma superfície apontada para o Sol, o qual transfere por contato parte da energia absorvida para um fluido e para reduzir perdas, uma ou duas camadas de vidro são utilizadas sobre a superfície de absorção. Esse tipo de coletor sofre perda de calor devido a efeitos da radiação e convecção os quais expandem, rapidamente, conforme a temperatura do fluido de trabalho aumenta.

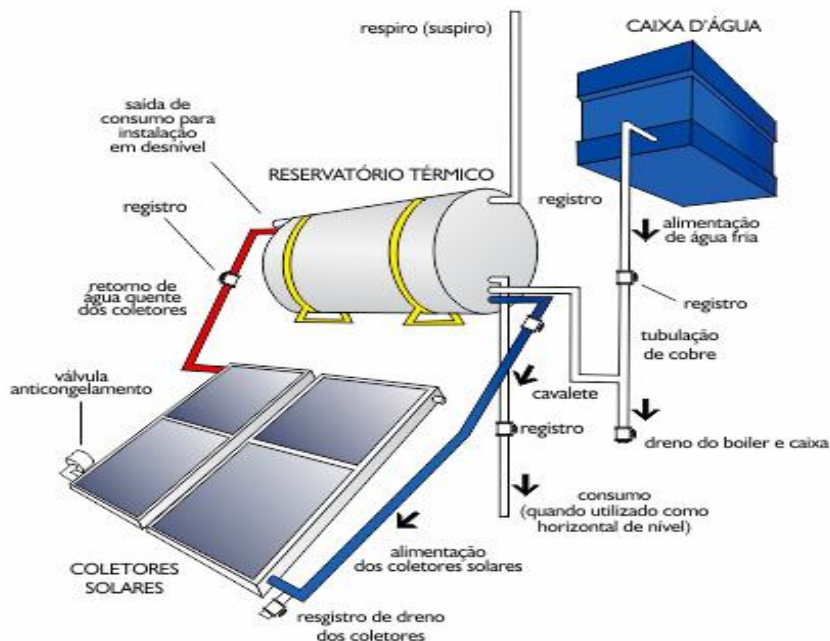
Melhorias, como o uso de superfícies especiais, uso do vácuo e o uso de tipos especiais de vidros são usados para aumentar a eficiência desses dispositivos.

Os dispositivos de conversão de energia mais simples descritos acima são chamados de coletores planos, os quais trabalham até temperaturas de aproximadamente 365 K (92°C). São utilizados, principalmente, para fornecer aquecimento de água e aquecimento de ambientes que são na atualidade economicamente e tecnicamente viáveis.

A geração de altas temperaturas de trabalho para operar sistemas de vapor, requer a adição de dispositivos concentradores da luz solar em conjunto aos coletores solares. Temperaturas de até 4000K (3727°C) podem ser alcançadas e a geração de vapor que pode ser utilizado no funcionamento de bombas para irrigação ou na geração de eletricidade que em regiões favoráveis, tem um custo próximo aos sistemas convencionais de conversão térmica.

Um sistema básico de aquecimento de água por energia solar da Soletrol (2015), é composto de coletores solares e reservatório térmico conhecido como “boiler”, Figura 20.

Figura 20 – Partes e suas posições em um sistema de aquecimento solar.



Fonte: (SOLETROL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA, 2015)

O reservatório térmico armazena a água aquecida e possibilita o consumo posterior. São cilindros de cobre, inox ou polipropileno, isolados termicamente com poliuretano expandido. A caixa d'água fria alimenta o reservatório térmico do aquecedor solar, mantendo-o completo.

Em sistemas convencionais, a água circula entre os coletores e o reservatório térmico através de um sistema natural chamado termossifão. Nesse sistema, a água dos coletores fica mais quente e, portanto, menos densa que a água no reservatório. Então a água quente sobe, indo para o “boiler” e a água fria toma seu lugar nos coletores gerando a circulação. Esses sistemas funcionam com a circulação natural ou termossifão.

A circulação da água também pode ser feita através de moto bombas em um processo chamado de circulação forçada ou bombeado, e são normalmente utilizados em piscinas e sistemas de grandes volumes.

3.1.1 Conversão Fotovoltaica

Em 1905, Einstein explicou um fenômeno chamado efeito fotoelétrico, o qual está relacionado à emissão de elétrons por um metal devido à incidência de luz sobre ele, ou seja, quanto mais intensa a luz usada, mais elétrons serão emitidos, e relacionado à frequência da luz, quanto maior, mais energia terão os elétrons (MAIA, 2009). Consequentemente, de acordo com Goswami, Kreith e Kreider (2014) a conversão da radiação solar em energia elétrica através de células solares foi desenvolvido como parte de tecnologias para satélites e viagens espaciais. A tecnologia atual utiliza intervalo de banda de materiais semicondutores, como o silício, para movimentar elétrons e conduzi-los em uma direção desejada usando junções p-n. A máxima eficiência teórica de uma célula solar é de aproximadamente 33%, mas na prática até 25% alcançada com dispositivos fotovoltaicos de silício. A maioria dos painéis fotovoltaicos comercializados atualmente estão entre 10% a 20% de eficiência.

Nas Figuras 21 e 22, veem-se dois tipos de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados, também chamados de “off-grid” e Sistemas Conectados à Rede, “grid-tie” ou “on-grid”, (WARM PLACAS FOTOVOLTAICAS, 2015).

Figura 21 - Sistema isolado (Off-grid) e seus componentes.

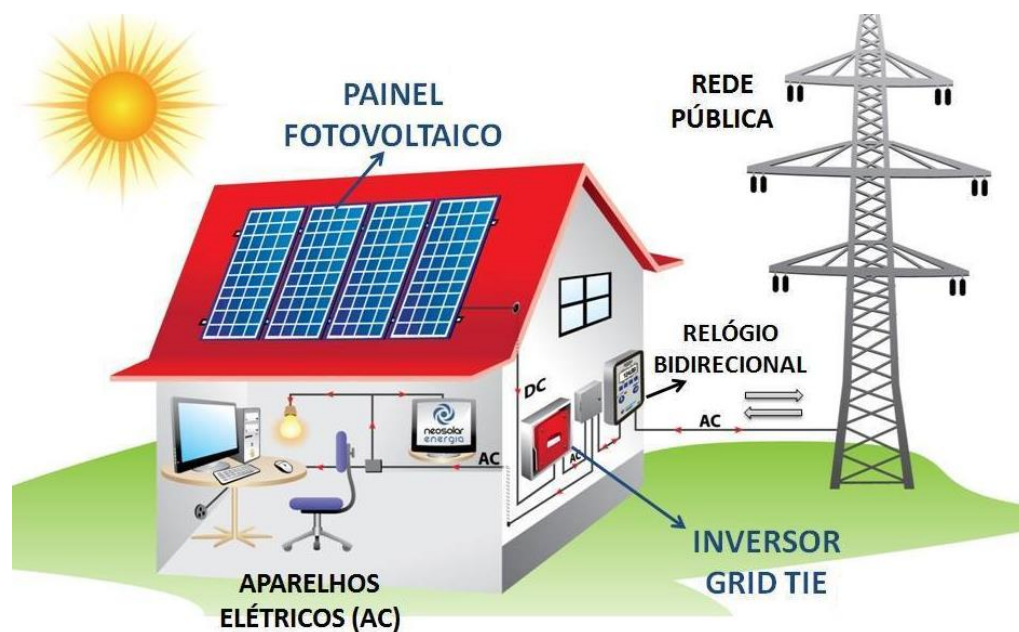


Fonte: (WARM PLACAS FOTOVOLTAICAS, 2015)

Os sistemas isolados são utilizados em locais remotos ou onde o custo de conexão à rede elétrica é elevado. São utilizados em casas de campo, refúgios,

iluminação, telecomunicações, bombas d'água. Os sistemas conectados à rede, substituem ou complementam a energia elétrica convencional disponível da rede pública.

Figura 22 – Sistema conectado à rede pública (Grid-tie) e seus componentes.

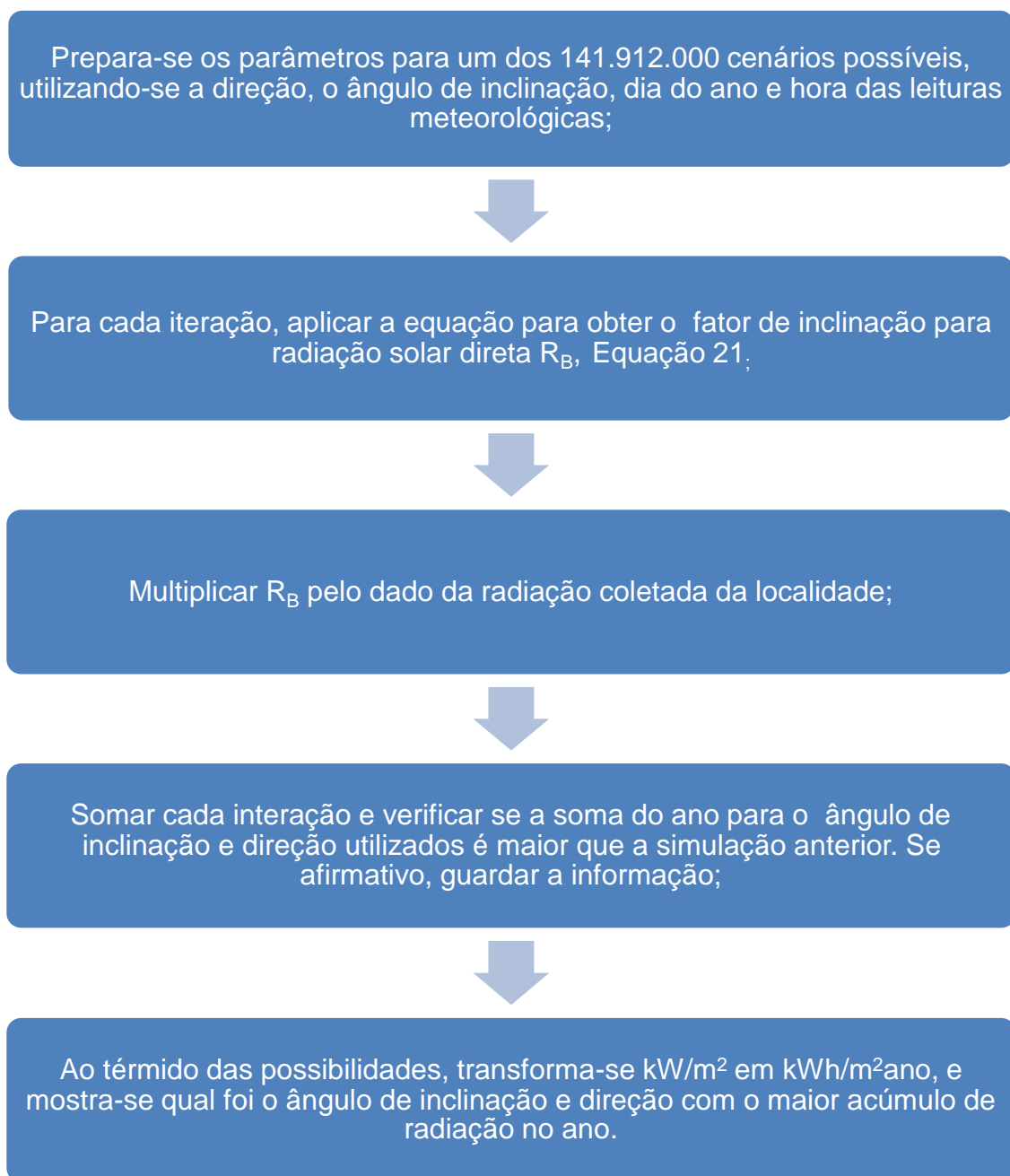


Fonte: (WARM PLACAS FOTOVOLTAICAS, 2015).

