

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCAS LUAN DA FONSECA STANQUEVISKI

**DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DA VIABILIDADE DA IMPLANTAÇÃO DE UM
SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS DA UTFPR - PATO
BRANCO**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

PATO BRANCO

2016

LUCAS LUAN DA FONSECA STANQUEVISKI

**DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DA VIABILIDADE DA
IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO
FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS DA UTFPR - PATO BRANCO**

Trabalho de Conclusão de Curso de graduação, apresentado à disciplina de Trabalho de Conclusão de Curso 2, do Curso de Engenharia Elétrica da Coordenação de Engenharia Elétrica–COELT – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, Câmpus Pato Branco, como requisito parcial para obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Ms. Géremi Gilson Dranka.

PATO BRANCO

2016

TERMO DE APROVAÇÃO

O trabalho de Conclusão de Curso intitulado **DIMENSIONAMENTO E ANÁLISE DA VIABILIDADE DA IMPLANTAÇÃO DE UM SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO CÂMPUS DA UTFPR - PATO BRANCO**, do aluno **LUCAS LUAN DA FONSECA STANQUEVISKI** foi considerado **APROVADO** de acordo com a ata da banca examinadora N° **92** de 2016.

Fizeram parte da banca os professores:

Prof. Ms. Géremi Gilson Dranka (orientador)

Prof. Ms. César Augusto Portolann

Prof. Dr. Marcelo Trentin

DEDICATÓRIA

A minha mãe Josete (*in memoriam*), que sempre esteve ao meu lado me apoiando durante todo o tempo possível.

À minha vó Eloir e minhas tias Conceição e Lurdes pela incansável paciência para aturar minhas reclamações

À minha família por sempre estar presente em todos os momentos, sejam eles tristes ou alegres.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me dar saúde e força para seguir o caminho que me trouxe até aqui.

A todos os meus professores do curso de Graduação em Engenharia Elétrica, em especial ao meu orientador Prof. Géremi Gilson Dranka pela paciência e orientação para que esse trabalho fosse realizado.

A minha irmã Francieli pelo apoio e o tempo que disponibilizou para me ajudar com traduções.

Gostaria de agradecer também a todos os meus amigos em especial a Phillip Martins, Vitor Bortoloto, Vilmar Simionatto, Diego Dias Pinheiro, Fabrício Ferrari e Carlos Lustosa Lopes, Fernando Pessi e Matheus Geron que tive a sorte de ir encontrando pela vida e que estiveram presentes nos momentos de alegrias e tristezas.

RESUMO

STANQUEVISKI, Lucas Luan Fonseca. **Dimensionamento e Análise da Viabilidade da Implantação de um Sistema de Microgeração Fotovoltaica no Câmpus da UTFPR - Pato Branco. 2015.** 94 p. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2016.

A energia solar fotovoltaica é uma das mais promissoras fontes de energia renováveis, uma vez que - na última década - tem tido um enorme crescimento a nível mundial através de diversos benefícios governamentais, os quais incentivaram a instalação desses sistemas, além da redução dos custos da tecnologia. Nesse contexto, este trabalho tem como principal objetivo realizar um estudo do dimensionamento e análise da viabilidade da implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica no câmpus da UTFPR - Pato Branco. O trabalho apresenta, inicialmente, o estado da arte da tecnologia fotovoltaica e perspectivas de desenvolvimento. Na sequência são apresentadas as principais diferenças entre sistemas isolados e sistemas conectados à rede elétrica, sendo esta última configuração utilizada no projeto proposto. Ademais, a área escolhida para a alocação dos painéis fotovoltaicos foi determinada considerando aspectos técnicos e econômicos relacionados à estrutura existente. Para finalizar, o trabalho apresenta ainda uma análise simplificada da viabilidade econômico financeira do sistema proposto.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Energia Solar Fotovoltaica, Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico, Viabilidade Econômica.

ABSTRACT

STANQUEVISKI, Lucas Luan Fonseca. **Analysis of the Viability of the Implantation of a Solar Micro-generated System in the campus of the UTFPR - PB. 2015.** 94 p. Monograph (Graduation in Electric Engineering) - Federal Technological University of Paraná. Pato Branco, 2016.

The solar energy photovoltaic is one of the most promising ways of renewable energy, once that – in the last decade – it has had an enormous increase worldwide through several governmental benefits, which motivated the installation of these systems, beyond of the cost-cutting of technology. In this context, this paper has as main objective accomplish a study about the sizing and an analysis about the viability of the implantation of a photovoltaic microgeneration system at the UTFPR – Pato Branco campus. The paper presents, initially, the photovoltaic technology state of art and development perspectives. In the sequence are present the main differences between isolated systems and connected systems to the electrical grid, being the latter configuration used in the proposed project. Besides, the chosen area for the allocation of the photovoltaic panels was determined considering technician and economic aspects related to the existing structure. To finalize, the paper still presents a simplified analysis about the economic and financial viability of the proposed system.

Key-words: Renewable Energy, Photovoltaic Solar Energy, Sizing of the Photovoltaic System, Economical Viability.

LISTA DE SIGLAS

APAC	<i>Asia Pacific</i>
BEN	Balanço Energético Nacional
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CRESEB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
IGH	Irradiação Global Incidente
IL	Índice de Lucratividade
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NOCT	<i>Nominal Operation Cell Temperature</i>
NSP	Número de Horas de Sol Pleno
PB	<i>Payback</i>
ROI	Retorno Sobre Investimento
SAVEPI	Análise de Viabilidade Econômica do Projeto de Investimento
TIR	Taxa Interna de Retorno
UTFPR	Universidade Tecnológica Federal do Paraná
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Repartição da oferta interna de energia.....	14
Figura 2 - Capacidade global instalada de energia fotovoltaica até o ano de 2013 em MW.....	20
Figura 3 - Potência Instalada por continente ano de 2013 (MW).	20
Figura 4 - Efeito Fotovoltaico.....	23
Figura 5 - Conexão de um módulo fotovoltaico de 24 células.....	24
Figura 6 - Associação em série de n módulos fotovoltaicos.....	24
Figura 7 - Associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.....	25
Figura 8 - Ângulo da declinação solar δ	26
Figura 9 - Representação dos ângulos I.	27
Figura 10 - Representação dos ângulos II.	27
Figura 11 - Efeitos do sombreamento na curva I-V.	29
Figura 12 - Curva Característica I-V e curva P-V de um módulo fotovoltaico.	31
Figura 13 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico para 25°C, 33°C e 52°C.....	32
Figura 14 - Sistema Fotovoltaico e seus principais componentes.....	33
Figura 15 - Sistema fotovoltaico isolado para carga CC e CA.....	34
Figura 16 - Sistema conectado à rede.	35
Figura 17 - Compensação de energia.	39
Figura 18 - Exemplo de um Sistema Conectado à Rede.	40
Figura 19 - Tipos de inversores classificados com o princípio de funcionamento.	41
Figura 20 - Acesso à Rede de Distribuição de Energia.	45
Figura 21 - Ângulo de inclinação ideal para os módulos fotovoltaicos.	51
Figura 22 - Fluxograma simplificado para o projeto de um sistema fotovoltaico.	55
Figura 23 - Vista aérea do câmpus UTFPR-PB.....	57
Figura 24 - Estrutura do telhado bloco HIJ UTFPR-PB.....	58
Figura 25 - Planta Baixa UTFPR-PB, bloco HIJ e Entrada de Energia.	58
Figura 26 – Detalhe da estrutura da cobertura do bloco HIJ.....	59
Figura 27 – Ângulo Original da Estrutura do Telhado do Bloco HIJ.	60
Figura 28 – Interface Gráfica do <i>software</i> Radasol 2.	61
Figura 29 - Ângulo Ideal Sugerido pelo <i>Software</i> Radasol2	62
Figura 30 - Radiação Solar para a Orientação Norte.	64

Figura 31 - Radiação Solar para a Orientação Leste.	65
Figura 32 - Dimensões do Bloco HIJ.	66
Figura 33 - Área disponível do bloco H.	67
Figura 34 - Vista aérea da instalação dos módulos fotovoltaicos.	68
Figura 35 - Projeção da Cobertura blocos H.	68
Figura 36 - Estrutura cobertura bloco HIJ	70
Figura 37 - Triângulos retângulos.	71
Figura 38 - Radiação Solar sobre a Cobertura bloco HIJ em diversas horas do dia.	72
Figura 39 - Distância entre os Módulos Fotovoltaicos.	74
Figura 40 - Esquema de conexão do arranjo fotovoltaico.	75
Figura 41 - Energia Mensal Produzida com Orientação Leste.	82
Figura 42 - Energia Mensal Produzida com Orientação Norte.	84
Figura 43 - Energia Mensal Produzida para o ângulo de 22°.	85
Figura 44 - Dados dos módulos Fotovoltaicos	90

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Empreendimento em Operação (ANEEL 2015).	21
Tabela 2 - Empreendimentos com construção não iniciada (ANEEL 2015).	21
Tabela 3 – Subdivisão do grupo consumidor A.	36
Tabela 4 - Subdivisão do grupo consumidor B.	37
Tabela 5 - Especificações técnicas para um inversor de potência.	43
Tabela 6 - Perdas devido a orientação dos módulos fotovoltaicos.	51
Tabela 7 - Recomendação do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico.	51
Tabela 8 - Dados de Latitude e Longitude da cidade de Pato Branco PR.	59
Tabela 9 - Dados radiação solar para localidades próximas a cidade de Pato Branco - PR.	61
Tabela 10 - Inclinações utilizadas para as comparações.	63
Tabela 11 - Dados de Radiação Solar Orientado para o Norte.	63
Tabela 12 - Dados de Radiação Solar Orientado para o Leste.	64
Tabela 13 - Característica do inversor <i>grid - tie</i>	70
Tabela 14 - Orçamento Para o Sistema Fotovoltaico	77
Tabela 15 - Tarifa Verde para o Grupo Consumidor A4.	78
Tabela 16 - Histórico de reajustes da COPEL.	79
Tabela 17 - <i>Payback para o sistema fotovoltaico orientado para o Leste com inclinação de 37°</i>	80
Tabela 18 - <i>payback sistema fotovoltaico orientado para o Norte com inclinação de 37°</i>	81
Tabela 19 - Energia Gerada Orientação Leste.	82
Tabela 20 - Energia Gerada Orientação Norte.	83
Tabela 21 - Energia Gerada para o ângulo de 22°.	85
Tabela 22 - Energia Consumida pela UTFPR no período de um ano.	86

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1 MOTIVAÇÃO.....	16
1.2 OBJETIVO GERAL	17
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
1.4 MÉTODOS DE PESQUISA.....	17
2. ESTADO DA ARTE.....	19
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO	19
2.2 A RADIAÇÃO SOLAR E O EFEITO FOTOVOLTÁICO	22
2.3 FORMAS DE CONEXÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO	23
2.3.1 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO	24
2.3.2 ÂNGULOS	26
2.4 EFEITO DE SOMBREAMENTO	28
2.5 CARACTERÍSTICAS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO	29
2.5.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO	30
2.5.2 CURVA CARACTERÍSTICA I-V	30
3. CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	33
3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS	34
3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE.....	35
3.3 ESTRUTURA REGULATÓRIA.....	36
3.3.1 TIPOS DE TARIFAÇÃO E GRUPOS CONSUMIDORES	36
3.3.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL.....	37
3.3.3 <i>NET-METERING</i> E <i>GROSS-METERING</i>	38
3.4 CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES	41
3.5 PROCEDIMENTO DE ACESSO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO	45
4. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (<i>ON-GRID</i>).....	46
4.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR DO LOCAL	46

4.2	ESTIMATIVA DA CURVA DE CARGA.....	48
4.3	LOCAL DA INSTALAÇÃO.....	50
4.4	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	50
4.5	DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	52
4.6	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	53
4.7	ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA	53
4.8	FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO PARA O PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	55
5.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
5.1	AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR E DETERMINAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	57
5.2	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	66
5.3	DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA O BLOCO H.....	69
5.4	DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR.....	69
5.5	EFEITO DE SOMBREAMENTO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	70
5.5.1	Cálculo da distância entre os módulos fotovoltaicos para evitar sombreamento	73
5.6	EFICIÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPOSTO	74
5.7	ORÇAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPOSTO.....	76
5.8	ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO.....	77
5.8.1	Análise da Energia Gerada Mensal Média	81
6.	CONCLUSÕES	87
	ANEXO I.....	89
	REFERÊNCIAS.....	91

1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda de energia elétrica é um processo natural e irreversível originário principalmente do crescimento populacional, da busca de melhor qualidade de vida das populações e na democratização da oferta de energia elétrica (RIOS, 2006). É importante ressaltar que embora a energia elétrica não seja diretamente um recurso natural, sua produção requer a disponibilidade de recursos naturais como: água, sol, vento, ondas de marés, biomassa, entre outros (LIMA, 2006).

As fontes de energia renováveis são aquelas capazes de fornecer energia através de recursos naturais capazes de se regenerar, sendo considerados inesgotáveis. Alguns exemplos de recursos naturais renováveis são a água, o sol e o vento (FARIA, 2012).

Em 2013, a participação de renováveis na Matriz Energética Brasileira manteve-se entre as mais elevadas do mundo, representando 41,1% do montante total de energia produzida no país, o que representa uma pequena redução comparada ao ano de 2012, em que esse percentual foi de 42,3%, devido à menor oferta de energia hidráulica (EPE, 2014). Na Figura 1, pode-se observar como está disposta a repartição da oferta interna de energia elétrica, a partir de fontes renováveis.

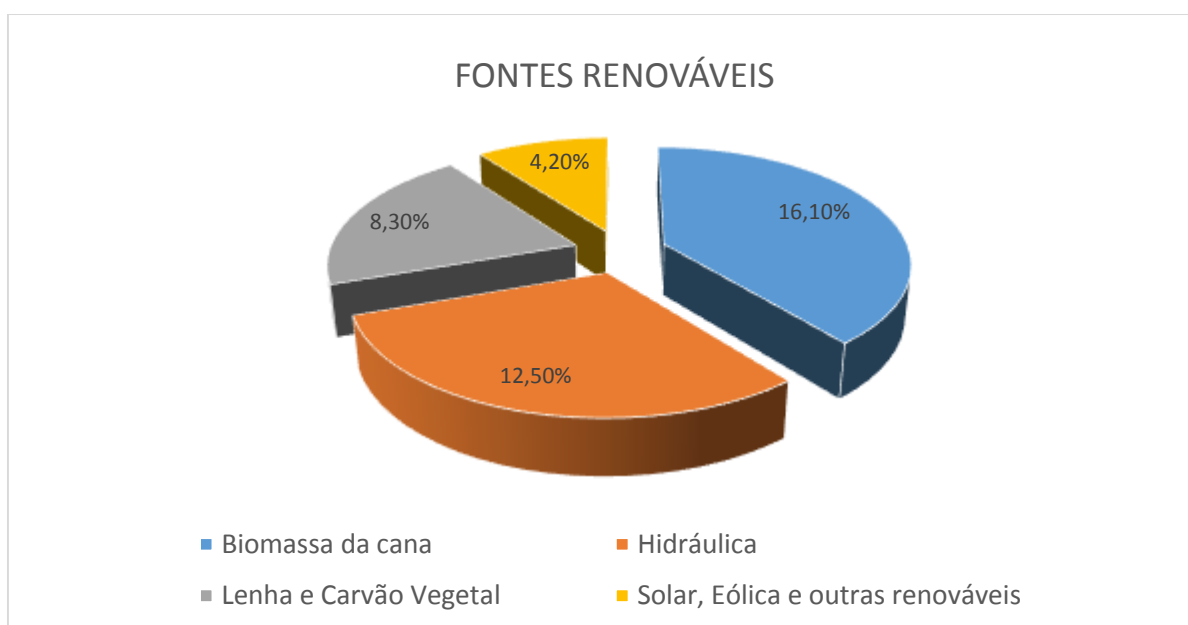


Figura 1–Repartição da oferta interna de energia
Fonte: Adaptado de BEN (2014)

No Brasil, a geração de energia elétrica é realizada convencionalmente por grandes centrais elétricas que normalmente situam-se afastadas dos grandes centros consumidores e normalmente são interligadas através de longas linhas de transmissão. Essa configuração é conhecida como geração centralizada (GC) de energia (RODRÍGUEZ, 2002).

Por outro lado, a partir da década de 90, sobretudo devido aos avanços tecnológicos, a eficiência dos pequenos geradores aumentou significativamente em relação às unidades de geração de grande porte. Com isso, proporcionou-se a instalação de pequenas unidades de geração em regiões mais próximas aos consumidores, ao invés de acumular a geração de energia em grandes usinas hidrelétricas e termelétricas que, na maioria das vezes, estão distantes dos centros de consumo (DRANKA, 2014). Essa nova configuração é denominada de geração distribuída (GD) de energia (FERNANDES, 2012). A descentralização da produção promovida pela inserção de unidades de geração distribuída tem a vantagem adicional de fornecer eletricidade às comunidades isoladas, que podem gerar sua própria energia por meio de sistemas fotovoltaicos, por exemplo (EREC, 2010).

Dentre as principais tecnologias de geração distribuída de pequeno porte destaca-se a geração fotovoltaica. As previsões de longo prazo indicam que esta tecnologia é a que se apresenta como a mais promissora em termos de inserção na matriz elétrica nacional (DEA, 2014).

Além disso, em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituiu a resolução normativa nº 482 que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012). Uma das formas de geração de energia elétrica a qual essa resolução se destina é a geração fotovoltaica, que utiliza a energia proveniente do sol para a produção de energia elétrica.

1.1 MOTIVAÇÃO

A tendência natural de um país é aumentar o consumo de energia elétrica ao longo dos anos. Essa tendência tem sido verificada no Brasil e aliada a problemas de abastecimento, reforça a preocupação sobre as formas de redução do consumo de energia elétrica. Além disso, devido às condições hidrológicas desfavoráveis observadas ao longo dos últimos anos, verificou-se uma redução da oferta de energia hidráulica de modo que as termelétricas tiveram um papel significativo no suprimento de energia elétrica do país durante esses períodos (ANEEL, 2015).

Ressalta-se ainda que a partir de janeiro de 2015, entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias criado pela ANEEL. Nesse novo sistema tarifário são utilizadas três bandeiras: bandeira verde, amarela e vermelha, tendo a bandeira vermelha dois patamares 1 e 2, que indicarão se o custo da energia elétrica sofrerá acréscimos (ANEEL, 2015). A bandeira verde indicará que a fatura de energia elétrica não terá acréscimo. Se o custo do kWh estiver entre R\$ 200/MWh e R\$ 338,48/MWh a tarifa em vigor terá um acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 kWh consumidos e a bandeira tarifária que vigorará neste período será a bandeira amarela. Quando o custo da geração for superior a R\$ 388,48/kWh, a bandeira tarifária será a vermelha de patamar 1, que indicará que a fatura terá um aumento de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos e se as condições forem mais custosas de geração, entra em vigor a bandeira vermelha de patamar 2, que indicará um aumento de R\$ 4,50 para cada 1000 kWh consumidos (ANEEL, 2016).

Com base nas considerações apresentadas, optou-se pela análise da possibilidade de implantação de um sistema fotovoltaico no câmpus da UTFPR Pato Branco de modo a contribuir com o fornecimento de energia elétrica, já que os custos relacionados à energia elétrica consumida e com a demanda contratada aumentaram significativamente ao longo dos anos. Com isso, objetiva-se promover uma redução na fatura de energia elétrica do câmpus, além de contribuir com o meio ambiente.

1.2 OBJETIVO GERAL

O principal objetivo desse trabalho é realizar um estudo sobre a viabilidade técnico-econômica da implantação de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica na Universidade Tecnológica Federal do Paraná câmpus Pato Branco (UTFPR - PB).

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Realizar um estudo do perfil de consumo e demanda do local em que se pretende realizar o estudo.
2. Analisar o perfil de radiação solar do local.
3. Determinar o local de instalação do sistema fotovoltaico.
4. Determinar o valor de potência nominal do sistema fotovoltaico e a estimativa anual de energia gerada.
5. Análise da viabilidade econômica utilizando o método do Valor Presente Líquido (VPL).

1.4 MÉTODOS DE PESQUISA

Para se adquirir o embasamento teórico necessário para o desenvolvimento desse trabalho, inicialmente será realizado o levantamento bibliográfico referente ao tema proposto, sobretudo, utilizando referências de artigos técnicos, monografias, dissertações, teses, resoluções normativas e sites relacionados ao assunto.

Realizado o levantamento do referencial bibliográfico, será feita uma análise das referências obtidas, buscando assim as melhores fontes em relação ao tema proposto. Na sequência serão realizados estudos para obter o perfil de demanda e consumo da instituição, onde será levada em conta a potência instalada e as faturas de energia elétrica recentes.

Será realizada a análise do nível de radiação solar da devida instituição a fim de obter dados para que assim possa ser realizada a escolha do possível local onde será realizado o estudo para a instalação dos painéis fotovoltaicos.

Pretende-se ainda realizar um estudo sobre as características dos painéis fotovoltaicos disponíveis no mercado, analisando o custo benefício de diversos fabricantes.

Após obter o levantamento de dados, e levando em consideração as vantagens e desvantagens da utilização dos sistemas isolados e sistemas conectados à rede, será feita a escolha de qual sistema será mais viável para a implementação na instituição. Será utilizada a ferramenta do VPL de modo a determinar o tempo de retorno do investimento.

2. ESTADO DA ARTE

Neste capítulo será apresentado o estado da arte da energia solar, da sua história e o seu princípio de funcionamento. Também será abordado processos de conexão de módulos e possíveis aplicações.

A energia solar é considerada inesgotável, proveniente do sol, que é produzida através de reações nucleares, propagando-se através do espaço e incide sobre a superfície terrestre.

Existem duas formas principais de se aproveitar a energia solar, a primeira consiste na utilização de módulos fotovoltaicos para geração de energia elétrica, utilizando-se do efeito fotoelétrico, tendo como vantagem, por exemplo, a utilização dessa fonte de energia em lugares mais remotos, onde a conexão com a rede é de difícil acesso e em muitos casos economicamente inviáveis. A segunda forma é a geração térmica, que é o aproveitamento de energia sob forma de calor, normalmente utilizado para aquecimento de água.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E NO MUNDO

A geração de energia solar fotovoltaica é atualmente umas das fontes de geração que mais cresce no mundo. Com base nos dados mostrados na Figura 2, a capacidade instalada de energia fotovoltaica mundial cresceu 43,76% entre 2011 a 2012 e cerca de 36% nos anos de 2012 a 2013.

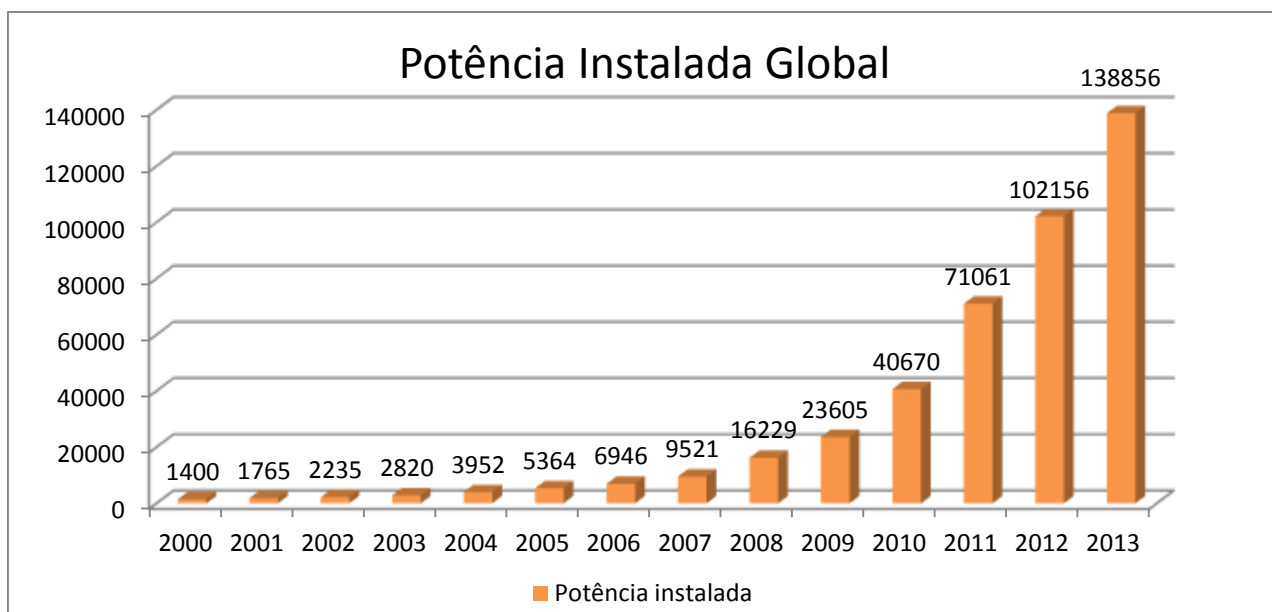


Figura 2 – Capacidade global instalada de energia fotovoltaica até o ano de 2013 em MW.
 Fonte: Adaptado de ANTARES (2012).

Conforme apresentado na Figura 3, verifica-se um crescimento na geração de energia solar fotovoltaica no mundo. Em 2013, a Europa possuía 81 MW de potência instalada, um dos continentes que mais investe nessa tecnologia.

