

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ELIANE GUIMARÃES MONTEIRO

**Estudo de viabilidade técnica e econômica para instalação de um
sistema de microgeração fotovoltaica em uma clínica fisioterápica
no município de Niterói–RJ**

São Paulo
2014

ELIANE GUIMARÃES MONTEIRO

Estudo de viabilidade técnica e econômica para instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica em uma clínica fisioterápica no município de Niterói–RJ

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de concentração:
Energia Solar Fotovoltaica

Orientador:
Prof. Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco

São Paulo
2014

FICHA DE APROVAÇÃO

Nome: **Eliane Guimarães Monteiro**

Título: **Estudo de viabilidade técnica e econômica para instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica em uma clínica fisioterápica no município de Niterói (RJ).**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Aprovada em _____ de _____ de 2014.

Orientador:

Prof. Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco

Assinatura: _____

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira

Assinatura: _____

Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni

Assinatura: _____

Ao Paulinho,

sempre apoiando e incentivando meus
desafios para o desenvolvimento pessoal
e profissional.

AGRADECIMENTOS

Ao professor e orientador Dr. Claudio Roberto de Freitas Pacheco pelo brilhantismo em sala de aula, cuja condução foi sempre com muito prazer, humor e coberta de muito conhecimento e experiência.

Aos professores do curso Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética pela diversidade de informações e experiências passadas aos alunos.

Ao proprietário da Clínica de Fisioterapia, Fábio Uemoto, por disponibilizar as informações necessárias à realização deste estudo.

Aos colegas do curso pelo companheirismo e pelas participações pertinentes em sala de aula. Especial agradecimento para Alê, Fran e Paulo pelo sincronismo na realização dos trabalhos do curso e pelas paçocas compartilhadas.

Aos amigos paulistanos do GVces pela acolhida carinhosa, tornando minha estadia em São Paulo regada de novos sabores.

Aos familiares e aos que se tornaram família, pelos novos olhares e por instigarem as mudanças necessárias ao longo da vida.

Aos meus eternos amigos “*quantos de nós*”, como sempre, sempre presentes, por me proporcionarem o equilíbrio entre estudo e lazer.

"Escolhe a tua melhor hora,; o tempo te pertence. E gasta como entenderes as qualidades que tens!"

W.Shakespeare, 1564-1616 Hamlet, ato I, cena II

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Mapa da irradiância global anual	20
Figura 2.2 – Espectro eletromagnético e a luz visível.....	20
Figura 2.3 – (a) Ângulos da posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ângulos da orientação de uma superfície inclinada.	21
Figura 2.4 – Massa de ar (coeficiente AM).....	22
Figura 2.5 – Radiação solar direta, difusa e refletida.....	23
Figura 2.6 – Estrutura de bandas de energia de condutores, isolantes e semicondutores.	25
Figura 2.7 – Criação da barreira de potencial na região de transição PN, através da difusão dos elétrons e lacunas.	26
Figura 2.8 – Processo de agrupamento: célula, módulo e arranjo fotovoltaico	27
Figura 2.9 – Símbolo de um módulo fotovoltaico [ABNT NBR, 2013].....	27
Figura 2.10 – Aspecto das células de silício: (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo.	29
Figura 2.11 – (a) Circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica; (b) representação de um diodo	30
Figura 2.12 – Curva característica da célula fotoelétrica	30
Figura 2.13 – Tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto circuito (J_{SC}).	31
Figura 2.14 – Máxima potência (P_{mp}): corrente e tensão na máxima potência (J_{mp} e V_{mp}).....	32
Figura 2.15 – Fator de forma (FF)	32
Figura 2.16 – Associação de células em série	34
Figura 2.17 – Associação de células em paralelo.....	34
Figura 2.18 – Influência da variação da irradiância solar na curva I-V de uma célula de silício cristalino na temperatura de 25 °C.	35
Figura 2.19 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica curva I-V para irradiância ($1000W/m^2$ e AM1.5).	35
Figura 2.20 – (a) Diodo de bypass instalado em paralelo a uma célula e (b) a um grupo de células.	37
Figura 2.21 – Modelo de etiqueta do Inmetro afixada nos módulos.....	37
Figura 2.22 – Representação do ponto de operação I-V, da P_{mp} , V_{mp} e I_{mp} na curva P-V de um gerador fotovoltaico	38
Figura 2.23 – Símbolo de um inversor CC/CA.....	40
Figura 2.24 – Topologias de implementação dos inversores.....	44

Figura 2.25- Representação gráfica para medição bidirecional de registros independentes	48
Figura 2.26 – Representação gráfica para medições simultâneas.....	48
Figura 2.27 – Etapas de acesso de microgeração ao sistema de distribuição da Ampla..	52
Figura 2.28 – Forma de conexão do acessante (através de inversor) à rede de BT da Ampla	54
Figura 3.1 – Etapas do estudo de viabilidade	59
Figura 3.2 - Distribuição do consumo da Clínica ao longo do ano.	60
Figura 3.3 - Fachada e localização do prédio.	61
Figura 3.4 – Radiação global diária (média mensal) incidente no plano horizontal na região de Niterói-RJ proveniente de quatro bancos de dados diferentes.	62
Figura 3.5 – Tela de seleção do banco de dados do SWERA	63
Figura 3.6 – Razão $R (H_T/H)$ ao longo do ano para os planos inclinados de $\beta=10^\circ$, 23° e 38°	65
Figura 3.7 – Estudo do posicionamento dos módulos em uma área plana horizontal.....	67
Figura 3.8 – Diagrama unifilar do arranjo fotovoltaico de cada inversor	75
Figura 3.9 – Disposição física dos módulos na laje do prédio	76
Figura 4.1 – Participação da geração fotovoltaica no consumo de energia elétrica (EE) ao longo do primeiro ano	78
Figura 4.2 – Potência de saída do módulo CS6P-250P ao longo de 25 anos	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Perspectivas de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos (R\$/Wp).....	16
Tabela 2.1 – Valores típicos de albedo para diferentes superfícies	23
Tabela 2.2 – Bandas proibidas para diversos materiais semicondutores à temperatura de 300K	25
Tabela 2.3 – Eficiência das células fotovoltaicas	28
Tabela 2.4 – Comparação das características de inversores para conexão à rede com e sem transformador	42
Tabela 2.5 – Forma de conexão em função da potência em baixa tensão	53
Tabela 2.6 – Requisitos de proteção	55
Tabela 2.7 – Consumo mínimo anual de energia solar para se obter o Selo Solar	58
Tabela 3.1 – Radiação diária (média mensal) direta e difusa no plano horizontal	64
Tabela 3.2 - Radiação diária (média mensal) no plano inclinado ($\beta=10^\circ$, 23° e 38°) orientada para o Equador	64
Tabela 3.3 - Radiação mensal e anual no plano inclinado ($\beta=10^\circ$, 23° e 38°).....	66
Tabela 3.4 – Estimativa da área de captação solar em função do ângulo de inclinação β para módulos apoiados pela maior dimensão	68
Tabela 3.5 - Estimativa da área de captação solar em função do ângulo de inclinação β para módulos apoiados pela menor dimensão	68
Tabela 3.6 – Estimativa do potencial de geração fotovoltaica para a área disponível (16x16m) em função do ângulo de inclinação β	69
Tabela 3.7 – Perda percentual de máxima potência em função da temperatura das células de silício para as condições de temperatura ambiente de Niterói.	70
Tabela 3.8 – Estimativa de perdas.....	70
Tabela 3.9 – Dimensionamento do gerador fotovoltaico	71
Tabela 3.10 – V_{oc} , V_{mp} e I_{sc} ajustados para temperatura máxima e mínima.....	74
Tabela 4.1 - Tarifas Ampla de energia elétrica grupo residencial trifásico	77
Tabela 4.2 – Geração fotovoltaica e energia elétrica (EE) fornecida pela rede ao longo do primeiro ano	78
Tabela 4.3 – Orçamento para investimento no SFCR.....	80
Tabela 4.4 – Estudo financeiro para três cenários.....	81
Tabela 4.5 – Estudo financeiro para três cenários: tarifa de EE reajustada em 1,2% a.a.	82

LISTA DE SIMBOLOGIAS

AM	Massa de ar (do inglês, <i>air mass</i>)
a-Si	Silício amorfo
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
CdTe	Telureto de cádmio
CIGS	Disseleneto de cobre, índio e gálio
CIS	Disseleneto de cobre e índio
c-Si	Silício cristalino
DSV	Dispositivo de seccionamento visível
E_G ou E_g	Energia da banda proibida
GaAs	Arsenieto de gálio
I_{mp} ; I_{mpp}	Corrente na máxima potência
I_{sc}	Corrente de curto circuito
J_{sc}	Densidade de corrente de curto circuito.
m-Si	Silício monocristalino
nc-Si	Silício nanocristalino
NOCT	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i> - Temperatura da célula em condições nominais de operação
°C	Graus Celsius
P_{mp} ; P_{mpp}	Máxima potência
p-Si	Silício policristalino
SFCR	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede
SPPM	Seguidor do ponto de potência máximo
STC	Standard test conditions
V_{mp} ; V_{mpp}	Tensão na máxima potência
V_{oc}	Tensão de circuito aberto
α	Altura ou elevação solar
β	Inclinação da superfície de captação
γ	Ângulo azimutal da superfície
γ_s	Ângulo azimutal do Sol ou azimute solar
η	Eficiência
θ	Ângulo de incidência
θ_z	Ângulo zenital

RESUMO

Este trabalho apresenta o estudo técnico e econômico para a instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede para um empreendimento comercial, uma clínica de fisioterapia, na cidade de Niterói (RJ). Tem como objetivo a geração de energia elétrica para compensação, sob o contexto da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL, e o fortalecimento da imagem da empresa por meio da inovação e do seu comprometimento com a geração de energia renovável. O estudo detalha etapas do projeto do sistema de geração, tais como: potencial solar da região, tecnologias de conversão fotovoltaica, perdas por sombreamento e temperatura, equipamentos de conversão CC/CA, requisitos para conexão à rede de distribuição da AMPLA e estudo da viabilidade econômica.

Palavras chave: Energia solar fotovoltaica. Microgeração distribuída. Conexão à rede. SFCR. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

This work presents a technical and economic study for the installation of grid-tie photovoltaic micro-generation for commercial building, a physiotherapy clinic in the city of Niterói (RJ). The aim is to generate electricity for compensation (net metering), under the context of Normative Resolution 482/12 published by ANEEL, and strengthening the company's image through innovation and its commitment to renewable energy generation. The study details the steps of the generation system design, such as: solar potential of the region, conversion photovoltaic technologies, shading and temperature losses, definition of conversion DC/AC equipment, requirements for connection to the electricity distribution network of AMPLA and the feasibility study economic.

Key-words: Solar photovoltaic energy. Micro distributed generation. Grid tie. Economic viability.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA	3
AGRADECIMENTOS.....	4
LISTA DE FIGURAS	5
LISTA DE TABELAS	7
LISTA DE SIMBOLOGIAS.....	8
RESUMO.....	9
ABSTRACT.....	10
SUMÁRIO	11
1 INTRODUÇÃO	15
1.1 OBJETIVO	16
1.2 JUSTIFICATIVA.....	17
1.3 METODOLOGIA	18
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1 RADIAÇÃO SOLAR	19
2.1.1 O Sol como fonte de energia.....	19
2.1.2 Espectro solar	20
2.1.3 Ângulos solares	21
2.1.4 Massa de ar (coeficiente AM).....	22
2.1.5 Radiação solar direta, difusa e refletida	23
2.2 CONVERSÃO FOTOVOLTAICA.....	24
2.2.1 Breve histórico	24
2.2.2 Efeito fotovoltaico.....	24
2.3 CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	27
2.3.1 Definições	27
2.3.2 Principais tecnologias	27
2.3.3 Características elétricas	30

2.3.3.1	<i>Circuito equivalente</i>	30
2.3.3.2	<i>Tensão de circuito aberto (V_{OC})</i>	31
2.3.3.3	<i>Corrente de curto circuito (I_{SC})</i>	31
2.3.3.4	<i>Máxima potência (P_{max})</i>	31
2.3.3.5	<i>Fator de forma (FF)</i>	32
2.3.3.6	<i>Eficiência (η)</i>	33
2.3.4	Associação de células e módulos fotovoltaicos.....	33
2.3.4.1	<i>Associação em série</i>	33
2.3.4.2	<i>Associação em paralelo</i>	34
2.3.5	Fatores externos que afetam as características elétricas	34
2.3.5.1	<i>Influência da irradiância solar</i>	34
2.3.5.2	<i>Influência da temperatura da célula</i>	35
2.3.5.3	<i>Efeito do sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos</i>	36
2.3.6	Registro no Inmetro.....	37
2.4	SEGUIDOR DO PONTO DE POTÊNCIA MÁXIMO (SPPM)	38
2.5	INVERSOR CC/CA PARA SFCR	40
2.5.1	Características gerais	40
2.5.2	Transformador de acoplamento	41
2.5.3	Dispositivo de proteção anti-ilhamento.....	42
2.5.4	Eficiência de um inversor (η_{tot})	42
2.5.5	Topologias de implementação	44
2.5.6	Fator de dimensionamento do inversor (FDI)	45
2.5.7	Registro no INMETRO	45
2.6	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	45
2.6.1	Sistema de compensação de energia elétrica.....	46
2.6.2	Custo de disponibilidade	47
2.6.3	Sistema de medição.....	47
2.6.3.1	<i>Medição bidirecional de registros independentes</i>	47
2.6.3.2	<i>Medições simultâneas</i>	48
2.6.4	Incidência de impostos federais e estaduais	48
2.7	REQUISITOS PARA CONEXÃO À REDE ELÉTRICA DA AMPLA	49
2.7.1	Legislação e normas	50
2.7.2	Principais definições	51
2.7.3	Legislação ambiental	51

2.7.4	Procedimentos de acesso	52
2.7.4.1	Obras de responsabilidade do Acessante	53
2.7.4.2	Vistoria.....	53
2.7.5	Critérios e padrões técnicos	53
2.7.5.1	Conexão em função da potência da fonte geradora	53
2.7.5.2	Conexão de geradores por meio de inversores.....	54
2.7.5.3	Sistema de medição em baixa tensão (BT).....	54
2.7.5.4	Dispositivo de seccionamento visível (DSV) para baixa tensão (BT).....	54
2.7.6	Proteção, segurança e requisitos de qualidade	55
2.7.6.1	Proteção contra curto-circuito	56
2.7.6.2	Faixa operacional de frequência	56
2.7.6.3	Distorção harmônica	57
2.8	SELO SOLAR DO INSTITUTO IDEAL	57
3	ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA.....	59
3.1	ESTUDO DO CONSUMO ELÉTRICO.....	60
3.2	ESTUDO DO POTENCIAL SOLAR.....	61
3.2.1	Localização e características do prédio comercial.....	61
3.2.2	Base de dados da radiação global diária (média mensal)	62
3.2.3	Cálculo da radiação diária direta e difusa no plano horizontal.....	63
3.2.4	Cálculo da radiação diária no plano inclinado	64
3.2.5	Potencial de geração em função da inclinação dos módulos fotovoltaicos.....	65
3.3	ESTUDO DA ÁREA DISPONÍVEL PARA CAPTAÇÃO SOLAR	66
3.3.1	Sombreamento entre módulos	66
3.3.2	Cálculo da área de captação solar	67
3.3.3	Potencial de geração fotovoltaica da área disponível.....	68
3.4	ESTUDO DAS PRINCIPAIS PERDAS	69
3.5	ESPECIFICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	71
3.5.1	Dimensionamento do gerador fotovoltaico	71
3.5.2	Definição do módulo fotovoltaico.....	72
3.6	ESPECIFICAÇÃO DO(S) INVERSOR(ES).....	73
3.6.1	Dimensionamento do inversor cc/ca	73
3.6.2	Definição do inversor cc/ca	73
3.6.3	Dimensionamento da(s) <i>string</i> (s)	74

3.7	RESUMO DA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO GERADOR FOTOVOLTAICO	75
3.8	DISPOSIÇÃO FÍSICA DOS MÓDULOS NA LAJE.....	76
4	ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA	77
4.1	CONSIDERAÇÕES.....	77
4.2	ECONOMIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	77
4.2.1	Geração fotovoltaica no primeiro ano de produção	77
4.2.2	Geração fotovoltaica ao longo de 25 anos de produção.....	79
4.3	ESTIMATIVA DE INVESTIMENTO	79
4.4	RESULTADO FINANCEIRO PARA TRÊS CENÁRIOS.....	80
5	CONCLUSÃO	83
6	BIBLIOGRAFIA.....	84
	ANEXOS	86
	ANEXO 1 - VISTA 3D DA LOCALIZAÇÃO DA CLÍNICA	87
	ANEXO 2 - VISTA SUPERIOR DA LOCALIZAÇÃO DA CLÍNICA	88
	ANEXO 3 – AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR.....	89
	ANEXO 4 – ESTUDO DO SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE INVERNO	91
	ANEXO 5 – ECONOMIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	92
	ANEXO 6 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 1 (IDEAL).....	94
	ANEXO 7 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 2 (NITERÓI-RJ)	95
	ANEXO 8 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 3 (MINAS GERAIS)	96

1 INTRODUÇÃO

O aumento contínuo da demanda de energia elétrica e a necessidade de redução das emissões de gases do efeito estufa têm sido tema constante junto a governos, setor privado e sociedade em geral dos diferentes países. No Brasil, os efeitos das mudanças climáticas, incluindo a recente escassez de chuvas, vêm tornando necessária a entrada em operação das termoeletricas para suprir a demanda, aumentando o custo por kWh gerado e tornando a matriz energética brasileira cada vez menos limpa. Quanto à expansão da geração, a importância de uma maior participação das fontes renováveis na matriz elétrica e o destaque para a geração distribuída de pequeno porte pode ser vista no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2022 [EPE, 2013; p.15 e p.324].

Como descrito no Estudo da Demanda de Energia 2050 [EPE, 2014], “a introdução da geração distribuída (GD) no planejamento energético de longo prazo é uma questão essencial.” “As vantagens da integração da GD nos sistemas elétricos, a destacar aumento da confiabilidade, melhor gestão de alocação de recursos, aumento da eficiência energética do sistema e aumento de renováveis na matriz, somente serão alcançadas se a GD for considerada no planejamento energético tanto nacional como local”.