4 PROCEDIMENTO DE SIMULAÇÃO

Neste trabalho foi utilizado o Matlab como ferramenta para interagir com as equações necessárias à orientação dos coletores solares. Utilizou-se os dados obtidos do “National Solar Radiation Database” (NSRDB), que traz as medidas de radiação solar de hora em hora por um ano em Curitiba – PR nos anos de 1975 até 2001, ano este escolhido por ser o mais recente da série obtida para a geração dos gráficos. Leu-se a radiação direta, sequencialmente do primeiro dia do ano até o último a partir de uma planilha eletrônica com os dados do ano, dia, hora e radiação direta correspondente; multiplicou-se pelo fator de inclinação para radiação solar direta R_b , Equação 29, somou-se ao longo do ano para inclinações de 1 a 90 graus e para direções de 0 a 360 graus e transformou-se W/m^2 em kWh/m^2 ano, através da Equação 35. Através dos resultados obtidos, chegou-se à inclinação e direção que traz o maior valor de radiação para aquela localidade.

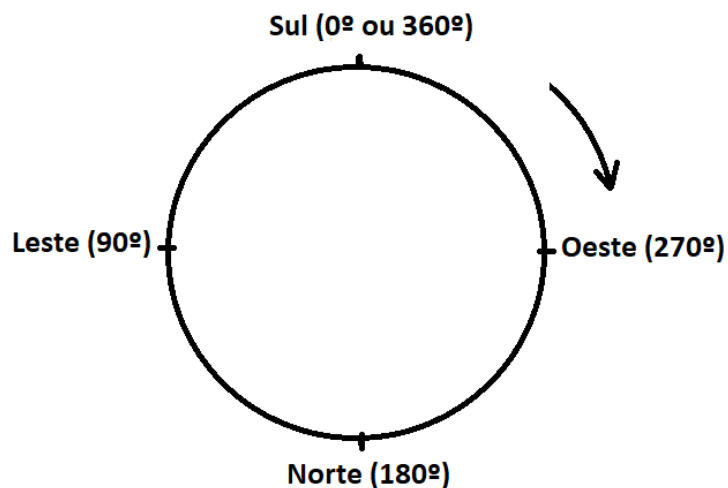
Vê-se na Figura 23 o fluxograma que o programa, incluído no Apêndice A, segue para obter o ângulo de inclinação e direção que possibilite a maior captação solar durante o ano.

Figura 23 – Fluxograma de atividades do programa.

Fonte: Autoria própria.

Vale ressaltar que a direção γ , na Equação 22, segue o sentido horário começando-se pelo Sul, 0° , conforme Figura 24.

Figura 24 – Sentido horário a partir da direção do polo Sul da Terra.



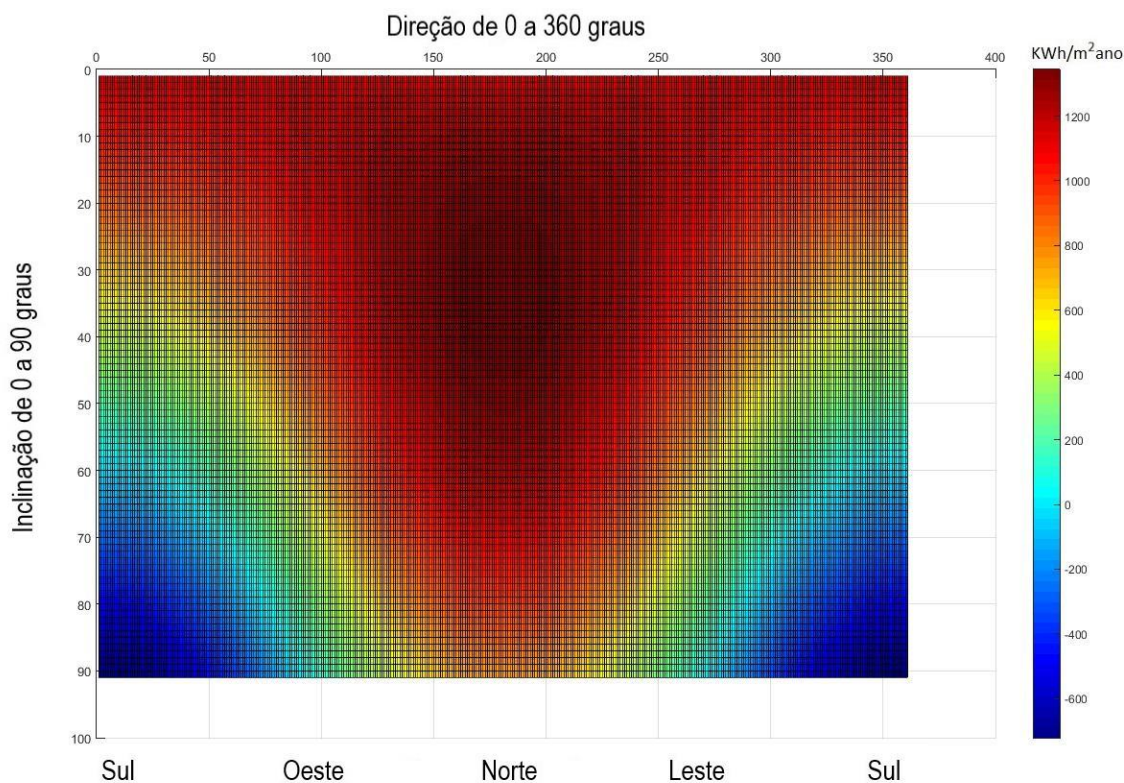
Fonte: Autoria própria.

Para a declinação solar apresentada na Equação 3 foi necessário adequar o comportamento do resultado às estações do ano no Hemisfério Sul, ou seja, mudando-se o sinal do resultado, a trajetória do sol mais baixa no inverno e mais alta no verão, foi conseguida conforme nova simulação na Figura 15.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Tendo como base a radiação direta no plano horizontal de 1120,74 kWh/m²ano para Curitiba no ano de 2001, seguem os resultados das simulações baseadas nas Equações 21 e 27, variando-se o ângulo de inclinação da superfície, de 0 até 90 graus, e sua direção, de 0 até 360 graus, sendo 0° a direção sul e 180° a direção norte, verdadeiras. Máximo valor encontrado de 1355,70 kWh/m²ano, Figura 25, com 34° de inclinação e 180° de direção (Norte), ou seja 20,97% maior que a radiação no plano horizontal.

Figura 25 – Simulação dos dados de Curitiba de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (kWh/m²ano).



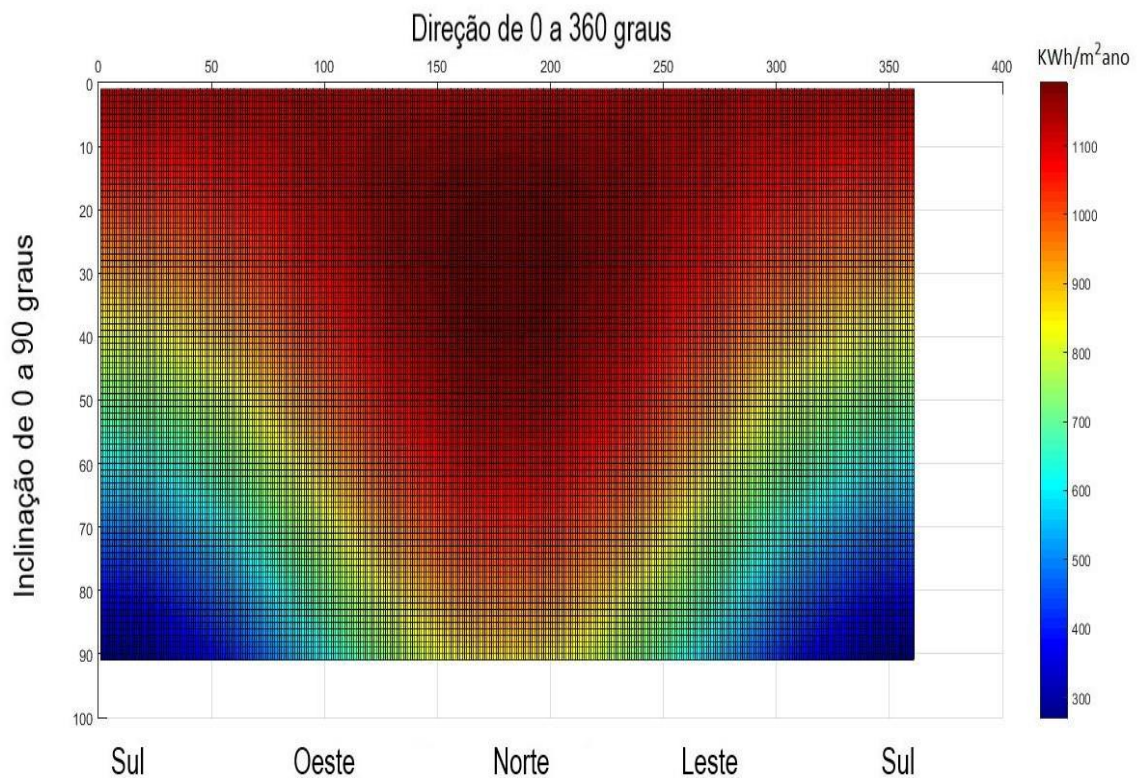
Fonte: Autoria própria.

Nota-se na Figura 25 que a escala criada apresenta números negativos que sugerem que a radiação é nula nesse ponto, mas não faz sentido pois a menor

radiação direta se dá na direção sul. Portanto devemos tratar o diagrama como uma sequência de radiação crescente, sendo o menor valor, negativo.

Como verificação, alterou-se o programa, de acordo com descrição do procedimento feito por Castanheira (2007) que manipulou o resultado pelo programa “Microsoft Excel” para tratar os resultados como porcentagens da radiação horizontal, ou seja, transforma-se a escala para uma sequência positiva e obtém-se como resultado o gráfico da Figura 26.