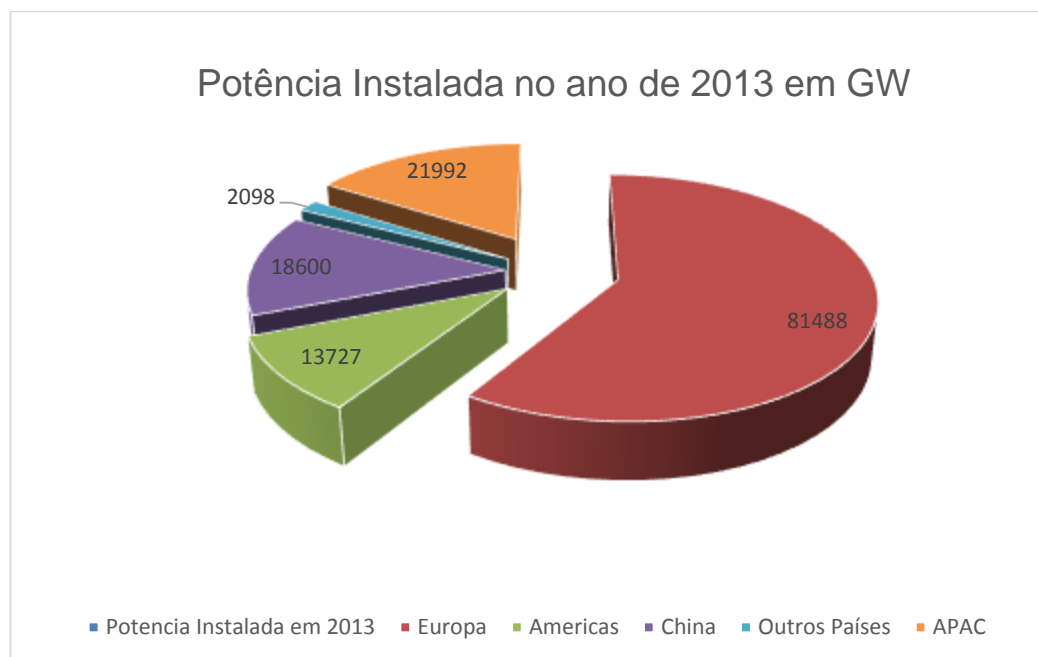


Figura 3 - Potência Instalada por continente ano de 2013 (MW).
 Fonte: Adaptado de EPIA (2014).

Embora o Brasil tenha um potencial solar com características superiores a outros países, essa fonte de energia elétrica ainda é pouco difundida, sobretudo, pelo alto investimento necessário. Por outro lado, com a resolução normativa nº 482, possibilitou-se aos consumidores cativos gerar a sua própria energia, tornando-se uma alternativa passível de implantação para consumidores residenciais e comerciais de um modo geral, e por consequência, podendo promover uma redução no valor da fatura de energia elétrica desses consumidores.

A Tabela 1 mostra os empreendimentos em operação no Brasil no ano de 2015, em que é possível observar que existem 25 centrais geradoras de energia fotovoltaica no país, o que corresponde a aproximadamente 0,01% de toda a energia gerada no Brasil. A Tabela 2 apresenta dados de empreendimentos com construção não iniciada, em que é possível observar a projeção de 40 novas centrais geradoras de energia fotovoltaica no Brasil, o que resultará em um aumento de 1.096.523 kW na potência instalada.

Tabela 1 - Empreendimento em Operação (ANEEL 2015).

Empreendimento em Operação			
Tipo	Quantidade	Potência Fiscalizada (KW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	517	357.983	0,26
Central Geradora Eólica	265	6.455.397	4,67
Pequena Central Hidrelétrica	468	4.817.810	3,48
Central Geradora Fotovoltaica	25	11.236	0,01
Usina Hidrelétrica	197	85.127.318	61,57
Usina Termelétrica	2.742	39.493.731	28,57
Usina Termonuclear	2	1.990.000	1,44
Total	4.216	138.253.475	100

Tabela 2 - Empreendimentos com construção não iniciada (ANEEL 2015).

Empreendimento com Construção não Iniciada			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (KW)	%
Central Geradora Hidrelétrica	42	28.149	0,14
Central Geradora Eólica	345	8.137.654	41,67
Pequena Central Hidrelétrica	130	1.846.429	9,45
Central Geradora Fotovoltaica	40	1.096.523	5,61
Usina Hidrelétrica	4	447.000	2,29
Usina Termelétrica	146	7.972.892	40,83
Total	4.216	19.528.647	100

2.2 A RADIAÇÃO SOLAR E O EFEITO FOTOVOLTAICO

O Sol fornece energia em forma de radiação, essa energia é proveniente de uma fusão atômica, que transforma os núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio e durante esse processo, parte da massa é transformada em energia. Como a distância entre a Terra e o Sol é de aproximadamente 150 milhões de quilômetros, apenas uma pequena parcela da radiação atinge a superfície terrestre, esta radiação corresponde a uma quantidade de energia de 1×10^{18} kWh/ano. Se toda a radiação que atinge a superfície terrestre fosse utilizada para a geração de energia elétrica, a energia gerada seria dez mil vezes superior ao consumo anual de energia mundial.

Para o aproveitamento fotovoltaico, a radiação solar que atinge a superfície terrestre pode ser decomposta em duas diferentes formas, sendo a Irradiação Global Horizontal, que é a quantidade de radiação recebida por uma superfície plana horizontal e a Irradiação Normal Direta, que é a parcela que atinge o solo diretamente, sem sofrer o efeito de reflexões (PINHO; GALDINO, 2014).

O efeito fotovoltaico é o surgimento de uma tensão elétrica em um material semicondutor quando exposto a luz, transformando a luz em energia elétrica, esse efeito pode ser obtido através de efeitos de radiação (luz e calor) sobre determinados materiais. Os principais materiais semicondutores utilizados na fabricação de células solares são o silício, o arsenieto de gálio e o telurieto de cádmio (PINHO; GALDINO, 2014).

Os átomos de silício se caracterizam por possuírem quatro elétrons que fazem ligações com átomos vizinhos, dando origem a uma rede cristalina. O fósforo possui cinco elétrons para realizar ligações, e se adicionado ao silício, restará um elétron desemparelhado. Este elétron quando recebe um estímulo energético dirige-se para a banda de condução, processo que é conhecido como dopagem do silício, constituindo o silício tipo N (CRESESB, 2008). Se no lugar do fósforo, fosse adicionado o boro, que apresenta três elétrons livres para ligação, irá faltar um elétron para fazer a ligação com o quarto elétron do silício, constituindo assim o silício do tipo P (CRESESB, 2008).

Quando forma-se a junção PN, é criado um campo elétrico devido aos elétrons livres do silício tipo N que ocupam as lacunas da estrutura do silício tipo P. Quando uma fonte luminosa incide sobre a junção PN, os fótons se colidem com os

elétrons e essa colisão fornece energia transformando o silício em um material condutor (VANNI, 2008).

Através do campo elétrico, os elétrons são ordenados e fluem da camada P para a camada N e quando é conectado um condutor externo às camadas, ligando a camada positiva com a negativa, estabelece-se uma corrente elétrica nos condutores. A intensidade da corrente elétrica é diretamente proporcional a incidência de luz (VANNI,2008). A Figura 4 ilustra o efeito fotovoltaico.

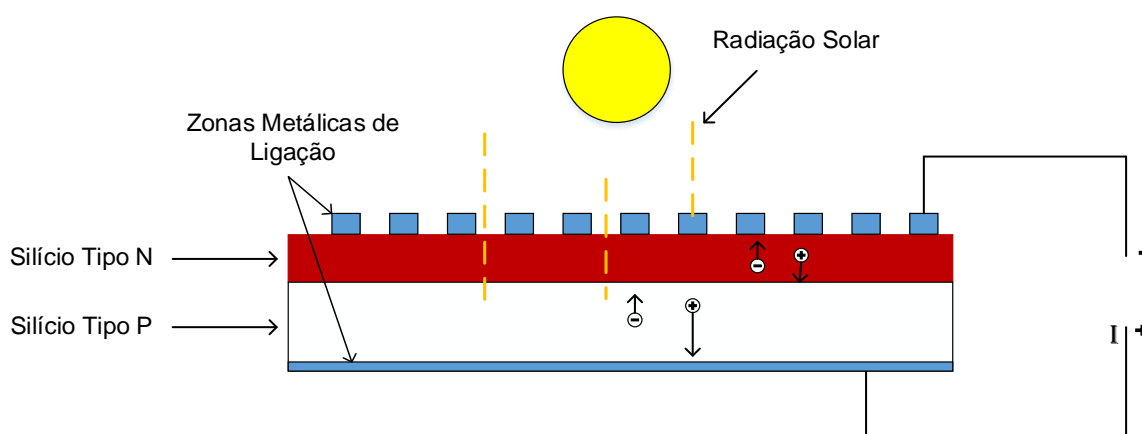


Figura 4 - Efeito Fotovoltaico.
Fonte: Adaptado de (VANNI,2008).

2.3 FORMAS DE CONEXÃO DE UM PAINEL FOTOVOLTAICO

Os módulos fotovoltaicos são formados por células feitas principalmente de silício. Uma célula individual é capaz de produzir uma potência elétrica que varia entre 1 a 3 Watts, com uma tensão de aproximadamente 1 Volt. Um módulo é conectado em arranjos para produzir tensão e corrente suficientes para utilização prática da energia gerada.

Como a maioria das células fotovoltaicas não costuma exceder 3 W de potência, os módulos fotovoltaicos costumam ser associados de forma mista (série e paralelo) de forma a poder se obter os níveis de tensão e correntes desejados. A Figura 5 apresenta um esquema de ligação para conexão de um painel fotovoltaico (CARNEIRO, 2010).



Figura 5 - Conexão de um módulo fotovoltaico de 24 células.
 Fonte: Adaptado de Carneiro, 2010.

2.3.1 ASSOCIAÇÃO EM SÉRIE E EM PARALELO

Na associação em série, os contatos frontais de cada célula são soldados aos contatos posteriores da célula seguinte, de forma a se ligar o polo negativo (parte frontal) da célula ao polo positivo (parte posterior) da célula (CARNEIRO, 2010), de modo a se obter tensões mais elevadas, mantendo a corrente inicial do módulo.

Na associação em série, os módulos fotovoltaicos são arranjados em fileiras conforme ilustra a Figura 6. Para esse tipo de ligação é importante salientar que os módulos fotovoltaicos devem possuir as mesmas características elétricas de modo a minimizar as perdas de potência (CARNEIRO, 2010).

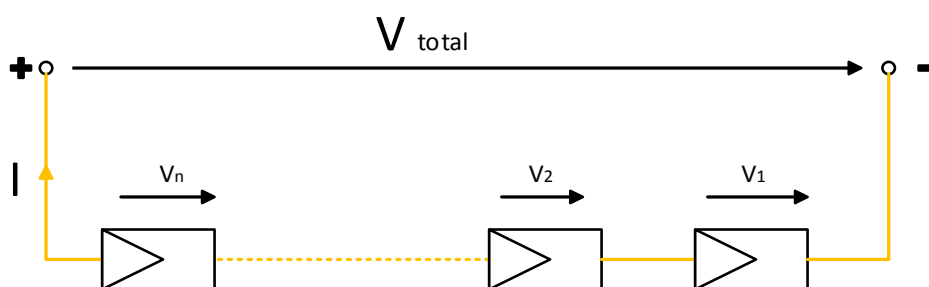


Figura 6 - Associação em série de n módulos fotovoltaicos.
 Fonte: Adaptado de Carneiro, 2010.

De acordo com a Figura 6, é possível notar que as tensões em cada módulo são iguais, logo a tensão total do sistema será a soma das tensões de cada módulo,

já a corrente será igual para todo o sistema. Assim, é possível representar a tensão e corrente equivalente da associação conforme as Equações (1) e (2).

$$V_1 = V_2 = V_n = V \quad V_{total} = V_1 + V_2 + V_n \quad (1)$$

$$I_1 = I_2 = I_n = I \quad (2)$$

A associação em paralelo normalmente é utilizada em sistemas autônomos, sendo utilizada para obter correntes mais elevadas e manter o nível de tensão do módulo. A Figura 7 ilustra a associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

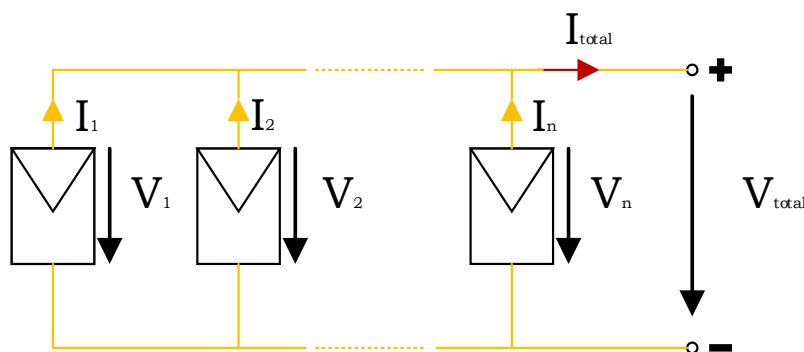


Figura 7 - Associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.
Fonte: Adaptado de Carneiro, 2010.

Para esse caso, obtêm-se o valor da corrente mais elevada e a tensão no módulo é mantida constante. Analisando as informações mostradas na Figura 7 é possível descrever a corrente e tensão dos módulos fotovoltaicos, respectivamente pela Equação (3) e (4).

$$I_1 = I_2 = I_n = I \quad I_{total} = I_1 + I_2 + I_n \quad (3)$$

$$V_{total} = V_1 = V_2 = V_n \quad (4)$$

2.3.2 ÂNGULOS

Devido à inclinação do eixo da Terra, o Sol não atinge a Terra sempre com a mesma inclinação. A posição angular do Sol, ao meio dia solar, em relação ao plano do Equador é denominada declinação solar (δ) e que varia de acordo com os limites: $-23,5^\circ \leq \delta \leq 23,5^\circ$ (CAMPOS, 2013). A Figura 8 apresenta a representação do ângulo δ .

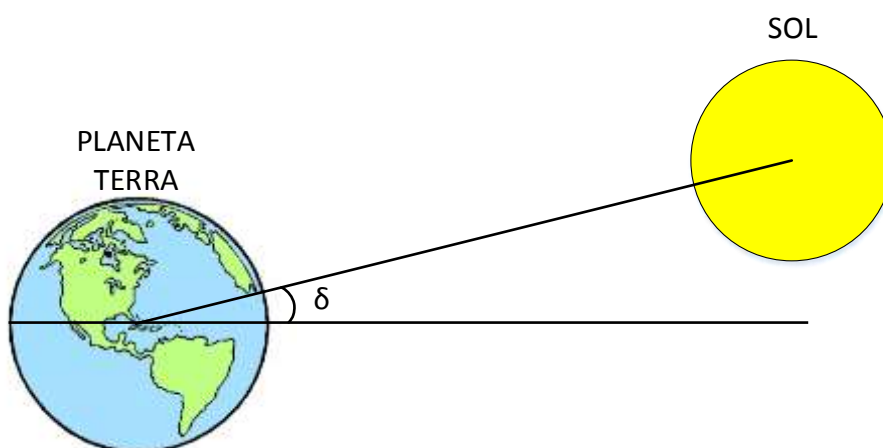


Figura 8 - Ângulo da declinação solar δ .
Fonte: Adaptado de (Barros, 2011).

De acordo com o movimento do Sol, as relações geométricas entre os raios solares podem ser descritas através de vários ângulos. A Figura 9 e 10 ilustra quais são esses ângulos.

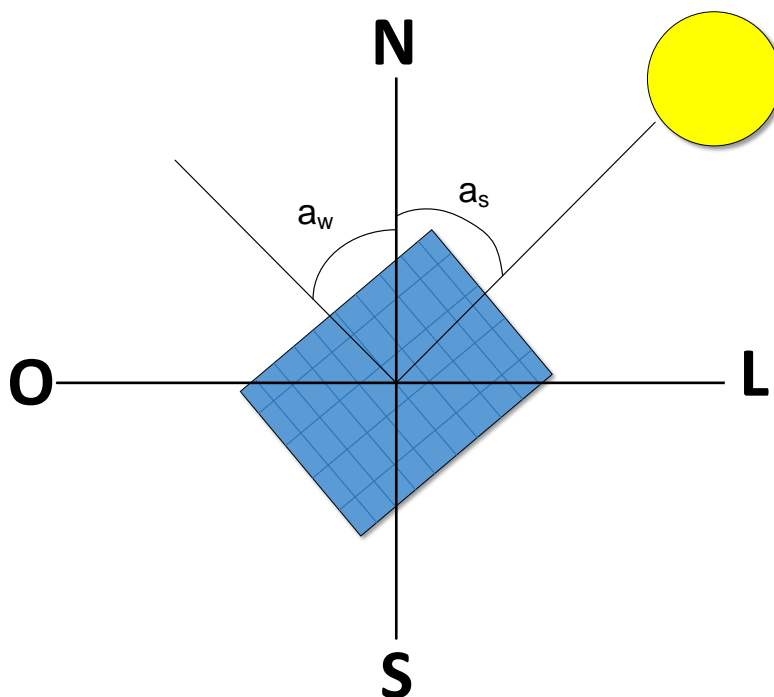


Figura 9 - Representação dos ângulos I.
Fonte: Adaptado de (Barros,2011).

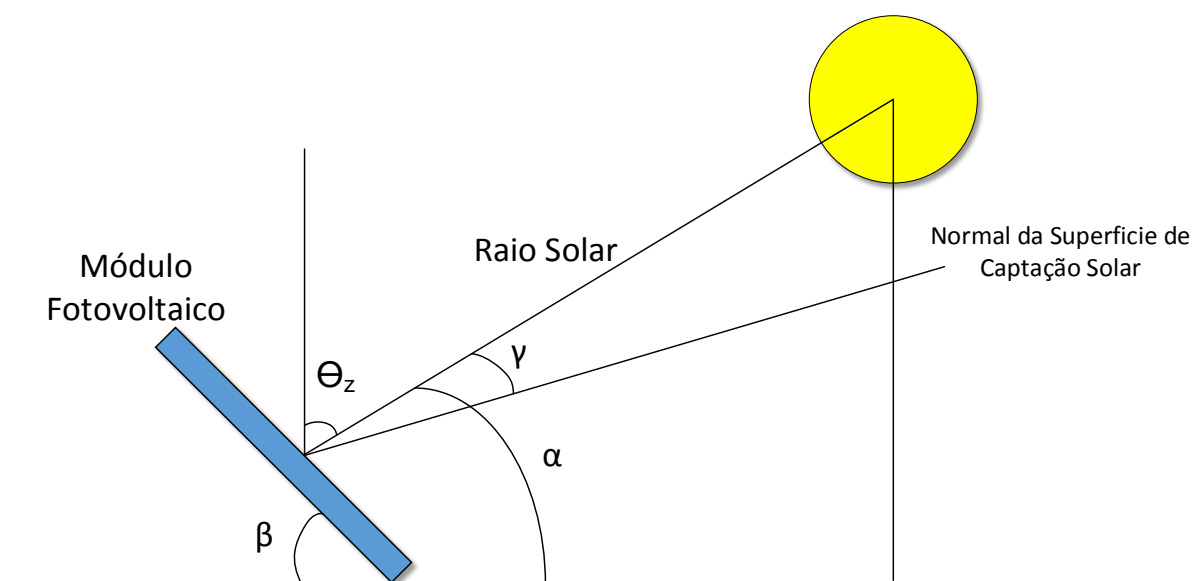


Figura 10 - Representação dos ângulos II.
Fonte: Adaptado de (Barros,2011).

Na sequência, apresenta-se a descrição dos ângulos apresentados nas Figuras 09 e 10.

- Ângulo de Incidência (γ): é o ângulo formado entre os raios do Sol e a normal de superfície de captação.

- Ângulo Azimutal da Superfície (a_w): é o ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção Norte-Sul, a_w varia de -180° até 180° .
- Ângulo Azimutal do Sol (a_s): é o ângulo entre a projeção do raio solar no plano horizontal e a direção Norte-Sul.
- Inclinação (β): ângulo entre o raio solar e a projeção sobre o plano horizontal.
- Ângulo Horário do Sol (ω): deslocamento angular Leste-Oeste do Sol, a partir do meridiano local, assim cada hora corresponde a um deslocamento de 15° , por convenção adota-se valores negativos para a período da manhã, $\omega = 0$ para o meio dia e valores positivos para o período da tarde.
- Ângulo Zenital (Θ_z): ângulo formado entre os raios solares e a vertical.

2.4 EFEITO DE SOMBREAMENTO

A diminuição da taxa de radiação recebida pelo módulo pode ser causada por sombreamento das células, sujeira depositada sobre os módulos entre outros fatores. Além de perda de potência do módulo fotovoltaico, ainda existe o risco de danos aos módulos parcialmente sombreados, uma vez que a potência elétrica gerada não está sendo entregue para o consumo e é dissipada no módulo afetado. Esse problema pode causar um intenso calor sobre a célula afetada, podendo causar a ruptura do vidro e fusão de polímeros e metais, esse problema também é conhecido como ponto quente da célula fotovoltaica.

Utilizando um exemplo de um módulo com quatro células, a Figura 11 representa o efeito que o sombreamento tem sobre os módulos fotovoltaicos. Nota-se que quando 50% dos módulos estão cobertos por um sombreamento a corrente elétrica daquele respectivo módulo é reduzida pela metade e como consequência a corrente elétrica de todos os módulos do conjunto reduzem-se pela metade.

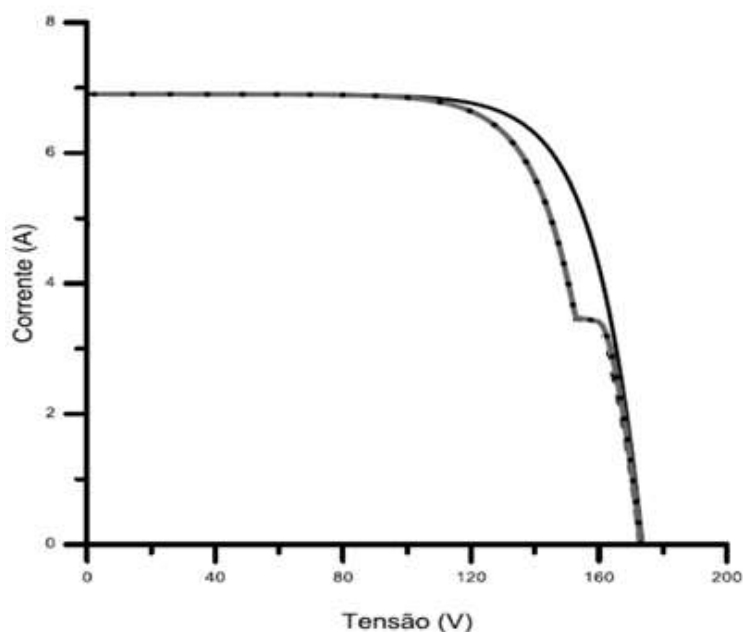


Figura 11 - Efeitos do sombreamento na curva I-V.

Fonte: Adaptado de Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014.

2.5 CARACTERÍSTICAS DE UM MÓDULO FOTOVOLTAICO

As características de um módulo fotovoltaico são medidas nas condições de referência STC, disponibilizados pelos fabricantes em forma de fichas técnicas específicas. Normalmente a temperatura de operação ideal dos módulos fotovoltaicos é de 25°C. A NOCT é definida como sendo a temperatura nominal de funcionamento do módulo, quando as células do módulo fotovoltaico estão sujeitas a determinadas condições:

- Intensidade de radiação solar incidente na superfície igual a 800 W/m²;
- Quando a temperatura do ar for igual a 20°C;
- Velocidade do vento igual a 1 m/s.

A temperatura interna dos módulos fotovoltaicos pode ser obtida através da Equação (5).

$$T = T_A + \frac{\text{NOCT}-20}{800} \cdot G \quad (5)$$

Em que T representa a temperatura da célula em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$), T_A é a temperatura do ar em graus Celsius ($^{\circ}\text{C}$) e G é a intensidade da radiação incidente em watts por metro quadrado (W/m^2).

2.5.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

Um módulo fotovoltaico geralmente é identificado pela sua potência elétrica de pico (Wp). A definição de potência de pico é feita nas condições padrão de ensaio STC, considerando a irradiância solar de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ e temperatura de célula de 25°C .

A tensão medida entre os terminais positivos e negativos do módulo fotovoltaico pode ser realizada utilizando um voltímetro, de modo que a tensão resultante em um módulo sem carga corresponde a tensão de circuito aberto (V_{oc}). Já a corrente de curto-circuito (I_{sc}) pode ser medida utilizando-se de um amperímetro.

A eficiência dos módulos fotovoltaicos (η) pode ser obtida através da relação entre potência elétrica máxima gerada e a irradiância solar. Em condições normais, a irradiância G é igual à $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ e a potência luminosa do módulo pode ser calculada multiplicando o valor da irradiância pela área do módulo (A_m). A Equação (6) apresenta o cálculo da eficiência do módulo.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \times A_m} \cdot 100\% \quad (6)$$

2.5.2 CURVA CARACTERÍSTICA I-V

A curva característica dos módulos fotovoltaicos e suas devidas associações consistem na representação matemática de como é o comportamento da corrente elétrica em relação a tensão. A determinação dessa curva é importante para a caracterização dos módulos fotovoltaicos, pois através dela é possível obter informações sobre o desempenho do sistema fotovoltaico.

Na Figura 12 é possível observar a curva característica I-V de um módulo fotovoltaico composto por 72 células associadas em série. Os pontos de potência foram obtidos multiplicando os valores de tensão pelos valores de corrente (LASNIER, 1990).