Até o final do século passado, a capacidade mundial de geração fotovoltaica se concentrava em sistemas isolados. Ao longo da última década, com a redução de custos e programas de incentivo, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede se tornaram viáveis e atualmente esta modalidade de conexão representa cerca de 99% da potência total mundialmente acumulada [EPE, 2014]. Sobre a evolução da geração distribuída fotovoltaica no Brasil, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) estima uma capacidade instalada de 1,4 GWp em 2022, para as classes residencial e comercial [EPE, 2013; p.339].

Segundo as projeções do Estudo da Demanda de Energia 2050 [EPE, 2014] as perspectivas de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos para o ano de 2020 gira em torno de 35% e de 67% até 2050, para as classes residencial e comercial. A Tabela 1.1 resume os valores em R\$/Wp obtidos neste estudo.

Tabela 1.1 – Perspectivas de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos (R\$/Wp)

	2013	2020	2030	2040	2050
Residencial	7,0	4,4	3,2	2,7	2,3
Comercial	6,5	4,2	3,0	2,5	2,1
Industrial	6,0	3,4	2,7	2,3	2,0

Fonte: Elaboração EPE com base em IEA (2012).

Em 17 abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, que incluem instalações de até 1 MW. A norma criou o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor instalar geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hidráulica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada) em sua unidade consumidora e utilizar a energia gerada para abater o consumo da própria unidade consumidora.

Cabe ao consumidor a iniciativa da instalação de micro ou minigeração distribuída. Sendo assim, o consumidor deve analisar a relação custo/benefício para instalação do seu gerador, com base em variáveis, como por exemplo: porte da unidade consumidora e do sistema de geração, tipo da fonte de energia (módulos solares, turbinas eólicas, geradores a biomassa etc.), tecnologia dos equipamentos, área disponível para a instalação, valor da tarifa à qual a unidade consumidora está conectada, taxas e impostos incidentes, condições de pagamento e financiamento do projeto e existência de outras unidades consumidoras que possam usufruir dos créditos do sistema de compensação de energia elétrica.

1.1 OBJETIVO

Dado o cenário apresentado acima, este trabalho tem por objetivo a elaboração de estudo piloto para a instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica em um empreendimento comercial, uma clínica de fisioterapia na cidade de Niterói, estado do Rio de Janeiro, tendo como foco, além da geração de energia elétrica para compensação, o fortalecimento da imagem da empresa por meio da inovação e do seu comprometimento com a geração de energia renovável.

São etapas importantes deste estudo:

- o conhecimento da demanda de energia elétrica da Clínica;
- a definição do potencial solar na área de localização;
- a área disponível para instalação dos painéis;
- as perdas por sombreamento, posicionamento dos painéis, elétricas etc;
- a tecnologia fotovoltaica a ser utilizada;
- a definição do(s) inversor(es) DC/AC;
- o conhecimento da norma de conexão à rede da distribuidora local; e
- os custos com materiais e mão de obra.

Complementando a viabilidade técnica, faz-se necessário o estudo da geração fotovoltaica mensal frente ao seu consumo e o estudo da viabilidade econômica, com base na tarifa elétrica (R\$/kWh) da concessionária local, a AMPLA.

1.2 JUSTIFICATIVA

É sabido que o Brasil possui grande potencial para geração de energia elétrica por meio de sistemas fotovoltaicos e que os incentivos ao uso da fonte ainda são poucos se comparados aos benefícios que a mesma traria, tais como grande redução dos impactos ambientais além da economia na conta de energia.

A proposta de microgeração de energia é pouco conhecida entre os brasileiros. Ainda se faz necessária a disseminação deste conceito, em especial da geração distribuída fotovoltaica, para o consumidor final, residencial e comercial.

Como o sistema fotovoltaico ainda tem custo elevado no Brasil, o perfil dos brasileiros dispostos a investir na instalação de microgeração fotovoltaica encontra-se na população de classe alta, principalmente nos que acreditam que seja uma forma positiva para a conservação do meio ambiente.

A cidade de Niterói, no estado do Rio de Janeiro, possui grande incidência solar, uma grande área com residências de um ou dois pavimentos e uma população com poder aquisitivo alto. Entretanto, até o momento, nenhuma microgeração fotovoltaica conectada à rede foi instalada no município.

Considero então oportuno um estudo da sequência de ações necessárias para a implementação desta modalidade de energia alternativa nesta localidade, tendo

como objetivo a instalação em um prédio comercial, visando além da economia na conta de energia a disseminação desta modalidade de geração de energia limpa.

1.3 METODOLOGIA

Para a elaboração deste estudo, utilizou-se de material bibliográfico acessível ao público em geral como livros, artigos e relatórios, material do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, material do curso *on-line ET3034TUX Solar Energy* do EdX, documentação técnica de equipamentos para sistemas fotovoltaicos, conteúdo de sites relacionados ao tema de energia, energias renováveis e sistemas fotovoltaicos. Foram também consultadas as resoluções normativas da ANEEL, a especificação técnica para conexão à rede da AMPLA e normas técnicas da ABNT relacionadas ao tema.

Para os cálculos do potencial solar da região e da viabilidade econômica foram desenvolvidas planilhas específicas no MS-Excel.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 RADIAÇÃO SOLAR

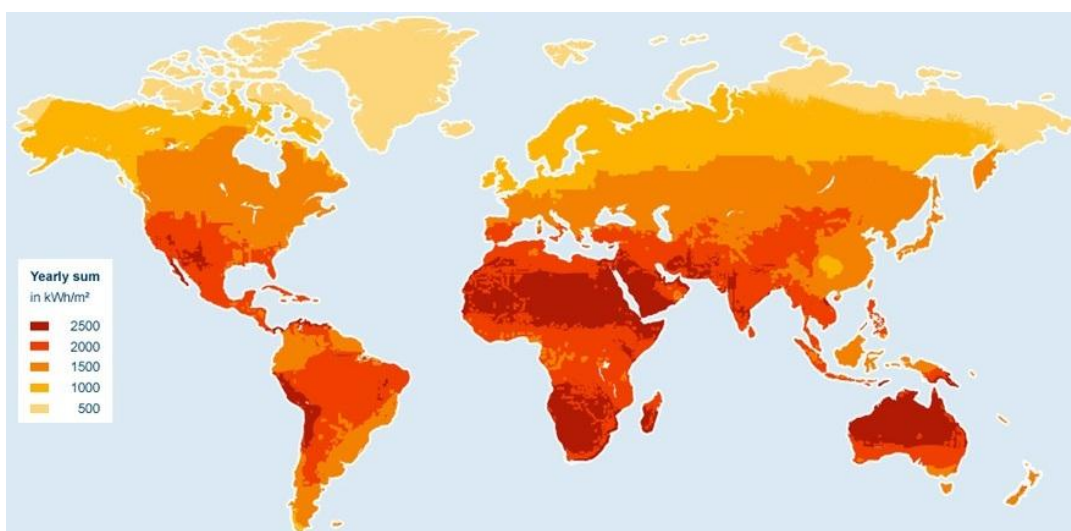
2.1.1 O Sol como fonte de energia

O Sol fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra. É o responsável pela origem de praticamente todas as outras fontes de energia na Terra. No centro do Sol, com temperatura de milhões de kelvin, ocorrem várias fusões, sendo a mais importante o processo que transforma núcleos de hidrogênio em núcleos de hélio. Durante este processo, parte da massa é transformada em energia. De acordo com Duffie e Beckman [DUFFIE, 2013], “a energia produzida no interior da esfera solar a temperaturas de milhões de graus deve ser transferida para a superfície e depois ser irradiada para o espaço”.

A intensidade da radiação solar fora da atmosfera terrestre depende da distância entre o Sol e a Terra. Durante o decorrer do ano, esta distância pode variar entre $1,47 \times 10^8$ km e $1,52 \times 10^8$ km. Porém, segundo Duffie e Beckman [DUFFIE, 2013], “a radiação emitida pelo sol e sua relação com a Terra resulta em uma intensidade quase fixa de radiação solar fora da atmosfera terrestre. A constante solar (G_{SC}) é a energia do Sol, por unidade de tempo, recebida em uma unidade de área perpendicular à direção de propagação da radiação, em uma distância Terra-Sol média, fora da atmosfera”. O valor da constante solar aceito pela NASA e pela *American Society of Testing and Materials* é de 1.353 W/m^2 .

No entanto, apenas parte da quantidade total da radiação solar atinge a superfície terrestre. A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozônio, vapor de água, oxigênio, dióxido de carbono) e espalhamento (partículas de pó, poluição).

Ao totalizarmos a quantidade de radiação solar que incide na superfície terrestre durante o período de um ano, obtém-se a irradiação global anual, medida em kWh/m^2 . Este parâmetro varia de modo significativo com as regiões, como se pode observar na Figura 2.1. Algumas regiões, situadas perto do Equador, excedem 2.000 kWh/m^2 por ano.

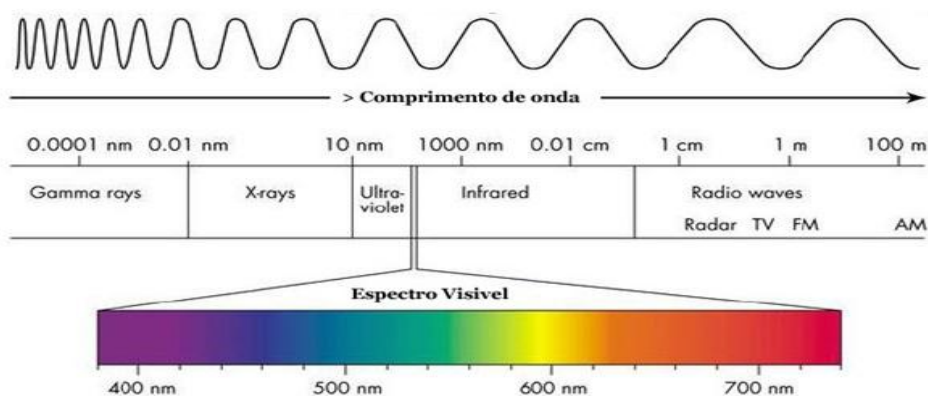


Fonte: <http://energyinformative.org/> (valores baseados no Meteonorm (www.meteonorm.com))

Figura 2.1 – Mapa da irradiância global anual

2.1.2 Espectro solar

A radiação solar é a emissão de energia sob a forma de ondas eletromagnéticas que se propagam à velocidade da luz, 300.000 km/s. Ondas eletromagnéticas é uma combinação de um campo elétrico e um campo magnético que se propagam numa mesma direção, porém em planos ortogonais [PORTAL-ENERGIA, 2004]. A luz solar é uma parte da radiação eletromagnética, fornecida pelo Sol, que compreende comprimentos de onda desde o ultravioleta até o infravermelho. Dentro desta faixa, encontra-se a chamada “faixa visível”, com comprimentos de onda do violeta ao vermelho. A Figura 2.2 situa cada faixa e seu correspondente comprimento de onda dentro do espectro eletromagnético.



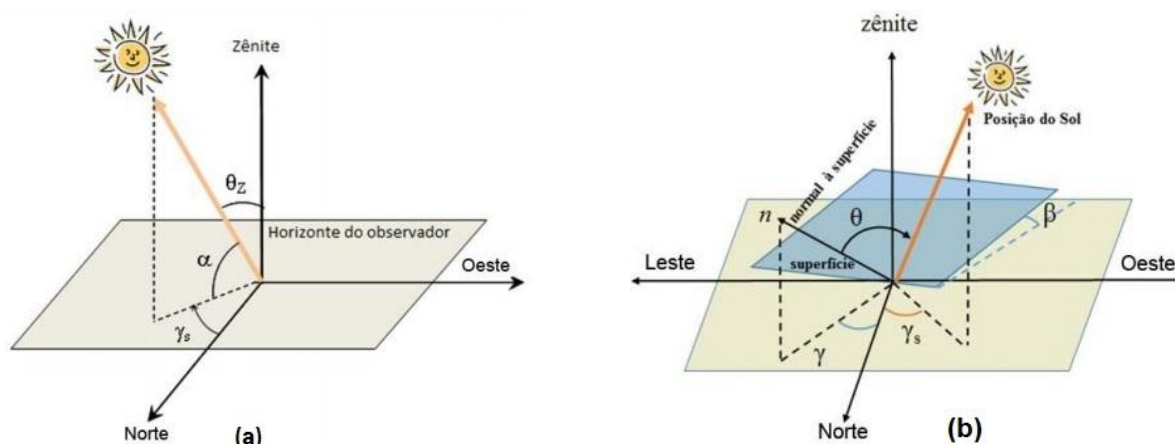
Fonte: www.infoescola.com

Figura 2.2 – Espectro eletromagnético e a luz visível

2.1.3 Ângulos solares

O conhecimento da localização exata do Sol é necessário para se determinar os valores de radiação e, portanto, a energia produzida pelas instalações fotovoltaicas. A localização do Sol pode ser definida pela sua altura e seu azimuth. A Figura 2.3 ilustra os ângulos relacionados ao posicionamento do Sol com relação ao plano horizontal e ao plano inclinado, descritos a seguir.

- Ângulo zenital (θ_z): ângulo formado entre os raios do Sol e a vertical local (zênite), variando de 0° a 90° ;
- Altura ou elevação solar (α): ângulo compreendido entre os raios do Sol e a projeção dos mesmos sobre o plano horizontal (horizonte do observador). É um ângulo complementar ao ângulo zenital;
- Ângulo azimutal do Sol ou azimuth solar (γ_s): é o ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e a direção norte-sul (horizonte do observador), variando de -180° a $+180^\circ$. A direção sul possui $= 0^\circ$, sendo positivo no sentido horário e negativo no sentido anti-horário, a partir do sul;
- Ângulo azimutal da superfície (γ): é o ângulo entre a projeção da normal à superfície no plano horizontal e a direção norte-sul. Obedece às mesmas convenções do azimuth solar;
- Inclinação da superfície de captação (β): ângulo entre o plano da superfície de captação e o plano horizontal;
- Ângulo de incidência (θ): ângulo entre os raios do Sol e a normal à superfície de captação.



Fonte: [CEPEL-CRESESB, 2014].

Figura 2.3 – (a) Ângulos da posição do Sol em relação ao plano horizontal; (b) Ângulos da orientação de uma superfície inclinada.

2.1.4 Massa de ar (coeficiente AM)

A luz solar toma o percurso mais curto através da atmosfera, quando a posição do Sol é perpendicular à superfície da Terra. Se o ângulo de incidência solar é mais baixo, o percurso através da atmosfera é mais longo, em outras palavras, a espessura da camada atmosférica é maior.

Quanto maior a espessura atmosférica, maior a absorção e a difusão da radiação solar, o que implica uma menor irradiância. A Massa de Ar, denominado coeficiente AM (do inglês, *air mass*), indica um múltiplo do percurso da radiação solar na atmosfera para um local preciso em um determinado momento (Figura 2.4). Para ângulos zenitais entre 0° e 70° a massa de ar ao nível do mar é definida pela equação (2.1). Para ângulos maiores, deve-se considerar a curvatura da Terra.

$$\text{Massa de ar (AM)} = 1 / \cos(\theta_z) \quad (2.1)$$

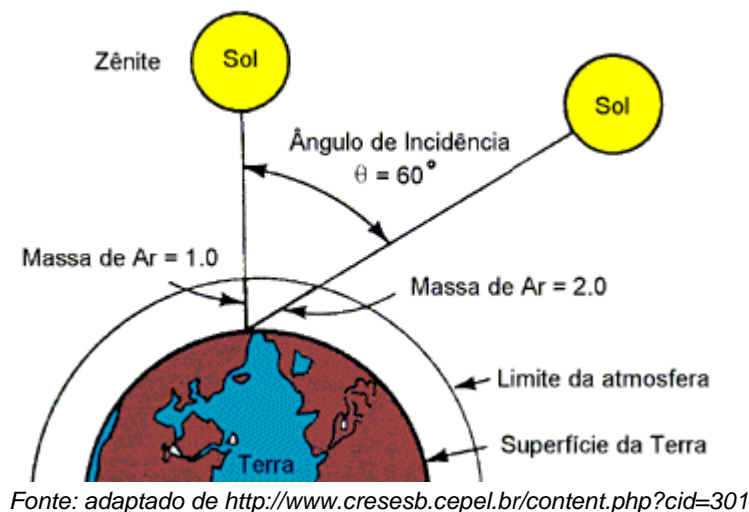


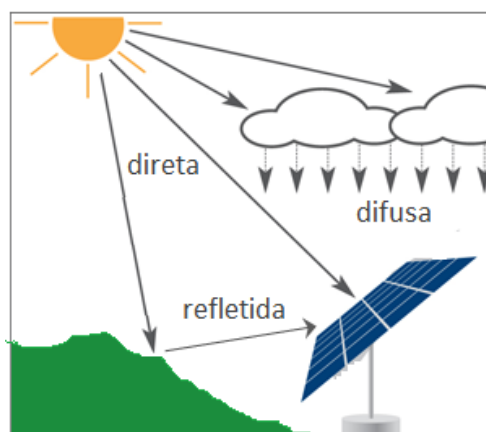
Figura 2.4 – Massa de ar (coeficiente AM)

Denomina-se AM1 quando a massa de ar é igual a 1, ou seja quando o Sol encontra-se perpendicular a superfície horizontal ($\theta_z = 0^\circ$). Outras denominações são utilizadas, como exemplo: para AM2, o ângulo zenital é de 60° e para AM1.5 o ângulo é de 48°. AM0, significa sem massa atmosférica, ou seja a radiação extraterrestre.

2.1.5 Radiação solar direta, difusa e refletida

A luz solar que atinge a superfície terrestre é composta por uma fração direta e por uma fração difusa. A fração direta provém diretamente do Sol e a difusa é proveniente de diversas direções, atingindo a superfície após sofrer alguma forma de espalhamento pela atmosfera.

A radiação que incide no plano inclinado possui mais uma componente: a fração da radiação refletida pelo ambiente do entorno, que pode ser solo descampado, asfalto, vegetação, terrenos rochosos dentre outros (Figura 2.5). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de “albedo”, quanto maior for o albedo, maior será a reflexão da luz solar. A Tabela 2.1 apresenta valores típicos de albedo para diferentes superfícies.