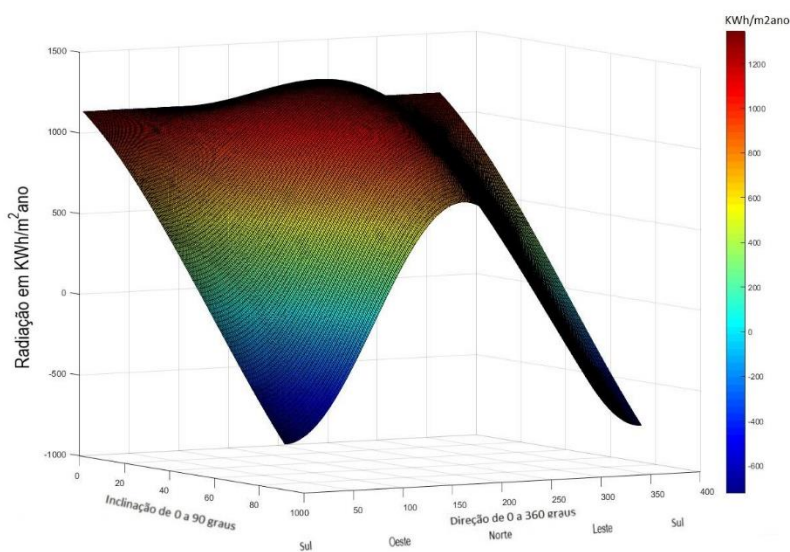
Figura 26 – Simulação dos dados de Curitiba de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (kWh/m²ano), escala somente positiva.



Fonte: Autoria própria.

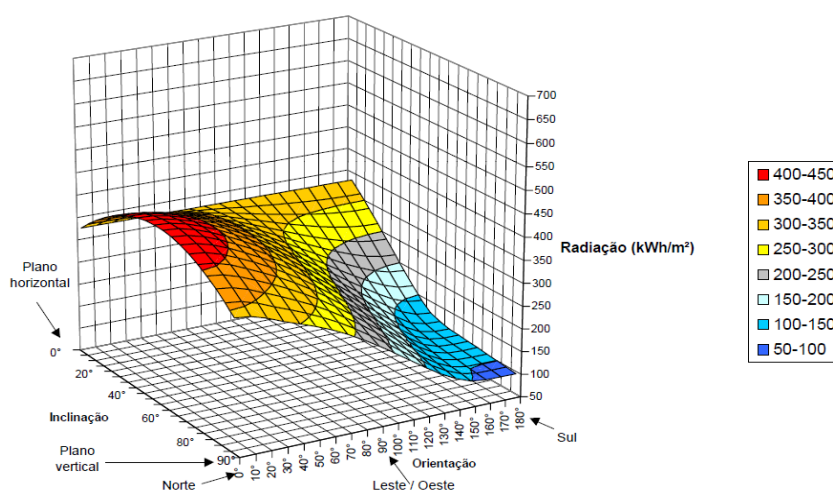
Por outro ângulo pode-se observar o formato do gráfico dos resultados durante o ano e pode-se compará-lo com o trabalho do Castanheira (2007) na Figura 28, que também seguiu os autores Duffie e Beckman (2006) para obter os dados relacionados à cidade do Rio de Janeiro nas inclinações de 0 a 90 graus e direções de 0 a 180 graus.

Figura 27 - Simulação dos dados de Curitiba de 2001 com a inclinação, direção e radiação ao ano.



Fonte: Autoria própria.

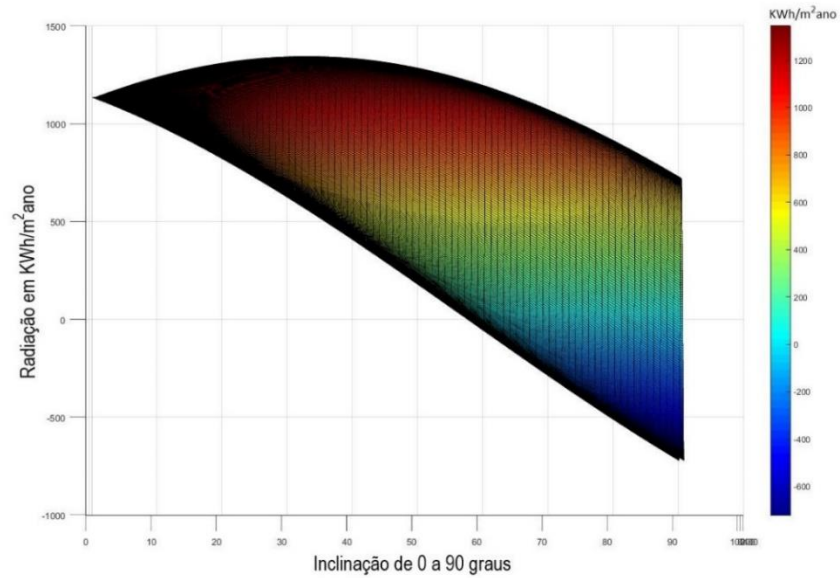
Figura 28 - Simulação dos dados do Rio de Janeiro no verão.



Fonte: (CASTANHEIRA, 2007).

Percebe-se, na Figura 29, que a inclinação da superfície que permite o maior valor de irradiação é de 34°, e em suas imediações permitem ter um ganho considerável com relação à radiação horizontal.

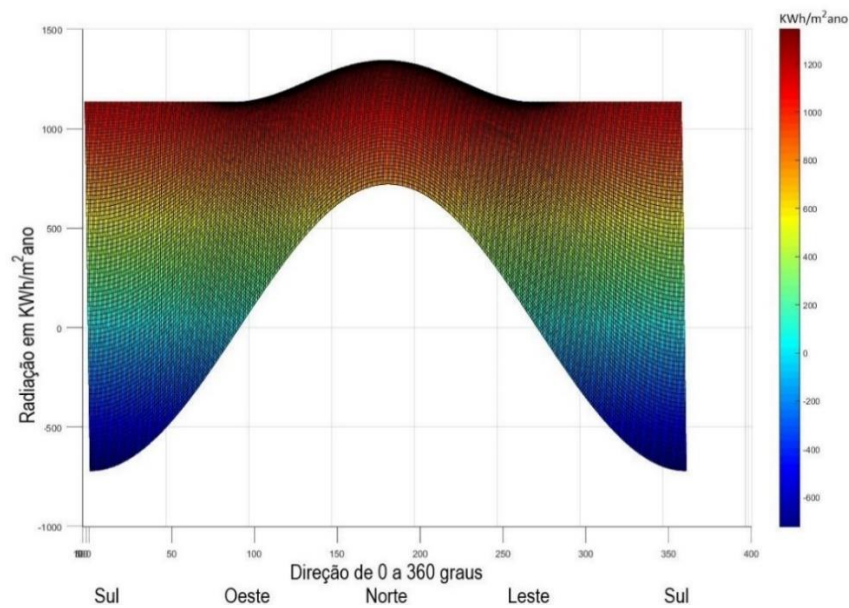
Figura 29 - Simulação dos dados de Curitiba de 2001, visão lateral.



Fonte: Autoria própria.

Na Figura 30 percebe-se que o maior ganho está ao norte, 180°.

Figura 30 - Simulação dos dados de Curitiba de 2001, visão frontal com direção, e radiação anual acumulada.



Fonte: Autoria própria.

Quanto aos ângulos obtidos, quando executado o programa para os anos de 1975 até 2001, obtiveram-se os seguintes números da Tabela 2. Observando-se que há uma estabilidade nos valores dos ângulos obtidos de inclinação e direção ao longo dos anos.

Tabela 2 – Simulações com Curitiba de 1975 até 2001.

Localidade	Latitude	Ano	Radiação direta horizontal kWh/m2ano	Ângulo encontrado β	Direção encontrada Z	Radiação Inclinada [KWh/m2ano]	Acréscimo [%]
Curitiba - PR	-25.517	1975	1455.42	28.00	180.00	1649.50	13.34
Curitiba - PR	-25.517	1980	1245.34	34.00	180.00	1506.90	21.00
Curitiba - PR	-25.517	1985	1348.87	33.00	180.00	1610.60	19.40
Curitiba - PR	-25.517	1990	1231.90	33.00	180.00	1462.60	18.73
Curitiba - PR	-25.517	1995	1326.03	34.00	180.00	1607.20	21.20
Curitiba - PR	-25.517	2001	1120.74	34.00	180.00	1355.70	20.97

Fonte: Autoria própria.

Seguindo as análises dos dados e levando-se em conta Villalva (2015), que sugere que as inclinações da superfície sigam a Tabela 1, obtém-se, com o recurso da simulação, os números da Tabela 3.

Observa-se nas colunas “Acréscimo [%]” as porcentagens de aumento comparado ao ganho no plano horizontal. Na primeira parte da Tabela 3 tem-se o resultado da simulação executada com a obtenção do maior valor durante o ano, e na segunda parte o resultado da simulação com os ângulos sugeridos pelo Villalva (2015) da Tabela 1.

Tabela 3 – Simulações com várias localidades no Brasil.

Localidade	Latitude	Rad. direta hor kWh/m ² ano	Ângulo β	Direção Z	Radiação Inclinação kWh/m ² ano	Acréscimo [%]	Ângulo Tabela 1	Direção Z	Radiação Inclinação kWh/m ² ano	Acréscimo [%]
Boa Vista-RR (+incl)	2.833	1908.59	4	360.0	1913.80	0.27	10.0	360.0	1904.12	-0.23
Boa Vista-RR (-incl)	2.833	1906.65	6	360.0	1917.20	0.55	10.0	360.0	1912.56	0.31
Fortaleza-CE	-3.783	1700.40	7	180.0	1709.20	0.69	10.0	180.0	1706.47	0.53
Porto Nacional-TO	-10.70	1912.40	20	180.0	2057.10	6.74	11.0	180.0	2029.09	5.28
C. Grande-MS	-20.47	1743.99	28	180.0	1953.30	13.67	20.0	180.0	1932.44	12.46
Rio de Janeiro-RJ	-22.90	1562.70	28	180.0	1746.20	13.40	28.0	180.0	1746.17	13.40
Curitiba-PR	-25.52	1134.58	34	180.0	1355.70	20.97	30.0	180.0	1352.02	20.64
Santa Maria-RS	-29.70	1551.26	30	180.0	1750.90	15.12	30.0	180.0	1750.87	15.12

Fonte: Autoria própria.

Com base no relato de Balfor Shaw e Nash (2019) e Benito (2011), a inclinação deve ser mantida igual à latitude do local e são apresentados os resultados na metade da direita da Tabela 4.