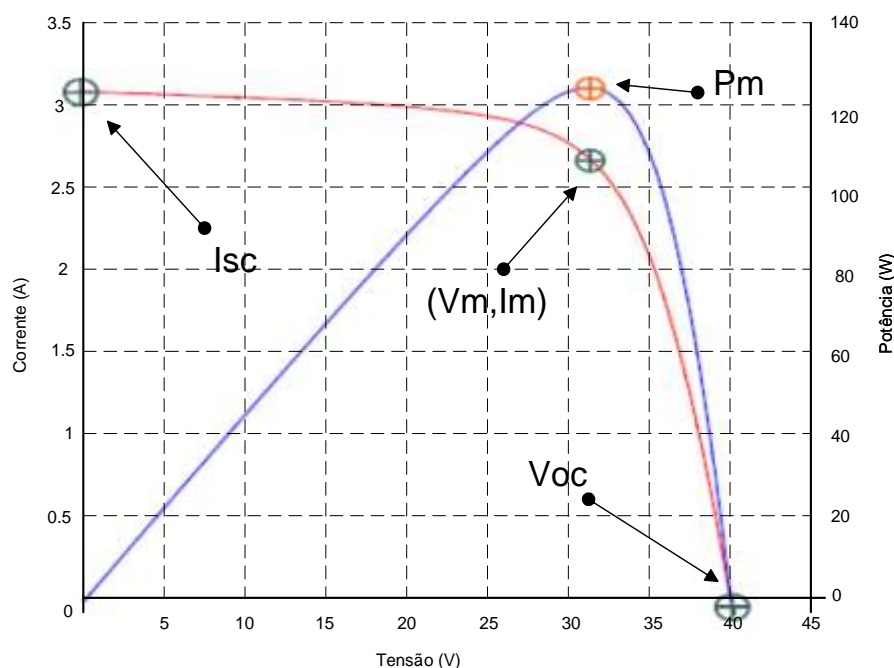


Figura 12 - Curva Característica I-V e curva P-V de um módulo fotovoltaico.
Fonte: Adaptado de (BÜHLER,2007).

O ponto P_m é o ponto de potência máxima do sistema e é variável ao longo da tensão, I_{sc} é a corrente de curto-circuito, V_{oc} representa a tensão de circuito aberto e V_m e I_m são pontos de tensão e corrente, respectivamente.

A temperatura é um fator importante para obtenção das curvas características de um sistema fotovoltaico. A corrente elétrica de curto circuito aumenta ligeiramente com a temperatura, para módulos de silício cristalino segundo um coeficiente α , que apresenta valores típicos para o silício de $0.06\%^{\circ}\text{C}^{-1}$ (BÜHLER, 2007).

A Equação (7) representa o coeficiente de variação da corrente de curto circuito em relação da temperatura.

$$\alpha = \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \quad (7)$$

O aumento da energia é representado pela Equação 8.

$$E_g(t) = E_g(0) - \frac{aT^2}{T+b} \quad (8)$$

Em que $E_g(T)$ é a energia do material a uma dada temperatura, $E_g(0)$ é a energia de referência e a e b são constantes do material (BÜHLER,2007). Já a tensão apresenta uma variação linear em relação a temperatura. A tensão decai de acordo com um coeficiente β o qual apresenta valores da ordem de $-2.3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ (LESNIER,1990). A Equação (9) apresenta a variação de temperatura de circuito aberto.

$$\beta = \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \quad (9)$$

A diminuição da tensão é devido ao incremento exponencial da corrente de saturação reversa. Essa corrente é fornecida pelos portadores de cargas minoritários e é criada através da excitação térmica. Na Figura 13 é apresentado as curvas I-V para um módulo de 72 células em paralelo, para diferentes temperaturas, considerando uma irradiância de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$.

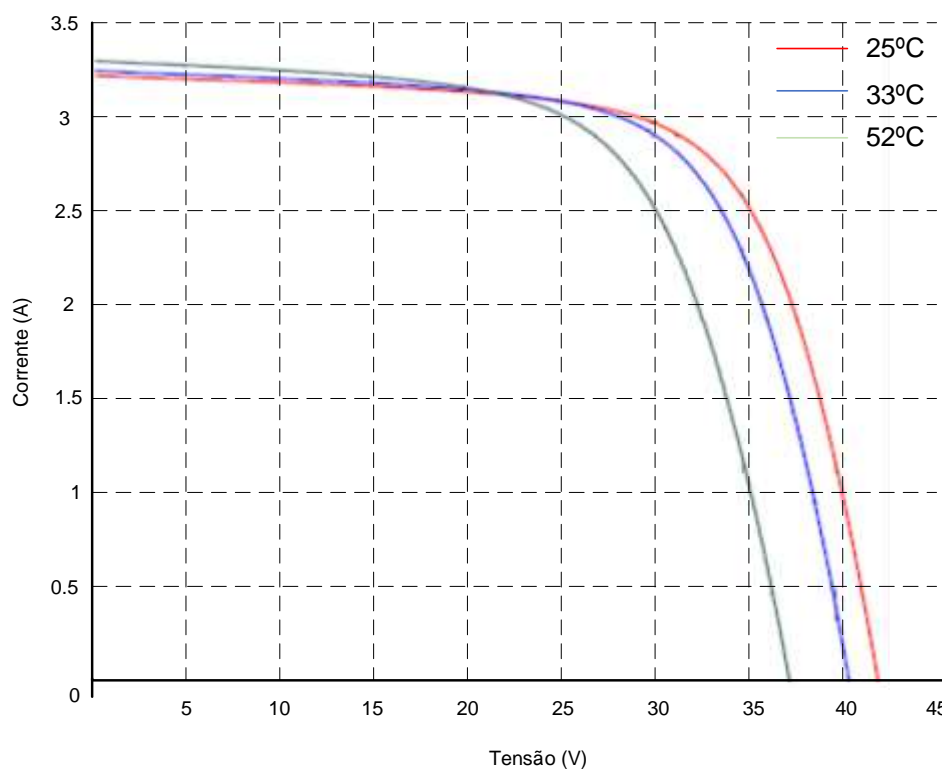


Figura 13 - Curva I-V de um módulo fotovoltaico para 25°C, 33°C e 52°C
 Fonte: Adaptado de (BÜHLER,2007)

3. CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Um sistema fotovoltaico tem como função principal a geração de energia elétrica por meio do efeito fotoelétrico. Na Figura 14 são apresentadas as configurações típicas de sistemas fotovoltaicos. Os sistemas fotovoltaicos são, em geral, classificados em dois tipos básicos, os sistemas isolados (*Off-Grid*) e os sistemas conectados à rede (*Grid-Tie*). Os sistemas isolados normalmente são utilizados em locais de difícil acesso, em que o custo para se conectar à rede é inviável, já os sistemas conectados à rede complementam ou até mesmo substituem a energia elétrica contratada pela concessionária.

No Brasil, as instalações de sistemas fotovoltaicos limitavam-se, principalmente, na utilização de sistemas remotos até a última década. Entretanto, nos últimos anos, houve redução significativa dos custos de investimento e expansão da capacidade instalada da fonte fotovoltaica no cenário nacional e internacional. Deste modo, verifica-se a paridade tarifária entre o custo da geração da fonte distribuída e as tarifas finais dos consumidores de energia elétrica em diversos países (DEA, 2014).

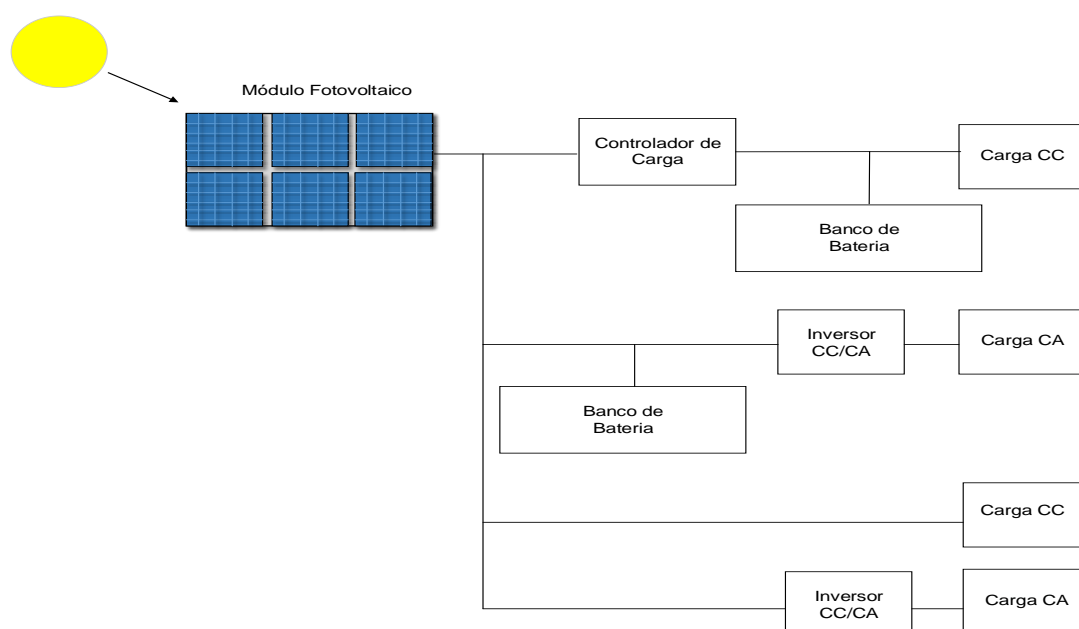


Figura 14 - Sistema Fotovoltaico e seus principais componentes.
 Fonte: Adaptado de (CÂMARA, 2011).

Algumas das vantagens de se utilizar um sistema de geração de energia fotovoltaico é a possibilidade de geração de energia elétrica também em dias

nublados, embora com menor eficiência; além de ser um sistema de fácil instalação, manuseio e transporte e pode ser ampliado, dependendo da necessidade. Além disso, possui uma vida útil de 25 a 30 anos.

3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS ISOLADOS

Em geral, os sistemas isolados utilizam-se de alguma forma para o armazenamento de energia elétrica. A principal forma de armazenamento de energia utilizada na atualidade são os bancos de baterias. A configuração isolada é amplamente utilizada em locais de difícil acesso, ou locais onde não seja viável a conexão com a rede. A Figura 15 apresenta o esquema de um sistema fotovoltaico isolado para cargas CC e CA (CÂMARA, 2011).

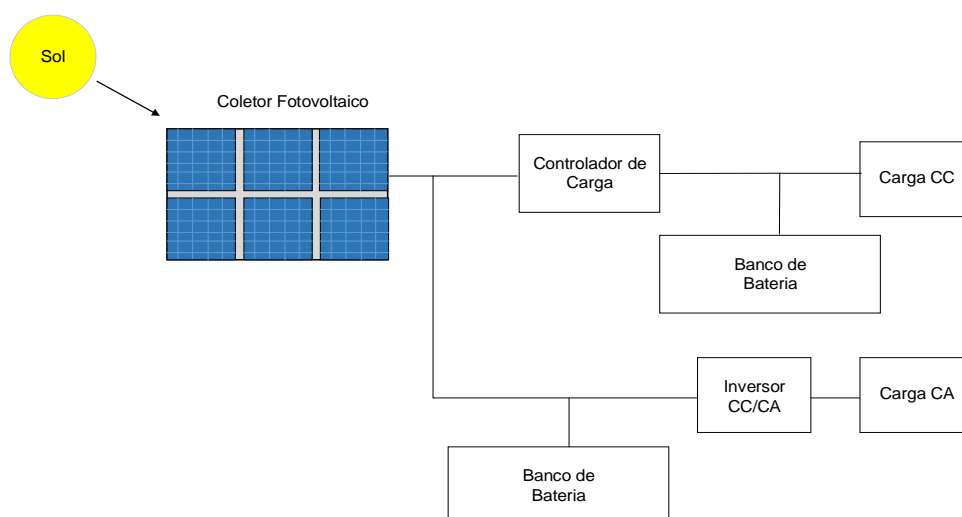


Figura 15 - Sistema fotovoltaico isolado para carga CC e CA.
Fonte: Adaptado de (CÂMARA, 2011).

Para sistemas isolados que necessitem de armazenamento de energia, é necessário de um dispositivo para controlar a carga e descarga do banco de baterias. Esse dispositivo é conhecido como controlador de carga e tem como função evitar sobrecargas no banco de baterias.

Quando é necessário alimentar cargas que utilizem de corrente alternada (CA) é necessário a utilização de um inversor. Este dispositivo incorpora um seguidor de ponto de máxima potência necessário para otimização da potência final produzida (CÂMARA, 2011).

Em geral, o sistema isolado é utilizado para atender um propósito específico, como alimentação de uma bomba tanto em corrente contínua quanto corrente alternada e é uma alternativa para gerar energia em locais de difícil acesso, ou distantes da rede de distribuição.

3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERLIGADOS À REDE

Os sistemas fotovoltaicos interligados à rede elétrica não utilizam sistemas de armazenamento de energia, já que a energia gerada é consumida diretamente pela carga e a parcela excedente é injetada na rede de distribuição da concessionária local. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede podem ser de grande porte (centrais fotovoltaicas) ou de pequeno porte (edificações urbanas, iluminação pública entre outros) (CÂMARA, 2011).

Como a maior parte das cargas residenciais, comerciais e industriais são CA, devem ser utilizados inversores nesses sistemas. Os inversores devem satisfazer exigências de qualidade e segurança para que a rede não seja afetada, contendo por exemplo, sistema anti-ilhamento, proteção contra distorções harmônicas e proteção contra sobretensões e sobrecorrentes (CÂMARA,2011). A Figura 16 apresenta o esquema de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

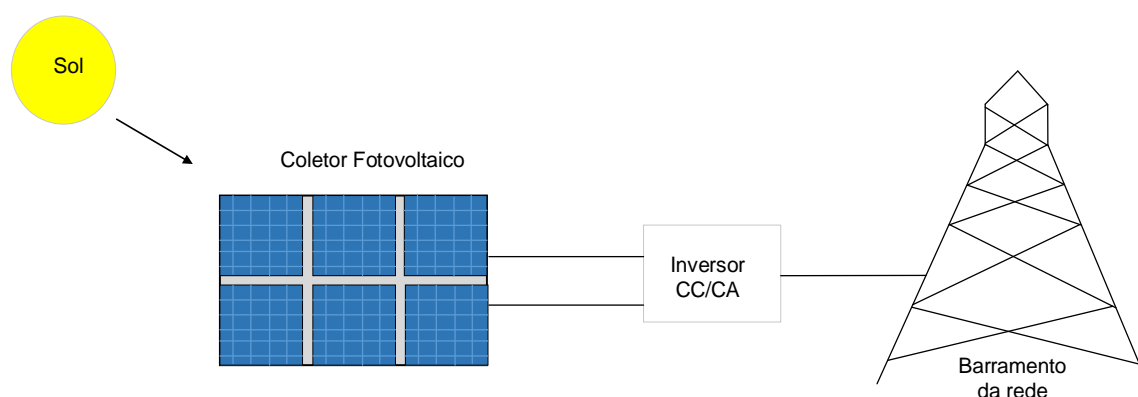


Figura 16 - Sistema conectado à rede.
Fonte: adaptado de (CÂMARA, 2011).

Os sistemas interligados à rede podem ser dimensionados para atender parte ou toda a demanda da carga. Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede oferecem grandes vantagens ao sistema elétrico, destacando-se:

- A energia é produzida junto a carga, minimizando assim as perdas nas redes de transmissão e distribuição;
- Investimentos em linhas de transmissão e distribuição são reduzidos;
- Possibilidade de obtenção de créditos de energia, reduzindo as faturas de energia elétrica futuras.

3.3 ESTRUTURA REGULATÓRIA

Nesta seção, serão descritos os principais conceitos sobre o sistema tarifário do Brasil, diferenças entre o sistema *net-metering* e *gross-metering* e apresentação das resoluções normativas que regulamentam o setor de energia elétrica no Brasil.

3.3.1 TIPOS DE TARIFAÇÃO E GRUPOS CONSUMIDORES

A resolução nº 414/2012 da ANEEL estabelece os sistemas de tarifação e a classificação dos consumidores de acordo com o nível de tensão e potência instalada (ANEEL, 2012). Assim, as unidades consumidoras são classificadas em dois grupos: grupo A e grupo B. No grupo A encontram-se unidades atendidas em tensão igual ou superior a 2,3 kV (alta tensão) ou atendidas através de entradas subterrâneas. A tarifa aplicada ao grupo A é binômia, considerando-se uma parcela referente ao consumo e outra referente demanda de energia elétrica. O grupo A pode ser subdividido em subgrupos, conforme a Tabela 3.

Tabela 3 – Subdivisão do grupo consumidor A.

Subgrupo	Classificação
A1	Unidade consumidora atendida com tensão ≥ 230 kV.
A2	Unidade consumidora atendida com tensão entre 88 kV e 138 kV.
A3	Unidade consumidora atendida com tensão igual a 69 kV.
A3a	Unidade consumidora atendida com tensão entre 30 kV e 44 kV.
A4	Unidade consumidora atendida com tensão entre 2,3 kV e 25 kV.
AS	Unidade consumidora atendida com sistema subterrâneo.

Fonte: Adaptado (ANEEL, 2012).

Para tensões inferiores a 2,3 kV (baixa tensão), a unidade consumidora é classificada no grupo B, cuja tarifa é monômnia, ou seja, é tarifado apenas a parcela referente ao consumo de energia elétrica. O grupo B pode ser dividido em quatro subgrupos conforme apresenta a Tabela 4.

Tabela 4 - Subdivisão do grupo consumidor B.

Subgrupo	Classificação
B1	Residencial e residencial baixa renda.
B2	Rural.
B3	Demais classes.
B4	Iluminação pública.

Fonte: Adaptado (ANEEL, 2012).

A resolução nº 479/2012 da ANEEL estabelece que a unidade consumidora estará sujeita a opções de contratos para a tarifação dependendo da tensão de entrada da unidade consumidora. A Modalidade Tarifária Horária Verde tem valores diferentes para o consumo dependendo do horário e tarifas iguais para demanda. Essa modalidade somente é possível para as unidades consumidoras dos subgrupos A3a, A4 e AS. A Modalidade Tarifária Horária Azul possui caráter obrigatório para consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3, e opcional para os subgrupos A3, A4 e AS e possui tarifas diferenciadas para consumo quanto para demanda (ANEEL, 2016).

3.3.2 RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012 DA ANEEL

A resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2012). Na sequência, apresenta-se a definição de micro e minigeração distribuída.

Microgeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fonte incentivada de energia conectada na rede de baixa tensão da distribuidora através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS (ANEEL, 2012).

Minigeração Distribuída Incentivada: Central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada e que utilize

fonte incentivada de energia conectada diretamente na rede da distribuidora, em qualquer tensão, ou através de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada, não despachada pelo ONS. (ANEEL, 2012)

A potência instalada da micro e minigeração distribuída é limitada ao valor da potência instalada no caso de unidade consumidora do grupo B ou da demanda contratada no caso de unidade consumidora do grupo A. Caso o consumidor deseje instalar microgeração e minigeração distribuída com potência superior ao limite estabelecido pela resolução normativa nº 482 da ANEEL deve ser solicitado o aumento de carga instalada ou da demanda contratada (SICES, 2012).

A resolução nº 482 também estabelece critérios para a compensação de energia elétrica para os casos em que a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele mesmo período. O consumidor irá receber créditos que podem ser utilizados para diminuir a sua fatura nos meses seguintes, esses créditos podem ser utilizados na mesma unidade consumidora ou em unidades de mesma titularidade, também conhecido como “autoconsumo remoto”. De acordo com as novas regras, o período para utilização dos créditos é de 60 meses.

Para realizar a conexão de microgeração e minigeração distribuída à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras para simplificar o processo, foram instituídos formulários padrão para a realização da solicitação de acesso pelo consumidor. O prazo para a distribuidora conectar usinas de 75 kW, passou de 82 dias para 34 dias e a partir de janeiro de 2017, o consumidor poderá solicitar e acompanhar o andamento do processo pela internet (ANEEL,2016).

A ANEEL prevê que até 2024 cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras passem a produzir sua própria energia elétrica, totalizando assim 4,5 GW de potência instalada (ANEEL,2016).

3.3.3 NET-METERING E GROSS-METERING

A tarifação *net-metering* ou Sistema de Compensação de Energia consiste no sistema em que medidores bidirecionais medem o fluxo de energia em uma

unidade consumidora. Neste sistema, é celebrado um contrato entre concessionária e consumidor para a venda (compensação) de energia excedente da geração distribuída. No sistema de compensação de energia elétrica, a energia ativa injetada pelo micro/minigerador é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo CPF/CNPJ. No Brasil, foi através da resolução normativa nº482/2012 que viabilizou as condições básicas para que os consumidores de energia elétrica tivessem a possibilidade de utilizar a geração distribuída através do sistema *net metering*.

Esta forma de tarifação permite ao consumidor compensar o seu consumo de energia elétrica com a sua própria geração em um determinado período de tempo, recebendo assim créditos que poderão ser utilizados para abater o consumo da própria unidade no mês atual ou nos meses subsequentes. Se em um período de faturamento a geração de energia da unidade consumidora for superior à consumida, o consumidor tem direito a um crédito de energia na fatura do período subsequente. Nos casos em que a geração distribuída superar o consumo, a concessionária utilizará de um sistema de compensação conforme ilustra a Figura 17.

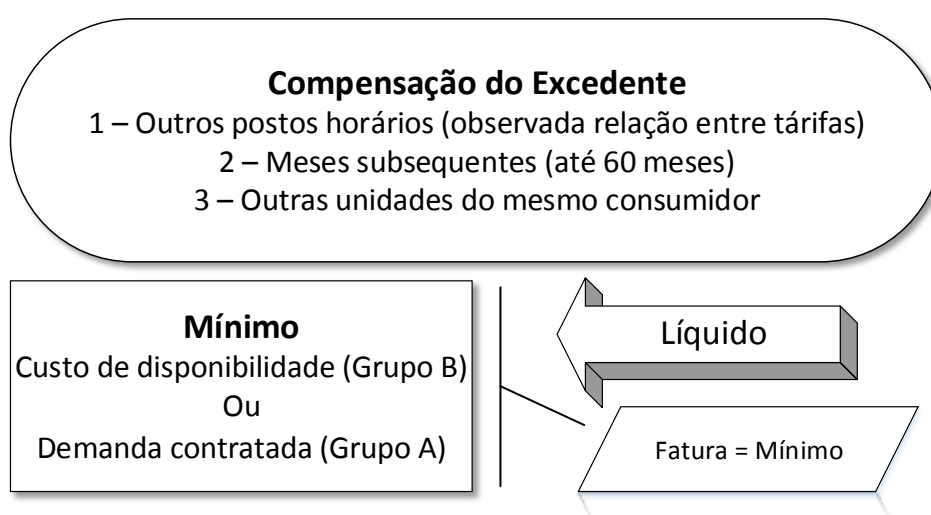


Figura 17 - Compensação de energia.
Fonte: Adaptado (ANEEL, 2016).

Os créditos têm validade de 60 meses seguindo a resolução nº 482 da ANEEL. O sistema *net-metering* tem uma grande vantagem que é a utilização de apenas um medidor de energia, que mede a energia no sentido contrário no momento

que a produção de energia supera o consumo. Além disso, destaca-se que não existe a preocupação em consumir ao mesmo tempo em que o sistema está gerando. A Figura 18 mostra o exemplo de um sistema conectado à rede elétrica.

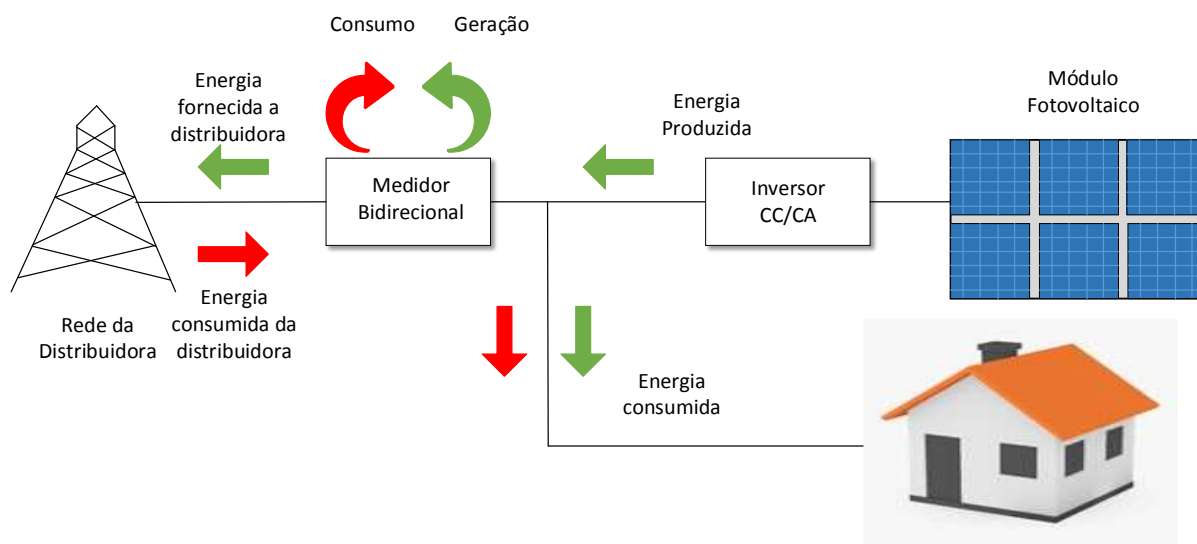


Figura 18 – Exemplo de um Sistema Conectado à Rede.
Fonte: Adaptado de (VIRIDIAN, 2015).

No sistema *Gross-metering*, também conhecido como tarifa de medição total, o controle da energia gerada e consumida é realizada por dois medidores de energia distintos. Nestes casos, torna-se possível a utilização de uma forma diferenciada para a tarifação de energia elétrica, exportada para a rede e produzida pelo sistema. Um medidor é responsável pela medição da energia produzida pelo sistema fotovoltaico, que corresponde a energia que vai ser injetada na rede ou utilizada pelo consumidor e o outro medidor é responsável pela medição da energia usada pelo consumidor proveniente da concessionária.

Como o sistema utiliza-se de medidores diferentes, é possível cobrar taxas diferenciadas pela energia produzida e comprada, para esse tipo de sistema existe três tipos diferentes de tarifação:

- **Tarifação de Geração:** É a tarifa paga para o proprietário do sistema fotovoltaico por quilowatt-hora (kWh) gerado.
- **Tarifa de Exportação:** Caso ao final do mês, haja um balanço de energia positivo, o proprietário recebe um valor adicional por cada quilowatt-hora cedido a concessionária.

- Tarifa de consumo: É a tarifa do que foi realmente consumido no local, ou seja, a diferença da energia oriunda da rede elétrica e da energia que foi produzida pelo sistema de geração.