Fonte: adaptado de <http://www.degeriberica.com/>

Figura 2.5 – Radiação solar direta, difusa e refletida

Tabela 2.1 – Valores típicos de albedo para diferentes superfícies

Superfície	Albedo
Gramado	0,18 – 0,23
Gramma seca	0,28 – 0,32
Solo descampado	0,17
Asfalto	0,15
Concreto novo (sem ação de intempéries)	0,55
Concreto (em construção urbana)	0,2
Neve fresca	0,8 – 0,9

Fonte: [CEPEL-CRESESB, 2014].

2.2 CONVERSÃO FOTOVOLTAICA

A energia fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, chamado de efeito fotovoltaico. A célula fotovoltaica é um dispositivo fabricado com material semicondutor que viabiliza esta transformação.

2.2.1 Breve histórico

Em 1839, Edmond Becquerel descobriu o efeito fotovoltaico quando observou que ao iluminar uma solução ácida surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. Em 1876, W. G. Adams e R. E. Day também observaram efeito similar em um dispositivo sólido fabricado com selênio. Em 1883, C. E. Frits desenvolveu os primeiros dispositivos que podem ser denominados de células solares ou fotovoltaicas fabricadas com selênio. Nos anos de 1950, mais de 110 anos após a descoberta do efeito fotovoltaico, foram fabricadas nos laboratórios da Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas na tecnologia de dispositivos semicondutores. Fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino, alcançaram 6% de eficiência de conversão de energia solar em elétrica, um rendimento relativamente alto para a época [CEPEL-CRESESB, 2014].

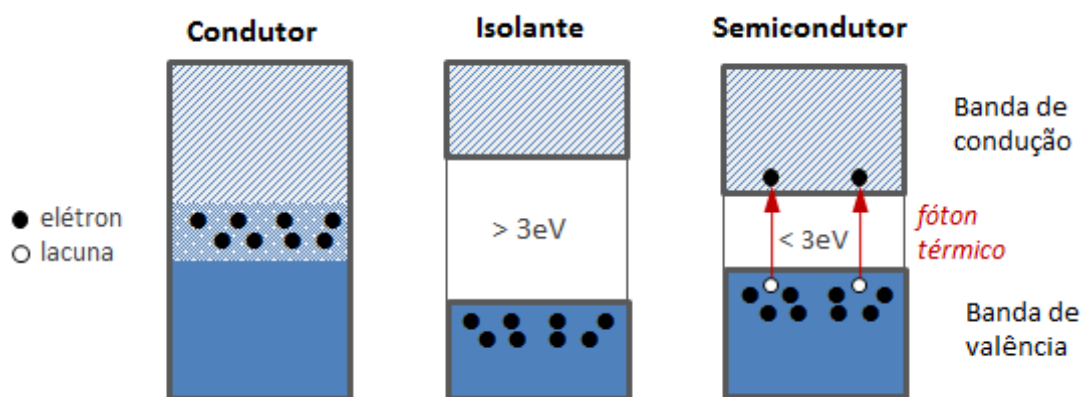
2.2.2 Efeito fotovoltaico

Para entendermos como funciona o efeito fotovoltaico com profundidade, devemos conhecer o modelo atômico, que demonstra o comportamento das partículas que compõem um átomo, porém, foge ao escopo deste trabalho. Para simplificar, é preciso saber que existem materiais classificados como semicondutores que, na temperatura do zero absoluto (0 K), se caracterizam por possuírem uma **banda de valência** completamente preenchida por elétrons e uma **banda de condução** sem elétrons, ou seja, com lacunas. Desta forma, um semicondutor comporta-se como um isolante a temperatura de 0 K. Porém, com o aumento da temperatura começa a agir como um condutor, por isso o nome semicondutor.

A separação entre as duas bandas de energia é denominada de **banda proibida** (*bandgap* ou *gap*) e pode atingir até 3 eV (elétron-volt) para um material

semicondutor. Sendo assim, o que difere eletricamente os materiais de serem condutores, semicondutores ou isolantes é o nível de tensão da banda proibida, simbolizada por E_G (energia de *gap*).

Nos semicondutores, alguns elétrons podem absorver energia suficiente para saltar da banda de valência para a banda de condução. Para este salto, a energia absorvida deve ser igual ou superior ao valor da banda proibida (E_G) do material semicondutor. Cada elétron que salta para a banda de condução deixa uma lacuna na banda de valência, produzindo assim pares de portadores de carga, elétron-lacuna (Figura 2.6). Os materiais semicondutores empregados nos dispositivos fotovoltaicos absorvem energia da radiação solar, do fóton.



Fonte: próprio autor

Figura 2.6 – Estrutura de bandas de energia de condutores, isolantes e semicondutores.

A Tabela 2.2 disponibiliza os valores da banda proibida, em eletro volts, para diversos materiais semicondutores à temperatura de 300 K.

Tabela 2.2 – Bandas proibidas para diversos materiais semicondutores à temperatura de 300K

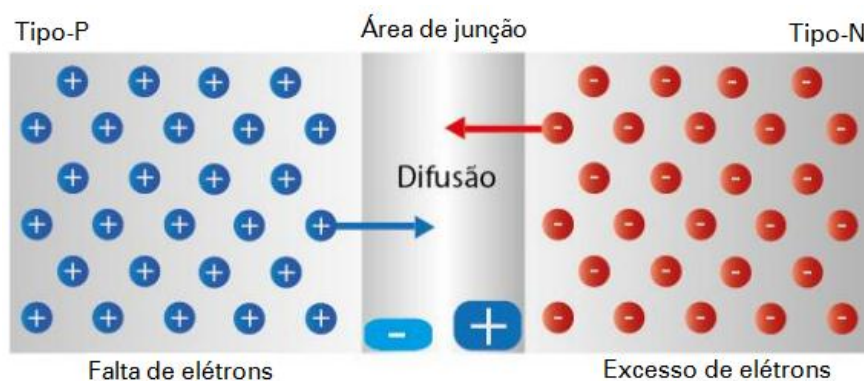
Material	Grupo	E_g (eV)	Material	Grupo	E_g (eV)
Si	elemento	1,12	GaP	III-V	2,26
Ge	elemento	0,66	CdS	II-IV	2,42
GaAs	III-V	1,43	PbS	II-IV	0,35
InSb	III-V	0,18	PbTe	II-IV	0,30
InP	III-V	1,35	CdTe	II-IV	1,45

Fonte: [CEPEL-CRESESB, 2014].

Para o aproveitamento das cargas elétricas, após a incidência de fótons, é necessário introduzir de forma controlada impurezas na formação cristalina do

semicondutor, ou seja, realizar dopagem. Este processo consiste na introdução de pequenas quantidades de outros elementos, denominados impurezas ou dopantes, que mudam drasticamente as propriedades elétricas do material intrínseco.

No caso do silício, para formar a célula fotovoltaica são unidos dois tipos do semicondutor dopado: (i) uma parte do tipo N, que é o silício dopado com material que o torne negativamente carregado e, portanto, conduz eletricidade através dos portadores de carga negativa e (ii) outra parte do tipo P, que conduz eletricidade através dos portadores de carga positiva (lacunas deixadas pelos elétrons liberados). Na área da união, chamada de junção PN, os elétrons livres do semicondutor tipo N migrarão para o semicondutor tipo P para ocuparem esses espaços. Essa migração não ocorre indefinidamente, pois forma-se um campo elétrico na área de junção que impede que os elétrons continuem fluindo [PORTAL-ENERGIA, 2004]. Quando há incidência da radiação (luz visível), os elétrons são energizados, porém, não conseguem fluir internamente da camada N para a camada P. Se ligarmos as duas camadas externamente, podemos aproveitar a corrente elétrica, chamada de fotocorrente, que se forma na passagem dos elétrons de uma camada para outra.



Fonte: [PORTAL-ENERGIA, 2004].

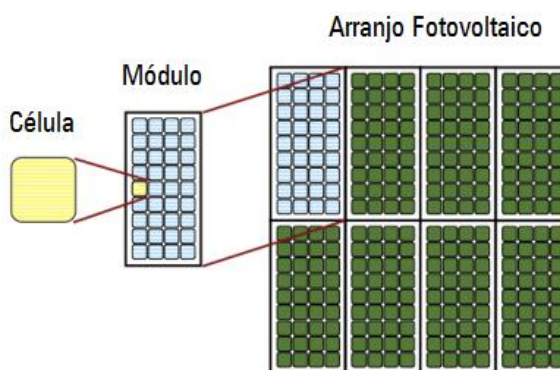
Figura 2.7 – Criação da barreira de potencial na região de transição PN, através da difusão dos elétrons e lacunas.

2.3 CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2.3.1 Definições

Segundo a norma NBR 10899 [ABNT NBR, 2013], o módulo fotovoltaico é uma unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica.

O conjunto de módulos eletricamente interligados é chamado de arranjo fotovoltaico. E, por sua vez, um sistema fotovoltaico é composto de pelo menos um módulo ou um arranjo fotovoltaico. A denominação painel fotovoltaico é também comumente utilizada nas literaturas para definir um conjunto de módulos fotovoltaicos.



Fonte: [PORTAL-ENERGIA, 2004].

Figura 2.8 – Processo de agrupamento: célula, módulo e arranjo fotovoltaico

O símbolo apresentado na Figura 2.9 é usualmente utilizado para representar um módulo fotovoltaico.

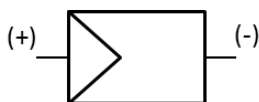


Figura 2.9 – Símbolo de um módulo fotovoltaico [ABNT NBR, 2013]

2.3.2 Principais tecnologias

As principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos podem, dentre outras formas, ser classificadas em três gerações:

A **primeira geração** compreende as células de silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si). Possuem a melhor eficiência comercialmente disponível e representam mais de 85% do mercado.

A **segunda geração** corresponde às células denominadas filmes finos, dividida em três cadeias produtivas: (i) silício amorfo (a-Si); (ii) disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e (iii) telureto de cádmio (CdTe). Esta geração apresenta menor eficiência e menor custo por m². A participação no mercado ainda é pequena, apesar de crescente.

A **terceira geração**, em fase de pesquisa e desenvolvimento, é dividida em três cadeias produtivas: (i) célula fotovoltaica multijunção e célula fotovoltaica para concentração (CPV – *Concentrated Photovoltaics*), (ii) células sensibilizadas por corante (DSSC – *Dye-Sensitized Solar Cell*) e (iii) células orgânicas poliméricas (OPV – *Organic Photovoltaics*) [CEPEL-CRESESB, 2014]. As tecnologias fotovoltaicas de terceira geração são baseadas em conceitos de células solares que tentam ultrapassar o limite *Shockley-Queisser*. Este limite diz respeito à eficiência da conversão teórica máxima da célula solar, dada a forma do nosso espectro solar e a banda proibida do material utilizado (EDX-Delft, 2013).

Tabela 2.3 apresenta a eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até a data de 2012 [CEPEL-CRESESB, 2014] e a eficiência típica dos módulos comerciais [EPE, 2012].

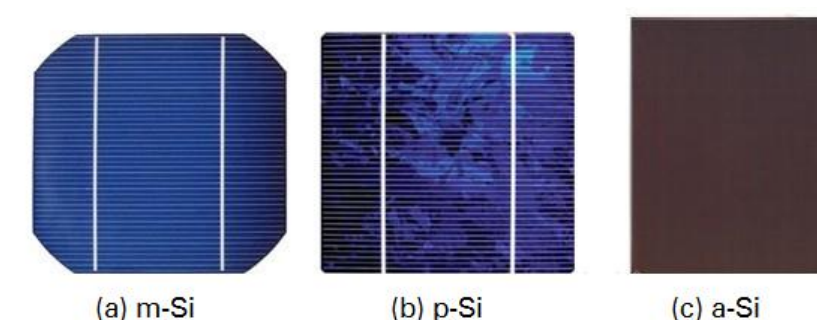
Tabela 2.3 – Eficiência das células fotovoltaicas

Tecnologia	Eficiência laboratório ¹	Eficiência comercial ²
Silício monocristalino (m-Si)	25,0% ± 0,5	13 a 19%
Silício policristalino (p-Si)	20,1% ± 0,5	11 a 15%
Silício amorfo (a-Si) – filme fino	10,1% ± 0,3	4 a 8%
Telureto de Cadmio (CdTe) – filme fino	18,3% ± 0,5	10 a 11%
Disseleneto de cobre-índio-gálio (CIGS) – filme fino	19,6% ± 0,6	7 a 12%
Células sensibilizadas por corantes (DSSC)	11,9% ± 0,4	-
Células orgânicas – filme fino	10,7% ± 0,3	-
Multijunção InGaP/GaAs/InGaAs	37,7% ± 1,2	-
Multijunção a-Si/nc-Si/nc-Si	13,4% ± 0,4	-

1 - eficiência das melhores células fotovoltaicas fabricadas em laboratórios até a data de 2012 [CEPEL-CRESESB, 2014].

2 - eficiência típica dos módulos comerciais [EPE, 2012].

O silício cristalino (c-Si) é um material abundante na natureza e o mais utilizado na fabricação de células solares, podendo ser de cristais monocristalinos (m-Si), policristalinos (p-Si) ou de silício amorfo (a-Si). Dentre estas, a **célula monocristalina** é que apresenta o maior rendimento. Possui técnicas de fabricação complexas e caras sendo necessária uma grande quantidade de energia para se obter materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita. As **células policristalinas** ou multicristalinas têm um custo de produção menor, porém, a eficiência cai pouco em comparação com as células de silício monocristalino. Esta redução de rendimento é causada pela imperfeição do cristal devido a menor exigência no processo de fabricação. As **células de silício amorfo** são as que apresentam o custo mais reduzido, em contrapartida, o seu rendimento elétrico é também o mais reduzido dentre estas tecnologias. Uma célula de silício amorfo difere das demais estruturas cristalinas por apresentar alto grau de desordem na estrutura dos átomos, reduzindo consideravelmente seu rendimento. As células de silício amorfo são películas muito finas revestidas de vidro ou plástico, para proteção mecânica. Permitem sua utilização como material de integração nas construções (BIPV – *building integrated photovoltaics*), podendo ser usadas em fachadas de prédios, janelas, superfícies curvas, dentre outras aplicações. Os filmes finos têm uma característica peculiar quanto à eficiência energética: maior redução desta nos primeiros meses de instalação, em contrapartida, são mais tolerantes as altas temperaturas, possuindo menor perda de eficiência por °C. A Figura 2.10 apresenta o aspecto das células de silício utilizadas atualmente.



Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

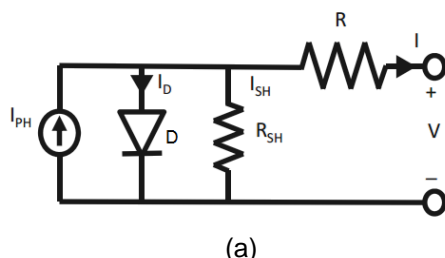
Figura 2.10 – Aspecto das células de silício: (a) monocristalino, (b) policristalino e (c) amorfo.

2.3.3 Características elétricas

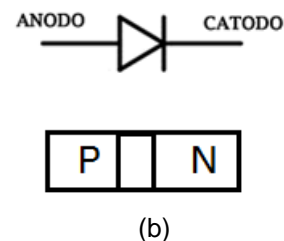
2.3.3.1 Circuito equivalente

Uma célula solar não iluminada tem o mesmo princípio de funcionamento de um diodo comum de silício (junção PN). Quando um diodo é ligado a um circuito com o potencial positivo no anodo e negativo no catodo, ou seja, diretamente polarizado, haverá corrente circulando. Se polarizado inversamente, o diodo comporta-se como uma chave aberta, impedindo a circulação da corrente. Quando a luz incide na célula solar, esta se comporta como uma fonte de corrente de intensidade variável, formando assim um circuito paralelo entre a fonte de corrente (I_{PH}) e o diodo (D). O circuito equivalente ainda possui uma resistência em série (R) e uma resistência em paralelo (R_{SH}) para considerar as perdas internas, como por exemplo: perdas nos contatos e perdas por correntes de fuga reversa.

A Figura 2.11 representa o circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica e a Figura 2.12 apresenta o comportamento da corrente, aqui apresentada como densidade de corrente (mA/cm^2), da célula fotovoltaica iluminada (fonte de corrente) e não iluminada (diodo).

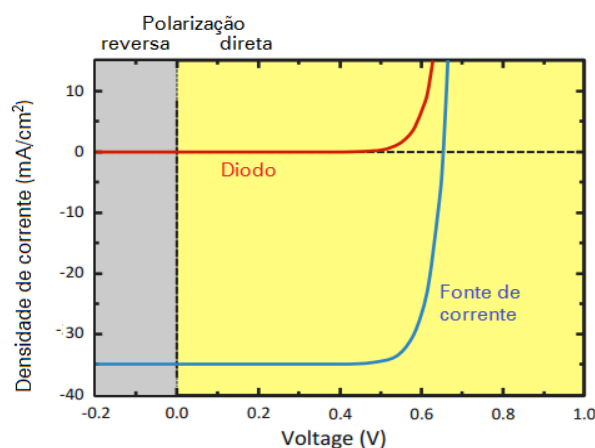


Fonte: [EDX-Delft, 2013].



Fonte: próprio autor.

Figura 2.11 – (a) Circuito equivalente real de uma célula fotovoltaica; (b) representação de um diodo



Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

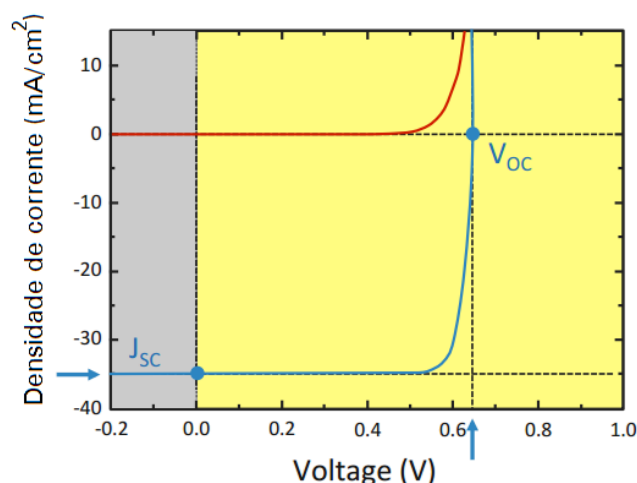
Figura 2.12 – Curva característica da célula fotoelétrica

2.3.3.2 Tensão de circuito aberto (V_{OC})

Tensão de circuito aberto é a diferença de potencial entre os terminais da célula fotovoltaica iluminada quando não há corrente circulando, ou seja, com o circuito aberto. É a maior tensão que a célula fotovoltaica pode produzir. Dentre outros parâmetros, V_{OC} é função da fotocorrente gerada, da qualidade do material e da temperatura. A tensão V_{OC} está representada na Figura 2.13.