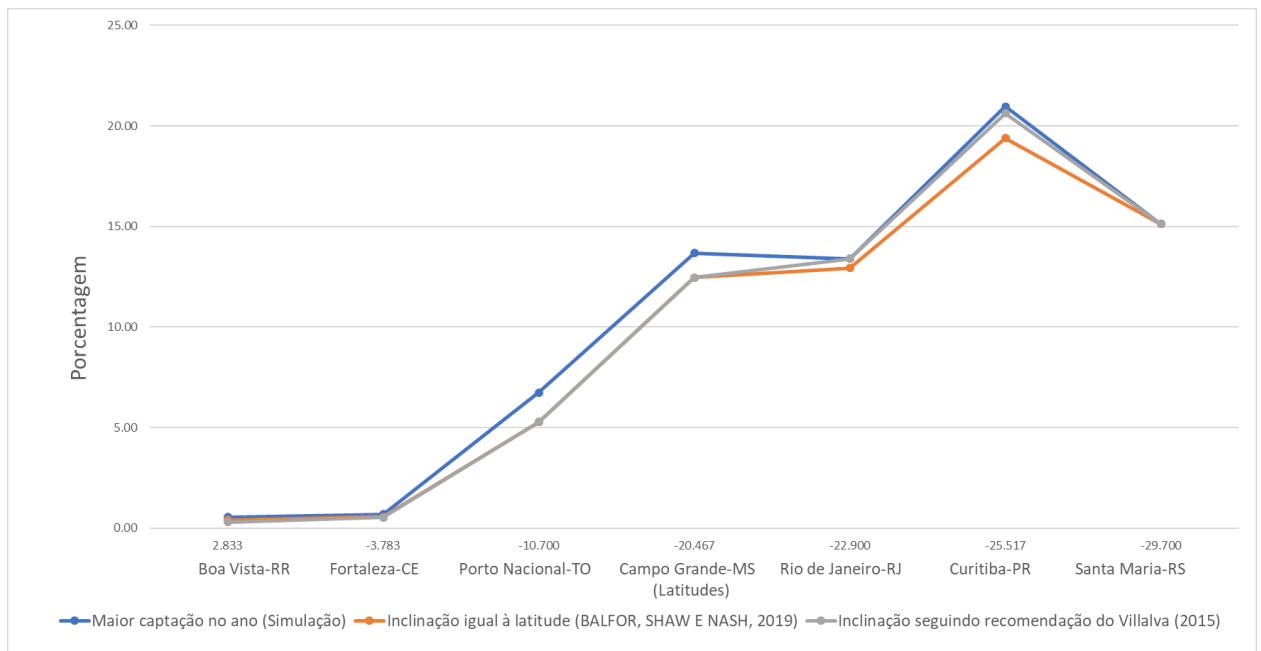
Tabela 4 – Simulações com várias localidades no Brasil.

Localidade	Latitude	Rad. direta horiz kWh/m ² a no	Ângulo enc β	Dir Z	Radiação Inclinação kWh/m ² a no	Acréscimo [%]	Ângulo igual à latitude	Dir Z	Radiação Inclinação kWh/m ² a no	Acréscimo [%]
Boa Vista-RR (+incl)	2.833	1908.66	4.00	360	1913.80	0.27	3.0	360	1913.37	0.25
Boa Vista-RR (-incl)	2.833	1908.66	6.00	360	1917.20	0.55	3.0	360	1914.55	0.41
Fortaleza-CE	-3.783	1700.40	7.00	180	1709.20	0.69	4.0	180	1707.34	0.58
Porto Nacional-TO	-10.70	1912.40	20.00	180	2057.10	6.74	11.0	180	2029.09	5.28
Campo Grande-MS	-20.47	1743.99	28.00	180	1953.30	13.67	20.0	180	1932.44	12.46
Rio de Janeiro-RJ	-22.90	1562.70	28.00	180	1746.20	13.40	23.0	180	1739.16	12.95
Curitiba-PR	-25.52	1134.58	34.00	180	1355.70	20.97	25.0	180	1338.14	19.40
Santa Maria-RS	-29.70	1551.26	30.00	180	1750.90	15.12	30.0	180	1750.87	15.12

Fonte: Autoria própria.

Com esses dados, pode-se chegar a uma linha de acréscimo percentual a uma captação horizontal para as várias localidades utilizadas, descrita na Figura 31, onde vê-se um aproveitamento melhor das linhas geradas pelas simulações de maior captação e seguindo o Villalva (2015).

Figura 31 – Percentagens de acréscimos e Latitudes das cidades pesquisadas.



Fonte: Autoria própria.

Outra forma de otimizar o aproveitamento da energia solar, principalmente para o aquecimento de água, é aumentar a captação no inverno, aumentar o ângulo de inclinação dos painéis pois o sol está em uma trajetória mais baixa no céu.

Na Tabela 5, apenas o período do inverno foi considerado, aumentando-se 15° na latitude da localidade (BALFOR, SHAW e NASH, 2019).

Tabela 5 – Simulações com várias localidades no Brasil, no inverno.

Localidade	Lat.	Rad. hor. [KWh/m ² ano]	Âng β	Direção encontrada a Z	Radiação Inclinação [KWh/m ² ano]	[%]	Âng latit. +15°	Dir. Z	Rad. Incl. [KWh/m ² ano]	[%]
Boa Vista - RR	2.833	485.79	25.00	360.00	534.71	10.1	18.0	360.00	524.60	7.99
Fortaleza - CE	-3.783	551.67	26.00	180.00	612.38	11.0	19.0	180.00	608.16	10.24
Porto Nacional- TO	-10.700	652.72	35.00	180.00	792.95	21.5	26.0	180.00	784.05	20.12
Campo Grande-MS	-20.467	520.04	44.00	180.00	719.17	38.3	35.0	180.00	710.92	36.71
Rio de Janeiro-RJ	-22.900	400.78	46.00	180.00	578.44	44.3	38.0	180.00	572.61	42.87
Curitiba-PR	-25.517	331.90	51.00	180.00	522.60	57.5	40.0	180.00	513.74	54.79
Santa Maria-RS	-29.700	292.96	52.00	180.00	473.01	61.5	45.0	180.00	469.76	60.35

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 6, também para o período do inverno, seguiu-se recomendações do Villalva (2015), conforme Tabela 1.

Tabela 6 – Simulações com várias localidades no Brasil, no inverno.

Localidade	Lat.	Rad. hor. [KWh/m ² ano]	Âng β	Dir. Z	Radiação Inclinação [KWh/m ² ano]	[%]	Ângulo Villalva	Dir. Z	Rad. Incl. [KWh/m ² ano]	[%]
Boa Vista - RR (+incl)	2.833	485.8	25.0	360	534.7	10.1	10.00	360	517.21	6.47
Fortaleza - CE	-3.783	551.7	26.0	180	612.4	11.0	10.00	180	589.45	6.8
Porto Nacional - TO	-10.700	652.7	35.0	180	792.9	21.5	11.00	180	726.64	11.3
Campo Grande - MS	-20.467	520.0	44.0	180	719.2	38.3	20.00	180	658.58	26.6
Rio de Janeiro - RJ	-22.900	400.8	46.0	180	578.4	44.3	28.00	180	549.65	37.1
Curitiba - PR	-25.517	331.9	51.0	180	522.6	57.5	30.00	180	489.28	47.4
Santa Maria - RS	-29.700	292.9	52.0	180	473.0	61.5	30.00	180	439.40	49.9

Fonte: Autoria própria.

Na Tabela 7, seguiu-se com a inclinação igual à latitude.

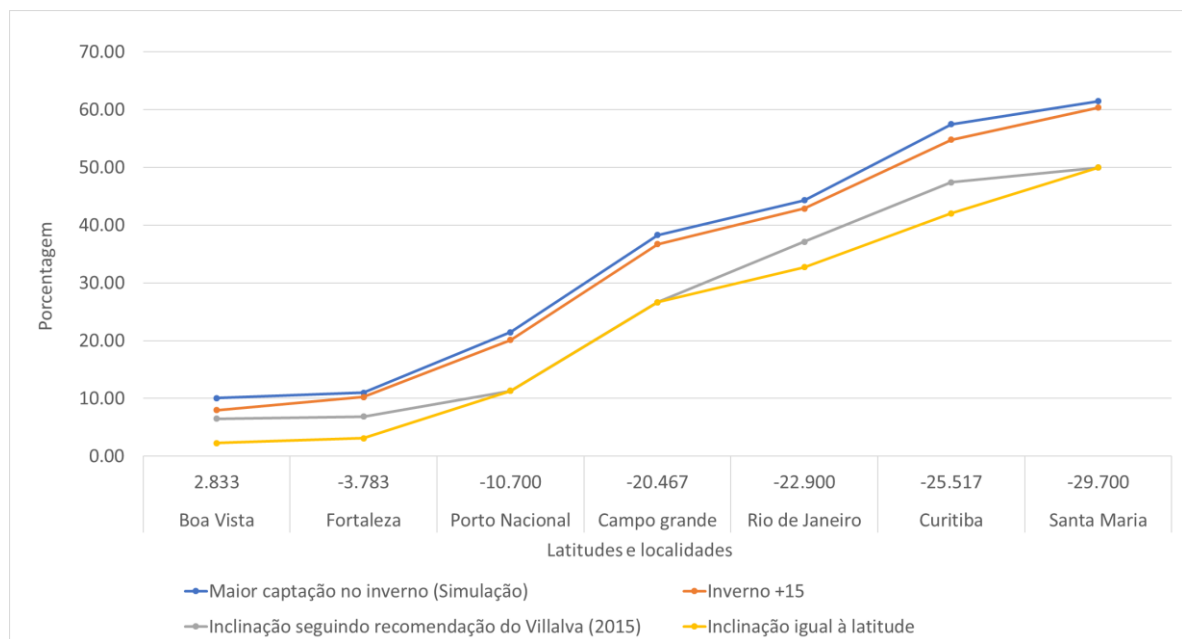
Tabela 7 – Simulações com várias localidades no Brasil, no inverno.

Localidade	Lat.	Rad. hor. [KWh/m ² ano]	Âng β	Direção encontr Z	Radiação Inclinada [KWh/m ² ano]	[%]	Ângulo igual à latitude	Dir. Z	Rad. Incl. [KWh/m ² ano]	[%]
Boa Vista - RR (+incl)	2.833	485.79	25.0	360.00	534.71	10.1	3.00	360.0	496.82	2.27
Fortaleza - CE	-3.783	551.67	26.0	180.00	612.38	11.0	4.00	180.0	568.87	3.12
Porto Nacional - TO	-10.700	652.72	35.0	180.00	792.95	21.5	11.00	180.0	726.64	11.33
Campo Grande - MS	-20.467	520.04	44.0	180.00	719.17	38.3	20.00	180.0	658.58	26.64
Rio de Janeiro - RJ	-22.900	400.78	46.0	180.00	578.44	44.3	23.00	180.0	531.89	32.71
Curitiba - PR	-25.517	331.90	51.0	180.00	522.60	57.5	25.00	180.0	471.41	42.03
Santa Maria - RS	-29.700	292.96	52.0	180.00	473.01	61.5	30.00	180.0	439.40	49.99

Fonte: Autoria própria.

Nota-se que grande diferença foi conseguida progressivamente nas localidades com maior latitude no período de inverno conforme vê-se na Figura 30, baseada nas Tabelas 5, 6 e 7.

Figura 32 – Porcentagens de acréscimos nas cidades pesquisadas, no inverno.



Fonte: Autoria própria.