3.4 CARACTERÍSTICAS DOS INVERSORES

Neste tópico serão apresentadas as principais características dos inversores utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados e sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Os inversores são dispositivos utilizados para conversão de energia elétrica contínua (CC) em energia elétrica alternada (CA), possibilitando assim a alimentação de cargas CA. De um modo geral, inversores para conexão com a rede elétrica, com potências individuais de até cerca de 5 kW têm saída monofásica, a partir dessa potência, é mais comum utilizar inversores com saída trifásica. Os inversores são divididos basicamente em dois tipos, os inversores comutados pela rede (para sistemas conectados à rede elétrica), e os inversores autocomutados (para sistemas isolados) (BARROS, 2012). Os inversores comutados pela rede também são conhecidos como inversores *grid-tie* (BARROS, 2012).

A Figura 19 mostra um diagrama dos tipos de inversores classificados de acordo com o seu princípio de funcionamento.

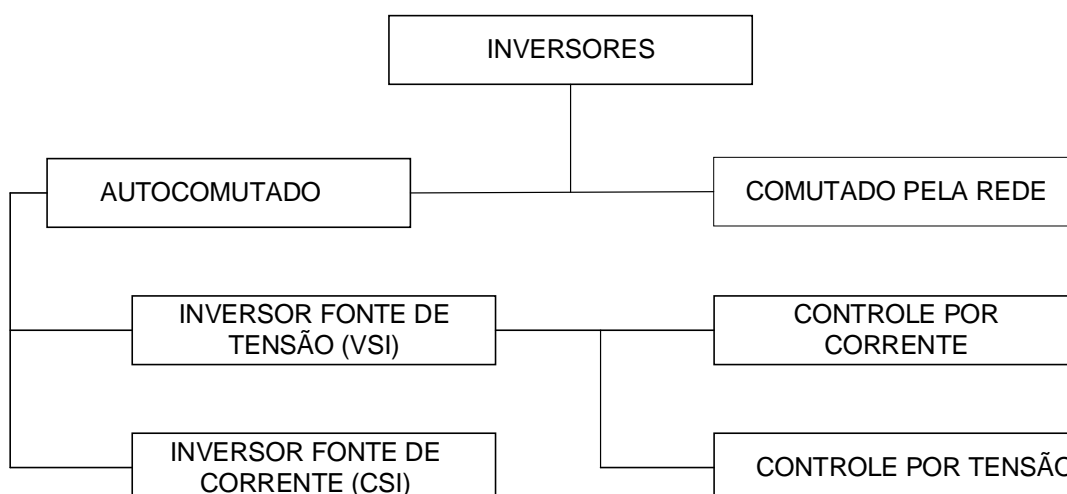


Figura 19 - Tipos de inversores classificados com o princípio de funcionamento.
 Fonte: Adaptado de (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014).

Um aspecto que determina a qualidade dos inversores de frequência é a sua eficiência de conversão, sendo que a eficiência não é constante e depende dos valores de potência da carga do sistema e do seu fator de potência.

Para a especificação de um inversor que será utilizado em aplicações fotovoltaicas, deve-se inicialmente definir a configuração do sistema, ou seja, se é um sistema isolado ou conectado à rede. Os principais parâmetros que devem ser especificados são: a tensão nominal de entrada CC e a tensão de saída CA, a faixa de variação de potência aceitável, potência nominal, potência de surto, frequência, temperatura do ambiente e umidade do local de instalação (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014).

As características principais a serem observadas nas especificações do inversor para um sistema fotovoltaico são:

- **Eficiência na conversão de potência:** a eficiência é a relação entre a potência de saída e a potência de entrada do inversor. A eficiência dos inversores varia normalmente entre uma taxa de 50 a 95% podendo diminuir quando operam abaixo da sua potência nominal.
- **Potência nominal de saída:** é a potência que o inversor pode prover à carga em regime contínuo.
- **Potência de surto:** indica a capacidade do inversor de exceder sua potência nominal por um certo período de tempo, conceito aplicado para inversores dimensionados para um sistema fotovoltaico isolado.
- **Taxa de utilização:** indica o número de horas que o inversor poderá fornecer energia operando com potência nominal.
- **Tensão de entrada:** é a tensão CC do inversor, os valores mais utilizados no Brasil são 12V, 24V, 48V.
- **Tensão de saída:** é regulada na maioria dos inversores e depende da tensão de operação das cargas, no Brasil são usados valores de 127 V ou 220 V com frequência de 60 Hz.
- **Temperatura e umidade ambiente:** precisa ser especificado a temperatura do ambiente ao qual se pretende instalar o inversor, pois a temperatura influencia na eficiência do inversor. O local da instalação deve possuir ventilação adequada.

- **Proteção contra sobrecarga na entrada CC:** a maioria dos inversores tem sensores que o desconectam da bateria (sistemas isolados) caso os limites de tensão sejam excedidos (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014).

Para sistemas fotovoltaicos isolados da rede elétrica, é importante considerar no dimensionamento a potência que o dispositivo consome em modo de espera (*standby*). Esse modo pode reduzir a capacidade de geração fotovoltaica e como consequência, reduzir o custo de aquisição do sistema como um todo.

O valor máximo de corrente de autoconsumo para inversores fotovoltaicos isolados para ensaio do Inmetro é de 3% da corrente consumida em carga nominal. Ainda, os inversores devem tolerar surtos de corrente de valores dez vezes superiores a corrente nominal da carga em curtos períodos de tempo antes de entrar em regime de trabalho, essa potência de surto varia inversamente com o tempo de duração do surto.

Como exemplo, a Tabela 5 mostra as especificações de um inversor com potência nominal de 5 kW, levando em conta a potência de surto e a temperatura de operação.

Tabela 5 - Especificações técnicas para um inversor de potência.

	25°C	45°C	60°C
Potência	5000 W	4000 W	
	30 minutos	1 minuto	3 minutos
Potência de pico	6500 W	8400 W	12000 W

Fonte: Adaptado de Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, 2014.

A eficiência de um inversor para conexão à rede pode atingir valores de 98% para circuitos sem transformador e 94% para circuitos com transformador. Ressalta-se que as especificações de eficiência são determinadas pelo fabricante e são dependentes do valor da carga do sistema. A eficiência de um inversor conectado à rede pode ser expressa pelas Equações (10), (11) e (12).

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{P_{\text{CA}}}{P_{\text{CC}}} \quad (10)$$

$$\eta_{\text{spmp}} = \frac{P_{\text{CC}}}{P_{\text{PM}}} \quad (11)$$

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{conv}} + \eta_{\text{spmp}} \quad (12)$$

Na Equação (10), P_{CC} representa a potência instantânea CC na entrada do conversor; P_{CA} representa a potência instantânea CA na saída do inversor. Na Equação (11), P_{PM} representa a potência instantânea máxima do painel fotovoltaico. Na Equação (12), η_{tot} representa a eficiência total do inversor; η_{conv} representa eficiência de conversão do inversor e η_{spmp} representa a eficiência do inversor no ponto de potência máxima.

Os painéis fotovoltaicos devem ser dimensionados de acordo com as características elétricas da entrada do inversor utilizado. Para a conexão com a rede elétrica, os requisitos aplicados para a interconexão do inversor são definidos em regras locais, no Brasil trata-se da regulamentação da ANEEL e das normas da ABNT. A norma ABNT NBR 16149:2013 estabelece faixas de variações de tensão e frequência, proteção anti ilhamento, fator de potência entre outros fatores.

Para ser acoplado a rede, os inversores podem ser de baixa frequência (60 Hz) ou de alta frequência (kHz). No Brasil, a regulamentação da ANEEL exige um transformador de acoplamento para sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Ainda, para sistemas conectados à rede elétrica, a tensão de saída do inversor deve ser sincronizada com a tensão da rede elétrica.

Além disso, os inversores conectados à rede podem ser classificados em função da potência instalada, conforme:

- **Inversores centrais:** são inversores trifásicos de grande porte, com potência na faixa de centenas de kWp até MWp, utilizados em usinas fotovoltaicas;
- **Inversores *multistring*:** inversores trifásicos ou monofásicos dotados de várias entradas independentes para a conexão de fileiras (*strings*) de módulos. São normalmente utilizados em instalações urbanas e tem como potência máxima na faixa de dezenas de kWp;
- **Inversores de *string*:** inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada, com potência de até 10 kWp;

3.5 PROCEDIMENTO DE ACESSO À REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Para a conexão à rede elétrica de um sistema de geração fotovoltaica, o consumidor deverá seguir os procedimentos estabelecidos pela concessionária local. Em geral, será exigido o preenchimento de um formulário de acesso contendo as informações sobre as características dos equipamentos utilizados, potência instalada e outras informações pertinentes (O SETOR ELÉTRICO, 2012). Além da solicitação, deverá ser acompanhada a ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) do projeto do sistema fotovoltaico, assinado pelo engenheiro eletricitista responsável. Em seguida, a concessionária irá emitir um parecer técnico, aprovando ou não a solicitação de acesso (O SETOR ELÉTRICO, 2012). Em caso de parecer favorável, é feito o contrato de relacionamento operacional, a partir do qual o consumidor terá a autorização para iniciar a instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica (O SETOR ELÉTRICO, 2012).

A Figura 20 mostra as etapas para o acesso à rede elétrica de distribuição de energia.

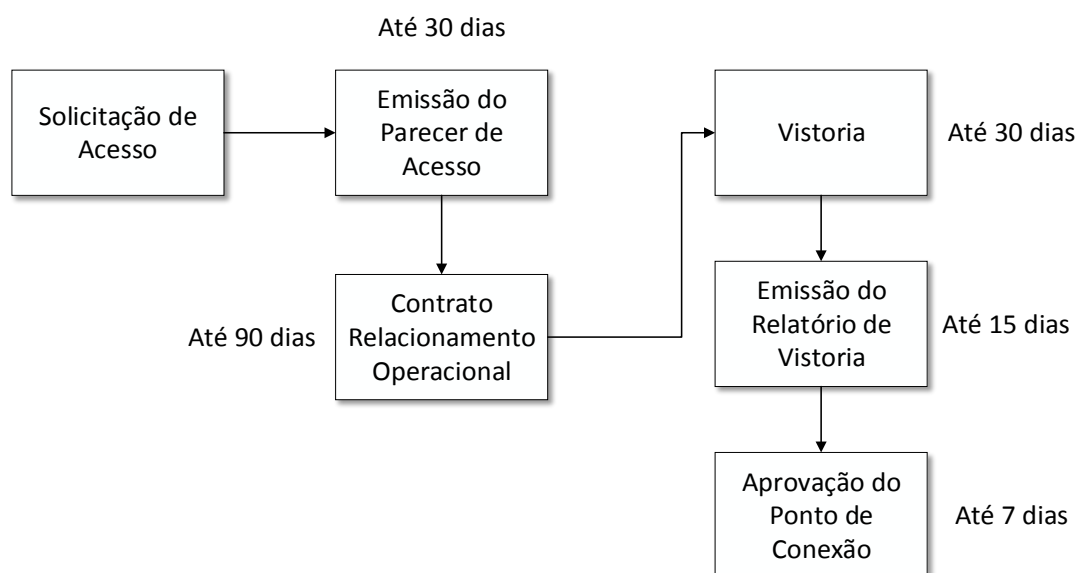


Figura 20 - Acesso à Rede de Distribuição de Energia.
 Fonte: Adaptado de (O SETOR ELÉTRICO, 2012).

4. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (*ON-GRID*)

Nesse capítulo será apresentada a metodologia para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. O objetivo principal desse capítulo é apresentar as principais etapas de dimensionamento, passíveis de serem utilizadas em outras análises de projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. As etapas principais são apresentadas na sequência e descritas com mais detalhes ao longo desse capítulo.

- Etapa 1: Avaliação do recurso solar do local.
- Etapa 2: Estimativa e avaliação da curva de carga.
- Etapa 3: Escolha da configuração do sistema e critério de projeto.
- Etapa 4: Dimensionamento e especificação dos componentes do sistema.

4.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR DO LOCAL

O levantamento solarimétrico é de extrema importância para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, pelo fato de indicar a disponibilidade de radiação solar no local em análise. O valor de irradiação solar depende da localidade onde se deseja instalar o sistema, de modo que para a avaliação do potencial de energia solar fotovoltaica disponível em uma localidade, é necessário quantificar a radiação solar incidente (irradiação solar) no local em questão. Para tal procedimento pode ser utilizado o piranômetro, que é um sensor usado para medir a irradiação solar que atinge a superfície terrestre. Entretanto, em muitos casos, a utilização de medições pode ser não viável, devido ao tempo necessário para realizar as medições. Desse modo, normalmente para sistemas de pequena potência, utilizam-se informações de sites ou *softwares* específicos para estimar os valores de radiação solar no local de análise. Basicamente, as informações necessárias para a estimação da radiação solar são os valores de latitude e longitude da localidade.

Nesse contexto, pode se utilizar o programa SunData, destinado ao cálculo da irradiação solar diária média mensal ($\text{kWh/m}^2\cdot\text{dia}$) em qualquer ponto do território nacional disponível no site (www.cresesb.cepel.br) (CRESESB,2016). O sistema do SunData utiliza um histórico de medições que varia ao longo dos anos e utiliza como

parâmetro de busca as coordenadas geográficas (latitude e longitude) do ponto de interesse. Em alguns casos, a cidade de interesse pode não estar disponível, sendo recomendado, neste caso, selecionar a localidade mais próxima sugerida pela busca ou a localidade com características mais semelhantes à da localidade de interesse ou ainda a considerar o valor médio das localidades próximas. O programa em questão fornece os dados de irradiação solar para pelo menos três localidades disponíveis próximas do ponto de interesse. São fornecidos os valores de irradiação solar, em kWh/m².dia no plano horizontal, correspondentes às diárias médias mensais para os 12 meses do ano. A inserção de dados do SunData deve ser realizada através da coordenada geográfica em graus decimais (00.00°) ou graus, minutos e segundos (00°00'00"), conforme a opção selecionada.

É importante ressaltar que o SunData fornece ainda os valores de irradiação solar convertidos do plano horizontal para planos inclinados com três diferentes ângulos de inclinação em relação ao plano horizontal:

- a) O ângulo igual à latitude;
- b) O ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar;
- c) O ângulo que fornece o maior valor mínimo diário anual de irradiação solar.

A recomendação geral apresentada na literatura é utilizar como base para o ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico o valor da latitude do local (opção a) (GORI; TROSO, 2014). A opção b, é recomendada para os casos em que se deseja a maior geração de energia ao longo do ano, como é o caso de sistemas de micro e minigeração conectados à rede de distribuição, sujeitos ao sistema de compensação de energia definido através da Resolução Normativa da ANEEL nº 482/2012. Recomenda-se ainda, verificar e se possível estimar, o impacto de possíveis sombreamentos de instalações subjacentes aos painéis fotovoltaicos.

Alguns exemplos de *softwares* são o *RETScreen Suite* e o *Radiasol 2* (LABSOL,2016). O *software* Radiasol 2 foi desenvolvido pelo LABSOL (Laboratório de Energia Solar da UFRGS) e tem a finalidade de gerar dados meteorológicos que poderão ser inseridos em programas de simulações e dimensionamentos de projetos (FREIRE, 2013). O Radiasol 2 tem a possibilidade adicional de estimar a radiação solar incidente em função da direção e da inclinação de instalação do sistema fotovoltaico.

Ressalta-se que os efeitos de sombreamento podem conduzir a uma inclinação dos painéis diferente das sugestões propostas por a, b e c (LOPES, 2013) (CARNEIRO,2010). Ademais, deve-se observar que as inclinações são apenas sugestões para a instalação dos painéis fotovoltaicos, cuja escolha deverá ser baseada principalmente na atividade fim da instalação e em outros aspectos técnicos e econômicos.

O Número de horas de Sol Pleno (NSP) é uma forma de expressar o valor que foi acumulado de energia solar ao longo do dia. É definido como o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a 1000 W/m^2 , de forma que a energia resultante seja igual à energia acumulada em kWh (JUCÁ; CARVALHO, 2013).

Como o sistema fotovoltaico proposto neste trabalho será conectado à rede elétrica, para o cálculo do NSP, será utilizado o valor de irradiação solar média mensal considerando os doze meses do ano. Nos meses em que a geração de energia elétrica for menos significativa (sobretudo nos meses de inverno), à rede elétrica da concessionária terá a função de fornecer a energia necessária para o suprimento das cargas. Nos momentos em que a geração do sistema fotovoltaico for superior à carga, a energia gerada será injetada na rede e posteriormente compensada.

4.2 ESTIMATIVA DA CURVA DE CARGA

Para um sistema fotovoltaico autônomo (isolado ou híbrido), em geral, estima-se a energia média consumida pelas cargas em um dia típico. Para calcular a energia diária média gerada, deve ser considerado o consumo estimado dos aparelhos em situações típicas do cotidiano. Se for considerado apenas as situações críticas, o sistema poderá ser superdimensionado. Por outro lado, se for considerado apenas os melhores cenários (menor consumo), o sistema tenderá a ficar subdimensionado, implicando na falta de energia nos períodos de menor irradiação solar, caso o sistema não possua um banco de baterias (BLUESOL, 2016). Para contornar esse problema, utilizam-se normalmente bancos de baterias (especificamente para sistemas isolados), que muitas vezes terão que ser dimensionados com uma capacidade alta, representando custos significativos no investimento inicial.

Um dos métodos de cálculo mais utilizados para o cálculo da estimativa da média diária semanal (MDS) é representado na Equação 13 (BLUESOL, 2016).

$$MDS = \frac{Pot_{\text{aparelho}} \cdot t \cdot n}{7} \quad (13)$$

Em que Pot_{aparelho} é a potência em kW do aparelho elétrico, t é o tempo que de uso do diário do aparelho expresso em horas e n é a quantidade de vezes que o aparelho é utilizado por semana.

Calculado as necessidades energéticas dos aparelhos, através da média diária semanal, é somado os resultados para obter a energia que é utilizada diariamente. A energia real que deverá ser gerada diariamente é estimada após o cálculo do rendimento global da instalação, que é calculado com base no rendimento dos componentes do sistema e suas formas de uso, conforme apresentado na Equação (14) (BLUESOL,2016).

$$E_{\text{real}} = \frac{\text{Consumo (Wh/dia)}}{\eta_g} \quad (14)$$

Em que η_g corresponde ao rendimento global da instalação.

Conforme destacado na seção 4.1, para sistemas conectados à rede, é recomendável utilizar um ângulo de instalação de tal modo que o valor médio mensal das irradiâncias maximize a energia gerada ao longo do ano. Nestes casos, para avaliação da curva de carga, podem ser utilizados vários métodos, como por exemplo a estimativa da energia diária média, conforme supracitado. Ainda, para facilitar a estimativa da energia média mensal, recomenda-se utilizar as faturas de energia dos últimos meses e calcular o valor médio mensal do consumo.

Neste trabalho, entretanto, a energia média mensal gerada pelo sistema fotovoltaico será calculada em função da área disponível para a instalação do sistema, cujos detalhes são apresentados nas seções subsequentes.

4.3 LOCAL DA INSTALAÇÃO

De acordo com a NTC nº 903109 de 2015 é recomendável que a localização do sistema de geração seja o mais próximo possível do ponto de medição. Essa localização deve apresentar uma área de fácil acesso para a instalação dos módulos fotovoltaicos e para sua manutenção (GORI; TROSO, 2014).

O local deve ser escolhido visando obter o melhor rendimento possível para a instalação, tentando eliminar perdas causadas pelo efeito de sombreamento dos módulos fotovoltaicos (LOPES, 2013).

4.4 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos devem estar orientados em direção a linha do equador. Em localidades localizadas no hemisfério Sul, a face dos módulos fotovoltaicos deve ser orientada em direção ao Norte Verdadeiro, de modo a maximizar a energia gerada. Porém, essa regra pode não ser válida para locais onde há variações constantes do clima. Como exemplo, cita-se o caso em que haja significativa neblina durante o período da manhã de modo que a maior parte de incidência de radiação solar ocorrerá à tarde (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014).

Na maioria dos locais, a direção do Norte Verdadeiro não coincide com a do Norte Magnético indicado pela bússola, necessitando assim corrigir o referencial magnético. Para essa correção, utiliza-se a declinação magnética do local da instalação, a qual pode ser obtida através de *softwares* ou sites. Uma maneira de verificar o valor da declinação magnética é através da *homepage* do Observatório Nacional (ON, 2016), o qual disponibiliza um mapa de declinação magnética sobre o território brasileiro (MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, 2014). Caso o sistema fotovoltaico esteja orientado para outra direção que não seja o Norte Verdadeiro (para localidades localizadas no hemisfério Sul), o sistema fotovoltaico terá perdas na geração de energia (GORI; TROSO, 2014). A Tabela 6 apresenta uma estimativa das perdas dependendo da orientação (direção) dos módulos fotovoltaicos.

Tabela 6 - Perdas devido a orientação dos módulos fotovoltaicos.

Orientação	Perdas
Nordeste / Noroeste	Varia entre 3% e 8%
Leste / Oeste	Varia entre 12% e 20%

Fonte: Adaptado de (GORI; TROSO, 2014).

A Figura 21 ilustra o ângulo ideal de instalação de um módulo fotovoltaico, representado por β , obtido através da latitude do local em questão.

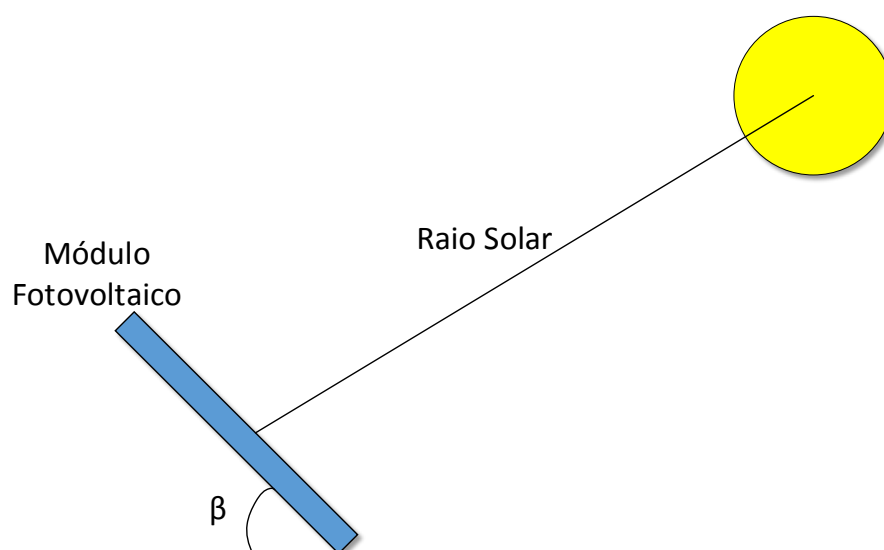


Figura 21 - Ângulo de inclinação ideal para os módulos fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de (BARROS, 2011).

O valor de latitude pode ser definido através do *Software Google Earth*. De acordo com Villalva e Gazzoli (2012), para sistemas conectados à rede, recomenda-se que o ângulo de inclinação β dos painéis fotovoltaicos seja estimado de acordo com a Tabela 7.

Tabela 7 - Recomendação do ângulo de inclinação do módulo fotovoltaico.

Latitude do Local	Ângulo β Recomendado
0° a 10°	$\beta = 10^\circ$
11° a 20°	$\beta = \text{latitude do local}$
21° a 30°	$\beta = \text{latitude do local} + 5^\circ$
31° a 40°	$\beta = \text{latitude do local} + 10^\circ$
41° ou mais	$\beta = \text{latitude do local} + 15^\circ$

Fonte: Adaptado de (VILLALVA; GASOLI, 2012).

4.5 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Nesta seção serão apresentadas as equações principais utilizadas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede. A potência de saída de um sistema fotovoltaico (Equação (15)) é variável com o tempo, já que é dependente da radiação solar incidente, que é variável ao longo do dia.

$$P_g(\text{Wp}) = \eta \cdot A \cdot R_s(t) \quad (15)$$

Em que η é o rendimento do módulo fotovoltaico, A é a área do módulo fotovoltaico (m^2) e $R_s(t)$ é a radiação solar incidente em função do tempo (W/m^2).

De acordo com Figueira (2014), a potência instalada do arranjo fotovoltaico ($P_{\text{FV}}(\text{Wp})$), correspondente ao valor máximo de potência do arranjo, sendo determinada em função do valor da radiação solar máxima ($R_{s_{\text{máxima}}}$) em W/m^2 , representada pela Equação (16).

$$P_{\text{FV}}(\text{Wp}) = \eta \cdot A \cdot R_{s_{\text{máxima}}} \quad (16)$$

Dessa forma, a energia gerada pelo módulo fotovoltaico (E_g) em kWh é expressa pela Equação 17.

$$E_g = \frac{C_{\text{diário}}}{\eta_{\text{inversor}} \cdot \eta_{\text{F}}} \quad (17)$$

Em que $C_{\text{diário}}$ corresponde ao consumo diário de energia (kWh), η_{inversor} é a eficiência do inversor e η_{F} é o rendimento da fiação da instalação.

Portanto, a potência (em Wp) total do arranjo fotovoltaico pode ser representada pela Equação (18). Neste caso, ressalta-se que o número de horas de sol pleno (NSP) é uma forma de expressar o valor que foi acumulado de energia solar ao longo do dia, sendo definido como o número de horas em que a radiação solar deve permanecer constante e igual a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$, de forma que a energia resultante seja igual à energia em kWh (JUCÁ; CARVALHO, 2013).

$$P (Wp) = \frac{E_g}{NSP} \quad (18)$$

Em que E_g é a energia gerada pelo arranjo fotovoltaico (kWh) e NSP corresponde ao Número de Horas de Sol Pleno (kWh/m².dia).

4.6 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

De acordo com Santos *et al.* (2006) e Figueira (2014), a potência nominal do inversor deve ser escolhida com base na potência nominal do sistema fotovoltaico com base na Equação (19).

$$0,7 \cdot Pot_{FV} \leq Pot_{INVCC} \leq 1,2 \cdot Pot_{FV} \quad (19)$$

Em que Pot_{FV} é a potência instalada do sistema fotovoltaico e Pot_{INVCC} é a potência do inversor.