2.3.3.3 Corrente de curto circuito (I_{SC})

Corrente de curto circuito é a máxima corrente que a célula fotovoltaica iluminada pode fornecer quando a tensão nos terminais é zero, ou seja, curto circuitando os terminais da célula. Dentre outros parâmetros, a I_{SC} depende diretamente da área da célula fotovoltaica e da irradiância sobre esta. A corrente I_{SC} está representada na Figura 2.13 através da densidade de corrente de curto circuito, J_{SC} em mA/cm^2 , obtida dividindo-se a I_{SC} pela área do dispositivo. Os valores da densidade de corrente variam em função da tecnologia utilizada, tais como: c-Si (38 a $42,7 \text{ mA}/\text{cm}^2$), a-Si ($16,7 \text{ mA}/\text{cm}^2$), InGaP/GaAs/InGaAs ($14,57 \text{ mA}/\text{cm}^2$) e DSSC ($22,47 \text{ mA}/\text{cm}^2$) [CEPEL-CRESESB, 2014].



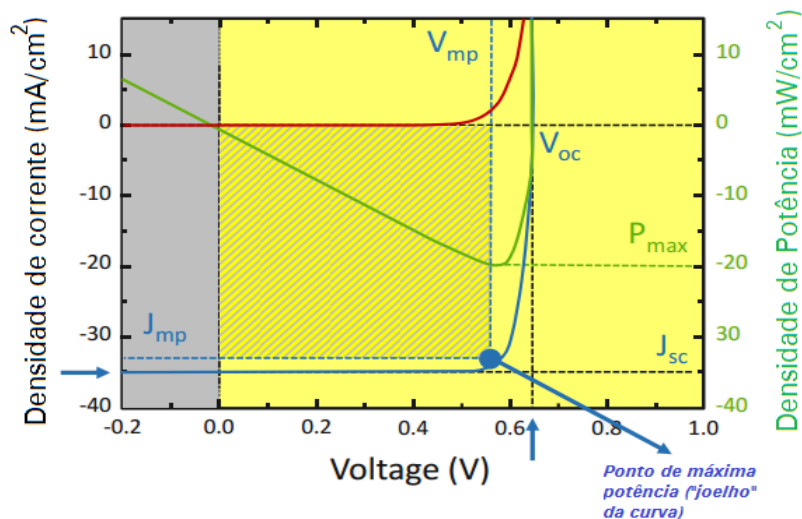
Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.13 – Tensão de circuito aberto (V_{OC}) e corrente de curto circuito (J_{SC}).

2.3.3.4 Máxima potência (P_{max})

A máxima potência de uma célula fotovoltaica, medida em Watt-pico (W_p) sob condição de teste padrão, é o produto da corrente na máxima potência (I_{mp})

pela tensão na máxima potência (V_{mp}) (Figura 2.14). Os valores máximos I_{mp} , V_{mp} e P_{mp} são fornecidos pelo fabricante do módulo fotovoltaico, obtidos em condições padrão de teste (STC, do inglês *Standard Test Conditions*). São elas: irradiância de 1.000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar (AM) de 1,5.

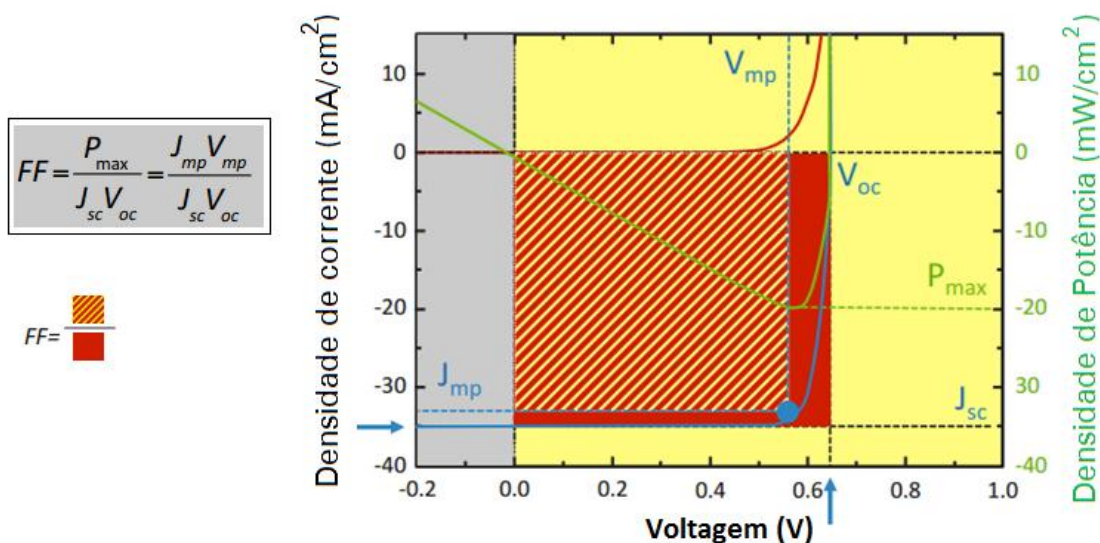


Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.14 – Máxima potência (P_{mp}): corrente e tensão na máxima potência (J_{mp} e V_{mp})

2.3.3.5 Fator de forma (FF)

Fator de forma é um indicador da qualidade das células solares, definido pela razão entre a máxima potência da célula e o produto da corrente de curto circuito (I_{sc}) com a tensão de circuito aberto (V_{oc}), representado na Figura 2.15.



Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.15 – Fator de forma (FF)

2.3.3.6 Eficiência (η)

A eficiência determina o quão efetivo é o processo de conversão da energia solar em energia elétrica. É a razão entre a potência elétrica produzida pela célula fotovoltaica e a potência da energia solar incidente, calculado a partir da máxima potência (P_{MP}), da irradiação solar (H) e da área da superfície (A), conforme a equação (2.2).

Nas especificações dos módulos fotovoltaicos, a eficiência nominal é sempre sob condição de teste padrão (STC), irradiação de 1.000 W/m^2 , temperatura da célula de 25°C e massa de ar (AM) de 1.5, tomando a forma da equação (2.3).

$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \times H} \quad (2.2)$$

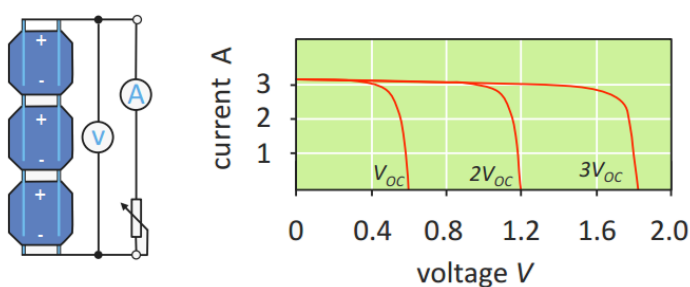
$$\eta = \frac{P_{MP(STC)}}{A \times 1000 \text{ W/m}^2} \quad (2.3)$$

2.3.4 Associação de células e módulos fotovoltaicos

A capacidade de geração elétrica de uma célula fotovoltaica é pequena para as aplicações elétricas que se destinam. Sendo assim, as células fotovoltaicas são associadas, na fabricação, para criação de um módulo fotovoltaico com características elétricas que atendam as necessidades domésticas e industriais. Para um sistema de geração fotovoltaica, os módulos também são associados a fim de alcançar os níveis de tensão e corrente que atendam as especificações do projeto. Estas associações podem ser “em série” ou “em paralelo”, descritas a seguir:

2.3.4.1 Associação em série

Nas associações em série, o terminal positivo da célula ou do módulo é interligado ao terminal negativo de outra célula ou módulo. No caso das células, os contatos frontais são conectados aos contatos posteriores da célula seguinte. Neste tipo de associação, a tensão resultante é a soma da tensão de cada célula ou módulo e a corrente elétrica não é afetada (Figura 2.16).

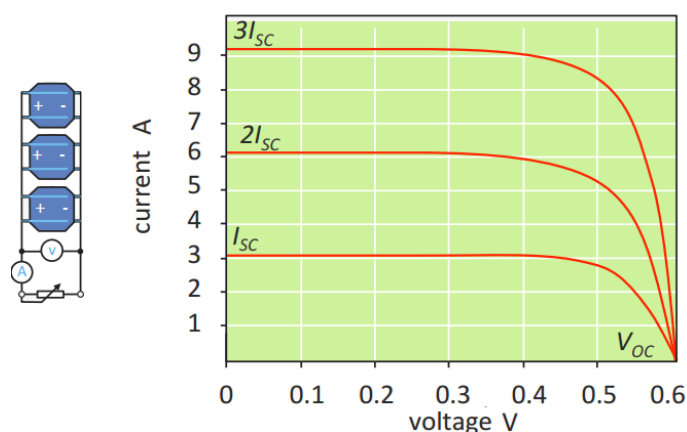


Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.16 – Associação de células em série

2.3.4.2 Associação em paralelo

Nas associações em paralelo, todos os terminais positivos das células ou módulos são interligados, assim como todos os terminais negativos. Nesta associação, a tensão permanece a mesma e as correntes são somadas (Figura 2.17).



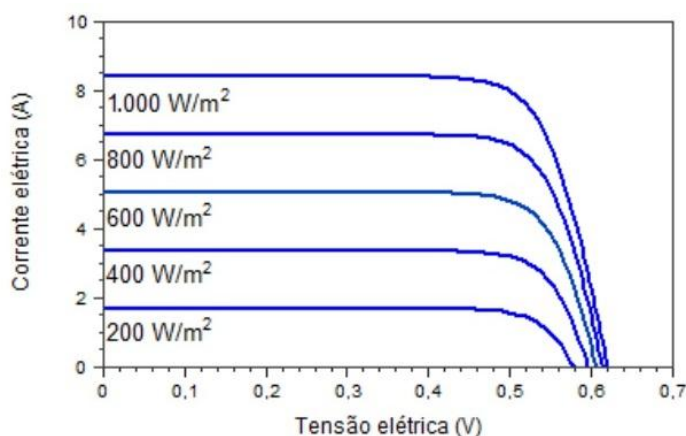
Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.17 – Associação de células em paralelo

2.3.5 Fatores externos que afetam as características elétricas

2.3.5.1 Influência da irradiância solar

A corrente elétrica que uma célula fotovoltaica pode fornecer varia linearmente com a intensidade de radiação incidente. Ou seja, o aumento da irradiância incidente implica no aumento linear da corrente gerada, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{OC}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura. A Figura 2.18 apresenta as curvas I-V em função da variação da irradiação solar de uma célula fotovoltaica de silício.

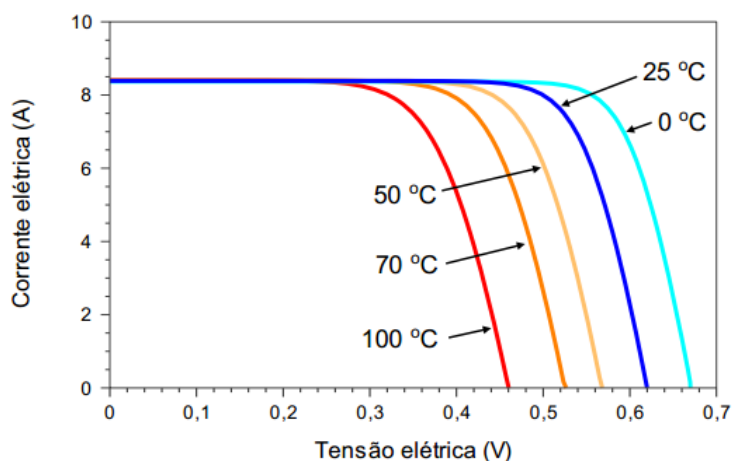


Fonte: [CEPEL-CRESESB, 2014].

Figura 2.18 – Influência da variação da irradiância solar na curva I-V de uma célula de silício cristalino na temperatura de 25 °C.

2.3.5.2 Influência da temperatura da célula

O aumento da irradiância incidente e/ou da temperatura ambiente produz um aumento de temperatura na célula resultando a queda de sua eficiência. Essa queda é decorrente da diminuição significativa da tensão de circuito aberto (V_{OC}). Em contrapartida, a corrente sofre uma elevação, porém, é muito pequena, não compensando a queda de tensão. O resultado final é a perda de potência com o aumento da temperatura. Essa perda pode ser maior ou menor dependendo da tecnologia utilizada na fabricação da célula. Com relação ao silício, os módulos de filmes finos que utilizam o silício amorfo (a-Si) sofrem menor influência da temperatura na potência gerada pela célula. A Figura 2.19 apresenta as curvas I-V para diferentes temperaturas da célula onde pode ser observada a influência da temperatura da célula na tensão gerada.



Fonte: [CEPEL-CRESESB, 2014].

Figura 2.19 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica curva I-V para irradiância (1000W/m^2 e AM1.5).

Na literatura, existe um modelo que fornece uma razoável estimativa da temperatura do módulo em função da temperatura ambiente. Este modelo é chamado algumas vezes de modelo NOCT (*Nominal Operating Cell Temperature*) devido ao uso do parâmetro NOCT dos módulos fotovoltaicos encontrado na maioria das especificações dos mesmos. Através da equação (2.4) chega-se a temperatura da célula em função da NOCT [EDX-Delft, 2013]¹.

$$T_{cell} = T_{amb} + G \times \frac{(NOCT - 20^{\circ}C)}{800 \frac{W}{m^2}} \quad (2.4)$$

Sendo:

T_{cell} (°C) – temperatura da célula;

T_{amb} (°C) - temperatura ambiente;

G (W/m²) – irradiância incidente sobre o módulo;

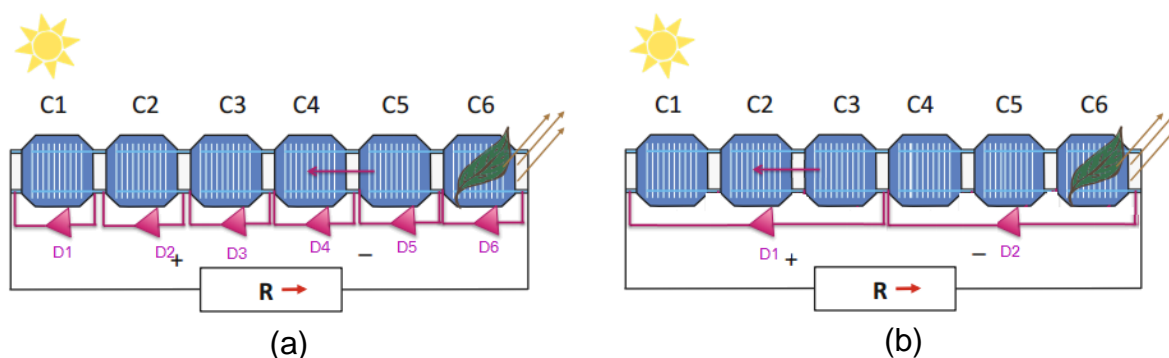
NOCT (°C) – temperatura da célula em condições nominais de operação. Esta temperatura é determinada para uma irradiação de 800 W/m², temperatura ambiente de 20 °C e velocidade do vento de 1 m/s.

2.3.5.3 Efeito do sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos

Numa aplicação real, o módulo solar pode ficar parcialmente sombreado, como por exemplo, por uma folha de árvore que tenha caído sobre o módulo. Considerando que a situação do sombreamento seja sobre uma célula, como no exemplo da Figura 2.20a, a célula sombreada irá produzir menos eletricidade.

Numa associação em série, a corrente é limitada pela célula que produz a menor corrente, em outras palavras, a célula sombreada irá limitar a corrente podendo até bloquear toda a corrente. Além de limitar, a célula sombreada passa a funcionar como uma carga e começa a aquecer e a superaquecer, podendo assim danificar a célula. A fim de prevenir este efeito, que prejudica o desempenho do módulo, adiciona-se em paralelo à célula um diodo *bypass* com a função de desviar a corrente da célula sombreada, evitando assim que esta funcione como uma carga. Visando a redução do custo de produção do módulo fotovoltaico, o diodo de *bypass* é instalado em um grupo de células e não em cada célula, porém este procedimento reduz o desempenho do módulo em caso de sombreamento parcial (Figura 2.20b).

¹ EDX-Delft, 2013 referencia a fórmula à Trinuruk et al. (Renewable energy 2009)

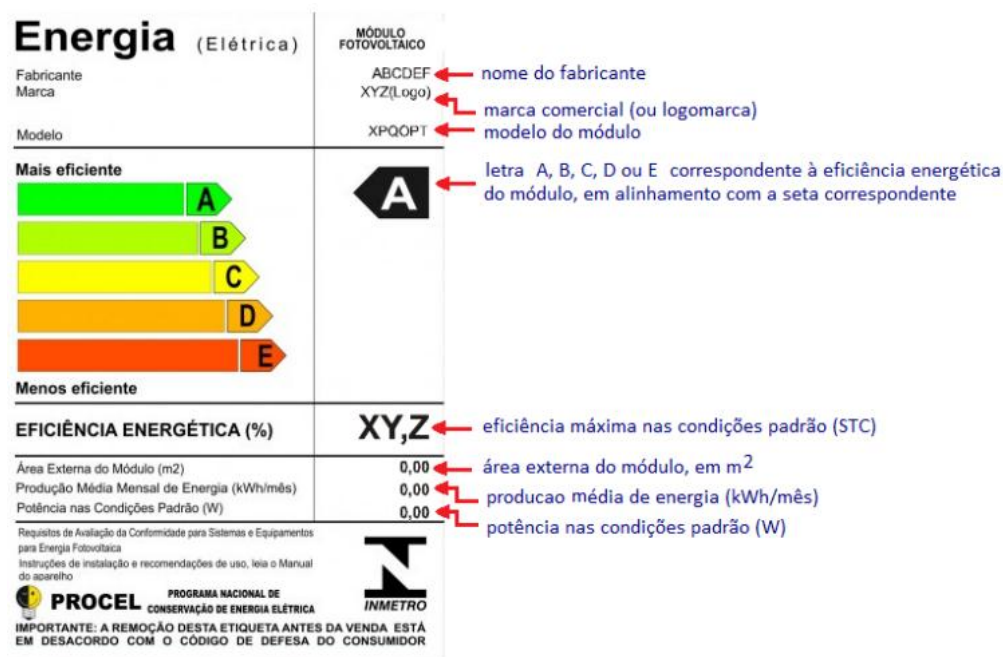


Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.20 – (a) Diodo de bypass instalado em paralelo a uma célula e (b) a um grupo de células.