Considerando-se os dados obtidos no período de inverno das Tabelas 5, 6 e 7, verificou-se o montante anual de energia obtida para cada localidade, para os resultados simulados originais e adicionados 15° na latitude. Têm-se os resultados na Tabela 8.

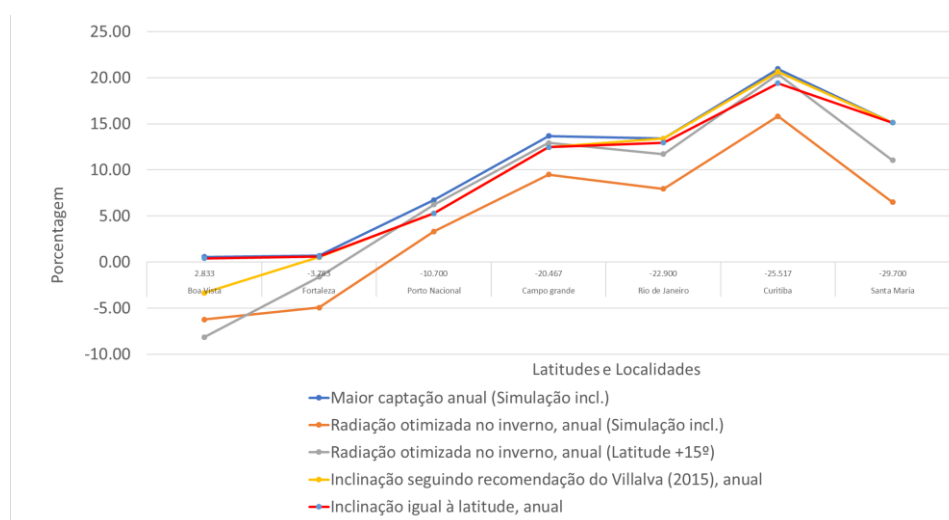
Tabela 8 – Simulações com várias localidades no Brasil, no ano, utilizando-se a configuração otimizada para o inverno.

Localidade	Radiação horizontal	Radiação Simulação original inclinada [%]	Radiação otimizada no inverno [ano] (Simulação incl.) [%]	Radiação otimizada no inverno [ano] (+15°) [%]	Inclinação recomendada por Villalva (2015) Tabela 1. [%]	Inclinação igual à Latitude [%]
Boa Vista - RR	1908.66	0.55	-6.24	-8.15	-3.35	0.41
Fortaleza - CE	1700.40	0.69	-4.95	-1.61	0.53	0.58
Porto Nacional - TO	1912.40	6.74	3.32	6.24	5.28	5.28
Campo Grande - MS	1743.99	13.67	9.48	12.92	12.46	12.46
Rio de Janeiro - RJ	1562.70	13.40	7.93	11.72	13.40	12.95
Curitiba - PR	1134.58	20.97	15.83	20.36	20.64	19.40
Santa Maria - RS	1551.26	15.12	6.51	11.04	15.12	15.12

Fonte: Autoria própria.

E representam-se esses dados na Figura 31. Nota-se que quanto maior o aproveitamento no inverno, menor é a obtenção anual

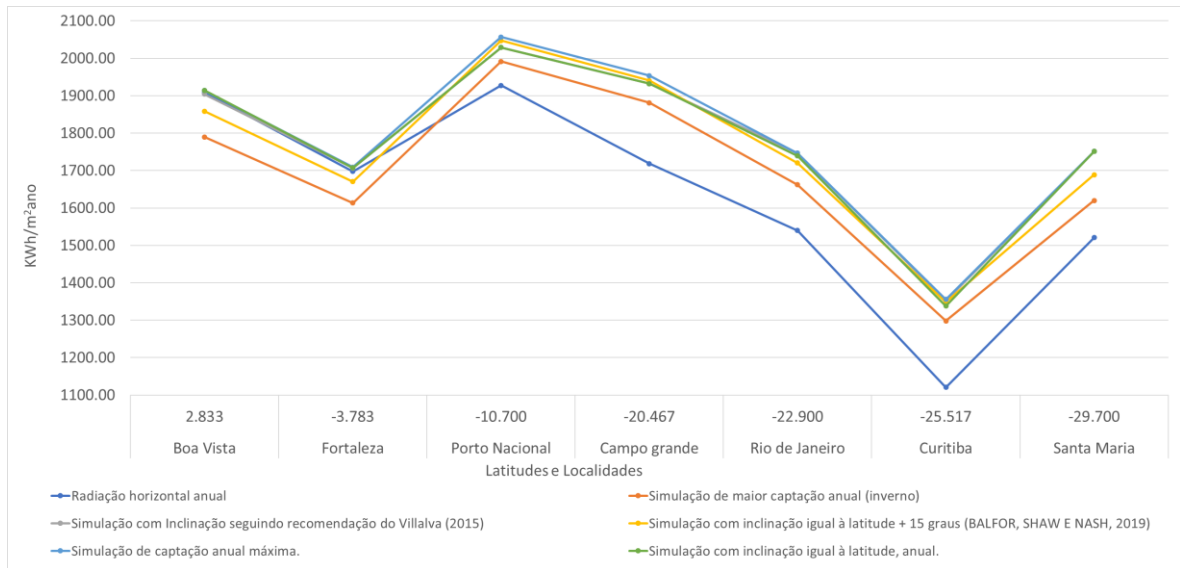
Figura 33 – Porcentagens de acréscimos na captação anual, nas cidades pesquisadas, otimizadas para o inverno.



Fonte: Autoria própria.

Por último, apresentam-se os resultados de todas as iterações representadas em kWh/m²ano na Figura 32. Nota-se que a simulação com inclinação recomendada pelo Villalva e igual à latitude se aproximam mais da simulação de captação máxima. Seguidos pelas simulações otimizadas para o inverno com a adição de mais 15 graus e da simulação de maior aproveitamento no inverno.

Figura 34 – Captação anual por localidade.



Fonte: Autoria própria.

6 CONCLUSÃO

De acordo com a literatura, ajustar a inclinação do plano com o ângulo numericamente igual à latitude e manter a direção para a linha do Equador, é o melhor e mais fácil método de otimizar a captação de raios solares, respeitando-se o mínimo de 10° de inclinação para que a limpeza da superfície se faça de forma natural pela chuva.

Para instalações maiores em que um aumento de algo em torno de 1,0% seja significativo, recomenda-se o uso da simulação apresentada neste trabalho. Para Curitiba, conseguiu-se na simulação, com dados reais, um aumento de 1,57% em comparação a uma orientação utilizando-se a latitude como inclinação. Como exemplo, no projeto da usina fotovoltaica “Condomínio Fotovoltaico Conerge” em Palmeira/PR, 82Km distante de Curitiba, a previsão de potência total prevista é de 293MW e considerando-se mais 1,57% pela otimização da orientação dos painéis, têm-se 4,6MW adicionados à produção dessa usina, que é um valor considerável.

Outro cenário, em que este trabalho pode ajudar, é na decisão entre duas possibilidades de se aproveitar áreas de uma futura instalação solar, como um telhado, para a colocação dos coletores solares. Verifica-se a direção e inclinação de cada superfície e, de acordo com a maior captação anual, escolhe-se a melhor alternativa através dos gráficos gerados neste trabalho.

Para outras áreas como na construção civil, a superfície em 90° pode ser orientada, consultando-se o gráfico da Figura 25, para a direção possível onde haja maior incidência solar para melhorar o conforto térmico ou, pelo contrário, para escolher uma alternativa de direção com menor incidência solar.

Para instalações de aquecimento solar de água, a mudança do ângulo para o maior aproveitamento no inverno, mostra um grande aumento como no caso de Curitiba, 57,46% no período de inverno e, utilizando essa orientação para a soma anual, consegue-se 15,83% de aumento comparado ao plano horizontal, porém, 5,14% menor que o ganho com a simulação original anual de 20,97%.

Notou-se um grande período de tempo, aproximadamente de 10 horas para cada execução do programa. Tal dificuldade pode servir como sugestão para uma melhora, utilizando-se outra linguagem de programação ou a implementação do

algoritmo evolutivo genético por exemplo. Outra sugestão para trabalhos futuros, é embutir o ajuste da escala dos gráficos no próprio programa, eliminando o auxílio da planilha eletrônica e desenvolver um aplicativo dessa simulação para aparelhos móveis.

REFERÊNCIAS

AHMAD, M. J.; TIWARI, G. N. Optimization of tilt angle for solar collector to receive maximum mediation. **The Open Renewable Energy Journal**, New Delhi, India, p. 19-24, February 2009.

BALFOR, J.; SHAW, M.; NASH, N.. Introdução ao Projeto de Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro: LTC, 2019. p. 254.

BENGHANEM, M. Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia. **Applied Energy - Elsevier**, Madinah, Saudi Arabia, n. 88, p. 1427-1433, November 2011.

BENITO, T. P. Práticas de energia solar fotovoltaica. 1º. ed. Porto, Portugal: Publindústria Edições Técnicas, v. 1, 2011. Cap. 2, p. 110.

ÇENGEL, Y. A.; GHAJAR, A. J. **Transferência de Calor e Massa: uma abordagem prática**. 4ª. ed. Porto Alegre: AMGH Editora LTDA, v. 1, 2012.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Process**. 3ª. ed. Madison: Wiley, 2006. 907 p.

FADEL PENICHE, F.; TEM PASS, G.; OLIVEIRA MELLO, L. B. ANÁLISE DE DADOS DE RADIAÇÃO SOLAR NA REGIÃO DE CURITIBA PARA APROVEITAMENTO ENERGÉTICO. Curitiba: [s.n.], 2016.

FREITAS, S. S. A. **Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos**. Instituto Politécnico de Bragança. Bragança, p. 104. 2008.

GOSWAMI, D. Y.; KREITH, F.; KREIDER, J. **Principles of solar engineering**. 3ª. ed. Boca Raton: CRC Press, v. 1, 2014. 765 p.

GULIN, M.; VASAK, M.; BAOTIC, M. Estimation of the global solar irradiance on tilted surfaces. **ENHEMS-Buildings -- Enhancement of Research, Development and Technology Transfer Capacities in Energy Management Systems for Buildings**, Croácia, 2013.

IBGE. **Diretoria de Pesquisas, Coordenação de Trabalho e Rendimento, Pesquisa de Orçamentos Familiares 2008-2009..** IBGE. [S.I.]. 2008, 2009.

KALOGIROU, S. **Engenharia de energia solar, processos e sistemas**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016. 864 p.

MAIA, N. B. **O caminho para a Física Quântica**. 1º. ed. São Paulo: Livraria da Física, v. 1, 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2018**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, p. 249. 2018.

PEREIRA, E. B. et al. Atlas brasileiro de energia solar. **CPTEC/INPE**, São José dos Campos, 2006. ISSN 85-17-00030-7; 978-85-17-00030-0. Disponível em: <http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf>. Acesso em: 18 outubro 2018.

SAUAIA, R. L. **Energia Solar Fotovoltaica: Panorama, Oportunidades e Desafios**. ABSOLAR - Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Rio de Janeiro, p. 50. 2018.