Outros fatores que devem ser levados em consideração para escolha do inversor é a existência ou não da tecnologia MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) ou em português Rastreador do Ponto Máximo de Potência, que tem por objetivo rastrear o ponto máximo de potência do sistema fotovoltaico, objetivando aumentar o rendimento total do sistema. A tensão de entrada do inversor deve ser superior a tensão de circuito aberto do arranjo fotovoltaico e recomenda-se verificar questões relacionadas à disponibilização de assistência técnica por parte do fabricante ou da empresa para o local de instalação (FIGUEIRA, 2014).

4.7 ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica tem por finalidade determinar se um projeto de investimento tem condições de atender as expectativas e demandas dos investidores, ou seja, contribui para a tomada de decisão acerca de realizar ou não um determinado investimento. Os principais parâmetros analisados consistem na determinação da capacidade do projeto de investimento em gerar recuperação do capital (retorno do investimento) e a sua remuneração (retorno sobre o investimento).

Ademais, na análise econômica é possível analisar uma série de indicadores financeiros, como por exemplo, o Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Método do *Payback* (PB), Retorno Sobre Investimento (ROI), Índice de Lucratividade (IL), entre outros. É possível ainda estabelecer uma análise dos possíveis riscos relacionados ao investimento.

Dentre as ferramentas principais para a análise de viabilidade econômica de um projeto destaca-se o Método do *Payback* (PB), que corresponde ao número de períodos necessários para que o fluxo de caixa acumulado se torne positivo (NAKABAYASHI, 2014). Há duas possibilidades nesta análise: *payback* simples e o *payback* descontado, sendo que o primeiro não leva em conta o dinheiro no tempo e é vantajoso pela simplicidade dos cálculos, já o segundo apresenta um valor mais confiável, pois considera uma taxa de juros para retornar o valor de fluxo de caixa (NAKABAYASHI, 2014).

A ferramenta do Valor Presente Líquido (VPL) também é amplamente utilizada na análise econômica, em que se considera o valor do investimento inicial do sistema, a economia mensal com a utilização do projeto e uma taxa de atratividade para o investimento (NAKABAYASHI, 2014). Para o VPL, se o balanço de caixa após um período de tempo for positivo, ter-se-á o VPL positivo, indicando possível viabilidade do investimento. (MOTA, 2011).

Segundo Araújo (2011), o valor do VPL pode ser calculado utilizando a Equação (20).

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+R)^t} - FC_0 \quad (20)$$

Em que n é a duração do projeto, t a quantia de tempo em que o capital foi investido, FC_t é o valor presente das entradas de caixa, FC_0 é o investimento inicial e R o custo do capital.

Para o cálculo do TIR, utiliza-se a Equação (21).

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_0 \quad (21)$$

A Sistemática de Análise de Viabilidade Econômica do Projeto de Investimento (SAVEPI) proposta por Lima *et al.* (2014), é um aplicativo computacional desenvolvida no MS-Excel®, que é utilizado para realizar a análise de viabilidade financeira de um investimento. A SAVEPI considera os indicadores de risco e indicadores de retorno além de outros fatores que podem impactar na análise de viabilidade do projeto do sistema fotovoltaico.

4.8 FLUXOGRAMA SIMPLIFICADO PARA O PROJETO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO

A Figura 22 apresenta um fluxograma simplificado elaborado neste trabalho para a realização do projeto de um sistema fotovoltaico.

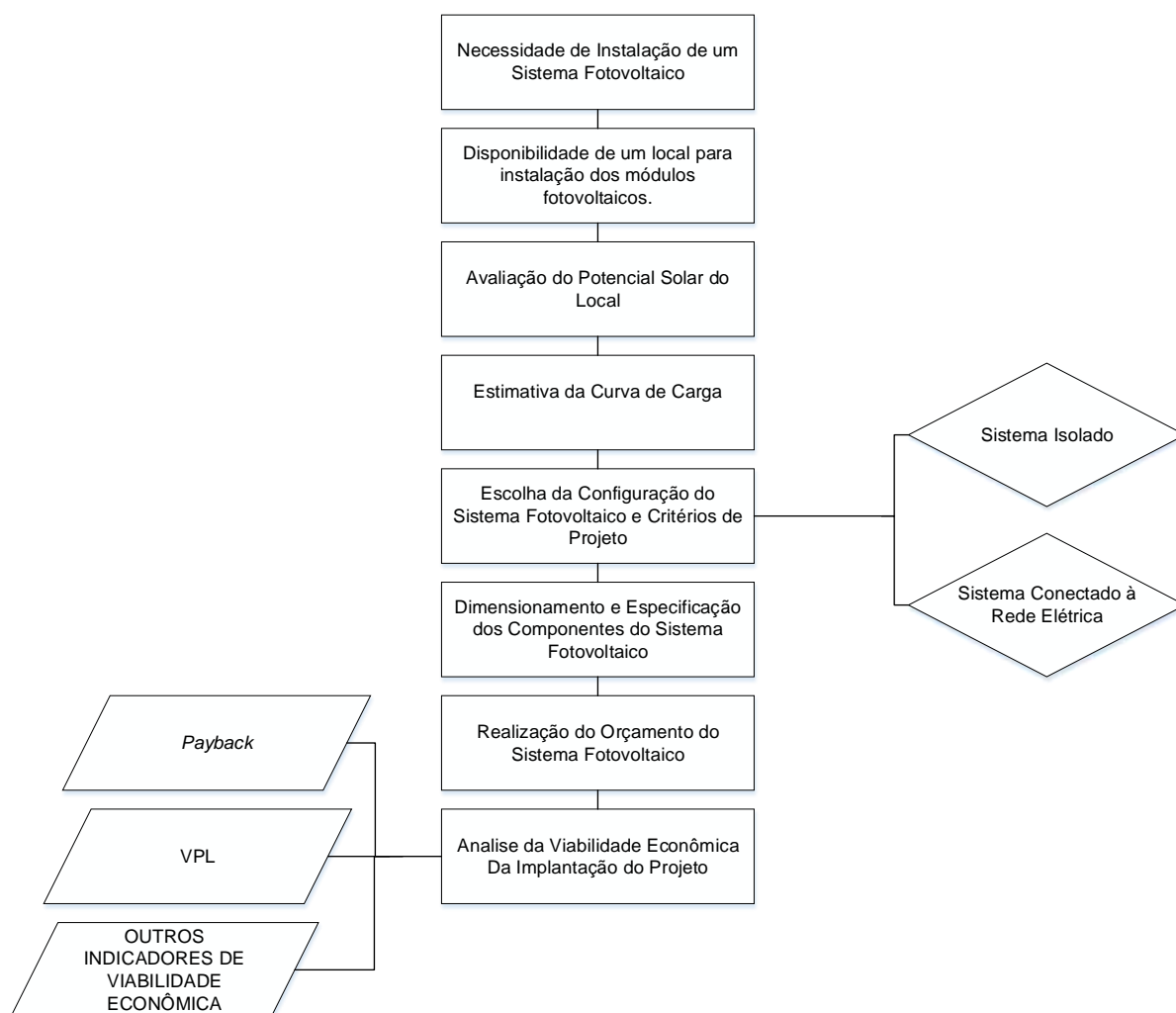


Figura 22 - Fluxograma simplificado para o projeto de um sistema fotovoltaico.
Fonte: Autoria Própria.

O fluxograma representado pela Figura 22 apresenta os procedimentos descritos no capítulo 5 para o dimensionamento do sistema fotovoltaico. Inicialmente, deve ser encontrada uma motivação para a realização da implantação do sistema, que pode ser a busca por alternativas de reduzir o consumo de energia elétrica, utilização de uma fonte de energia renovável ou ainda nos casos de sistemas isolados, os custos com a extensão da rede elétrica podem ser consideráveis, de modo que a opção por um sistema de geração própria pode contribuir para o suprimento de energia elétrica desses locais com custos menores.

Na sequência, analisa-se a disponibilidade de um local para se realizar a instalação dos módulos fotovoltaicos. Normalmente, utiliza-se o telhado das construções. Após definir o local de instalação, deve ser realizado o levantamento de dados da radiação solar média do lugar escolhido através de medições ou *softwares* capazes de estimar esses valores.

Em seguida, deve-se realizar a avaliação da curva de carga da instalação. Nesta etapa, normalmente estima-se a energia necessária para atender um determinado conjunto de cargas, conforme detalhado na seção 4.1. O próximo passo consiste em definir a configuração do sistema: sistema conectado à rede elétrica ou sistema isolado, cujas características, vantagens e desvantagens foram apresentadas ao longo do trabalho.

Após a realização das etapas supracitadas, torna-se possível realizar o dimensionamento e especificação dos componentes do sistema fotovoltaico, determinando-se o número de módulos fotovoltaicos, características do inversor (quando necessário), estimar a energia gerada pelo sistema, dentre outras especificações que dependem da configuração do sistema.

Finalmente, após a realização do dimensionamento, torna-se possível a realização da análise de viabilidade econômica. Nesta etapa, recomenda-se inicialmente entrar em contato com fabricantes e/ou empresas para a realização do orçamento dos equipamentos do sistema fotovoltaico, e na sequência realizar a análise econômica conforme descrito na seção 4.7.

Pode ser utilizado também o SAVEPI (Sistemática de Análise de Viabilidade Econômica do Projeto de Investimento), que é uma ferramenta utilizada para realizar a análise de viabilidade econômica de um projeto. O SAVEPI utiliza de indicadores de risco e indicadores de retorno e outros fatores que podem impactar no desempenho do estudo de viabilidade econômica (LIMA *et al.*, 2014).

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção, serão apresentados os resultados do trabalho através da utilização da metodologia descrita no capítulo 4.

5.1 AVALIAÇÃO DO RECURSO SOLAR E DETERMINAÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

O local de instalação do sistema fotovoltaico foi determinado com base em aspectos técnicos e econômicos, sobretudo, pela proximidade do local de instalação com o sistema de medição. Dessa forma, o estudo será realizado considerando a instalação do sistema fotovoltaico no telhado do bloco HIJ (especificamente na parte H) do câmpus da UTFPR – PB. Nas Figuras 23, 24 e 25 apresenta-se a vista aérea do câmpus, o detalhe da cobertura em que se pretende realizar a instalação do sistema fotovoltaico, e a planta baixa da UTFPR-PB, respectivamente. Ressalta-se que o bloco HIJ encontra-se fisicamente próximo do sistema de medição da instituição, conforme ilustra a Figura 25.



Figura 23 - Vista aérea do câmpus UTFPR-PB.
Fonte: *Software Google Earth.*



Figura 24 - Estrutura do telhado bloco HIJ UTFPR-PB.
Fonte: Autoria própria

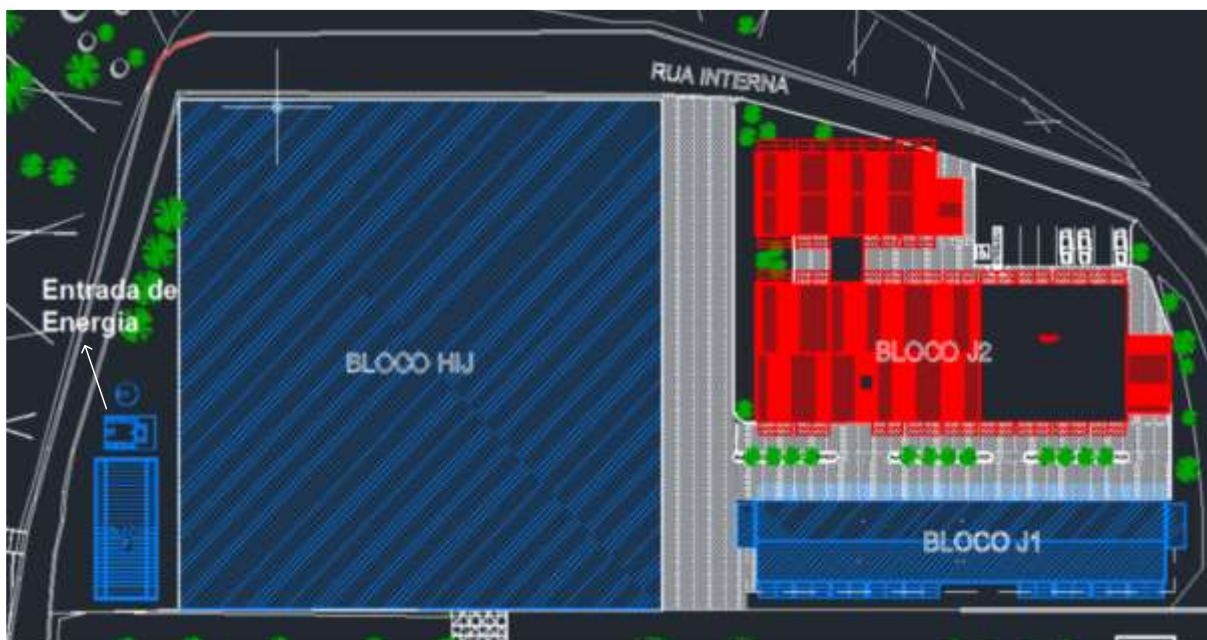


Figura 25 - Planta Baixa UTFPR-PB, bloco HIJ e Entrada de Energia.

A Figura 26 representa o detalhe da cobertura do bloco HIJ da UTFPR-PB, em que o ângulo β é o ângulo de instalação dos módulos, e que corresponde ao ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal do local, o ângulo Φ é o

ângulo de complemento do triângulo retângulo e pode ser encontrado pela Equação (22).

$$\phi = 180 - \beta \quad (22)$$

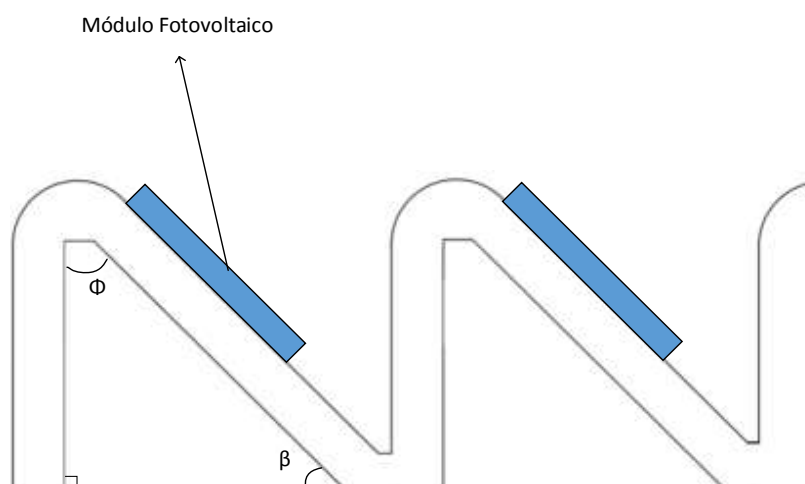


Figura 26 – Detalhe da estrutura da cobertura do bloco HIJ
Fonte: Autoria Própria.

Através do *software Google Earth*, foram obtidos os dados de latitude e longitude do local em questão, conforme ilustra a Figura 23 que apresenta a vista aérea do campus UTFPR-PB. Para definir o ângulo ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos β , utiliza-se como base os valores de latitude e longitude do local (Pato Branco) especificados na Tabela 8.

Tabela 8 - Dados de Latitude e Longitude da cidade de Pato Branco PR.

Cidade	Latitude	Longitude
Pato Branco	26,8° S	52,7° O

Fonte: Google Earth.

De acordo com Villalva e Gazzoli (2012), uma estimativa para o cálculo do ângulo de inclinação “ideal” (β) de sistemas fotovoltaicos conectados à rede é utilizar como base o valor da latitude do local de acordo com a Tabela 6, conforme apresentado na seção 4.4. Utilizando a latitude do local (26,8°) e utilizando a recomendação da Tabela 7, obtém-se como recomendação de instalação o valor de

$\beta = 31,8^\circ$. Ressalta-se que o valor encontrado como ângulo ideal ($\beta = 31,8^\circ$), foi calculado de acordo com a recomendação de Villalva e Gazzoli (2012) e também sugerido no trabalho de Vasconcelos (2013).

Conforme ilustra a Figura 27, o ângulo original β da estrutura existente é de 37° , diferente do ângulo recomendado para a instalação dos painéis fotovoltaicos, calculado previamente ($31,8^\circ$).

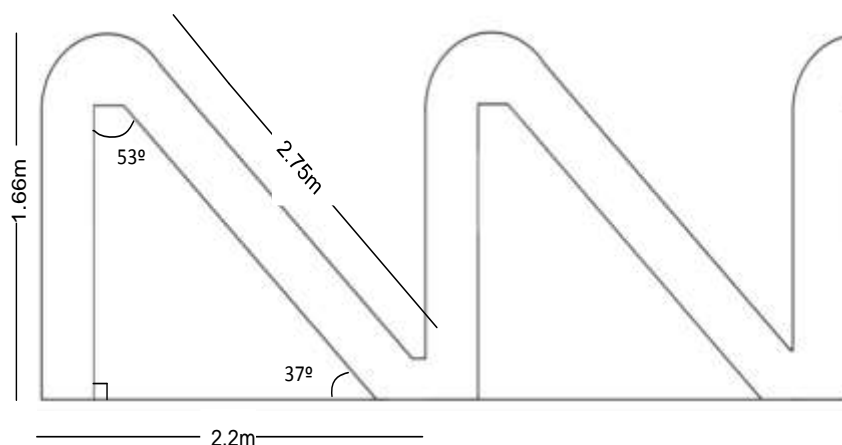


Figura 27 – Ângulo Original da Estrutura do Telhado do Bloco HIJ.
Fonte: Autoria própria.

Com o objetivo de realizar o levantamento do potencial solar do Câmpus da UTFPR – PB, utilizou-se inicialmente o programa SunData (livre uso acadêmico), disponível no site (www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&), destinado ao cálculo da irradiação solar diária, média e mensal de qualquer localidade do território nacional e que fornece uma recomendação para o valor de ângulo de instalação do módulo fotovoltaico baseado na latitude do local e também em função da direção, constituindo-se em uma ferramenta de apoio para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede. O SunData é um banco de dados do CRESESB, criado em 1994 para promover o desenvolvimento de energias renováveis alternativas (CEPEL, 2016). Além da utilização do programa SunData, na sequência também será utilizado, para efeitos de comparação, o *software* Radasol2.

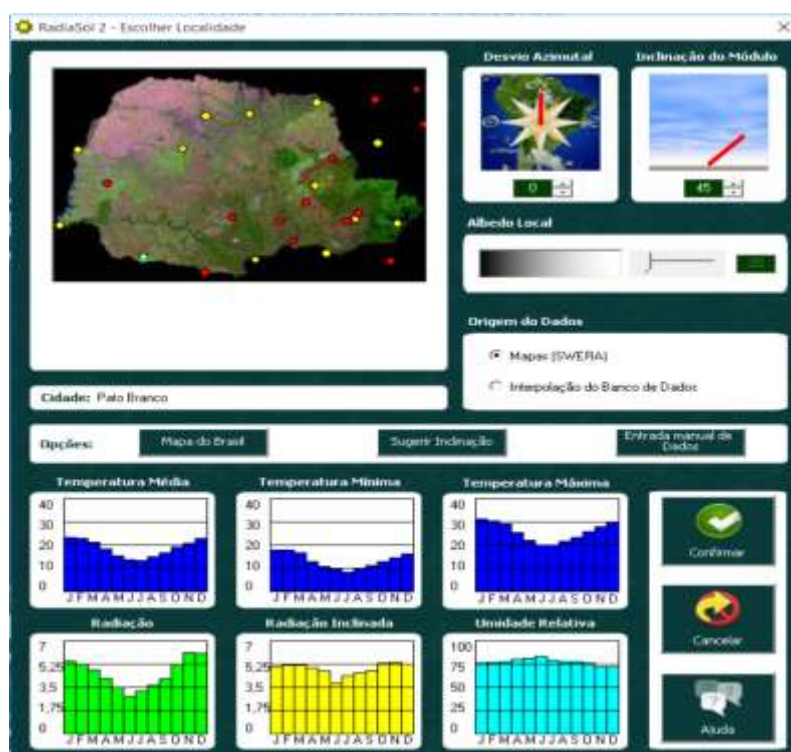
Dessa forma, utilizando os valores de latitude e longitude no sistema do SunData, obtém-se os valores de radiação solar para as três localidades mais próximas do local desejado (Pato Branco), pois o local em questão não se encontra disponível no banco de dados do SunData, conforme detalhado na seção 4.1. Essas localidades são Xanxerê, Palmas e São Miguel do Oeste. A Tabela 9 fornece os dados de radiação ($\text{kWh/m}^2.\text{dia}$) para os locais especificados no período de um ano.

Tabela 9 - Dados radiação solar para localidades próximas a cidade de Pato Branco - PR.**Irradiação solar diária média [kWh/m².dia] no plano horizontal**

Município	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Xanxerê	5,5	5,44	5,06	4,19	3,5	2,58	3,3	3,6	4,6	5,3	6	6,08	4,6
Palmas	5,25	4,69	4,5	4	3,5	2,78	3,1	3,6	4,1	4,9	5,67	5,83	4,33
São Miguel do Oeste	5,72	5,53	4,89	4,25	3,5	2,97	3,2	3,7	4	5,5	6,58	6,19	4,68

Fonte: Adaptado de SunData.

Para efeito de comparação, e em função do programa SunData não fornecer os valores de radiação solar especificamente para a cidade de Pato Branco, também foi utilizado o *Software* Radiasol 2 para obtenção dos dados de radiação solar para a cidade de Pato Branco. A Figura 28 apresenta a interface gráfica do *software* Radiasol 2, em que é possível escolher a localidade para se obter os dados de radiação. A cidade de Pato Branco não se encontra disponível no banco de dados do programa, porém, é possível inserir manualmente a cidade a partir dos valores de latitude e longitude. Neste caso, o programa Radiasol 2 obtém os dados da localidade através de um processo de interpolação.

**Figura 28 – Interface Gráfica do *software* Radiasol 2.**

Fonte: adaptado de (LABSOL,2016).

Desse modo, no programa RadiaSol 2, inicialmente deve-se selecionar a localidade pretendida (Pato Branco), em seguida utilizar o botão “sugerir inclinação” (Figura 29). Na sequência, utilizando o botão “Confirmar”, o programa fornecerá os valores de irradiação solar média mensal no plano inclinado.

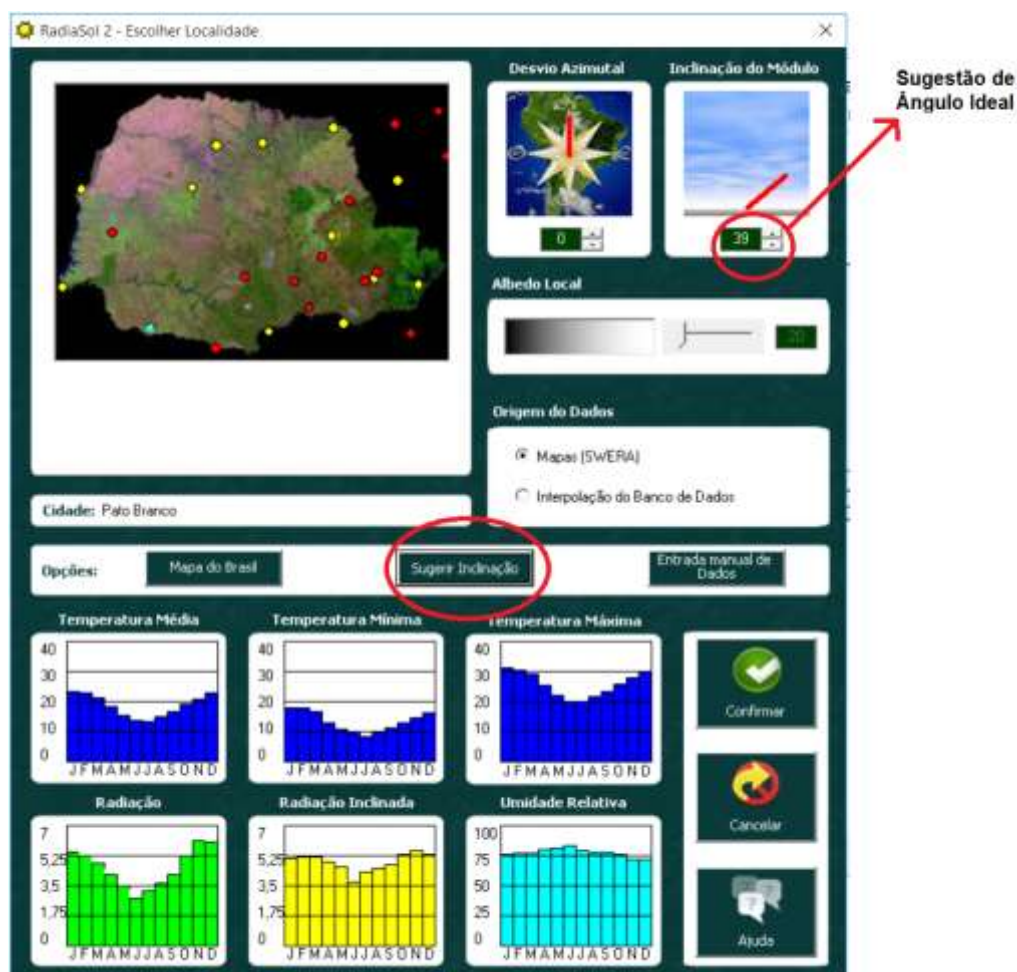


Figura 29 - Ângulo Ideal Sugerido pelo Software RadiaSol2
 Fonte: Adaptado de RadiaSol2.

Para efeito de comparação, serão apresentados diferentes cenários considerando valores distintos de direção e inclinação dos módulos fotovoltaicos através de diferentes referências (SunData, RadiaSol 2 e considerando as sugestões da Tabela 7). Ressalta-se que a inserção numérica da inclinação ideal no software RadiaSol 2 utiliza números naturais. Assim, considerou-se o arredondamento dos valores utilizados. A Tabela 10 será utilizada para a ilustração das comparações.