2.3.6 Registro no Inmetro

Para a comercialização dos módulos fotovoltaicos no Brasil, é necessário que sejam ensaiados de acordo com o RAC (registro de avaliação de conformidade) do Inmetro [INMETRO, 2011] em laboratórios credenciados. A Figura 2.21 apresenta o modelo de etiqueta que deve ser afixada na superfície posterior do módulo.



Fonte: adaptado de [INMETRO, 2011]

Figura 2.21 – Modelo de etiqueta do Inmetro afixada nos módulos

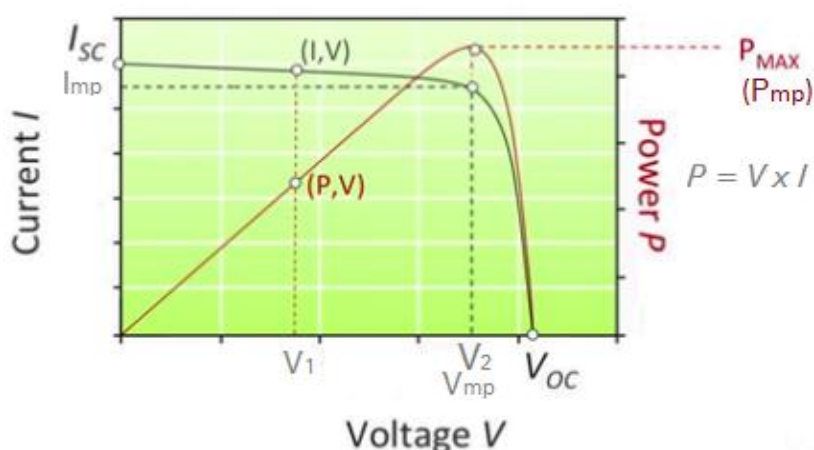
Convém mencionar que a eficiência do módulo normalmente não é considerada um fator importante no projeto do sistema fotovoltaico, exceto em casos da existência de uma limitação da área disponível para a instalação dos módulos fotovoltaicos. [CEPEL-CRESESB, 2014].

2.4 SEGUIDOR DO PONTO DE POTÊNCIA MÁXIMO (SPPM)

O seguidor do ponto de potência máximo é um conceito exclusivo dos sistemas fotovoltaicos e se aplica tanto às células, módulos ou arranjo de módulos, ou seja, qualquer gerador fotovoltaico.

Um gerador fotovoltaico submetido a uma irradiância solar uniforme, sem sombreamentos e sem células ou módulos defeituosos, tem uma curva I-V com formato semelhante à Figura 2.22. Para um determinado ponto no tempo, o módulo solar funciona com uma voltagem e corrente particular, chamado de ponto de operação (I-V), correspondendo na curva de potência ao ponto (P,V). Sem qualquer manipulação elétrica externa, o ponto de operação do módulo é largamente influenciado pela carga elétrica (impedância) vista pela saída do módulo fotovoltaico. Ou seja: quando a carga demanda muita corrente, a tensão de saída do módulo diminuirá, por outro lado, quando a carga demandar pouca corrente, a tensão aumentará.

Para obter a potência máxima entregue pelo módulo fotovoltaico é imperativo forçar o módulo para o ponto de operação correspondente à potência máxima (P_{\max}), ou como é geralmente chamado, o ponto de máxima potência (P_{mp} ou P_{mpp}). Este ponto corresponde ao pico da curva de P-V ou de "joelho" da curva I-V (Figura 2.22).



Fonte: adaptado de [EDX-Delft, 2013].

Figura 2.22 – Representação do ponto de operação I-V, da P_{mp} , V_{mp} e I_{mp} na curva P-V de um gerador fotovoltaico

A maneira mais simples de fazer isso é forçar a tensão do módulo fotovoltaico para a tensão de máxima potência (chamado V_{mp} ou V_{mpp}) ou regular a corrente para o valor da corrente de máxima potência (chamada I_{mp} ou I_{mpp}) através do uso de conversores. Como a irradiância e a temperatura da célula modificam constantemente a curva I-V e por consequência, os pontos relacionados à máxima potência (P_{mp} , V_{mp} e I_{mp}), tais alterações necessitam ser acompanhadas e modificadas a fim de se descobrir o novo ponto de máxima potência (P_{mp}).

Um dispositivo seguidor do ponto de potência máxima (SPPM) é uma implementação de um algoritmo de rastreamento sobre um hardware específico. Existem vários algoritmos para rastrear o P_{mp} , cada um tem suas vantagens e desvantagens. Um bom algoritmo deve ser preciso, eficaz e rápido na resposta. As estratégias de SPPM dividem-se em duas categorias, diretas e indiretas. Os **métodos diretos** utilizam medições em tempo real da corrente e tensão e, a partir destas, encontram o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico. São, em princípio, capazes de reagir a variações rápidas nas condições de operação dos módulos. São exemplos de métodos diretos o “pertubar e observar” e o método da “condutância incremental”. Os **métodos indiretos** (também chamados de quase-seguimento) são aqueles que utilizam um sinal de referência (irradiância, temperatura dos módulos, corrente I_{sc} ou tensão V_{oc} de uma célula do próprio gerador fotovoltaico) para estimar o ponto de máxima potência. São métodos pouco utilizados por estarem sujeitos a imprecisões e incapazes de detectar efeitos de sombreamento parciais, envelhecimento e acúmulo de sujeira sobre os módulos [CEPEL-CRESESB, 2014]. Nos sistemas fotovoltaicos atuais, a função SPPM é frequentemente encontrada nos inversores CC/CA.

2.5 INVERSOR CC/CA PARA SFCR

O inversor ou conversor CC/CA é um importante componente eletrônico de um sistema fotovoltaico, pode-se dizer que é o coração deste. Sua principal função é converter o sinal elétrico de corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A Figura 2.23 é utilizada para representar um inversor CC/CA.

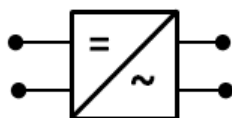


Figura 2.23 – Símbolo de um inversor CC/CA

2.5.1 Características gerais

A corrente contínua (CC) é caracterizada por um fluxo ordenado de elétrons numa mesma direção, diferente da corrente alternada (CA) cujo sentido dos elétrons varia no tempo. A CC é produzida por pilhas, baterias, dínamos e, dentre outras fontes, também pelas células e módulos fotovoltaicos. A corrente alternada (CA) é o padrão mais utilizado na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. É a fonte de energia disponível nas tomadas das residências e consequentemente a maioria dos eletrodomésticos são alimentados por esta energia, mesmo aqueles que internamente usam energia CC. Portanto, para adaptar a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos à energia fornecida pelas concessionárias, o mesmo padrão disponível nas tomadas, há a necessidade da conversão da corrente (ou tensão) contínua, em corrente (ou tensão) alternada, tarefa esta realizada pelo inversor CC/CA. Nesta conversão, a forma de onda da saída, idealmente, é senoidal com amplitude, frequência e conteúdo harmônico adequado às cargas a serem alimentadas.

Os inversores são construídos com dispositivos semicondutores de potência, por exemplo: SCR, TRIAC, GTO, MOSFET e IGBT que, dependendo do dispositivo utilizado, do método de conversão e filtragem, transformam o sinal de CC de entrada em um sinal de CA com maior ou menor proximidade a uma onda senoidal (desejável a “maior proximidade”), com maior ou menor quantidade de harmônicos (desejável a “menor quantidade”) e com maior ou menor perda de conversão (desejável a “menor perda”).

Os inversores CC/CA mais modernos utilizam uma estratégia de controle denominada PWM (*pulse-width modulation*), modulação por largura de pulso. Após uma filtragem adicional, com filtro passa-baixa para a retirada das componentes harmônicas de alta frequência, o sinal de saída é praticamente senoidal. Os inversores do tipo PWM apresentam elevada eficiência e uma ótima regulação da tensão de saída. Devido à elevada frequência de chaveamento utilizada para a formação dos pulsos PWM, os inversores podem gerar interferências eletromagnéticas, exigindo medidas de compatibilidade eletromagnética (EMC), através do uso de circuitos de proteção e blindagem. [CEPEL-CRESESB, 2014]. Convém aqui comentar que os inversores para conexão à rede elétrica devem apresentar forma de onda de saída senoidal e com baixa distorção harmônica².

2.5.2 Transformador de acoplamento

Alguns inversores incorporam um transformador de acoplamento de baixa frequência (60 Hz), a fim de acoplar a tensão de saída do inversor com a tensão da rede elétrica. O campo magnético do transformador isola eletricamente o circuito CC do circuito CA, por outro lado, aumentam as perdas (magnéticas e resistivas) resultando em uma menor eficiência do inversor. Também são utilizados transformadores de alta frequência (kHz), que tem menores perdas e menores dimensões, porém, o custo desta implementação é mais elevado.

A ANEEL exige inversores com transformador de acoplamento para SFCR de minigeração, ou seja, com potência instalada superior a 100 kWp [ANEEL, 2012c]. A Tabela 2.4 apresenta as características dos inversores para conexão à rede com e sem transformador de acoplamento.

² Harmônicas são tensões ou correntes com uma frequência que é um múltiplo inteiro da frequência fundamental da alimentação.

Tabela 2.4 – Comparação das características de inversores para conexão à rede com e sem transformador

Com transformador	Sem transformador
<ul style="list-style-type: none"> • maior peso e volume • maiores perdas (magnéticas e ôhmicas) o que resulta em menor eficiência • permite que o painel fotovoltaico trabalhe numa tensão mais baixa • menor interferência eletromagnética • os circuitos CC e CA são isolados • menores requisitos de proteção 	<ul style="list-style-type: none"> • menor peso e volume • maior eficiência (principalmente se não possuir estágio de conversão CC/CA) • maior interferência eletromagnética • pode ser necessária a instalação de dispositivos de proteção adicionais, conforme regulamentação local, devido a falta de isolamento entre os circuitos CC e CA.

Fonte: [CEPEL-CRESEB, 2014]

2.5.3 Dispositivo de proteção anti-ilhamento

Os inversores para SFCR devem ser dotados de um recurso de detecção de ilhamento, em outras palavras, possuírem proteção anti-ilhamento. O objetivo deste recurso é desconectar o inversor da instalação elétrica, cessando assim o fornecimento de corrente, na ocorrência de interrupção do fornecimento de energia elétrica por parte da concessionária, mesmo que o sistema fotovoltaico seja capaz de suprir a demanda de energia local.

Este recurso é necessário para garantir a segurança dos operários da concessionária durante o serviço de manutenção e também evitar que o gerador fotovoltaico forneça energia para a vizinhança com tensão e frequência fora do padrão, uma vez que sem energia da rede o inversor perde o seu sincronismo.

No Brasil, os inversores para SFCRs devem atender aos requisitos de proteção exigidos no item 5 da seção 3.3 do Prodist [ANEEL, 2012c], que inclui a proteção anti-ilhamento e transformador de acoplamento para SFCR com potência instalada superior a 100 kWp

2.5.4 Eficiência de um inversor (η_{tot})

A eficiência de um inversor pode ser expressa pelas equações (2.5), (2.6) e (2.7) a seguir [CEPEL-CRESEB, 2014]:

$$\eta_{\text{conv}} = \frac{P_{c.a.}}{P_{c.c.}} \quad (2.5)$$

$$\eta_{spmp} = \frac{P_{c.c.}}{P_{mp}} \quad (2.6)$$

$$\eta_{tot} = \eta_{conv} \times \eta_{spmp} \quad (2.7)$$

Sendo:

η_{conv} (%) – eficiência de conversão do inversor, incluindo todas as perdas (perdas nos circuitos, no transformador, nos componentes de chaveamento etc);

η_{spmp} (%) – eficiência de inversor no seguimento do ponto de máxima potência;

η_{tot} (%) – eficiência total do inversor.

P_{ca} (W) – potência instantânea CA na saída do inversor;

P_{cc} (W) – potência instantânea CC na entrada do inversor;

P_{mp} (W) – potência instantânea máxima do módulo fotovoltaico nas condições de temperatura e irradiância vigentes;

As eficiências informadas pelos fabricantes normalmente se referem à eficiência máxima verificada apenas para determinada condição de carga. A fim de permitir uma melhor comparação entre os inversores, foi criada a eficiência europeia (η_{euro}), que é uma média ponderada da eficiência do inversor para várias condições de carregamento, de acordo com uma distribuição determinada para o clima europeu (Alemanha), segundo a equação (2.8) [CEPEL-CRESESB, 2014].

$$\eta_{euro} = 0,03 \times \eta_{5\%} + 0,06 \times \eta_{10\%} + 0,13 \times \eta_{20\%} + 0,10 \times \eta_{30\%} + 0,48 \times \eta_{50\%} + 0,20 \times \eta_{100\%} \quad (2.8)$$

Onde $\eta_{x\%}$ representa a eficiência do inversor para o carregamento $X\%$ e os coeficientes (0,03; 0,06; 0,13 etc) correspondem as frações de tempo que o inversor é esperado funcionar naquela condição de carregamento. A eficiência europeia é fornecida pela maioria dos fabricantes de inversores.

Paralelamente, a Califórnia (EUA) também definiu seu padrão de eficiência (η_{calif}). Este padrão, definido pela equação (2.9) é considerado mais próximo às condições brasileiras, porém a maioria dos fabricantes não a fornece [CEPEL-CRESESB, 2014].

$$\eta_{calif} = 0,04 \times \eta_{10\%} + 0,05 \times \eta_{20\%} + 0,12 \times \eta_{30\%} + 0,21 \times \eta_{50\%} + 0,53 \times \eta_{75\%} + 0,05 \times \eta_{100\%} \quad (2.9)$$

2.5.5 Topologias de implementação

Os inversores podem ser classificados quanto ao seu tamanho, modo de operação e topologia de implementação, dentre outras. Quanto à topologia, podemos ter [EDX-Delft, 2013] [CEPEL-CRESESB, 2014]:

- **Inversores centrais** – inversores trifásicos de grande porte, com potências que vai de centenas de kWp até 100 MWp. Utilizados em usinas fotovoltaicas
- **Inversores multi-string** – inversores trifásicos dotados de várias entradas independentes com SPPMs para cada conexão de *strings* (fileiras de módulos fotovoltaicos associados em série). Adequados para instalações urbanas (telhados e fachadas) nas quais cada *string* pode estar submetida a diferentes condições de irradiância e/ou sombreamento. Tem potência na faixa de dezenas de kWp.
- **Inversores de string** – inversores monofásicos dotados de apenas uma entrada SPPM, adequados a instalações de microgeração (até 10kWp).
- **Inversor modular ou microinversor** – inversor associado a um único módulo, tipicamente de 50 a 500 Wp. Esta topologia é a mais resiliente aos efeitos do sombreamento e a que permite maior flexibilidade com relação ao tamanho do sistema.

A Figura 2.24 apresenta as quatro topologias de implementação dos inversores descritas acima.

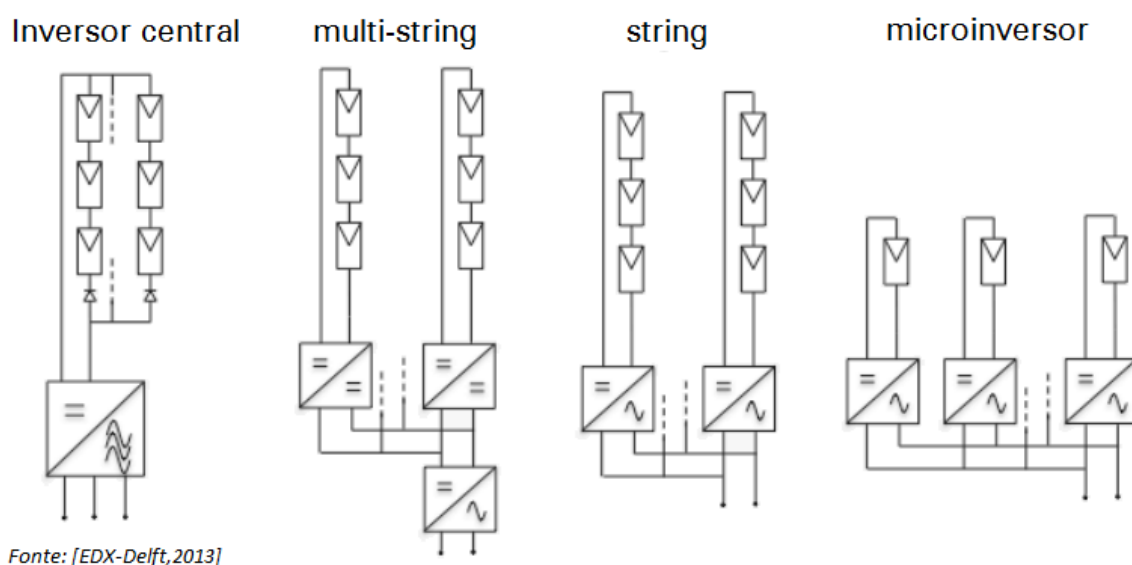


Figura 2.24 – Topologias de implementação dos inversores

2.5.6 Fator de dimensionamento do inversor (FDI)

O inversor deve ser dimensionado de tal modo que não seja pouco utilizado nem sobrecarregado. O FDI (fator de dimensionamento do inversor) representa a relação entre a potência nominal do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico. Um FDI de 0,8 significa que o inversor tem capacidade nominal de 80% da potência de pico do gerador.