SOLETROL INDÚSTRIA E COMÉRCIO LTDA. Sobre a empresa Soletrol Indústria e Comércio LTDA. **Soletrol Aquecedores Solares de Água**, 2015. Disponível em: <<http://www.soletrol.com.br/educacional/comofunciona.php>>. Acesso em: 20 Maio 2015.

SOLNIK, A. **A guerra do apagão: a crise de energia elétrica no Brasil**. 1º. ed. São Paulo: SENAC, v. 7, 2001.

SZOKOLAY, S. V. **Solar Geometry**. University of Queensland. Brisbane, Australia, p. 47. 2007.

TOMÉ, M. D. C. **Análise do impacto do chuveiro elétrico em redes de distribuição no contexto da tarifa horossazonal**. Campinas: [s.n.], 2014. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/259504/1/Tome_MauriciodeCastro_M.pdf>.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 2ª. ed. São Paulo: Érica/Saraiva, v. 1, 2015.

WARM PLACAS FOTOVOLTAICAS, 2015. Disponível em: <<http://wplacafotovoltaicas.blogspot.com/2015/10/saiba-mais.html>>. Acesso em: 9 novembro 2018.

WORLD BANK GROUP. Global Solar Atlas. **Global Wind Atlas / Energydata.info**, 2019. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/downloads/brazil>>. Acesso em: 2019.

APÊNDICE A – Programa implementado no Matlab

```

%Programa para cálculo da inclinação do coletor com maior captação durante
%o ano. Rb calculado depois do amanhecer e antes do pôr do Sol.
%Inicialização de variáveis
Campeao = 0; B = 0; Dia = 0; h = 0; T = 0; Rb = 0; Lat=0; Amostras = 0; MelhorGrau
= 0; CampeaoOriginal = 0; AcumuladoOriginal = 0; DirecaoZ = 0; TotalHorizontal = 0;
%Escolha da Cidade
disp('Escolha o número da localidade: 1-Curitiba 1975, 2-Curitiba 1999, 3-Curitiba
2000, 4-Curitiba 2001, ');
disp('5-Boa Vista 1975, 6-Boa Vista 1999, 7-Boa Vista 2000, 8-Boa Vista 2001, ');
disp('9-Santa Maria 1975, 10-Santa Maria 1999, 11-Santa Maria 2000, 12-Santa Maria
2001, ');
disp('13-Campo Grande 1975, 14-Campo Grande 1999, 15-Campo Grande 2000, 16-
Campo Grande 2001, ');
disp('17-Fortaleza 1975, 18-Fortaleza 1999, 19-Fortaleza 2000, 20-Fortaleza 2001, ');
disp('21-Porto Nacional 1975, 22-Porto Nacional 1999, 23-Porto Nacional 2000, 24-
Porto Nacional 2001, ');
Cidade = input('25-Rio de Janeiro 2001: ');
switch Cidade
    case 1
        L = -25.517;
        filename = 'C:\Curitiba1975.xls';
        A = xlsread(filename);
    case 2
        L = -25.517;
        filename = 'C:\Curitiba1999.xls';
        A = xlsread(filename);
    case 3
        L = -25.517;
        filename = 'C:\Curitiba2000.xls';
        A = xlsread(filename);
    case 4
        L = -25.517;
        filename = 'C:\Curitiba2001.xls';
        A = xlsread(filename);
    case 5
        L = 2.833;
        filename = 'C:\BoaVista1975.xlsx';
        A = xlsread(filename);
    case 6
        L = 2.833;
        filename = 'C:\BoaVista1999.xlsx';
        A = xlsread(filename);
    case 7
        L = 2.833;
        filename = 'C:\BoaVista2000.xlsx';
        A = xlsread(filename);
    case 8
        L = 2.833;

```

```
filename = 'C:\BoaVista2001.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 9
L = -29.7;
filename = 'C:\SantaMaria1975.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 10
L = -29.7;
filename = 'C:\SantaMaria1999.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 11
L = -29.7;
filename = 'C:\SantaMaria2000.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 12
L = -29.7;
filename = 'C:\SantaMaria2001.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 13
L = -20.467;
filename = 'C:\CampoGrande1975.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 14
L = -20.467;
filename = 'C:\CampoGrande1999.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 15
L = -20.467;
filename = 'C:\CampoGrande2000.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 16
L = -20.467;
filename = 'C:\CampoGrande2001.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 17
L = -3.783;
filename = 'C:\Fortaleza1975.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 18
L = -3.783;
filename = 'C:\Fortaleza1999.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 19
L = -3.783;
filename = 'C:\Fortaleza2000.xlsx';
A = xlsread(filename);
case 20
L = -3.783;
filename = 'C:\Fortaleza2001.xlsx';
A = xlsread(filename);
```

```

case 21
    L = -10.7;
    filename = 'C:\PortoNacional1975.xlsx';
    A = xlsread(filename);
case 22
    L = -10.7;
    filename = 'C:\PortoNacional1999.xlsx';
    A = xlsread(filename);
case 23
    L = -10.7;
    filename = 'C:\PortoNacional2000.xlsx';
    A = xlsread(filename);
case 24
    L = -10.7;
    filename = 'C:\PortoNacional2001.xlsx';
    A = xlsread(filename);
case 25
    L = -22.9;
    filename = 'C:\RiodeJaneiro2001.xlsx';
    A = xlsread(filename);
end
%Início da verificação do ângulo Z de 0 até 360 graus.
for Z = 0:1:360
    %Início da verificação do ângulo B de 0 até 90 graus.
    for B = 0:1:90
        AcumuladoGeral = 0;
        Acumulado = 0;
        Soma = 0;
        w1 = 0;
        w2 = 0;
        w = 0;
        T = 0;
        Rb=0;
        Amostras = 0;
        %...para os 365 dias do ano.
        ContadordeLinha = 0;
        for Dia = 1:1:365
            for Hora = 1:1:24
                T = -23.45 * (sind((360)*((284+Dia)/365)));
                w = (acosd(-tand(L)*tand(T)))/15;
                w1 = 12 - (floor(w));
                w2 = 12 + (floor(w));
                ContadordeLinha = ContadordeLinha + 1;
                m = (((sind(T)*sind(L)*cosd(B))
(sind(T)*cosd(L)*sind(B)*cosd(Z)))*((1/180)*(w2-
w1)*pi))+(((cosd(T)*cosd(L)*cosd(B)+cosd(T)*sind(L)*sind(B)*cosd(Z)))*(sind(w2)-
sind(w1)))-(((cosd(T)*sind(B)*sind(Z))*((cosd(w2)-cosd(w1)))));
                n = (((cosd(L)*cosd(T))*(sind(w2)-
sind(w1)))+((sind(L)*sind(T))*((1/180)*(w2-w1)*pi)));
                Rb = m/n;
            end
        end
    end
end

```



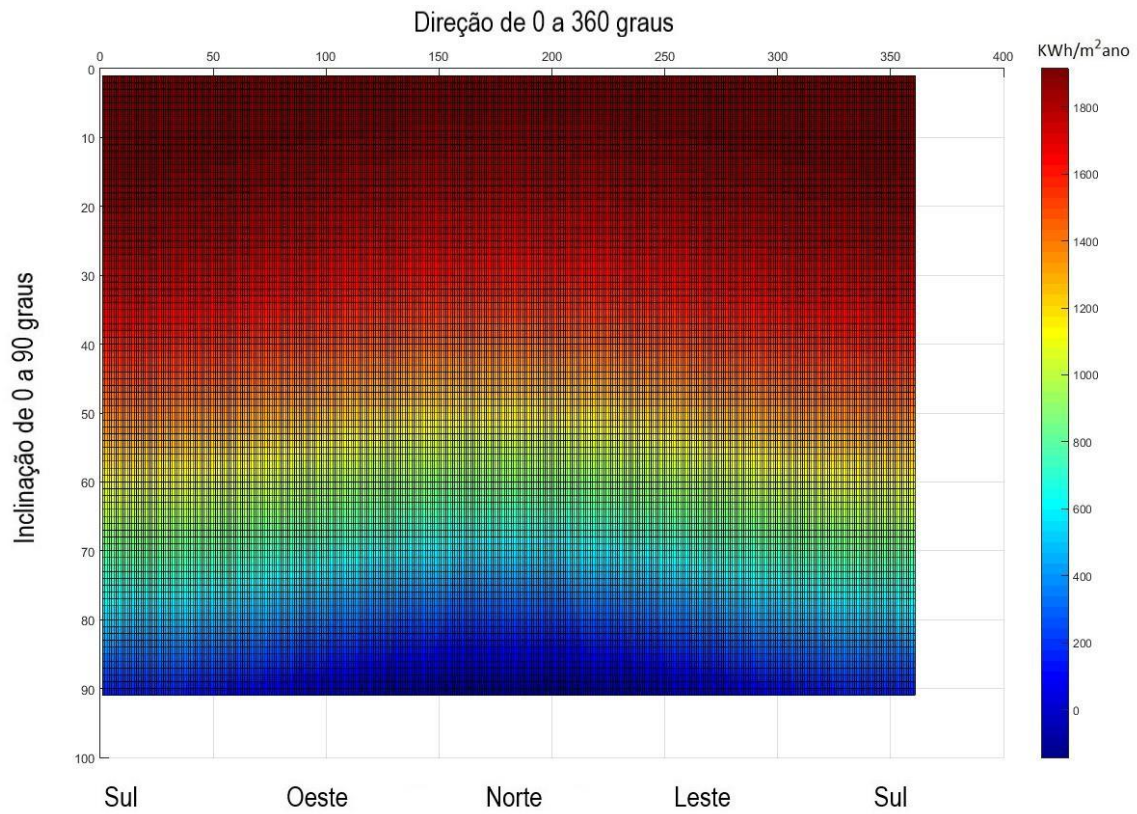
```

if Rb<0
    Rb = (-1) * Rb;
    if (((A(ContadordeLinha,5))*Rb)) > 0 Amostras = Amostras + 1; end
    if (Hora >= w1) && (Hora <= w2)
        Amostras = Amostras + 1;
        Acumulado = (((A(ContadordeLinha,5))*Rb)) + Acumulado;
        AcumuladoGeral = (((A(ContadordeLinha,5)))) + AcumuladoGeral;
    end
else
    if (Hora >= w1) && (Hora <= w2)
        Amostras = Amostras + 1;
        Acumulado = (((A(ContadordeLinha,5))*Rb)) + Acumulado;
        AcumuladoGeral = (((A(ContadordeLinha,5)))) + AcumuladoGeral;
    end
end
end
end
end
AcumuladoOriginal = Acumulado;
Acumulado = ((Acumulado*3600)/(3600*1000));
Y(Z+1,B+1) = (Acumulado);
if Acumulado >= Campeao
    Campeao = Acumulado; CampeaoOriginal = AcumuladoOriginal;
    MelhorGrau = B; DirecaoZ = Z;
end
end
X = ['A maior captação será conseguida com ', num2str(MelhorGrau), ' graus de
inclinação.'];
disp(X);
disp(CampeaoOriginal);
disp(Campeao);
X = ['Direção Z: ', num2str(DirecaoZ), ' graus'];
disp(' ');
disp(AcumuladoGeral);