Tabela 10 – Inclinações utilizadas para as comparações.

Inclinação	Fonte dos dados
22°	SunData
22°	Radiasol2
31,8°	Radiasol2
37°	Radiasol2
39°	Radiasol2

Inicialmente, considera-se a direção Norte (ideal) com as inclinações fornecidas pela Tabela 11. Ressalta-se que o ângulo de 22° corresponde ao valor ideal fornecido pelo SunData (o ângulo que fornece o maior valor médio diário anual de irradiação solar), o ângulo de 37° é o valor existente da estrutura física do telhado onde serão instalados os painéis fotovoltaicos e 39° é o ângulo ideal fornecido pelo Radiasol2. A Tabela 11 apresenta os dados de radiação solar no plano inclinado para os diferentes meses do ano com orientação Norte, para os ângulos citados.

Tabela 11 - Dados de Radiação Solar Orientado para o Norte.

Valores de Radiação Solar no Plano Inclinado (kWh.m²/dia)- Orientação Norte					
Mês	39° - Radiasol2	37° - Radiasol2	32° - Radiasol2	22° - Radiasol2	22° - SunData
Jan	4,7	4,84	4,93	5,26	5,08
Fev	4,91	5,04	5,12	5,31	5,28
Mar	5,13	5,17	5,06	5,26	5,3
Abr	5,02	5,02	4,76	4,84	4,83
Mai	4,83	4,62	4,7	4,42	4,47
Jun	4,31	3,96	3,88	3,62	3,31
Jul	4,53	4,71	4,2	4,14	4,26
Ago	4,6	4,61	4,58	4,38	4,28
Set	4,85	4,79	4,76	4,7	4,96
Out	5,21	5,22	5,38	5,48	5,3
Nov	5,49	5,44	5,57	5,94	5,59
Dez	5,12	5,06	5,39	5,13	5,52
Média	4,89	4,87	4,86	4,87	4,85

Fonte: Adaptado de Radiasol 2 e SunData.

A Figura 30 ilustra de forma gráfica os dados apresentados pela Tabela 11. Nota-se que a média dos valores de radiação para o ângulo de 39° é maior do que a média dos outros ângulos. Entretanto, os valores médios de radiação solar obtidos para todas as inclinações são muito similares, sendo os extremos de 4,85 kWh.m²/dia e 4,89 kWh.m²/dia, e a diferença percentual inferior a 1%.

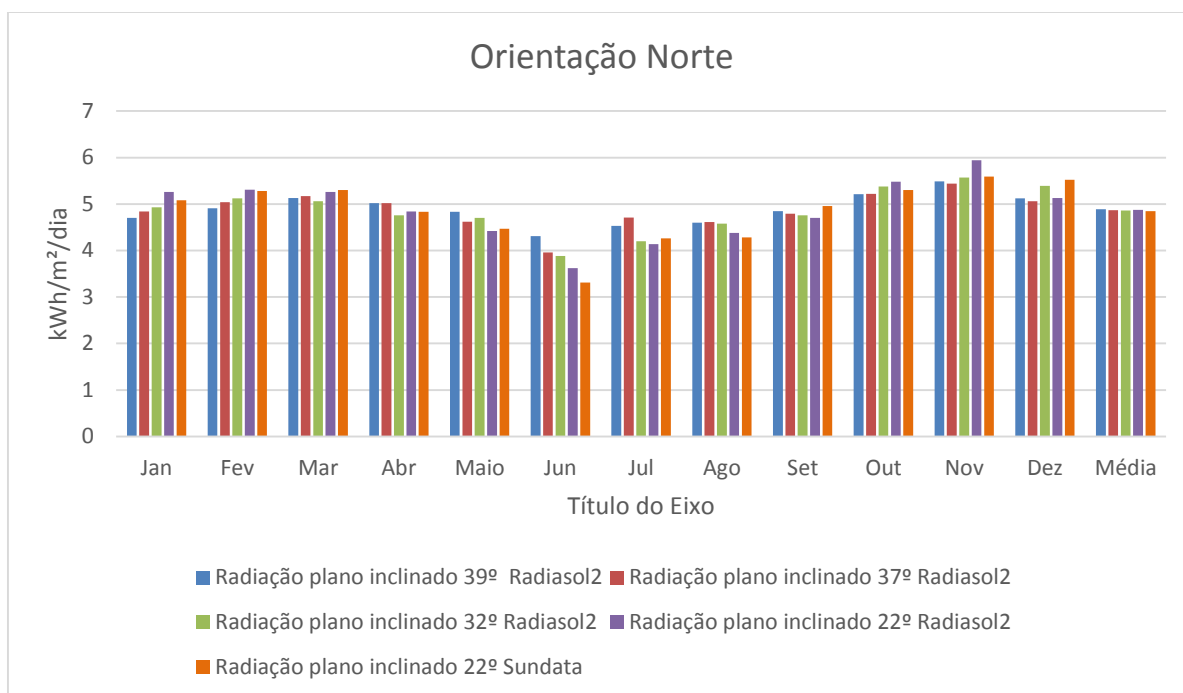


Figura 30 - Radiação Solar para a Orientação Norte.
Fonte: Adaptado de Radasol 2 e Sundata.

A Tabela 12 apresenta os dados de radiação considerando a direção Leste para a instalação dos painéis fotovoltaicos (direção que posteriormente será utilizada para o dimensionamento do sistema).

Tabela 12 - Dados de Radiação Solar Orientado para o Leste.

Valores de Radiação Solar no Plano Inclinado (kWh.m²/dia)- Orientação Leste					
Mês	39° - Radasol2	37° - Radasol2	32° - Radasol2	22° - Radasol2	22° - Sundata
Jan	5,05	5,1	4,89	5,09	4,87
Fev	4,72	4,79	4,93	4,75	4,82
Mar	4,39	4,41	4,5	4,28	4,4
Abr	3,71	3,81	3,84	3,98	3,83
Mai	3,15	3,15	3,24	3,08	3,12
Jun	2,54	2,54	2,65	2,71	2,49
Jul	2,86	2,85	2,69	2,81	2,86
Ago	3,29	3,28	3,31	3,19	3,3
Set	3,87	3,86	3,95	3,91	3,9
Out	4,78	4,81	5,01	4,62	4,81
Nov	5,49	5,13	4,89	5,23	4,97
Dez	5,46	5,42	4,92	5,37	5,28
Média	4,11	4,10	4,07	4,09	4,05

Fonte: Adaptado de Radasol 2 e Sundata.

A Figura 31 ilustra de forma gráfica os dados apresentados pela Tabela 12. Nota-se que a média dos valores de radiação para o ângulo de 39° é maior do que a média dos outros ângulos. De forma análoga a direção Norte, também se verifica uma similaridade nos valores médios obtidos, sendo os extremos de 4,05 kWh.m²/dia e 4,11 kWh.m²/dia, e a diferença percentual de aproximadamente 1,5%.

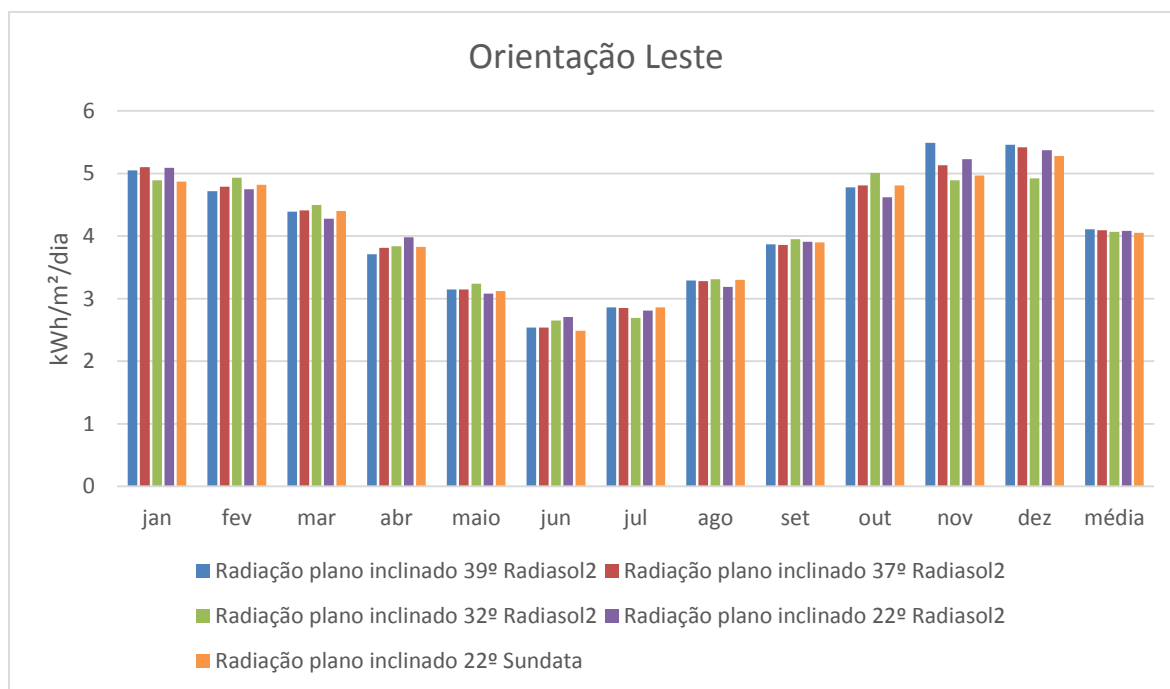


Figura 31 - Radiação Solar para a Orientação Leste.
Fonte: Adaptado de Radasol 2.

Através da análise dos resultados ilustrados nas Figuras 30 e 31, é possível notar que o melhor ângulo para a instalação dos módulos fotovoltaicos é diferente entre as fontes utilizadas (Sundata e Radasol2). Entretanto, percebe-se que o valor médio anual de radiação solar é maior para o ângulo de 39° (embora com uma pequena diferença entre as outras inclinações) que é o ângulo sugerido pelo *software* Radasol. Comparando os dados entre o ângulo de 39° sugerido pelo Radasol e o ângulo de 22° sugerido pelo Sundata existe uma diferença inferior a 1% para a direção Leste, nos valores de radiação. Portanto, embora diferentes valores de inclinações ideais tenham sido apresentados, percebe-se que os valores médios de radiação solar anual são similares entre o ângulo da estrutura física (37°) e o de 39° (com melhor valor médio de radiação solar de acordo com o programa radasol 2).

Porém, para implementar o sistema fotovoltaico com o ângulo de 39°, haveria um custo adicional relacionado a construção de uma estrutura auxiliar para

elevar o ângulo original da cobertura do bloco HIJ de 37° para 39°, o que implicaria em um investimento maior para a instalação do sistema fotovoltaico.

Como o ângulo de 37° não apresenta uma diferença significativa, em termos de radiação solar média, em relação ao ângulo sugerido pelo *software*, optou-se por utilizar esse valor para os cálculos de dimensionamento do sistema fotovoltaico, reduzindo assim o gasto com a instalação de uma estrutura adicional.

5.2 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

A Figura 32 apresenta as dimensões do bloco HIJ, cuja área total é de 4396,92m².

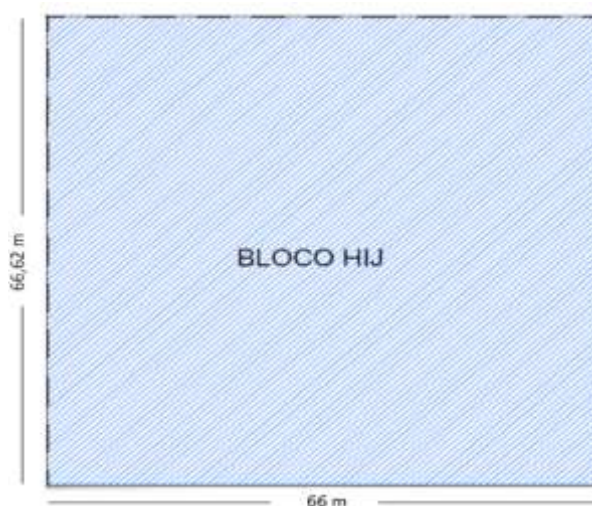


Figura 32 - Dimensões do Bloco HIJ.

Neste trabalho, será considerado o projeto do arranjo de módulos fotovoltaicos somente para a área do bloco H, como mostrado na Figura 33. A área total do bloco H é de 1029,6 m², porém, devido à aspectos técnicos de instalação, não é possível utilizar toda a área, já que é necessária uma distância mínima entre os painéis fotovoltaicos de modo a evitar o efeito de sombreamento e ainda é recomendável de modo a facilitar a instalação e manutenção do sistema.

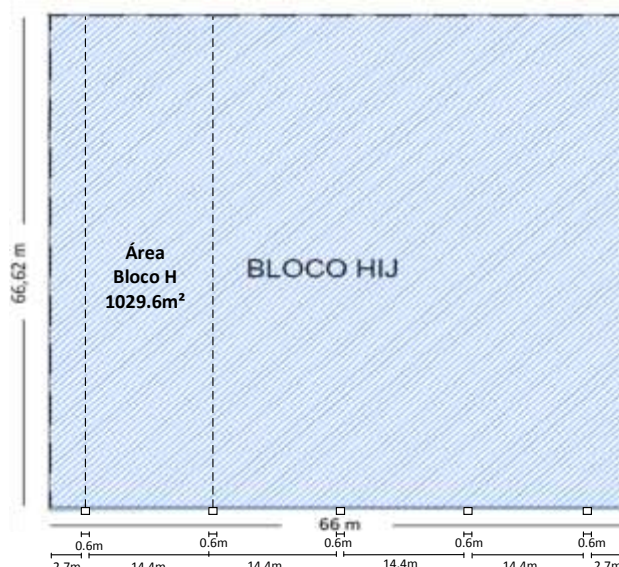


Figura 33 - Área disponível do bloco H.

O módulo fotovoltaico escolhido para o projeto foi o modelo KD325GX-LFB da Kyocera Solar, que consiste em uma configuração que utiliza inversores sem transformadores, tem pontos de conexão para aterramento nas quatro extremidades, facilitando assim a instalação (KYOCERA, 2016), além de serem utilizados em estudos realizados por Figueira (2014). As informações técnicas do módulo fotovoltaico utilizado no trabalho se encontra no Anexo I.

As principais especificações do módulo fotovoltaico nas condições padrão de teste são apresentados no Quadro 1.

Potência máxima	325 (W)
Tensão máxima	40,3 (V)
Corrente máxima	8,07 (A)
Tensão de circuito aberto	49,7 (V)
Corrente de curto circuito	8,69 (A)
Eficiência	14,3 (%)
Comprimento	1,66 (m)
Largura	1,32 (m)
Altura	0,046 (m)

Quadro 1 – Características elétricas do módulo fotovoltaico KD325GX-LFB
 Fonte: adaptado de Kyocera Solar.

Empresas de instalações de módulos fotovoltaicos recomendam deixar um espaçamento entre os módulos fotovoltaicos para facilitar a instalação e manutenção (BLUESOL, 2016). Para o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos será

considerado um espaçamento de 0,5 m entre os módulos fotovoltaicos. Dessa forma, utilizando a área disponível, somando o valor de 0,5 m com a largura do módulo que é 1,32 m, obtém-se o valor de 1,82 m. Dividindo o comprimento total (igual a 14,4 m) pela largura do módulo, obtém-se o valor de 7,91 módulos que poderiam ser instalados. Assim, arredondando o valor obtido, conclui-se que será possível instalar 8 módulos fotovoltaicos por fileira (restando 0,34 cm no final da fileira), conforme ilustra a Figura 34, que representa a vista aérea da possível instalação dos módulos fotovoltaicos.

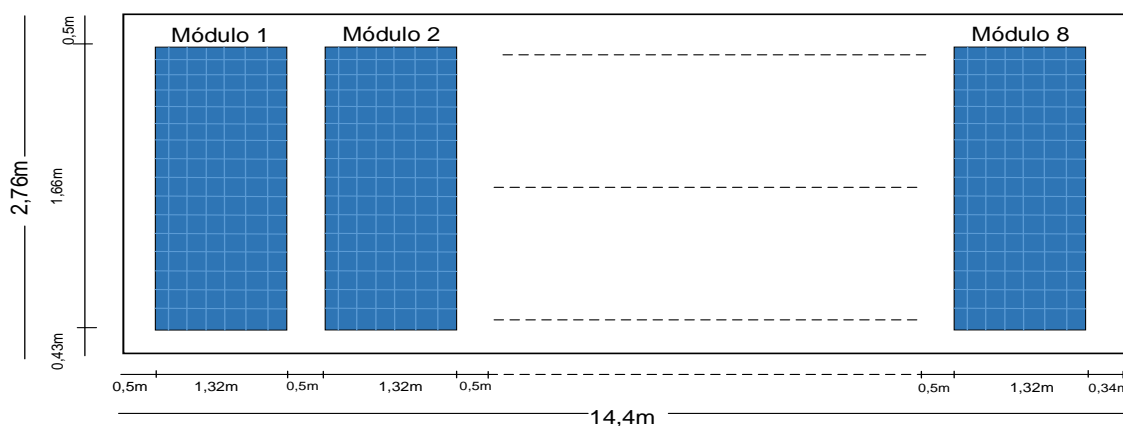


Figura 34 - Vista aérea da instalação dos módulos fotovoltaicos.
Fonte: Autoria Própria.

Considerando a parte correspondente ao bloco H, representado na Figura 35, percebe-se que a estrutura do telhado apresenta 20 fileiras, logo poderá ser instalado aproximadamente 160 módulos fotovoltaicos no bloco em questão. De acordo com o Quadro 1, é possível calcular a área do módulo fotovoltaico, correspondente a $2,19 \text{ m}^2$ (1,66 m por 1,32 m), totalizando assim, uma área efetiva para geração fotovoltaica de aproximadamente $350,4 \text{ m}^2$ ($160 \times 2,19$) no bloco H.

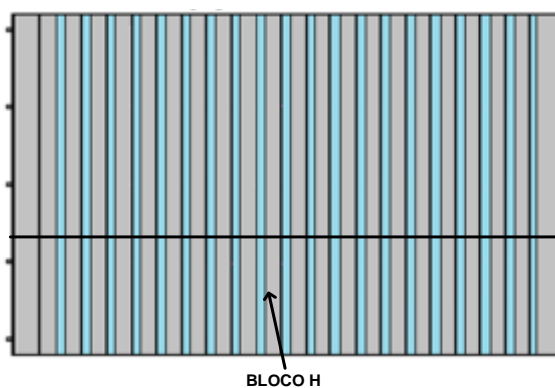


Figura 35 - Projeção da Cobertura blocos H.
Fonte: Adaptado de documentação técnica UTFPR – PB.

5.3 DIMENSIONAMENTO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA O BLOCO H

De acordo com Jucá e Carvalho (2013), normalmente a estimativa da curva de carga é o principal método utilizado como requisito para o dimensionamento do sistema fotovoltaico, de modo a suprir a carga estimada. Porém, para o dimensionamento do sistema fotovoltaico da UTFPR – PB, partiu-se do conhecimento da área efetiva da cobertura para geração fotovoltaica para, na sequência, determinar a potência instalada do arranjo fotovoltaico e por consequência a energia gerada anual.

Conforme apresentado anteriormente, a área efetiva da cobertura é de 350,4 m² e de acordo com o Quadro 1, a eficiência do módulo fotovoltaico é de 14,3% e o valor médio anual da radiação solar incidente considerando o ângulo de 37°, direção Leste é de aproximadamente 4,10 kWh.m²/dia de acordo com a Tabela 12. A potência instalada do sistema fotovoltaico pode ser obtida utilizando a Equação (16), sendo a radiação solar máxima igual a 1000 W/m² e a área efetiva de 350,4 m². Logo, a potência instalada é igual a 50,1 kWp (bloco H). Ressalta-se que o valor obtido da potência do sistema fotovoltaico corresponde ao valor máximo de potência que pode extraído do sistema fotovoltaico considerando a radiação solar máxima (meio dia solar).

Utilizando a Equação (18), é obtido o valor da energia gerada igual a 205,44 kWh/dia considerando a instalação do sistema fotovoltaico no bloco H.

5.4 DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

Utilizando a Equação (19), e considerando o valor de potência instalada igual a 50,1 kWp, obtém-se a relação para a potência do inversor como sendo $35,1k \leq Pot_{INVCC} \leq 60,1k$. Dessa forma, o inversor escolhido através do dimensionamento do sistema foi o modelo TLS 50 KTS do Fabricante TREES, por atender os limites de potência estabelecidos. As características principais do inversor

são apresentadas na Tabela 13. As informações adicionais do inversor são apresentadas no Anexo I.

Tabela 13 - Característica do inversor *grid - tie*.

Fabricante	Modelo	Potência (kW)	Temperatura de Operação (°C)	Frequência (Hz)	Rendimento	Preço em Real (R\$)
TREES	TLS 50 KTS	50	25 a 60	50 - 60	0,97	22.976,00

Fonte: TREES.

5.5 EFEITO DE SOMBREAMENTO EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para determinar a eficiência do sistema fotovoltaico, realizou-se um estudo sobre o efeito do sombreamento nos painéis fotovoltaicos objetivando verificar qual o impacto do sombreamento na eficiência total do sistema. Para esse estudo é utilizado cálculos analíticos baseado em Lopes (2013). Inicialmente, é preciso determinar o valor da distância entre o centro do módulo fotovoltaico e a estrutura da cobertura do bloco, que é representado pela variável d , como ilustrado na Figura 36.

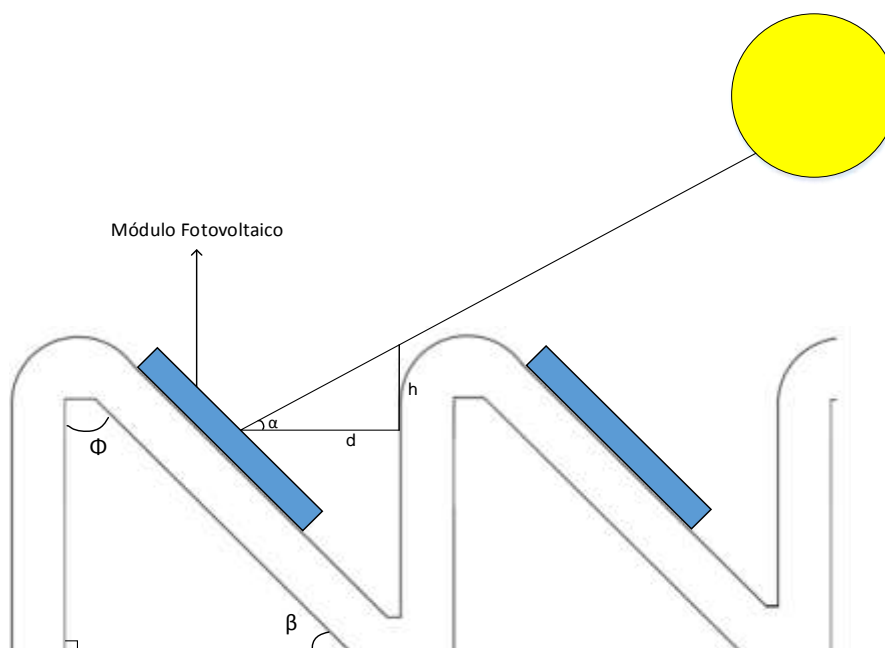


Figura 36 - Estrutura cobertura bloco HIJ
Fonte: Autoria Própria.

O ângulo α é o ângulo entre o centro do módulo fotovoltaico e o Sol, então, quando o Sol estiver formando o ângulo α com a horizontal, o painel estará sendo sombreado. O valor de α pode ser determinado considerando as relações trigonométricas elementares, em que d representa a distância entre o centro dos módulos fotovoltaicos e a estrutura do telhado do bloco HIJ, e h corresponde à diferença de altura entre os triângulos retângulos mostrados na Figura 37.

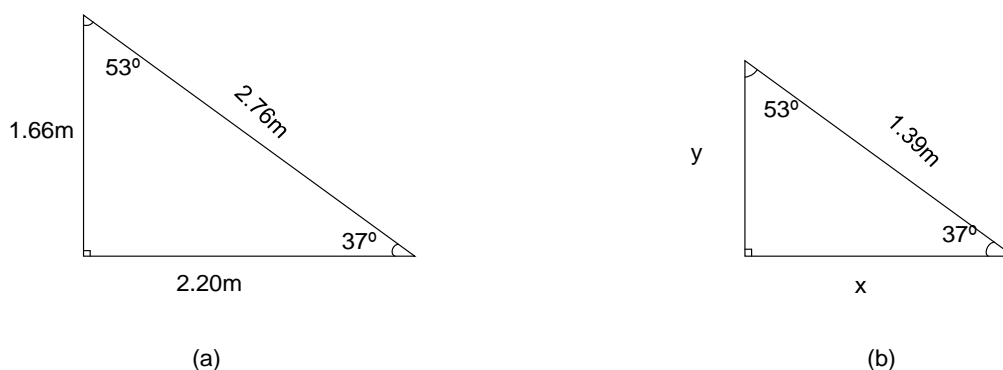


Figura 37 - Triângulos retângulos.
Fonte: Autoria Própria.

Para obter os valores das variáveis x e y , utilizaram-se as propriedades do triângulo retângulo, logo os valores de x e y são respectivamente 1,11 m e 0,83 m.

O valor de α pode ser calculado através da Equação (23).

$$\alpha = \text{tg}^{-1}\left(\frac{1.66 - y}{x}\right) \quad (23)$$

Utilizando a Equação (23), obtém-se o valor de α como sendo $36,78^\circ$. Isso significa que quando o sol estiver formando um ângulo de $36,78^\circ$ com a horizontal, o módulo fotovoltaico estará sendo sombreado.