Um estudo realizado por [MACÊDO, 2006] avaliou o FDI em diferentes localidades brasileiras em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Neste estudo foi observado que a produtividade anual, para FDI superiores a 0,55 para um mesmo inversor é pequena, inferior a 50 kWh/kWp. A diferença é maior quando se compara o mesmo FDI para diferentes modelos de inversor. Segundo Macêdo [MACÊDO, 2006]: *“O casamento adequado do inversor com a potência de pico do gerador fotovoltaico depende da escolha do inversor e de sua curva de eficiência. Nota-se que os inversores analisados apresentam praticamente a mesma **faixa ótima para FDI, situada entre 0,7 e 1,0**, com exceção dos inversores NEG1400 e Solvex1065, onde percebe-se o deslocamento dessa faixa para a direita, apresentando um melhor desempenho entre 1,0 e 1,6”*.

2.5.7 Registro no INMETRO

Os inversores comercializados no Brasil devem apresentar o registro do Inmetro. Os ensaios realizados são, em condições nominais, autoconsumo, eficiência, distorção harmônica, sobrecarga e regulação da tensão e da frequência. Também são realizados ensaios em condições extremas, como: inversão contra inversão de polaridade, proteção contra curto-circuito na saída e eficiência, distorção harmônica, regulação de tensão e da frequência em ambiente de 40 °C.

2.6 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A geração distribuída oferece inúmeras vantagens ao setor elétrico, pois a disposição da unidade geradora próxima à carga permite a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia, a diversificação da matriz energética, o baixo

impacto ambiental, o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, dentre outras vantagens [ANNEEL, www.aneel.gov.br].

2.6.1 Sistema de compensação de energia elétrica

Em 17 abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa nº 482, que estabelece as condições gerais para acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, que incluem instalações de até 1 MW.

A norma criou o **Sistema de Compensação de Energia**, que permite ao consumidor instalar geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hidráulica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada) em sua unidade consumidora. A energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica nessa mesma unidade consumidora ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, previamente cadastrada. Esse sistema é também conhecido pelo termo em inglês *net metering*.

A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW, enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.

O sistema de compensação de energia tem seu modo de faturamento estabelecido no art. 7º da Resolução Normativa nº 482/2012, que determina a seguinte ordem de utilização [ANEEL, 2013b]:

1. A energia ativa gerada em determinado posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse mesmo posto;
2. Havendo excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado para abater o consumo de energia ativa em outra unidade consumidora escolhida pelo consumidor, no mesmo posto horário em que a energia foi gerada e no mesmo ciclo de faturamento;

4. O eventual excedente após aplicação do item anterior deve ser utilizado para abater o consumo da unidade consumidora escolhida pelo consumidor e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário;
5. Caso ainda haja excedente, o processo descrito nos itens 3 e 4 deve ser repetido para as demais unidades consumidoras cadastradas previamente pelo consumidor, obedecida a ordem de prioridade escolhida por ele; e
6. Após aplicação do item 5, até o esgotamento das unidades consumidoras cadastradas, caso ainda existam créditos de energia ativa, o procedimento descrito nos itens 1 a 5 deve ser repetido nessa ordem para os ciclos de faturamento posteriores, obedecido o limite de 36 meses de validade dos créditos.

2.6.2 Custo de disponibilidade

Conforme o art. 98 da Resolução 414/2011 da ANEEL, custo de disponibilidade é o valor mínimo faturável, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo “B”, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação:

- monofásica: valor em moeda corrente equivalente a 30kW/h;
- bifásica: valor em moeda corrente equivalente a 50kW/h;
- trifásica: valor em moeda corrente equivalente a 100kWh.

Os valores mínimos serão aplicados sempre que o consumo medido ou estimado (média) for inferior aos citados acima. Com relação à micro e minigeração distribuída, é importante ressaltar que, para unidades consumidoras conectadas a rede de baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade.

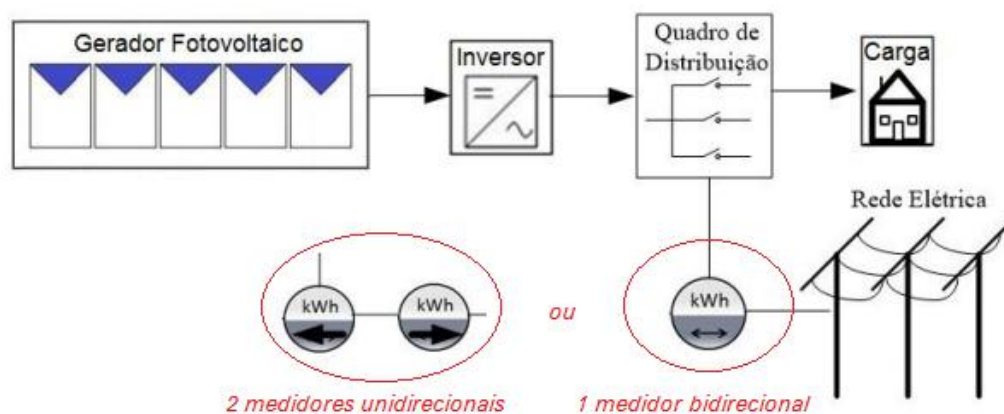
2.6.3 Sistema de medição

A resolução 482 considera dois tipos de medição de energia: (i) medição bidirecional de registros independentes e (ii) medições simultâneas, descritas a seguir [CEPEL-CRESESB, 2014].

2.6.3.1 *Medição bidirecional de registros independentes*

Neste modo de medição, a energia consumida da rede e a energia injetada na rede de distribuição são registradas pelo medidor bidirecional ou por dois

medidores unidirecionais, que medem a energia em cada sentido (Figura 2.25). A cada instante apenas um medidor é acionado, resultando no registro líquido da energia, ou seja, a energia gerada menos a consumida [CEPEL-CRESEB, 2014].

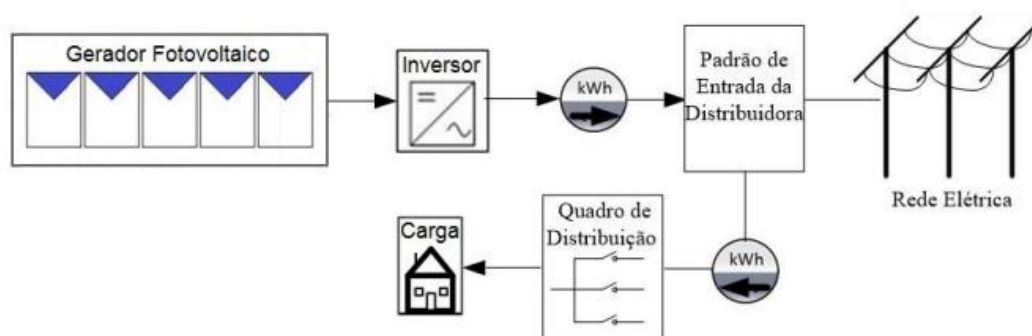


Fonte: adaptado de [CEPEL-CRESEB, 2014].

Figura 2.25- Representação gráfica para medição bidirecional de registros independentes

2.6.3.2 Medições simultâneas

No modo de medições simultâneas a medição de energia gerada pelo sistema fotovoltaico é independente da medição de energia consumida pela unidade consumidora. Neste modo de medição, obtêm-se informações mais precisas da produção e do consumo de energia (Figura 2.26).



Fonte: [CEPEL-CRESEB, 2014].

Figura 2.26 – Representação gráfica para medições simultâneas

2.6.4 Incidência de impostos federais e estaduais

A cobrança de impostos e tributos federais e estaduais cabe à Receita Federal do Brasil e às Secretarias de Fazenda Estaduais. Os tributos federais que incidem na conta de luz são: Programa de Integração Social (**PIS**) e a Contribuição

para o Financiamento da Seguridade Social (**COFINS**). As alíquotas do PIS e COFINS são, respectivamente, 1,65% e 7,6% e são apuradas de forma não-cumulativa. O imposto sobre circulação de mercadorias e serviços (**ICMS**) incide sobre as operações relativas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência de cada estado e do Distrito Federal, por isso as alíquotas são variáveis. A distribuidora tem a obrigação de realizar a cobrança do ICMS diretamente na conta de luz, repassando o valor ao Governo estadual. O valor da tarifa a ser cobrado do consumidor é dado pela equação (2.10) [ANEEL, 2013a].

$$\text{Valor a ser cobrado do consumidor} = \frac{\text{Valor da tarifa publicada pela ANEEL}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (2.10)$$

De acordo com [ANEEL, 2014]: “Com relação à micro e minigeração distribuída, é importante esclarecer que o Conselho Nacional de Política Fazendária – CONFAZ aprovou o Convênio ICMS 6, de 5 de abril de 2013, estabelecendo que o ICMS apurado tem como base de cálculo toda energia que chega à unidade consumidora proveniente da distribuidora, sem considerar qualquer compensação de energia produzida pelo microgerador. Com isso, a alíquota aplicável do ICMS incide sobre toda a energia consumida no mês”. Algumas distribuidoras aplicam a tarifa final com impostos (PIS/COFINS e ICMS) para todo o consumo, deduzindo-se o montante equivalente ao valor do consumo total com a tarifa sem impostos.

Vale comentar a importante iniciativa do Estado de Minas Gerais ao publicar a Lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013, estabelecendo que o ICMS no Estado deve ser cobrado apenas sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pelos micro e minigeradores, pelo prazo de cinco anos [ANEEL, 2014].

2.7 REQUISITOS PARA CONEXÃO À REDE ELÉTRICA DA AMPLA

Neste item serão transcritos os principais tópicos da Especificação Técnica Ampla, ETA 020 [AMPLA-ETA-020], que estabelece os requisitos para a conexão de acessantes ao sistema de distribuição da Ampla para consumidores que façam a adesão ao sistema compensação de energia. De acordo com a Resolução que regulamenta este assunto, a conexão e a adesão são permitidas somente para

fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

2.7.1 Legislação e normas

As principais referências regulatórias utilizadas sobre o assunto são:

- **Aneel – PRODIST** (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional): Módulo 1 – Introdução; Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição; Módulo 4 - Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição; Módulo 5 – Sistemas de Medição; Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações; Módulo 8 – Qualidade de Energia.
- **Aneel - Resolução Normativa nº 414** de 9 de setembro de 2010 - Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada.
- **Aneel - 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, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.
- **Aneel - Resolução Normativa nº 517** de 11 de dezembro de 2012 – Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST
- **ABNT - NBR 5410** - Instalações Elétricas de Baixa Tensão – Estabelece as condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens.
- **ABNT - NBR IEC 62116** – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica – Estabelece um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR).
- **Ampla - Padrão de Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária** – Estabelece os critérios técnicos e as condições mínimas, para fornecimento de energia elétrica em tensão secundária de distribuição à

unidade consumidora com carga instalada até 75 kW, atendida através de rede de distribuição aérea ou subterrânea, na área de concessão da Ampla.

- **NR 10 – Norma Regulamentadora Nº 10** - Estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade.

2.7.2 Principais definições

- **Acessada:** distribuidora de energia elétrica em cujo sistema elétrico o Acessante conecta suas instalações. Para este documento a acessada é a Ampla.
- **Acessante:** consumidor (central geradora) cujas instalações se conectem ao sistema elétrico de distribuição e que façam a adesão ao sistema de compensação de energia.
- **Baixa tensão de distribuição (BT):** tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV.
- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.
- **Relacionamento Operacional:** acordo, celebrado entre o proprietário da microgeração distribuída e acessada, que descreve e define as atribuições, responsabilidades e o relacionamento técnico-operacional do ponto de conexão e instalações de conexão³.

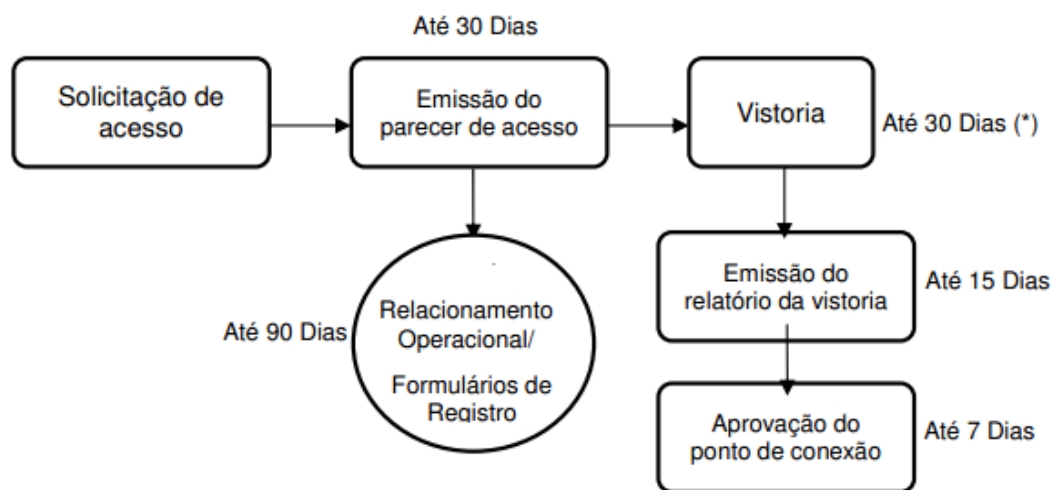
2.7.3 Legislação ambiental

Em complementação ao exigido nos padrões de fornecimento de energia elétrica em **tensão secundária e de média tensão**, poderá ser necessário apresentar a licença ambiental expedida pelo órgão ambiental competente (INEA ou município) de acordo com o Decreto Estadual nº 42.159/2009.

³ O acordo celebrado entre o proprietário de minigeração e a acessada é denominado **Acordo Operativo**.

2.7.4 Procedimentos de acesso

As etapas para a viabilização do acesso ao sistema da Ampla estão apresentadas de forma sucinta na Figura 2.27 e descritas a seguir:



(*) a partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.

Fonte: adaptado de [AMPLA-ETA-020].

Figura 2.27 – Etapas de acesso de microgeração ao sistema de distribuição da Ampla

A solicitação é formalizada através do formulário específico [AMPLA-ETA-020, Anexo A.1] por tipo de fonte geradora a ser encaminhado obrigatoriamente à Ampla pelo Acessante que se propõe a interligar o seu sistema de minigeração ou microgeração ao sistema de distribuição da Ampla.

O Parecer de Acesso [AMPLA-ETA-020, Anexo A.2] é documento obrigatório emitido pela Ampla, sem ônus para o Acessante, onde são informadas as condições de acesso, compreendendo os requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do Acessante e os respectivos prazos.

Depois de emitido o Parecer de Acesso, deve ser assinado o termo de Relacionamento Operacional [AMPLA-ETA-020, Anexo A.4] para os microgeradores e preenchido o formulário de Registro de Usina/Central Geradora [AMPLA-ETA-020, Anexo A.5], ambos no prazo máximo de 90 dias.

Só após a assinatura do termo de Relacionamento Operacional referente à conexão é que devem ser executadas as obras necessárias para a instalação da central geradora. Os equipamentos a serem instalados pelo Acessante no ponto de conexão deverão ser obrigatoriamente aqueles homologados pela Ampla.

2.7.4.1 Obras de responsabilidade do Acessante

São de responsabilidade do Acessante os seguintes custos:

- A adequação do sistema de medição, necessário para implantar o sistema de compensação de energia elétrica;
- As obras de conexão de uso restrito e as instalações do ponto de conexão;
- As adequações necessárias no padrão de entrada incluindo a instalação da caixa do dispositivo de seccionamento visível (DSV).

2.7.4.2 Vistoria

Para realização da vistoria o Acessante deverá fornecer o certificado de homologação do inversor, emitido por Laboratório acreditado pelo Inmetro. Durante a vistoria serão verificadas as instalações e as suas adequações ao projeto aprovado. Por ocasião da conexão da geração à rede de distribuição da Ampla, serão realizados testes que comprovem o funcionamento do sistema anti-ilhamento.

O resultado da vistoria será emitido através do formulário constante do Anexo A.8 da Especificação Técnica da Ampla [AMPLA-ETA-020, Anexo A.8].

2.7.5 Critérios e padrões técnicos

2.7.5.1 Conexão em função da potência da fonte geradora

As tensões padronizadas para a baixa tensão são: 220/127V (transformadores trifásicos) e 240/120 V (transformadores monofásicos). A conexão da potência da fonte geradora está condicionada a capacidade da unidade consumidora, devendo a mesma ser igual ou menor que a capacidade da unidade consumidora, conforme Tabela 2.5 a seguir.

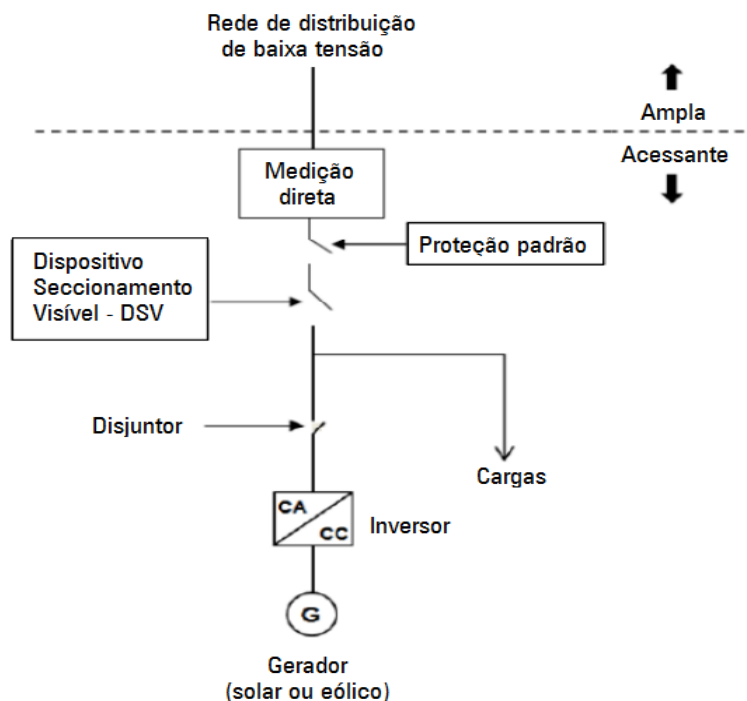
Tabela 2.5 – Forma de conexão em função da potência em baixa tensão

Potência da fonte geradora	Capacidade da unidade consumidora em BT
< 8 kW	monofásico até 8 kVA
8 a 10 kW	bifásico até 10 kVA
> 10 kW a 75 kW	trifásico até 75 kVA

Fonte: adaptado de [AMPLA-ETA-020].