```

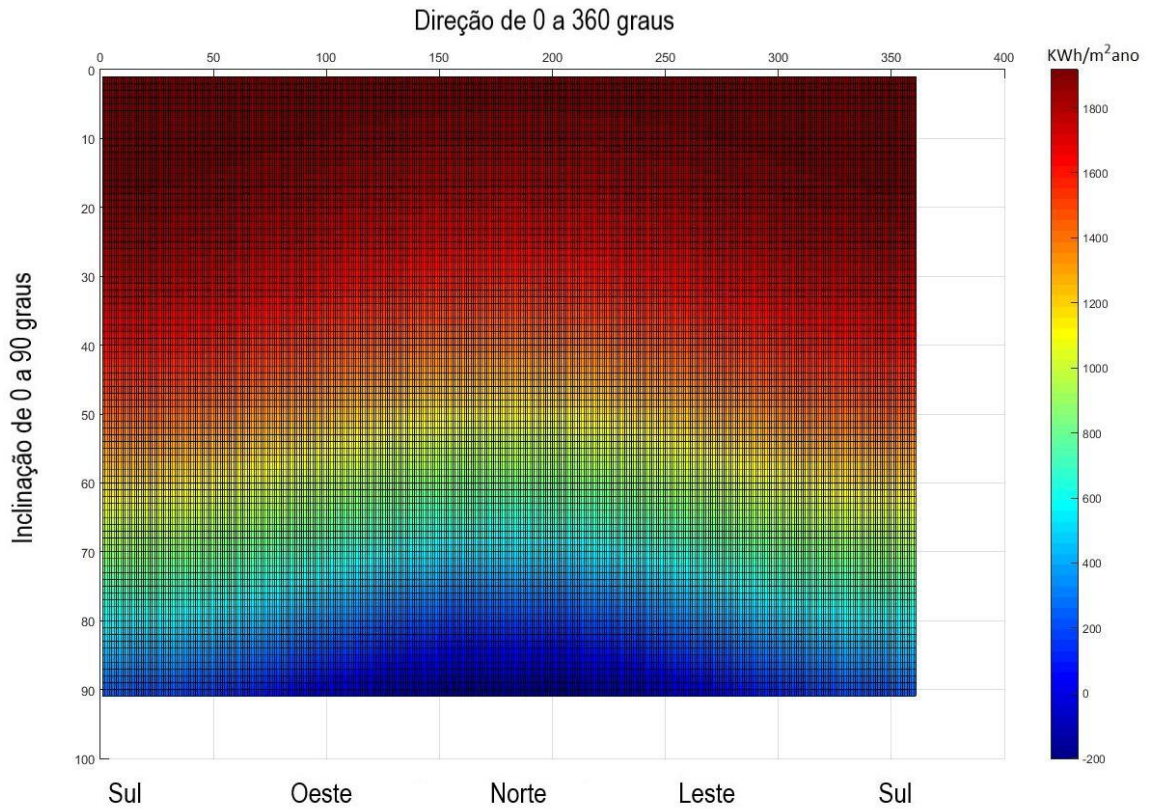
APÊNDICE B – Diagramas das localidades estudadas

Figura 35 – Simulação dos dados de Boa Vista – RR, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = 2,833. Declinação solar positiva.



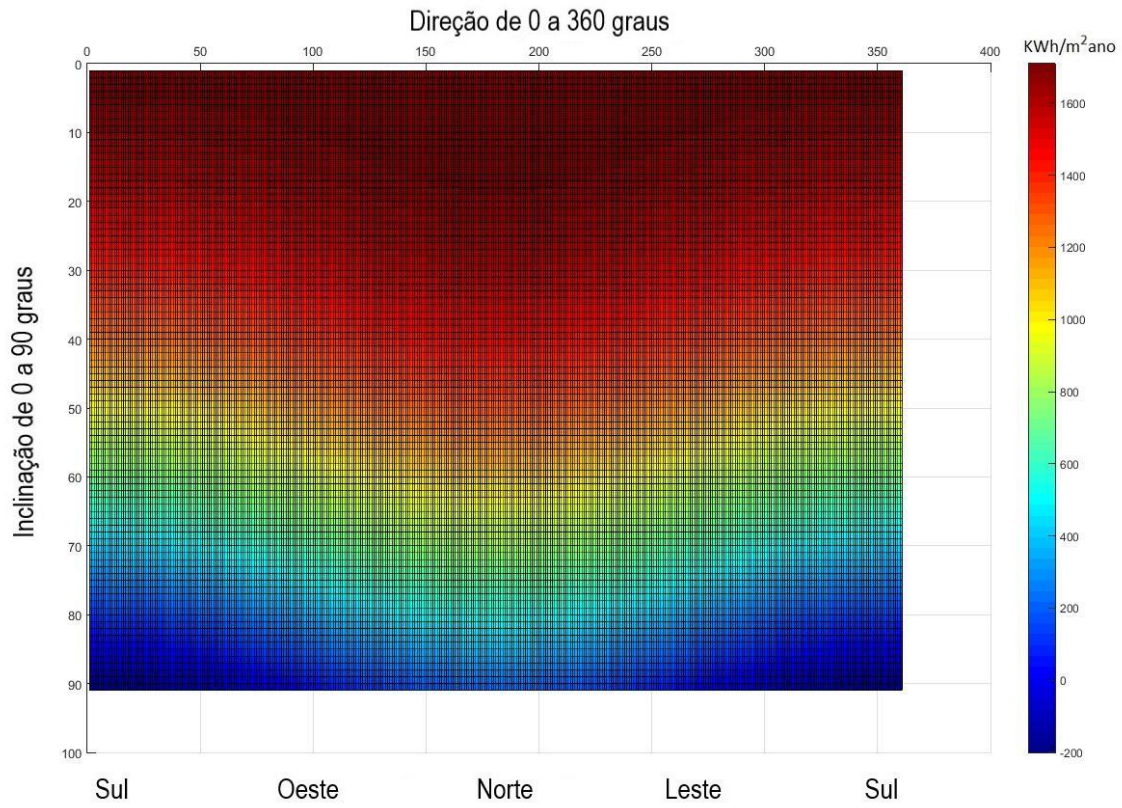
Fonte: Autoria própria.

Figura 36 – Simulação dos dados de Boa Vista – RR, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = 2,833. Declinação solar negativa.



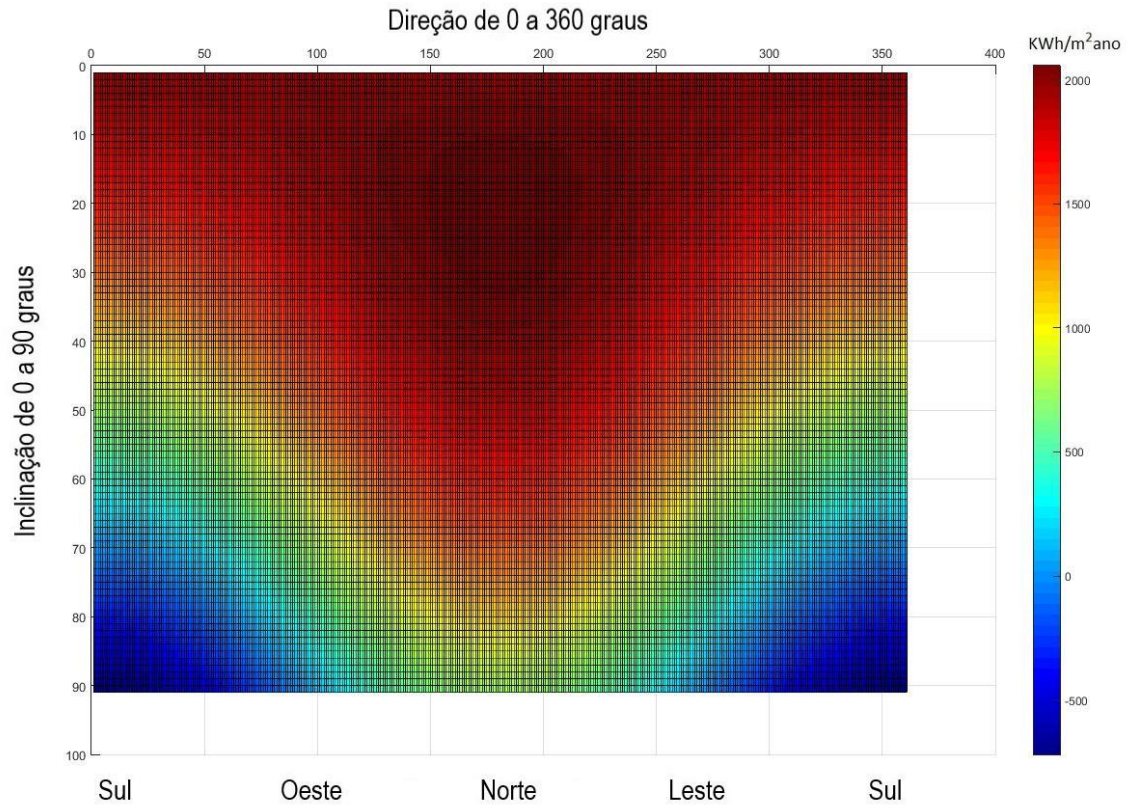
Fonte: Autoria própria.

Figura 37 – Simulação dos dados de Fortaleza - CE, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = -3,783..