A Figura 38 apresenta imagens referentes a radiação solar incidente sobre o bloco HIJ em diferentes horários do dia, para o dia 22/04/2016, típico dia de Outono, representando o efeito do sombreado sobre o bloco. Percebe-se que até 13:05h a cobertura apresenta o efeito parcial de sombreado, o que implicaria em uma perda na geração de energia. Após as 13:05h, não haveria problemas com sombreado para o dia analisado.

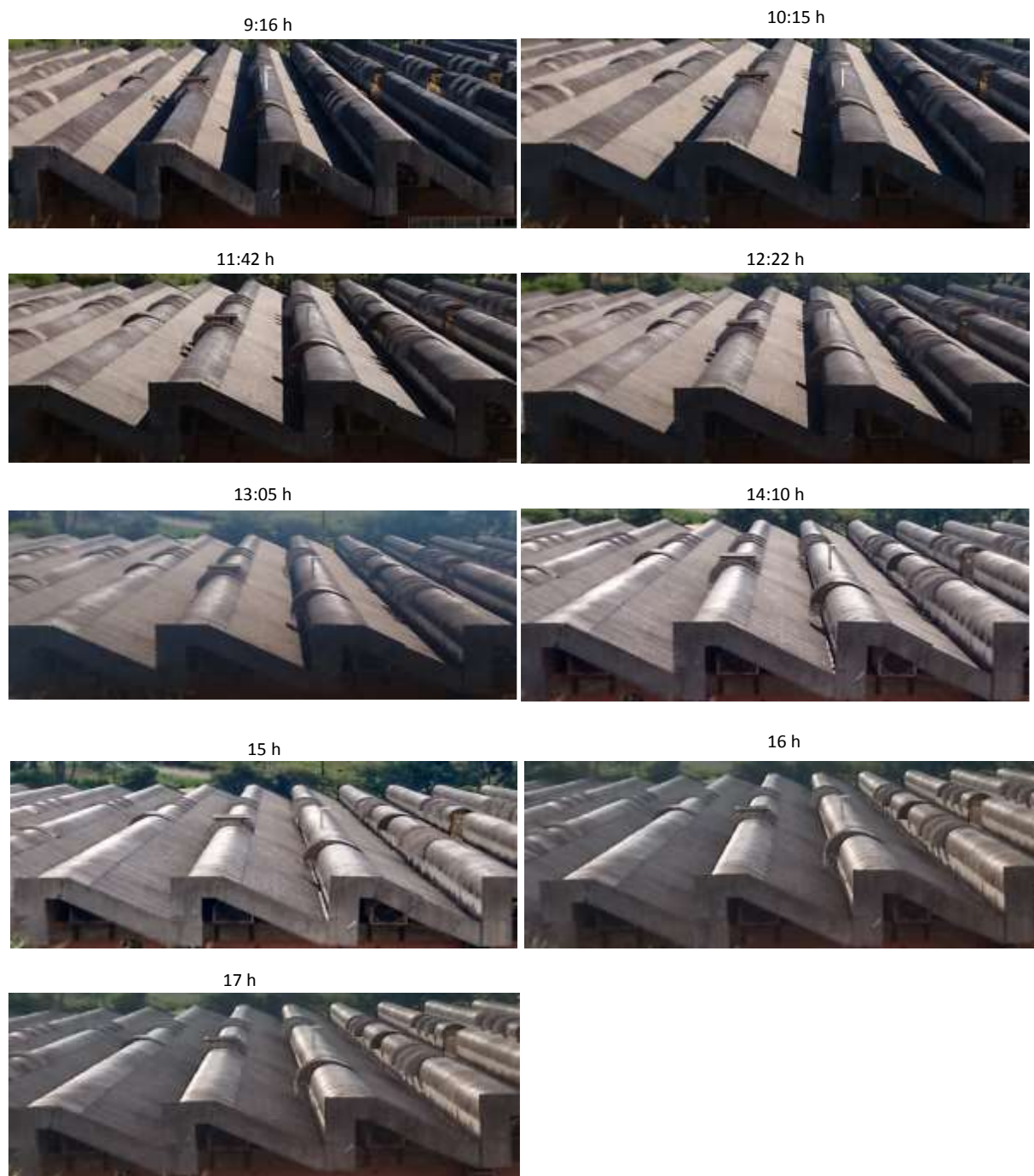


Figura 38 - Radiação Solar sobre a Cobertura bloco HIJ em diversas horas do dia.
Fonte: Autoria Própria.

De acordo com Melo (2012), as perdas por sombreamento em sistemas fotovoltaicos podem chegar em média a 10% da energia gerada.

5.5.1 Cálculo da distância entre os módulos fotovoltaicos para evitar sombreamento

Segundo Lopes (2013) e Barros (2011), para se calcular o espaçamento ideal entre os módulos fotovoltaicos de modo a evitar as projeções de sombras entre eles, recomenda-se utilizar as Equações (24), (25) e (26). A Equação (24) é utilizada para determinar a declinação solar, representada na Figura 7, onde δ é o ângulo de declinação solar e N é o número de dias do ano, contado a partir do dia 1º de janeiro.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot 284 \cdot N\right) \quad (24)$$

O dia 21 de junho foi utilizado para o cálculo da declinação solar, pois corresponde ao solstício de inverno no hemisfério sul. O solstício de inverno é quando o Sol apresenta a menor altura solar e os dias são mais curtos. Dessa forma, para o dia 21 de junho, N é igual a 172, e utilizando a Equação (24), obtém-se o valor de δ como sendo 23,43°.

Para calcular a altura solar α será utilizado a Equação (25). O ângulo α representa a altura solar, δ representa o ângulo de declinação solar, ω é o ângulo horário do Sol, que é o ângulo do Sol em relação ao meio dia e L é a latitude do local, sendo negativo no hemisfério sul.

$$\sin \alpha = (\sin L \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega) + (\sin L \cdot \sin \delta) \quad (25)$$

Os valores utilizados foram: $L = -26,2^\circ$, $\delta = 23,43^\circ$ e $\omega = 0^\circ$ que representa o meio dia. Através da Equação (25), obtém-se o valor α como sendo 40,37°.

A Figura 39 apresenta detalhes das distâncias e ângulos utilizados para a determinação da distância mínima entre os módulos. O ângulo β é o ângulo de inclinação ideal do módulo fotovoltaico, o ângulo α é o ângulo da altura solar, L é a largura do módulo fotovoltaico, x é igual a 0,5 m e d é a distância entre os módulos fotovoltaicos.

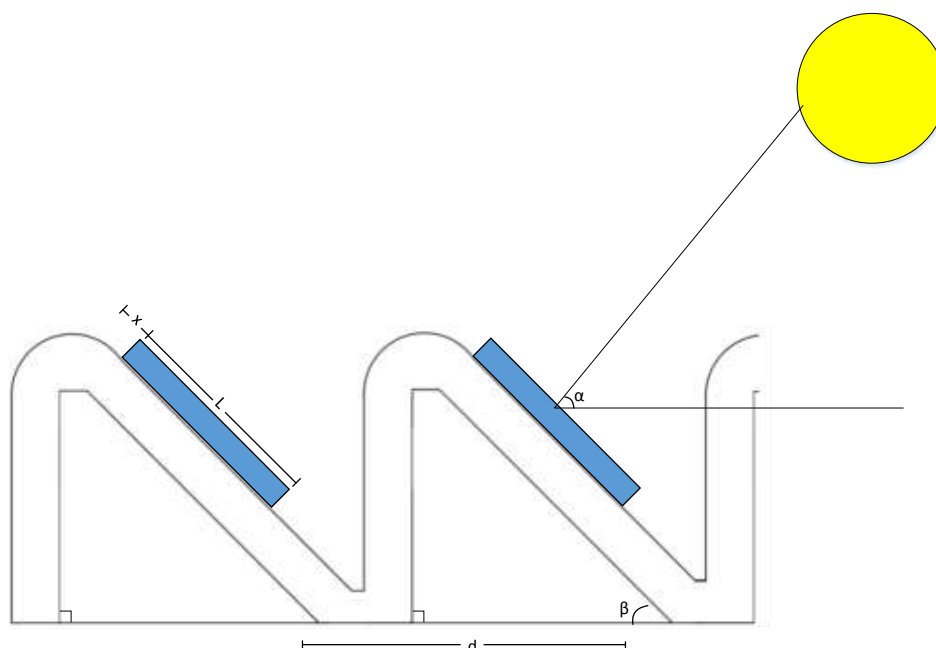


Figura 39 - Distância entre os Módulos Fotovoltaicos.
Fonte: Adaptado de (BARROS, 2011).

Através da Figura 39 e utilizando a Equação (26), calcula-se a distância entre os módulos fotovoltaicos de modo que estes não projetem sombra um sobre o outro.

$$d = (L + x) \cdot \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\cos \alpha} \right) \quad (26)$$

Utilizando a Equação (26), em que $\beta = 37^\circ$, $\alpha = 40,37^\circ$ e $L = 2,16$ m, a distância mínima d necessária para que um módulo fotovoltaico não projete sombra sobre o outro é igual a 3,25 m. Como a distância d original da estrutura é de 2,20 m, e a distância mínima calculada para evitar sombreamento é de 3,25 m, ocorrerá um sombreamento parcial dos módulos fotovoltaicos durante alguns períodos do dia, conforme ilustra a Figura 38.

5.6 EFICIÊNCIA DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPOSTO

Para conhecer a eficiência real do sistema fotovoltaico é necessário conhecer as perdas que estão envolvidas no processo de conversão de energia do

sistema. A Figura 40 apresenta o esquema de conexão para o sistema fotovoltaico proposto.

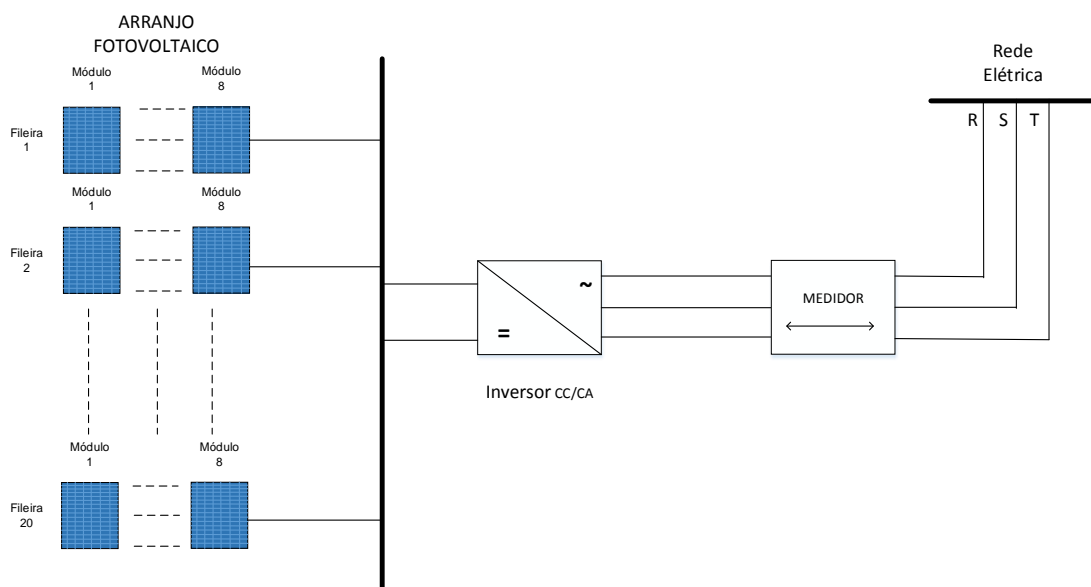


Figura 40 - Esquema de conexão do arranjo fotovoltaico.
Fonte: Autoria Própria.

Para o cálculo da eficiência do sistema é necessário conhecer a eficiência do módulo fotovoltaico, a eficiência do inversor *grid-tie*, as perdas causadas pelo efeito de sombreamento dos módulos e as perdas nos condutores do circuito da instalação.

Como o arranjo fotovoltaico está com a face orientada para o Leste, diferente da direção ideal (Norte), haverá uma perda na eficiência do processo de conversão de energia. Entretanto, destaca-se que os valores utilizados para os cálculos, obtidos por meio do Radasol 2, consideram os valores de radiação solar já para a direção Leste e a inclinação da estrutura de 37° , considerando assim as perdas de eficiência em função da direção Leste.

O arranjo fotovoltaico tem um total de 160 módulos instalados (considerando apenas o Bloco H), cada um com potência máxima de 325 W e eficiência de 14,3%, logo a potência total gerada pelo arranjo fotovoltaico é de 50,1 kWp, a radiação solar média anual é de 4,10 kWh/m²/dia, determinada por meio do Radasol 2 e o inversor tem uma eficiência de 97%.

Segundo Formación, Muniz e Garcia (2012) a energia anual média gerada pelo sistema fotovoltaico pode ser expressa pela Equação 27.

$$E_g (w) = P_{\text{arranjo}}(\text{Wp}) \cdot \text{NSP} \cdot \eta_{\text{inversor}} \cdot 30 \cdot 12 \quad (27)$$

Substituindo os valores na Equação 27, a energia gerada pelo sistema fotovoltaico será de aproximadamente 71.739,48 kWh/ano. Porém, os módulos fotovoltaicos sofrem de efeito de sombreamento durante alguns períodos do dia. De acordo com Melo (2012), será estimado que o sistema fotovoltaico terá uma perda máxima de 10% no valor final de geração de energia, devido ao efeito de sombreamento, de modo que a energia gerada pelo sistema fotovoltaico será de aproximadamente 64.565,53 kWh/ano, o equivalente a um valor médio mensal de 5380 kWh.

5.7 ORÇAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO PROPOSTO

Para o orçamento do sistema proposto foi utilizado o site do fabricante como referência para o valor total dos elementos do sistema fotovoltaico. Para o orçamento da mão de obra referente a instalação do sistema, as empresas que realizam a instalação de módulos fotovoltaicos cobram um valor de aproximadamente 15% do valor total dos módulos fotovoltaicos mais o valor do inversor para a instalação do sistema. Também é considerado um valor de 5% do valor dos módulos fotovoltaicos somado com o valor do inversor para o custo dos condutores, estrutura e a proteção do sistema fotovoltaico (BLUESOL,2016).

Para esse orçamento, os preços dos módulos fotovoltaicos e do inversor serão estimados com base no custo importado e considerando o projeto de Lei 8322/14, que isenta o imposto sobre importação dos equipamentos para geração fotovoltaica e considerando também a cotação do dólar como sendo US\$ 1 igual a R\$ 3,5485 do dia 4 de maio de 2016.

De acordo com o fabricante, a vida útil média do inversor é de 10 anos e o sistema fotovoltaico tem uma vida média de 25 anos. Desse modo, será necessário adquirir dois inversores, porém, o segundo inversor não será adquirido antes de se completar 10 anos do sistema fotovoltaico. Através da Equação (28), é possível trazer o custo do inversor para um valor presente, em que n é o número de anos e a TMA utilizada é 14,25% anual.

$$VP = \frac{VF}{(1+TMA)^n} \quad (28)$$

Utilizando a Equação (27), em que o valor do inversor é R\$ 22.976,01 obtém-se que o VP do inversor em um período de 10 anos é de R\$ 11.147,82. Desse modo, o valor do investimento inicial estimado para o sistema fotovoltaico será de aproximadamente R\$ 276.682,54. A Tabela 14 apresenta os valores dos equipamentos e com custos de instalação para o orçamento do sistema fotovoltaico além do valor do investimento inicial do projeto.

Tabela 14 - Orçamento Para o Sistema Fotovoltaico

Elemento	Quantidade	Preço US\$ por unidade	Preço R\$ por unidade	Preço Total R\$
Módulo fotovoltaico	160	\$346,00	R\$ 1.227,78	R\$ 196.444,96
Inversor de tensão	2	\$6.474,85	R\$ 22.976,01	R\$ 34.123,83
Mão de Obra				R\$ 34.585,32
Fiação + Acessórios				R\$ 11.528,44
Investimento Inicial				R\$ 276.682,54

O custo para manutenção do sistema é estimado em R\$ 2.000,00 por ano, salientando que para o primeiro ano, o sistema fotovoltaico não necessita de manutenção (NAKABAYASHI, 2014).

5.8 ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO

O estudo de viabilidade econômica consiste principalmente em analisar o tempo necessário para que o empreendimento retorne o valor investido. Para a realização do estudo considera-se a taxa mínima de atratividade, a vida útil média dos elementos do sistema fotovoltaico, custos operacionais e uma estimativa da variação futura da tarifa de energia.

A análise da viabilidade econômica do projeto será determinada considerando que o sistema fotovoltaico estará gerando energia, sobretudo, no horário fora de ponta. A Tabela 15 apresenta os valores vigentes da tarifa de energia elétrica da COPEL. Ressalta-se que a UTFPR se encaixa no grupo consumidor A4, com modalidade tarifária horária verde.

Tabela 15 - Tarifa Verde para o Grupo Consumidor A4.

Tarifa	Resolução ANEEL	Com impostos: ICMS e PIS/CONFIS
Ponta (R\$/kWh)	1,04627	1,62970
Fora de Ponta (R\$/kWh)	0,34453	0,53665

Fonte: Adaptado de (COPEL, 2016).

Para a análise da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico será levado em conta os custos para aquisição, instalação e manutenção do sistema. Será realizada uma relação entre o custo do kWh pago a concessionária e o acréscimo na tarifa devido as bandeiras tarifárias e uma previsão de reajuste anual da tarifa de energia elétrica.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS é um tributo Estadual aplicável à energia elétrica. Para a micro e minigeração distribuída, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) aprovou o Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, estabelecendo que o ICMS apurado deve ter como base de cálculo toda energia entregue a unidade consumidora originária da distribuidora de modo que a alíquota aplicável do ICMS incide sobre toda a energia consumida no mês. Ressalta-se ainda que recentemente por meio do convênio Confaz 16/2015, de 22 de abril de 2015, foram autorizados para os Estados de Goiás, Pernambuco e São Paulo a isenção do ICMS incidente sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora por meio de micro e minigeração distribuída (FREITAS; HOLLANDA, 2015).

A alíquota do ICMS relativa ao fornecimento de energia elétrica para o Estado do Paraná vigente é de 29,00% (vinte e nove por cento). Porém, ressalta-se que a potência instalada do sistema fotovoltaico proposto neste trabalho é consideravelmente inferior à demanda contratada da unidade consumidora, de modo que, em geral, toda a geração produzida pelo sistema fotovoltaico será consumida de

forma direta, sem a necessidade de injeção na rede elétrica, embora isso possa acontecer esporadicamente. Dessa forma,

Assim, considerando o valor da tarifa de energia para o horário fora de ponta com o valor dos impostos (R\$ 0,53665), o valor da economia média anual obtida pelo sistema de geração corresponde a aproximadamente R\$ 34.649,09 (64.565,53 kWh/ano x R\$ 0,53665). Para realização do cálculo do *payback* será considerada uma média anual do aumento de energia elétrica de 9,43%, com base na média dos reajustes aplicados pela Copel nos últimos anos, conforme a Tabela 16.

Tabela 16 - Histórico de reajustes da COPEL.

Resolução	Varição Percentual
1015/2010	2,46%
1158/2011	2,99%
1296/2012	-0,65%
1431/2013	-19,28%
1565/2013	9,55%
1763/2014	24,86%
1858/2015	36,79%
1897/2015	15,32%
Previsão	-6%
Média	9,43%

Fonte: Adaptado de COPEL (2016).

Como taxa mínima de atratividade utiliza-se o valor da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia) que atualmente está cotada em 14,25% ao ano. A taxa SELIC é a taxa de financiamento para operações de um dia, ou *overnight* no mercado interbancário, que possuem lastro em títulos públicos federais (INFOMONEY, 2016).

Embora o tempo de vida útil dos módulos fotovoltaicos fornecido pelo fabricante seja de aproximadamente 25 anos, os cálculos de viabilidade econômica serão realizados considerando um período de 20 anos. Utilizando as Equações (20) e (21), obtém-se os resultados apresentados pela Tabela 17 para o projeto proposto, e nota-se que o saldo se torna positivo no período de 12 anos. A taxa interna de retorno (TIR) obtido pelo *software* Excel, para esse caso é de 20% que é um valor acima do valor da taxa SELIC, indicando que o empreendimento tende a ser viável economicamente. Ressalta-se que para essa análise foi utilizado um tempo de vida útil reduzido para o sistema fotovoltaico, prevendo possíveis problemas que possam ocorrer durante o período em análise.

Tabela 17 - *Payback para o sistema fotovoltaico orientado para o Leste com inclinação de 37°.*

		TMA	14,25%	TIR	20%
		Aumento estimado da tarifa de energia:		9,43%	
Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo (R\$)	
0	2016	-276.682,54	-276.682,54		
1	2017	34.649,09	30.327,43	-246.355,11	
2	2018	37.916,50	29.047,97	-217.307,13	
3	2019	41.492,03	27.822,49	-189.484,64	
4	2020	45.404,73	26.648,71	-162.835,93	
5	2021	49.686,39	25.524,45	-137.311,48	
6	2022	54.371,82	24.447,62	-112.863,86	
7	2023	59.499,08	23.416,22	-89.447,63	
8	2024	65.109,85	22.428,33	-67.019,30	
9	2025	71.249,70	21.482,12	-45.537,18	
10	2026	77.968,55	20.575,83	-24.961,35	
11	2027	85.320,99	19.707,77	-5.253,58	
12	2028	93.366,75	18.876,34	13.622,76	
13	2029	102.171,24	18.079,98	31.702,74	
14	2030	111.805,99	17.317,22	49.019,96	
15	2031	122.349,29	16.586,64	65.606,60	
16	2032	133.886,83	15.886,88	81.493,47	
17	2033	146.512,36	15.216,64	96.710,11	
19	2034	160.328,47	12.756,83	109.466,94	
20	2035	175.447,45	12.218,64	121.685,58	

Ressalta-se ainda que o sistema fotovoltaico proposto foi dimensionando para a orientação Leste, em função das condições da estrutura física. Para realizar uma comparação, foi dimensionado o sistema fotovoltaico orientado para a direção Norte (ideal), cujas informações de radiação solar no plano inclinado para essa direção são apresentadas na Tabela 11 (Seção 5.1). O *payback* para o sistema fotovoltaico orientado para o Norte é mostrado na Tabela 18.

Tabela 18 - *payback* sistema fotovoltaico orientado para o Norte com inclinação de 37°.

		TMA	14,25%	TIR	23%
		Aumento estimado da tarifa de energia:	9,43%		
Período	Ano	Fluxo de Caixa (CF)	Valor Presente (VP)	Saldo (R\$)	
0	2016	-276.682,54	-276.682,54		
1	2017	41.156,36	36.023,07	-240.659,47	
2	2018	45.037,41	34.503,33	-206.156,14	
3	2019	49.284,43	33.047,69	-173.108,45	
4	2020	53.931,96	31.653,47	-141.454,98	
5	2021	59.017,74	30.318,07	-111.136,91	
6	2022	64.583,11	29.039,00	-82.097,91	
7	2023	70.673,30	27.813,90	-54.284,01	
8	2024	77.337,79	26.640,48	-27.643,52	
9	2025	84.630,75	25.516,57	-2.126,95	
10	2026	92.611,43	24.440,07	22.313,12	
11	2027	101.344,68	23.408,99	45.722,11	
12	2028	110.901,49	22.421,41	68.143,52	
13	2029	121.359,50	21.475,49	89.619,00	
14	2030	132.803,70	20.569,48	110.188,48	
15	2031	145.327,09	19.701,69	129.890,17	
16	2032	159.031,43	18.870,51	148.760,68	
17	2033	174.028,09	18.074,40	166.835,07	
19	2034	190.438,94	15.152,62	181.987,70	
20	2035	208.397,33	14.513,36	196.501,06	

Analisando a Tabela 18, nota-se que a partir do décimo ano, o saldo passa a ser positivo, indicando assim que o sistema fotovoltaico tende a ser viável economicamente. A TIR do sistema fotovoltaico foi obtida através do *software* Excel é de 23%, ficando acima da taxa SELIC, um indicativo da possível viabilidade econômica do projeto. Ressalta-se que nesse caso não se considerou o investimento relacionado a estrutura auxiliar para elevação do ângulo atual de 37° para 39°.

5.8.1 Análise da Energia Gerada Mensal Média

Para se obter um melhor indicativo da viabilidade econômica do sistema proposto, esta seção tem por objetivo realizar o cálculo da energia média gerada mensalmente considerando as diferentes inclinações do módulo fotovoltaico, ou seja, com ângulos de 32°, 37° e 39°, considerando a direção Leste. As Tabelas 19 e 20

apresentam os dados de energia média mensal gerada para diferentes inclinações considerando uma perda de 10% devido ao efeito de sombreamento.

Tabela 19 - Energia Gerada Orientação Leste.

Energia Gerada Orientação Leste (kWh/mês)			
	37°	39°	32°
Jan	6.692,77	6.627,15	6.417,18
Fev	6.285,95	6.194,09	6.469,67
Mar	5.787,28	5.761,03	5.905,38
Abr	4.999,89	4.868,66	5.039,26
Mai	4.133,77	4.133,76	4.251,87
Jun	3.333,26	3.333,26	3.477,61
Jul	3.740,08	3.753,20	3.530,10
Ago	4.304,36	4.317,49	4.343,73
Set	5.065,50	5.078,63	5.183,61
Out	6.312,19	6.272,83	6.574,66
Nov	6.732,13	7.204,56	6.417,18
Dez	7.112,70	7.165,19	6.456,55
Média	5.083,55	5.392,49	5.338,95
Total	64.499,92	64.709,89	64.066,86

Analisando a Tabela 19 nota-se que o total de energia gerada pela inclinação de 39° é 0,32% maior que a energia gerada pela inclinação de 37° e 0,99% para a inclinação de 32°, ou seja, variações consideravelmente pequenas. A Figura 41 apresenta a energia média mensal gerada considerando a direção Leste e diferentes inclinações.