2.7.5.2 Conexão de geradores por meio de inversores

Para conexão de geradores que utilizam um inversor como interface de conexão, tais como geradores eólicos, solares ou microturbinas, deverão se basear no esquema simplificado da Figura 2.28 a seguir.



Fonte: [AMPLA-ETA-020].

Figura 2.28 – Forma de conexão do acessante (através de inversor) à rede de BT da Ampla

Nota: os inversores utilizados em fontes microgeradoras e minigeradoras deverão atender aos requisitos estabelecidos na ABNT NBR IEC 62116. Só serão aceitos inversores com certificação INMETRO.

2.7.5.3 Sistema de medição em baixa tensão (BT)

O sistema de medição de energia a ser utilizado em baixa tensão (BT) nas unidades consumidoras deverá medir a energia ativa consumida da rede e a injetada na rede, através de medidor bidirecional.

2.7.5.4 Dispositivo de seccionamento visível (DSV) para baixa tensão (BT)

O dispositivo de seccionamento visível (DSV) deve ter capacidade de condução e abertura compatível com a potência da unidade consumidora e ser instalado após a medição (vide Figura 5.30), com localização e especificação

conforme a tensão de atendimento do consumidor: chave seccionadora mono, bi ou trifásica instalada em caixa dotada de dispositivo de lacre de acesso somente pela Ampla.

2.7.6 Proteção, segurança e requisitos de qualidade

Os requisitos de proteção exigidos para as unidades consumidoras que façam a adesão ao sistema de compensação e se conectem à rede de baixa tensão seguem as determinações contidas na Seção 3.7 do PRODIST, apresentadas aqui na Tabela 2.6. Nos sistemas que se conectam na rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 2.6 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária.

Tabela 2.6 – Requisitos de proteção

Requisito de proteção	Potência instalada			
	≤ 75 kW	> 75 ≤ 100 kW	> 100 ≤ 500kW	> 500 k ≤ 1MW
Elemento de desconexão	Sim	Sim	Sim	Sim
Elemento de interrupção	Sim	Sim	Sim	Sim
Transformador de Acoplamento	Não	Não	Sim	Sim
Proteção de sub e sobretensão	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sub e sobrefrequência	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção de sobrecorrente	Sim	Sim	Sim	Sim
Proteção contra desequilíbrio de corrente	Não	Não	Não	Sim
Proteção contra desbalanço de tensão	Não	Não	Não	Sim
Sobrecorrente direcional	Não	Não	Não	Sim
Sobrecorrente com restrição de tensão	Não	Não	Não	Sim
Relé de sincronismo	Sim	Sim	Sim	Sim
Anti-ilhamento	Sim	Sim	Sim	Sim

Fonte: Seção 3.7 do PRODIST [ANEEL, 2012c].

Recomenda-se a utilização de DPS (Dispositivo de Proteção contra Surtos) nos dois lados (CA/CC) da instalação.

O sistema de geração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 2 segundos após a perda da rede (ilhamento).

Depois de uma “desconexão” devido a uma condição anormal da rede, o sistema de geração distribuída não pode retomar o fornecimento de energia à rede elétrica (reconexão) por um período mínimo de 180 segundos após a retomada das condições normais de tensão e frequência da rede.

2.7.6.1 Proteção contra curto-circuito

O sistema de geração distribuída deve possuir dispositivo de proteção contra sobrecorrentes, a fim de limitar e interromper o fornecimento de energia. Tal proteção deve ser coordenada com a proteção geral da unidade consumidora, através de disjuntor termomagnético, no caso de baixa tensão, localizado eletricamente após a medição no sentido rede/consumidor e deve ser instalado no padrão de entrada de energia da unidade consumidora. Para os optantes pela utilização de dois medidores unidirecionais, o disjuntor termomagnético deverá ser instalado após a medição destinada a medição da energia injetada na rede de distribuição.

2.7.6.2 Faixa operacional de frequência

O sistema de geração distribuída deve operar em sincronismo com a rede elétrica e dentro dos limites de variação de frequência definidos, em linhas gerais, por:

- Quando a frequência da rede assumir valores abaixo de 57,5Hz, o sistema de geração distribuída deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica em até 0,2s. O sistema somente deve voltar a fornecer energia à rede quando a frequência retornar para 59,9Hz;
- Quando a frequência da rede ultrapassar 60,5Hz e permanecer abaixo de 62Hz, o sistema de geração distribuída deve reduzir a potência ativa injetada na rede;
- Quando a frequência da rede ultrapassar 62Hz, o sistema de geração distribuída deve cessar de fornecer energia à rede elétrica em até 0,2s.

2.7.6.3 Distorção harmônica

A distorção harmônica total de corrente deve ser inferior a 5%, na potência nominal do sistema de geração distribuída. O limite de distorção individual para cada harmônica pode ser visto na tabela 6 da Especificação Técnica da Ampla [AMPLA-ETA-020].

2.8 SELO SOLAR DO INSTITUTO IDEAL

O Selo Solar foi lançado em abril de 2012 com o intuito de incentivar novos projetos de geração solar fotovoltaica no Brasil. É uma iniciativa do Instituto Ideal⁴, organização não governamental com sede em Florianópolis voltada à divulgação e promoção das fontes alternativas de energia. Foi colocado em prática em parceria com a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, associação civil sem fins lucrativos responsável por viabilizar e gerenciar a comercialização de energia elétrica no país.

A certificação é concedida para empresas, instituições públicas e privadas, e a proprietários de edificações que consumam um valor mínimo anual de eletricidade solar, que varia conforme a quantidade total de energia consumida, ou que tenham pelo menos 50% do seu consumo de eletricidade vindo de fonte solar.

O consumo mínimo anual de energia solar seguiu os subgrupos tarifários estabelecidos pela ANEEL, apresentados na Tabela 2.7. Por exemplo: consumidores classificados no subgrupo tarifário A1 terão que consumir, no mínimo, 1.000 MWh por ano de eletricidade solar. Essa energia poderá ser adquirida no mercado livre ou via sistema de autoprodução.

⁴ Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas para a América Latina (Ideal)

Tabela 2.7 – Consumo mínimo anual de energia solar para se obter o Selo Solar

Subgrupo tarifário	Consumo mínimo anual (MWh)
A1	1.000
A2	500
A3	200
A3a	100
A4 – AS	50
B1 – B2 – B3 (*)	50

* Restrito a consumidor integrante do grupo B que seja autoprodutor.

Fonte: www.selosolar.com.br/regras/



Autoprodutores de energia solar, como empresas que instalem o sistema para uso próprio de energia ou proprietários de edificações, que não se encaixarem nos valores mínimos anuais informados acima poderão ainda ter direito ao Selo Solar, se pelo menos 50% do seu consumo de eletricidade for proveniente de fonte solar fotovoltaica ou outras formas de conversão de energia solar em eletricidade.

3 ESTUDO DA VIABILIDADE TÉCNICA

Este capítulo apresenta o estudo de viabilidade técnica para a implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica em um empreendimento comercial, onde funciona uma clínica de fisioterapia, tendo como objetivo a geração de energia para compensação conforme disposto na Resolução Normativa nº 482 da ANEEL [ANEEL, 2012b].

O resultado do estudo é composto da definição da potência a ser instalada e da especificação dos equipamentos para microgeração conforme normas e procedimentos da distribuidora AMPLA, em Niterói no estado do Rio de Janeiro.

As etapas realizadas neste estudo estão representadas no diagrama da Figura 3.1, descritas detalhadamente nos itens subsequentes. Em linhas gerais, para o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, ou seja, da potência a ser instalada, foi analisado o consumo elétrico dos últimos dois anos, o potencial solar da região e o percentual de participação da energia solar no consumo elétrico anual da Clínica. Este percentual, além de atender os requisitos para obtenção do Selo Solar, descritos no item 5.6, deve alinhar-se com a intenção de investimento financeiro do proprietário do imóvel.

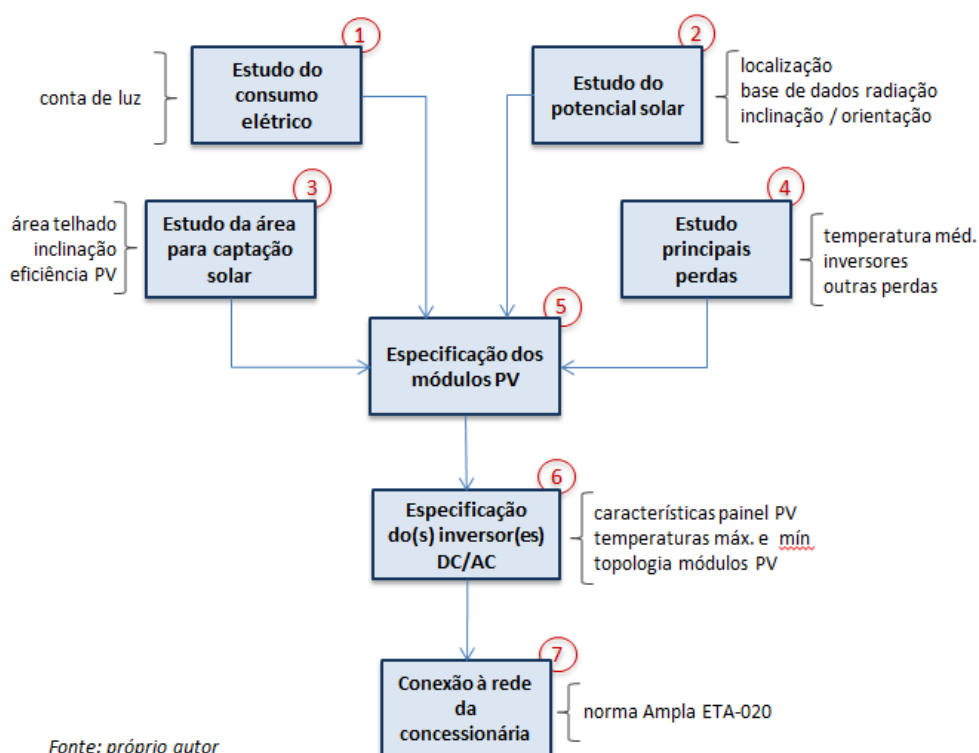
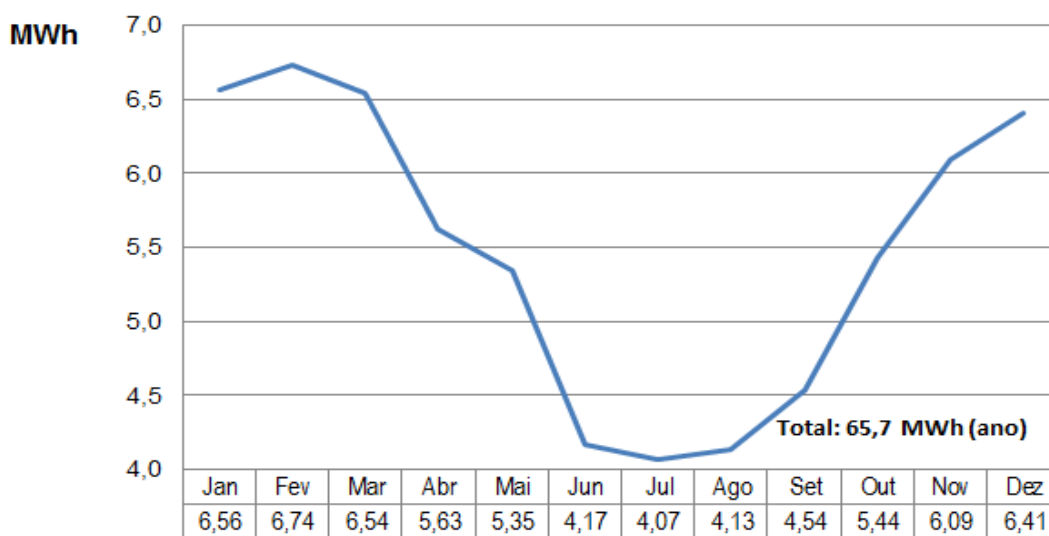


Figura 3.1 – Etapas do estudo de viabilidade

3.1 ESTUDO DO CONSUMO ELÉTRICO

O estudo do consumo elétrico tomou como base as contas de luz dos últimos dois anos, ou seja, referente ao consumo de setembro de 2012 até agosto de 2014. A partir destes, obteve-se a média de cada mês, representado na Figura 3.2. Com base nestes valores, o consumo médio anual da Clínica é 65,7 MWh.



Fonte: próprio autor.

Figura 3.2 - Distribuição do consumo da Clínica ao longo do ano.

Diferentemente da necessidade do estudo minucioso de consumo elétrico para projetos de sistemas fotovoltaicos isolados (SFI), para os sistemas fotovoltaicos conectados a rede (SFCR), a análise do consumo a partir da conta de luz é suficiente. Nos SFCR não há necessidade de armazenamento de energia, visto que a energia é sempre fornecida pela rede elétrica. Na visão econômica, os SFCR com compensação de energia precisam gerar créditos energéticos, por isso devem maximizar a geração anual de energia fotovoltaica.

O sistema de microgeração deste estudo não se propõe a gerar energia elétrica além do consumo anual da Clínica, visto que não teria como compensar a energia excedente com outros imóveis de mesmo CPF. Sendo assim, ficou definido que a participação da geração fotovoltaica deve ser no mínimo de 65% e no máximo de 85% do consumo anual de energia, atendendo assim ao requisito para obtenção do Selo Solar. Este último, especifica que a geração fotovoltaica deve fornecer pelo menos 50% do consumo de eletricidade da edificação, como descrito no item 2.8.

3.2 ESTUDO DO POTENCIAL SOLAR

3.2.1 Localização e características do prédio comercial

O prédio comercial onde funciona a Clínica está localizado na chamada Região Oceânica da cidade de Niterói (RJ), tendo como coordenadas geográficas a latitude de 22°56'33"S e a longitude de 43°03'20"W correspondendo aos valores decimais a -22,9425 e -43,0556, respectivamente. O ANEXO 1 mostra a vista 3D da localização da Clínica.

A construção é em terreno de esquina (Figura 3.3), possui dois pavimentos e telhado plano, tipo laje, com uma área de 256 m² (16 x 16 m) disponível para a instalação do gerador fotovoltaico. O prédio está situado em uma área residencial, tendo ao seu entorno residências de um e dois pavimentos, um terreno (sem construção) ao norte e poucas árvores ao seu redor. Foi observado que, até o momento, o prédio da Clínica está em uma área livre de sombreamento por parte de prédios vizinhos. O ANEXO 2 mostra a localização da Clínica e seu entorno.

Vale ressaltar que de acordo com o Plano Urbanístico da Região Oceânica, Lei 1968/2002 da Câmara Municipal de Niterói, o gabarito da área onde se encontra a Clínica é de 3 (três) pavimentos mais cobertura, totalizando 14,60 m (quatorze metros e sessenta centímetros) de altura.



Cidade: Niterói
Estado: Rio de Janeiro
Rua dos Acadêmicos, 75
Latitude: 22° 56' 33"S
Longitude: 43° 03' 20" W
(-22.9425, -43.0556)

Fonte: <http://maps.google.com.br/>

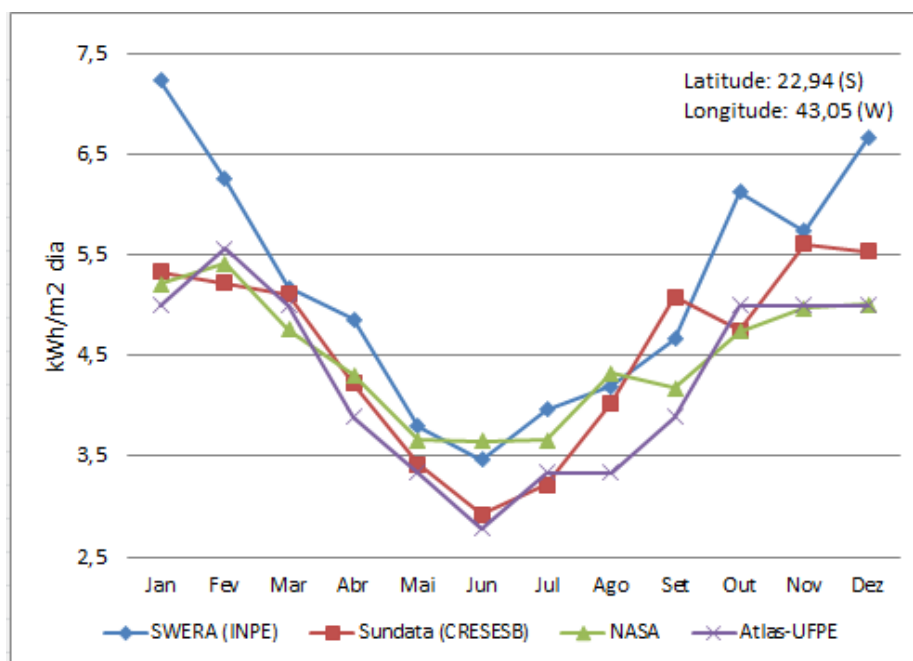
Figura 3.3 - Fachada e localização do prédio.