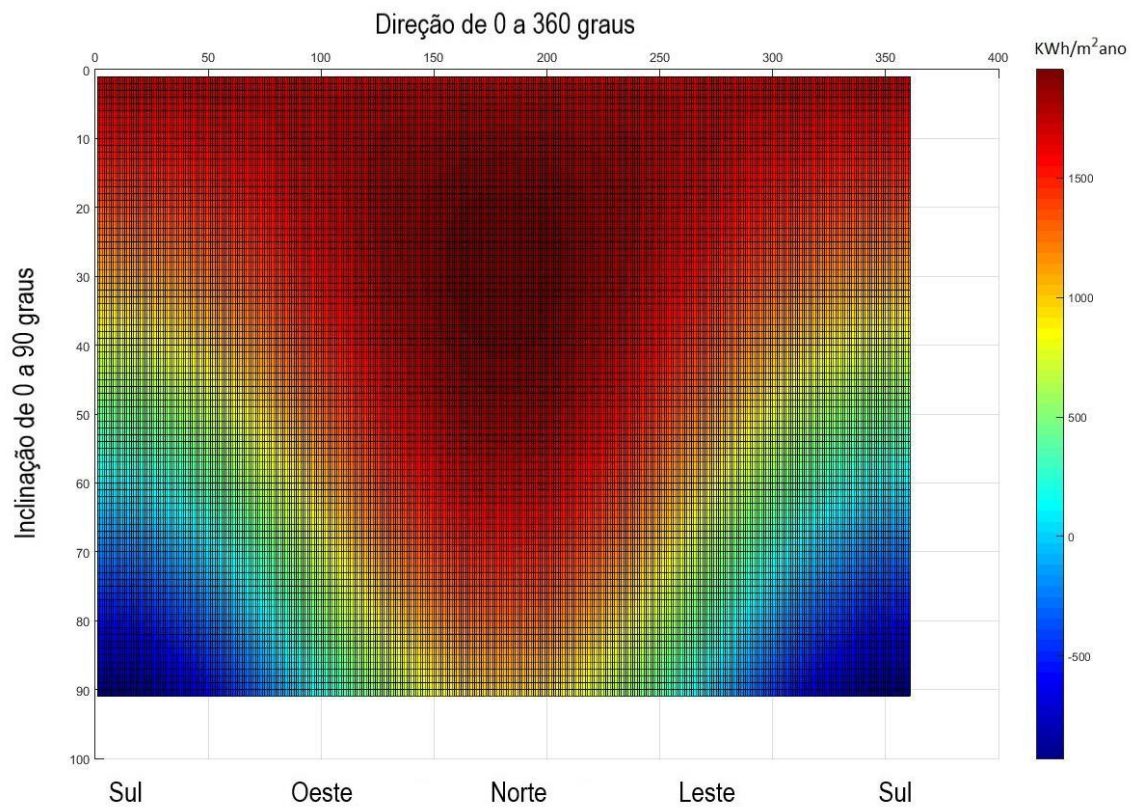
Fonte: Autoria própria.

Figura 38 – Simulação dos dados de Porto Nacional - TO, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = -10,70..



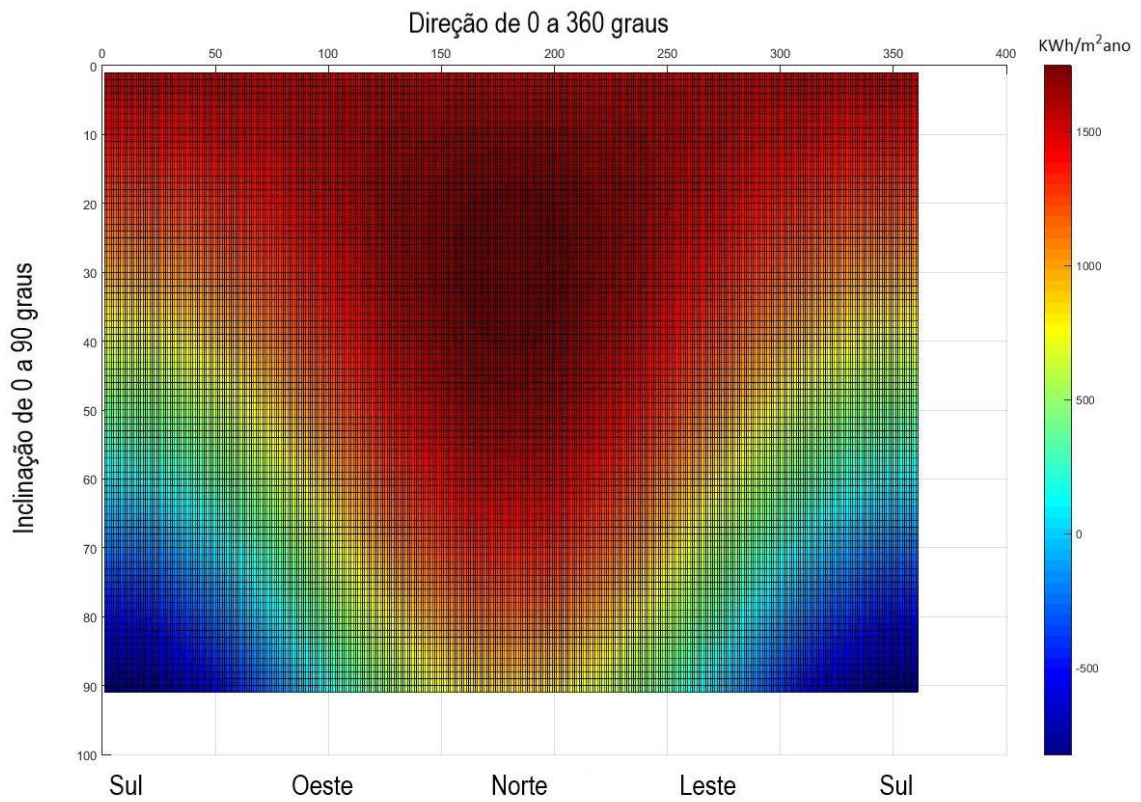
Fonte: Autoria própria.

Figura 39 – Simulação dos dados de Campo Grande - MS, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = -20,47..



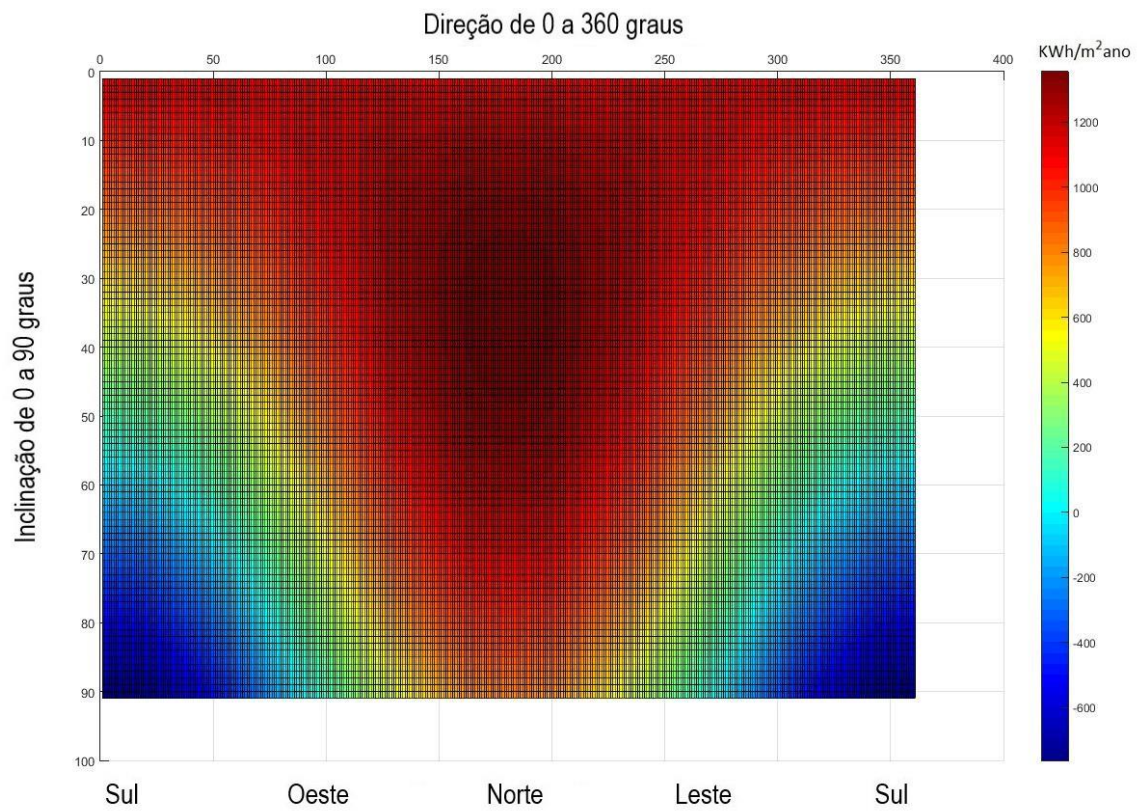
Fonte: Autoria própria.

Figura 40 – Simulação dos dados de Rio de Janeiro - RJ, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = -22,90.



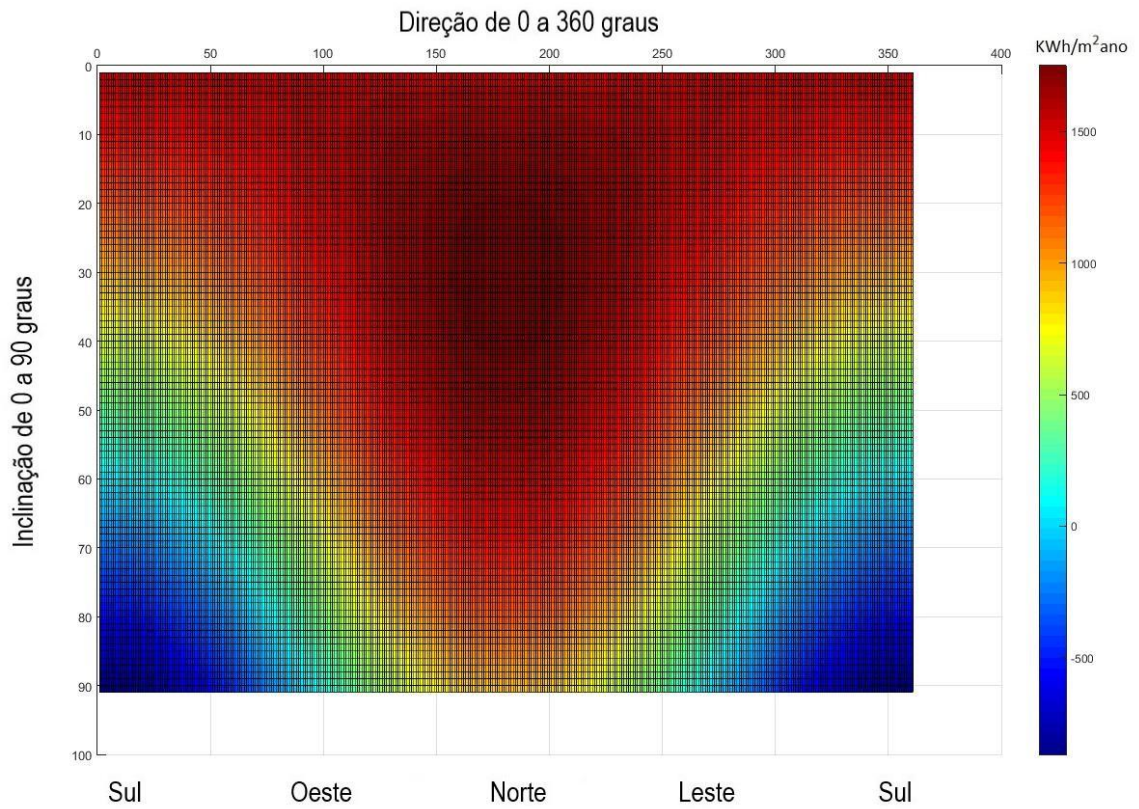
Fonte: Autoria própria.

Figura 41 – Simulação dos dados de Curitiba - PR, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = -25,52.



Fonte: Autoria própria.

Figura 42 – Simulação dos dados de Santa Maria - RS, de 2001, direção, inclinação e radiação ao ano (KWh/m²ano). Latitude = -29,70.



Fonte: Autoria própria.