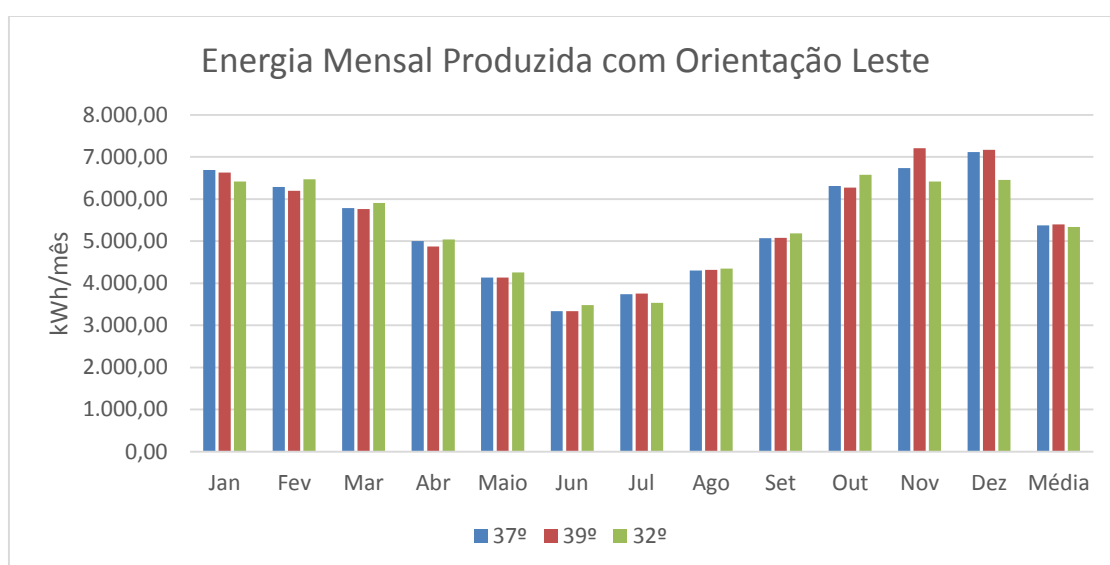


Figura 41 - Energia Mensal Produzida com Orientação Leste.

Analisando os valores da Tabela 19 e da Figura 41, nota-se que para a inclinação de 39° a geração de energia é maior em alguns meses do ano se comparada aos outros ângulos. Dimensionando o sistema fotovoltaico para essa inclinação e adicionando uma taxa de 10% do valor do investimento inicial para construir uma estrutura que será necessária para elevar o ângulo, o saldo para o *payback* do sistema fotovoltaico para o ângulo de 39° se tornaria positivo em 13 anos, que é um tempo maior do que o tempo estimado para o sistema com ângulo de 37°, o que não justificaria a escolha desse ângulo (39°) como sendo o ideal economicamente.

A Tabela 20 apresenta os valores de energia média mensal gerada para orientação norte.

Tabela 20 - Energia Gerada Orientação Norte.

	Energia Gerada Orientação Norte (kWh/mês)		
	37°	39°	32°
Jan	6.351,57	6.338,45	6.469,68
Fev	6.614,03	6.587,78	6.719,01
Mar	6.784,63	6.732,14	6.640,28
Abr	6.587,78	6.587,78	6.246,58
Mai	6.062,86	6.338,45	6.167,85
Jun	5.196,74	5.196,74	5.091,75
Jul	6.180,97	6.207,21	5.511,69
Ago	6.049,74	6.036,61	6.010,37
Set	6.285,95	6.364,69	6.246,58
Out	6.850,25	6.837,12	7.060,21
Nov	7.138,95	7.138,95	7.309,55
Dez	6.640,28	6.640,28	7.073,34
Média	6.395,31	6.417,18	6.378,91
Total	76.743,75	77.006,21	76.546,90

Analisando a Tabela 20 nota-se que a energia total gerada pela inclinação de 39° é superior a energia gerada pelos outros ângulos, embora as diferenças de energia gerada entre as inclinações sejam pequenas. A Figura 42 apresenta energia média mensal gerada para esta situação.

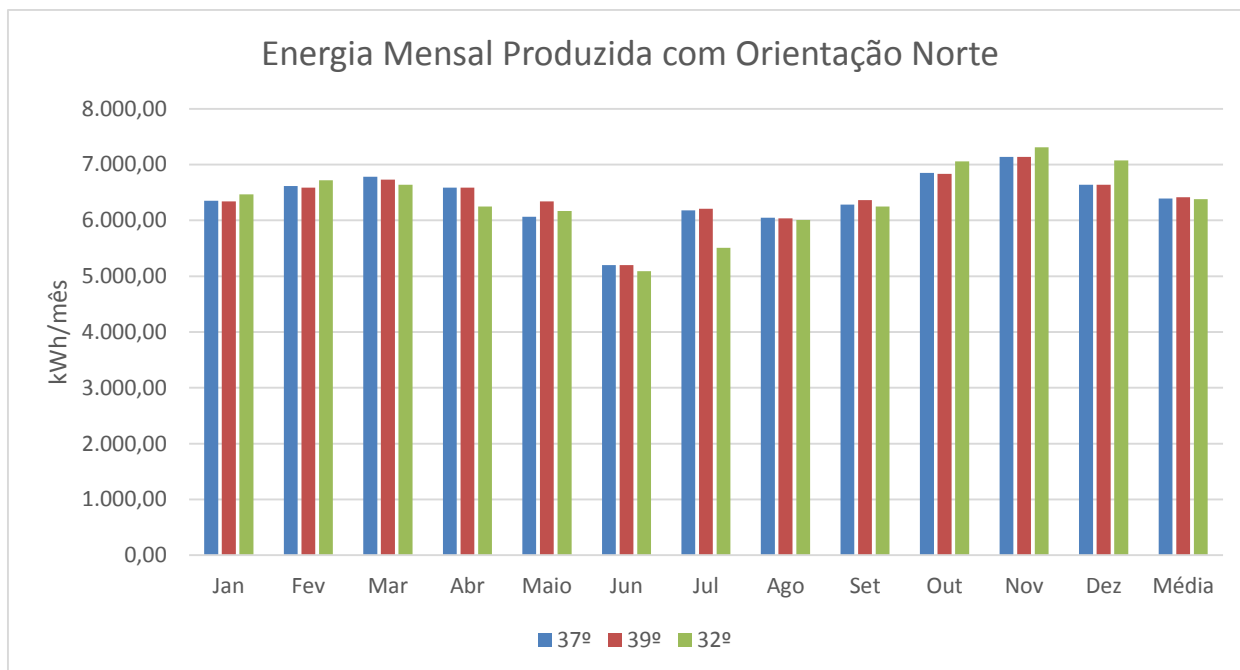


Figura 42 - Energia Mensal Produzida com Orientação Norte.

Comparando os dados da Tabela 19 com os dados da Tabela 20, nota-se que para o ângulo de 39°, a geração de energia elétrica é 15% superior para a orientação Norte do que para a orientação Leste. A Tabela 6 da sessão 4.4 apresentou uma estimativa de perdas apresentada pela literatura em função da orientação, na qual para a direção Leste situavam-se entre 12% e 20%. Dessa forma, o valor obtido (15%) encontra-se dentro da faixa apresentada pela literatura.

Considerando o dimensionamento do sistema fotovoltaico para a inclinação de 39° orientado para o Norte e adicionando uma taxa de 10% do valor do investimento inicial para a instalação da estrutura de elevação do ângulo, encontra-se para o *payback* um valor de saldo que se tornaria positivo em 12 anos, dois anos a mais que o valor obtido para o ângulo de 37° (Direção Norte). Como a produção de energia gerada para o ângulo de 39° é 1% maior se comparada a energia gerada pelo ângulo de 37°, percebe-se que esse valor não se mostra determinante para a escolha do ângulo de 39° como sendo o ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos, pois mesmo estimando o valor de instalação da estrutura para a elevação do ângulo, não é compensado pelo adicional de energia gerada para essa condição. Para efeito de comparação, a Tabela 21 e a Figura 43 apresentam a energia gerada considerando o ângulo de 22° tendo como base os dados obtidos pelo *software* Radasol 2 e o banco de dados do Sundata.

Tabela 21 - Energia Gerada para o ângulo de 22°.

	Energia Gerada (kWh/mês)			
	Inclinação 22° Radasol2 (NORTE)	Inclinação 22° Sundata (NORTE)	Inclinação 22° Radasol2 (LESTE)	Inclinação 22° Sundata (LESTE)
Jan	6.902,74	6.666,52	6.679,65	6.390,94
Fev	6.968,35	6.928,98	6.233,46	6.325,32
Mar	6.902,74	6.955,23	5.616,68	5.774,15
Abr	6.351,57	6.338,45	5.222,98	5.026,14
Mai	5.800,40	5.866,01	4.041,91	4.094,40
Jun	4.750,55	4.343,74	3.556,35	3.267,65
Jul	5.432,95	5.590,43	3.687,58	3.753,20
Ago	5.747,91	5.616,68	4.186,26	4.330,61
Set	6.167,85	6.509,05	5.131,12	5.118,00
Out	7.191,45	6.955,23	6.062,86	6.312,20
Nov	7.795,11	7.335,80	6.863,37	6.522,17
Dez	6.732,14	7.243,94	7.047,09	6.928,98
MÉDIA	6.395,31	6.362,50	5.360,78	5.320,31
TOTAL	76.743,75	76.350,05	64.329,32	63.843,76

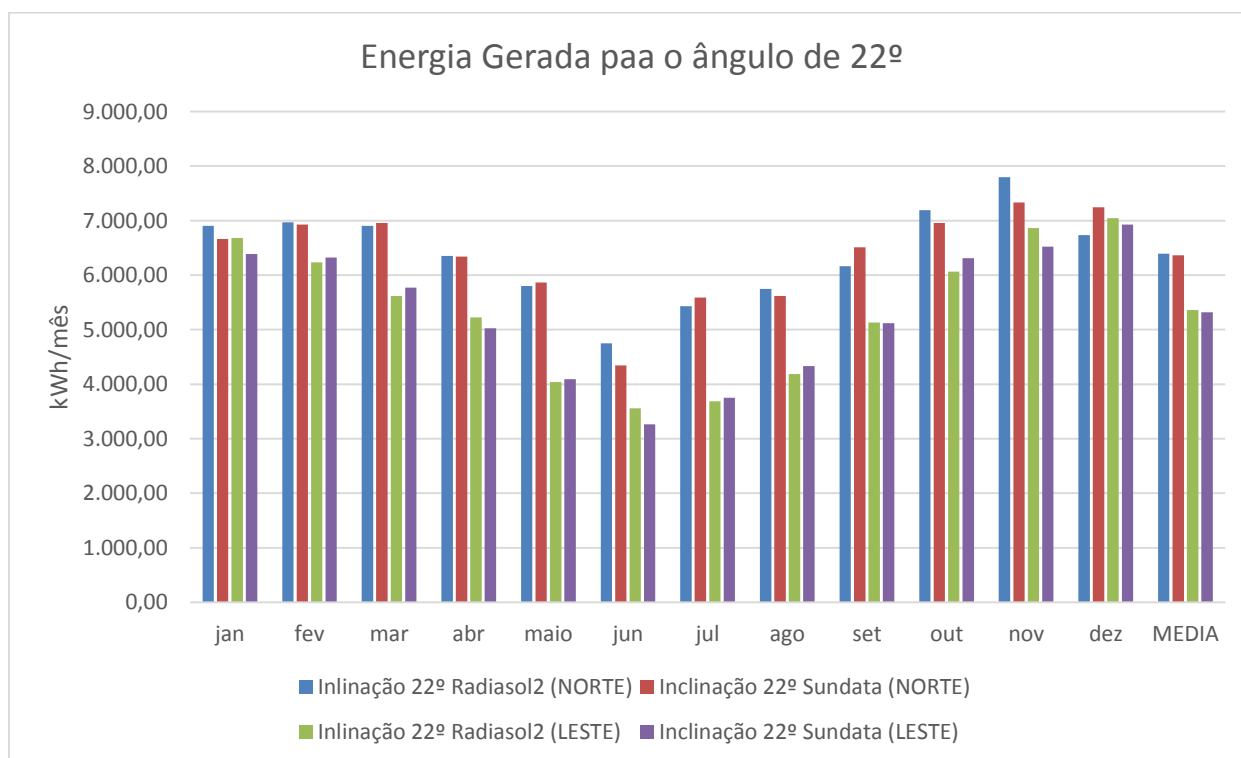


Figura 43 - Energia Mensal Produzida para o ângulo de 22°.

Comparando os resultados obtidos pela Tabela 21 e a Figura 43 com os dados obtidos nas análises anteriores, nota-se que não existe uma variação muito significativa entre os dados obtidos, tornando assim a escolha do ângulo para a

instalação dos módulos fotovoltaicos aquele que apresentar o melhor retorno de capital para o investimento inicial, no caso desse projeto, o ângulo de 37° apresentou um retorno de capital investido mais favorável, considerando a direção existente da estrutura (Leste).

A Tabela 22 apresenta os dados de energia consumida pela UTFPR câmpus de Pato Branco no período de maio de 2015 até maio de 2016. Nota-se que nos meses de agosto de 2015, janeiro e fevereiro de 2016, o consumo de energia foi menor se comparado aos outros meses do ano, em função do período de férias.

Tabela 22 - Energia consumida pela UTFPR no período de um ano.

Energia Consumida em KW/h mês		
Mês	Ponta	Fora-Ponta
05/2015	12.193,00	77.765,00
06/2015	14.709,00	86.390,00
07/2015	11.851,00	77.712,00
08/2015	6.044,00	56.079,00
09/2015	14.252,00	83.426,00
10/2015	13.883,00	85.106,00
11/2015	16.565,00	97.221,00
12/2015	15.499,00	94.309,00
01/2016	5.762,00	59.064,00
02/2016	5.379,00	59.522,00
03/2016	8.291,00	73.386,00
04/2016	16.521,00	99.967,00
05/2016	18.619,00	106.252,00
Média	13.297,33	88.016,58
Total	101.313,92	

Comparando os resultados obtidos na Tabela 19 com os dados da Tabela 22 nota-se que o sistema fotovoltaico proposto suprirá, na média, aproximadamente 5% da energia consumida pelo câmpus mensalmente.

6. CONCLUSÕES

Atualmente, a geração de energia fotovoltaica é uma das fontes de energia renováveis que necessita de um grande investimento inicial, porém, em geral, a longo prazo mostra-se efetiva, diminuindo os gastos de energia elétrica.

Para o dimensionando do sistema fotovoltaico, este trabalho mostrou os efeitos negativos de se direcionar os módulos fotovoltaicos com a face para o Leste, pois como a literatura apresenta, caso os módulos sejam direcionados para uma posição diferente do Norte geográfico (para localidades no Hemisfério Sul), haverá perdas na geração de energia. Para este trabalho, o direcionamento para o Leste com o ângulo atual da estrutura (37°) apresentou um tempo de retorno do investimento de 12 anos, indicando uma possível viabilidade econômica do investimento.

Considerando a inclinação de 37° , o direcionamento dos módulos fotovoltaicos para a orientação Norte apresentou um retorno de capital investido de 10 anos (desconsiderando o investimento da estrutura auxiliar), inferior ao tempo de retorno do investimento para a direção atual (Leste e 37°), equivalente a 12 anos. Avaliando o dimensionamento do sistema fotovoltaico para a inclinação de 39° orientado para o Norte e adicionando uma taxa de 10% do valor do investimento inicial para a instalação da estrutura de elevação do ângulo de 37° para 39° , encontra-se para o *payback* um valor de saldo que se tornaria positivo em 12 anos, dois anos a mais que o valor obtido para o ângulo de 37° (direção Norte). Como a produção de energia gerada para o ângulo de 39° é apenas 1% superior à energia gerada pelo ângulo de 37° , percebe-se que esse valor não se mostra determinante para a escolha do ângulo de 39° como sendo o ideal para instalação dos módulos fotovoltaicos, pois mesmo estimando o valor de instalação da estrutura para a elevação do ângulo, não é compensado pelo adicional de energia gerada para essa condição.

Ressalta-se que na maior parte do tempo, a energia elétrica produzida pelo sistema fotovoltaico será consumida diretamente pela unidade consumidora, já que conforme apresentado, o sistema fotovoltaico deverá suprir apenas 5% da energia média mensal. Entretanto, ressalta-se que em situações esporádicas, como em alguns períodos do fim de semana ou feriados, a geração poderá ser superior à demanda do sistema, de modo que nestas situações, a parcela excedente será

injetada na rede de distribuição da concessionária, gerando créditos para a unidade consumidora.

Como trabalhos futuros, sugere-se realizar uma análise computacional para estimar as perdas de geração de energia do sistema fotovoltaico referentes a projeção de sombras sobre os módulos fotovoltaicos. Ressalta-se que estudos adicionais com relação aos custos necessários para a construção da estrutura auxiliar devem ser realizados de modo a obter-se valores mais precisos relacionados ao investimento da estrutura.

Por motivos de alto investimento, o dimensionamento deste trabalho foi realizado apenas considerando a área disponível do bloco H, porém, com os crescentes incentivos governamentais e a tendência de redução de preço dos módulos fotovoltaicos, sugere-se como trabalhos futuros a análise da implantação de um sistema fotovoltaico para toda a área do bloco HIJ ou ainda para suprir toda a demanda da unidade consumidora.

ANEXO I

DC Input	Model	TLS-50KTS
	MPPT Voltage Range	DC150-450
	Rated DC voltage	360
	Control System	MPPT
AC Output	Output Power	50 kW
	Rated voltage range	AC380V + 10% According to different countries and regions require the adjustment
	Normal Grid frequency	50/60 Hz
	Phases	3
	Power Factor	0,95
	Max Current	75,7A*3
	Max Efficiency	0,97
	Control System	PWM
Strucure	Protection Class	IP20
	Cooling System	Fan Cooling
	Noise	< 50db
	Data Interfaces	External RS232C/RS485
	Demension	900*400*1840
	Display	LCD
	Weight	300 kg
Protection	Inverter	Input Overvoltage, Output Short Circuit, Overload, Overheat
	Grid	Anti-islanding(IEEE1547), Over/Under Voltage of Grid, Over/Under Frequency of Grid
Enviroment	Enviroment	Have no corrosion gas, flammable gas, oil mist, dust, etc
	Operation Temperature	10°C - 40°C
	Altitude	6000 feet (200m)

Quadro 2 - Folha de dados do Inversor TLS-50KTS

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions (STC) <i>STC=1000 W/M² Irradiance, 25°C module temperature, AM 1.5 spectrum</i>			
	KD325GX-LFB	KD330GX-LFB	
P_{max}	325	330	
V_{mp}	40.3	40.5	
I_{mp}	8.07	8.15	
V_{oc}	49.7	49.9	
I_{sc}	8.69	8.79	
$P_{tolerance}$	+5/-0	+5/-0	
Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT) <i>NOCT=800 W/M² Irradiance, 20°C ambient temperature, AM 1.5 spectrum</i>			
T_{NOCT}	45	45	
P_{max}	234	237	
V_{mp}	36.2	36.4	
I_{mp}	6.47	6.52	
V_{oc}	45.5	46.6	
I_{sc}	7.04	7.12	
PTC	290,4	295.0	
Temperature Coefficients			
P_{max}	-0.45	-0.45	%/°C
V_{mp}	-0.47	-0.47	%/°C
I_{mp}	0.0025	0.0025	%/°C
V_{oc}	-0.36	-0.36	%/°C
I_{sc}	0.06	0.06	%/°C
Operating Temp	-40 to +90	-40 to +90	°C
System Design			
Series Fuse Rating			15 A
Maximum DC System Voltage (UL)			1000 V
Hailstone Impact	in (25mm) @ 51mp (23m/s)		

Figura 44 - Dados dos módulos Fotovoltaicos

REFERÊNCIAS

ANEEL. 2007. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). **Perguntas e Respostas sobre Tarifas de Distribuidoras de Energia Elétrica**. Brasília 2007. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/biblioteca/perguntas_e_respostas.pdf . Acesso em: 09 out. 2015

ANEEL 2012 Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 482, de 17 de abril de 2012**.

ANEEL 2013 Agência Nacional De Energia Elétrica (ANEEL). **Resolução ANEEL n. 547, de 16 de abril de 2013**.

ANEEL, Caderno Temático Micro e Minigeração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>>. Acesso em 13 de maio de 2016.

ARAUJO, Felipe Guimarães de. **Análise da Viabilidade Econômico-Financeira de Empreendimento Residencial Unifamiliar**. 2011. 47 f. TCC (Graduação) - Curso de Administração, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011

BEN, 2014. **Balanco Energético Nacional (BEN)**. <https://ben.epe.gov.br> [Online] 2014. [Citado em: 02 de abril de 2015].

BARKER, P. P. **Photovoltaics support distribution feeder**. Electric Light & Power, Vol, 1997

CAMPOS, Mayara Soares. **Programa para o Cálculo da Variação da Direção de Incidência dos Raios Solares ao Longo do Ano**. 2013. 13 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Ambiental, Universidade Federal Rural da Amazônia, Belém, 2013.

CARNEIRO, Joaquim. **Módulos Fotovoltaicos Características e Associações**. 2010. 18 f. - Curso de Física, Universidade do Minho Câmpus de Azurém, Azurém, 2010.

CHAIM, Omar Cheidde. **Análise de custo de fontes alternativas de energia**. 2011. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2011

COLAFERRO, Luis. **BlueSol**. Disponível em: <<http://www.blue-sol.com/energia-solar/sistemas-fotovoltaicos-autonomos/#comments>>. Acesso em: 08 maio 2016.

CRESESB - **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**, Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em 03 maio 2016.

DEA (DIRETORIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS). **Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023)**. Rio de Janeiro. 2014. 78 p.

DRANKA, Géremi G. **Estratégia de Controle para a Operação Ilhada Autônoma de uma Unidade Eólica de Geração Associada a Banco de Baterias**. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2014.

EREC (CONSELHO EUROPEU DE ENERGIA RENOVÁVEL), **Greenpeace Internacional: [r]evolução energética cenário brasileiro 2010**. Disponível em <http://www.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/report/2010> >. [Acesso em: 07 de abr. 2015.]

FERNANDES, Tatiane C. D. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. 2012. Dissertação - Escola de engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

FIGUEIRA, Fabio Fernandes. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Para Alimentar a Sala de Computação da Escola Municipal Tenente Antônio João**. 2014. 52 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

FORMACIÓN, Bureau Veritas; MUNIZ, Javier Maria Méndez; GARCIA, Rafael Cuervo. **Energia Solar Fotovoltaica**. 7. ed. Espanha: Fc Editorial, 2012. 320 p.

FREIRE, Luiza Beana Chipansky. **Métoda para Levantamento do Potencial Energético Solar em Câmpus Universitário**. 2013. 66 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2013.

FREITAS, Bruno M. R. de; HOLLANDA, Lavinia. **Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor**. São Paulo: Fgv Energia, 2015.

GORI, Luiz Eduardo; TROSO, Márcia Martins. **EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM PAINÉIS FOTOVOLTAICO UTILIZANDO DISPOSITIVO ÓPTICOS (LENTE DE FRESNEL)**. 2014. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica e Telecomunicações, Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2014.

JUCÁ, Sandro; CARVALHO, Paulo. **Métodos de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos: Aplicações em dessalinização**. Duque de Caxias: Creative Commons, 2013.

LABSOL. Disponível em <http://www.solar.ufrgs.br/>. Acesso em 12 de maio de 2016.

LASNIER, F **Photovoltaic Engineering Handbook**. New York 568p., 1990.

LIMA, A. L. **Gestão e uso racional de Energia Elétrica: Práticas e Recomendações**. São Paulo, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 86p., 2006.

LIMA, J.D. de; TRENTIN, M.G.; OLIVEIRA, G.A.; BATISTUS, D.R.; SETTI, D. **Systematic analysis of economic viability: a proposal for investment projects**. In: Joint Conference CIO-ICIEOM-IIIIE 2014-XX International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 2014, Málaga-ES. The global reach of industrial engineering. Enhancing synergies in a collaborative environment. Málaga - ES: Andalucia Tech. Universidad de Sevilla. Universidad de Málaga, 2014. p.87.

LOPES, Ricardo Jorge Cabral. **Efeito do Sombreamento nos Painéis Fotovoltaicos**. 2013. 111 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Electrotécnica, Intituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 2013.

MAPA de Declinação Magnética. Disponível em: <<http://www.on.br/>>. Acesso em: 13 maio 2016.

MELO, Emerson Golçaves de. **Geração Solar Fotovoltaica: Estimativa do Fator de Sombreamento e Irradiação em Modelos Tridimensionais de Edificações**. 2012. 129 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

NAKABAYASHI, Renny Kunizo. **Microgeração fotovoltaica no Brasil: condições atuais e perspectivas futuras**. 2014. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

NEOSOLAR. Disponível em: <<http://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acesso em: 08 abr 2015.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel - Cresesb, 2014.

RADIASOL2. Disponível em <http://www.solar.ufrgs.br/#softwares>. Acesso em 12 de maio de 2016.

RIOS, A. W. S. **“Educação em energia: fator essencial de mudança comportamental para o uso racional de energia”**. Revista ciências exatas, Taubaté, v. 12, n. 2, p. 57-61, 2006.

RODRÍGUEZ, Carlos R. C. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos nageração distribuída: O caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. 2002. Dissertação - Universidade Estadual de Campinas - Comissão Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Campinas, 2002.

SANTOS, Afonso Henrique Moreira et al. **Conservação de Energia Eficiência Energética de Equipamentos e Instalações**. 3. ed. Itajubá: Eletrobrás / Procel Educação, 2006.

O SETOR ELÉTRICO: **Capítulo XI - Energia solar fotovoltaica - requisitos para conexão e proteções**. São Paulo: Capítulo Xi - Energia Solar Fotovoltaica - Requisitos Para Conexão e Proteções, 2012.

VANNIN, Silvia Regina. **Estudo de Viabilidade Econômica de Fontes Alternativas de Energia de uma Comunidade Típica da Região Nordeste do Brasil**. 2008. 162 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Técnico em Ciências área de Tecnologia Nuclear - Reatores, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica conceitos e aplicações – Sistemas isolados e conectados à rede**. São Paulo: Érica, 2012. 224p.