3.2.2 Base de dados da radiação global diária (média mensal)

Para o cálculo do potencial solar da localidade de estudo, foram consultadas quatro fontes de dados para a obtenção da radiação global diária (média mensal) no plano horizontal. São elas:

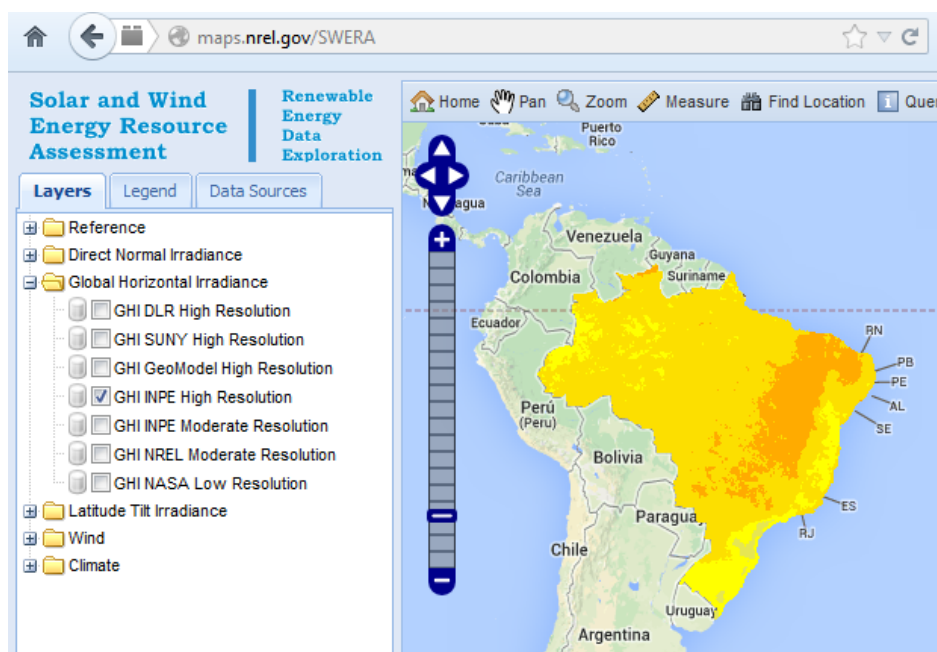
- SWERA, com base de dados do INPE [SWERA];
- Sundata-CRESESB, com base de dados do [SUNDATA];
- Atlas Solarimétrico do Brasil de 2000, dados de estações de superfície [CEPEL-CRESESB, 2000].

Para a latitude e longitude de estudo, -22,9425 e -43,0556, respectivamente, observou-se valores discrepantes entre estas fontes, como pode ser visto na Figura 3.4. Como mencionado no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos [CEPEL-CRESESB, 2014], a Eletrobrás vem adotando os dados do Atlas-SWERA para dimensionamento dos sistemas tipo SIGFI (sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente). No estudo presente, optou-se aqui por utilizar os dados também do SWERA da base “GHI INPE High Resolution”, selecionável pela própria tela do site (Figura 3.5).



Fonte: próprio autor.

Figura 3.4 – Radiação global diária (média mensal) incidente no plano horizontal na região de Niterói-RJ proveniente de quatro bancos de dados diferentes.



Fonte: <http://maps.nrel.gov/SWERA>

Figura 3.5 – Tela de seleção do banco de dados do SWERA

3.2.3 Cálculo da radiação diária direta e difusa no plano horizontal

Para se obter a parcela direta e difusa da radiação diária (média mensal), primeiramente calcula-se a irradiação extraterrestre integrada diária sobre a superfície horizontal (H_0) e o índice de claridade (K_T). Sendo este, a razão entre a radiação diária global que atinge a superfície horizontal, obtido através do banco de dados do SWERA, e a radiação diária que incide no topo da atmosfera, a radiação extraterrestre (H_0), ou seja: $K_T = H/H_0$.

A parcela da **radiação difusa** (H_d) no plano horizontal é função do índice de claridade K_T e da radiação global (H). Como a radiação global compreende a radiação difusa e direta, a parcela **da radiação direta** (H_b) é obtida por: $H_b = H - H_d$.

A Tabela 3.1 resume os valores diários (média do mês) calculados para cada mês do ano. O Anexo 3 apresenta o detalhamento dos cálculos e todas as fórmulas envolvidas.

Tabela 3.1 – Radiação diária (média mensal) direta e difusa no plano horizontal

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	unidade
$H_0 = H_0$	11,63	10,99	9,87	8,31	6,90	6,21	6,49	7,65	9,18	10,55	11,41	11,74	kWh/m2 (dia)
H (Swera-Inpe)	7,23	6,25	5,17	4,86	3,79	3,46	3,97	4,20	4,66	6,13	5,73	6,66	kWh/m2 (dia)
$K_T = H/H_0$ (índice claridade)	0,62	0,57	0,52	0,58	0,55	0,56	0,61	0,55	0,51	0,58	0,50	0,57	
H_d (radiação difusa)	2,31	2,29	2,10	1,71	1,45	1,17	1,16	1,61	1,97	2,18	2,45	2,44	kWh/m2 (dia)
$H_b = H - H_d$ (radiação direta)	4,92	3,97	3,07	3,15	2,34	2,29	2,81	2,59	2,69	3,95	3,29	4,21	kWh/m2 (dia)

Fonte: próprio autor.

3.2.4 Cálculo da radiação diária no plano inclinado

Para o cálculo da radiação diária (média mensal) no plano inclinado (H_T), foi utilizado o modelo apresentado por Liu e Jordan (1966) e modificado por Klein (1977) conforme a descrito em [DUFFIE, 2013, item 2.19].

Neste estudo, a superfície inclinada está voltada diretamente para o norte geográfico ($\gamma=180^\circ$) e a refletividade do solo (ρ) estimada em 0,2. A fim de buscar a melhor inclinação dos painéis, foram realizados cálculos para mais duas (2) inclinações (β), além da inclinação igual à latitude do local. São elas: 10° , 23° e 38° .

A Tabela 3.2 resume os valores diários (média do mês) obtidos para cada mês do ano. No Anexo 3 pode-se ver o detalhamento e as respectivas fórmulas envolvidas nos cálculos.

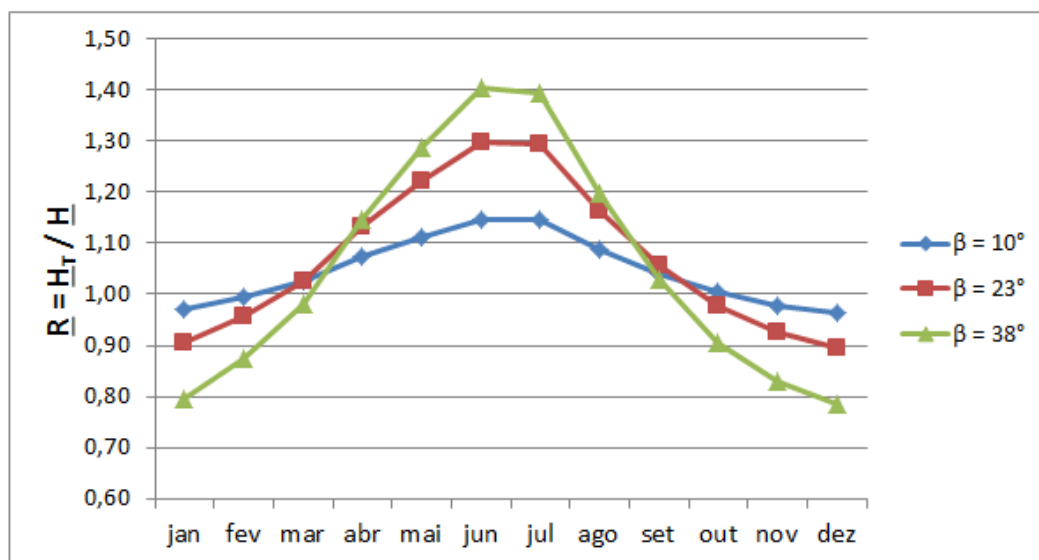
Tabela 3.2 - Radiação diária (média mensal) no plano inclinado ($\beta=10^\circ$, 23° e 38°) orientada para o Equador

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	unidade
Superfície inclinada: $\beta = 10$ graus													
H_T (radiação)	7,01	6,21	5,30	5,22	4,22	3,97	4,54	4,56	4,84	6,15	5,61	6,42	kWh/m2 (dia)
$R = H_T/H$	0,97	0,99	1,03	1,07	1,11	1,15	1,15	1,09	1,04	1,00	0,98	0,96	
Superfície inclinada: $\beta = 23$ graus (mesma latitude)													
H_T (radiação)	6,53	5,98	5,30	5,51	4,64	4,49	5,13	4,88	4,93	5,99	5,30	5,96	kWh/m2 (dia)
$R = H_T/H$	0,90	0,96	1,03	1,13	1,22	1,30	1,29	1,16	1,06	0,98	0,92	0,90	
Superfície inclinada: $\beta = 38$ graus													
H_T (radiação)	5,75	5,46	5,07	5,57	4,89	4,87	5,53	5,02	4,80	5,55	4,76	5,23	kWh/m2 (dia)
$R = H_T/H$	0,80	0,87	0,98	1,15	1,29	1,41	1,40	1,20	1,03	0,91	0,83	0,79	

Fonte: próprio autor.

O parâmetro R é a razão entre a radiação diária (média mensal) sobre a superfície inclinada (H_T) e a radiação diária (média mensal) sobre a superfície horizontal (H).

Analisando graficamente os valores obtidos para as três inclinações (Figura 3.6), fica claro que a inclinação de 10° aumenta a capacidade de captação no plano inclinado no período do verão, enquanto a inclinação de 38° privilegia o período do inverno.



Fonte: próprio autor.

Figura 3.6 – Razão R (H_T/H) ao longo do ano para os planos inclinados de $\beta=10^\circ$, 23° e 38°

3.2.5 Potencial de geração em função da inclinação dos módulos fotovoltaicos

Como mencionado anteriormente (item 3.1), para SFCR com compensação de energia, a melhor inclinação para os módulos fotovoltaicos será aquela que resultar na maior captação anual da radiação solar. Sendo assim, a partir dos dados da radiação diária no plano inclinado (Tabela 3.2) e do número de dias em cada mês, obteve-se a radiação total mensal e, por conseguinte, a radiação total anual, em kWh/m^2 , para as inclinações de 10° , 23° e 38° .

Comparando os valores obtidos (vide Tabela 3.3), **a inclinação de 23° resulta na maior captação anual** da radiação solar, 1.966 kWh/m^2 . Para a inclinação de 10° há uma queda de apenas 0,9% em relação à inclinação de 23° . Portanto, antes da definição do melhor ângulo para os módulos fotovoltaicos, convém o estudo do sombreamento entre módulos (item 3.3.1) a fim de avaliar o potencial de geração em função da área disponível.

Tabela 3.3 - Radiação mensal e anual no plano inclinado ($\beta=10^\circ$, 23° e 38°)

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	TOTAL	Perda
Nº dias	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	kWh/m ² (ano)	(%)
$H_T (\beta = 10^\circ)$	217	174	164	157	131	119	141	141	145	191	168	199	1.948	-0,9%
$H_T (\beta = 23^\circ)$	203	167	164	165	144	135	159	151	148	186	159	185	1.966	↕
$H_T (\beta = 38^\circ)$	178	153	157	167	151	146	172	156	144	172	143	162	1.901	-3,3%

Fonte: próprio autor.

3.3 ESTUDO DA ÁREA DISPONÍVEL PARA CAPTAÇÃO SOLAR

3.3.1 Sombreamento entre módulos

A área disponível para a instalação do gerador fotovoltaico deste estudo é horizontal e plana. Os módulos devem ser posicionados lado a lado, distribuídos em fileiras e voltados para o norte geográfico. Esta disposição, dependendo do ângulo de inclinação dos módulos e da época do ano, pode originar um sombreamento entre módulos, ou seja, entre as fileiras de módulos. Este sombreamento é traduzido em perdas na geração fotovoltaica (item 2.3.5.3). Para minimizar ou até eliminar as perdas por sombreamento, há necessidade de um distanciamento entre fileiras. A dimensão deste distanciamento é diretamente proporcional ao ângulo de inclinação do módulo, ou seja, com baixo ângulo de inclinação, o sombreamento é menor e, quanto menor o distanciamento, maior será o fator de utilização da área disponível. Para este estudo foram consideradas as seguintes premissas:

- Área horizontal plana para posicionamento dos módulos: 256 m² (16 x 16 m);
- Dimensões do módulo fotovoltaico⁵ (L x C): 990 x 1650 mm;
- Sombreamento em 21 de junho (solstício de inverno) às 10:00 e 14:00 horas;
- Latitude e longitude de -22.9425 e -43.0556, respectivamente;
- Lateral do módulo paralela à laje: apoiado pela menor ou maior dimensão.

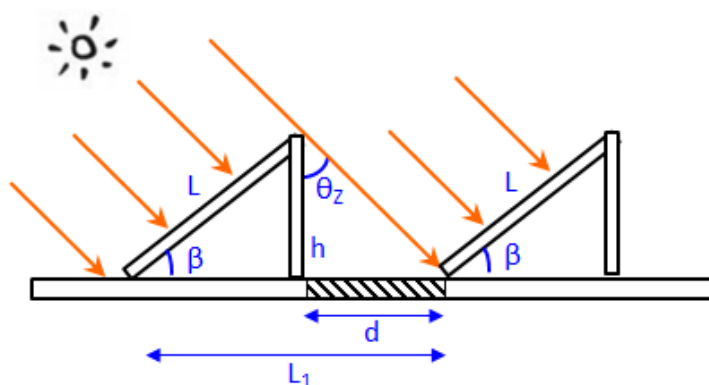
Após o cálculo do ângulo zenital e azimute solar para às 10 horas e 14 horas no solstício de inverno (21 de junho), pode-se concluir que a relação de sombreamento é maior às 14 horas, relação esta de 1:1,19. Ou seja, **um anteparo de 1m de altura**

⁵ Tamanho médio dos módulos fotovoltaicos (m-Si e p-Si) de 60 células encontrados no mercado.

produzirá uma sombra de 1,19m orientada para o sul. A memória de cálculo do sombreamento no solstício de inverno pode ser vista no Anexo 4.

3.3.2 Cálculo da área de captação solar

O cálculo da distância entre módulos (d), posicionados conforme Figura 3.7, resultou no fator de utilização de área de 84%, 72% e 66% para as três inclinações em estudo (β): 10° , 23° e 38° , respectivamente. Como esperado, a inclinação mais baixa resultou na menor distância entre módulos e, portanto, no maior fator de utilização. Conhecida a distância entre módulos, pôde-se estimar a quantidade de módulos, a disposição destes (número de filas e total de módulos por fila) e a área total de captação. Para esta estimativa, foi considerado duas possibilidades de apoio do módulo na laje do prédio: (i) posicionado com a maior dimensão paralela à laje (módulo “deitado”) e (ii) posicionado com a menor dimensão paralela à laje (módulo “em pé”). A Tabela 3.4 e a Tabela 3.5 apresentam, respectivamente, os cálculos para os dois modos de apoio “módulo deitado” e “módulo em pé” nas três inclinações em estudo. Nestas tabelas, pode-se ver que a maior área de captação está relacionada com a maior quantidade de módulos possíveis de se instalar, 128 módulos, na montagem “em pé” com inclinação (β) de 10° .



Fonte: próprio autor.

Figura 3.7 – Estudo do posicionamento dos módulos em uma área plana horizontal

Tabela 3.4 – Estimativa da área de captação solar em função do ângulo de inclinação β para módulos apoiados pela maior dimensão

	$\beta = 10^\circ$	$\beta = 23^\circ$	$\beta = 38^\circ$	memória cálculo
L (m)	0,99	0,99	0,99	L
h (m)	0,17	0,39	0,61	$h = A \cdot \text{sen}(\beta)$
d (m)	0,20	0,46	0,73	$d = h \times 1,19$
L_1 (m)	1,18	1,37	1,51	$L_1 = L \cdot \cos(\beta) + d$
Fator de utilização (%)	84	72	66	$F = L / L_1$
Num filas	13	11	10	$N_f = \text{int}(16 / L_1)$
Num módulos/fila	9	9	9	$N_m = \text{int}(16 / 1,65)$
Total de módulos	117	99	90	$N = N_f \times N_m$
Área de captação solar (m^2)	191	162	147	$A = N \times 0,99 \times 1,65$

Considerações: (a) área plana horizontal: 16 x 16 m; (b) painel solar: 0,99 x 1,65 m

Fonte: próprio autor.

Tabela 3.5 - Estimativa da área de captação solar em função do ângulo de inclinação β para módulos apoiados pela menor dimensão

	$\beta = 10^\circ$	$\beta = 23^\circ$	$\beta = 38^\circ$	memória cálculo
L (m)	1,65	1,65	1,65	L
h (m)	0,29	0,64	1,02	$h = A \cdot \text{sen}(\beta)$
d (m)	0,34	0,77	1,21	$d = h \times 1,19$
L_1 (m)	1,97	2,29	2,51	$L_1 = L \cdot \cos(\beta) + d$
Fator de utilização (%)	84	72	66	$F = L / L_1$
Num filas	8	6	6	$N_f = \text{int}(16 / L_1)$
Num módulos/fila	16	16	16	$N_m = \text{int}(16 / 0,99)$
Total de módulos	128	96	96	$N = N_f \times N_m$
Área de captação solar (m^2)	209	157	157	$A = N \times 0,99 \times 1,65$

Considerações: (a) área plana horizontal: 16 x 16 m; (b) painel solar: 0,99 x 1,65 m

Fonte: próprio autor.

3.3.3 Potencial de geração fotovoltaica da área disponível

O potencial de geração elétrica anual para a área disponível tomou como base os valores da radiação anual no plano inclinado (Tabela 3.3), a estimativa da área de captação solar (Tabela 3.4 e Tabela 3.5) e o rendimento médio de 15% para o painel fotovoltaico. A partir destes, pode-se concluir **que a melhor inclinação para os módulos fotovoltaicos é de 10°**. Os cálculos apresentados na Tabela 3.6 mostram um ganho de 28% na capacidade de geração em relação à inclinação de 23°. Vale comentar, que este acréscimo está relacionado ao maior número de módulos fotovoltaicos que inclinação de 10° permite instalar, 128 módulos “em pé” (Tabela 3.5).

Tabela 3.6 – Estimativa do potencial de geração fotovoltaica para a área disponível (16x16m) em função do ângulo de inclinação β

	$\beta = 10^\circ$	$\beta = 23^\circ$	$\beta = 38^\circ$	
H_T (plano inclinado)	1.948	1.966	1.901	kWh/m ² (ano)
Rendimento PV	15%	15%	15%	%
Maior área de captação solar	209	162	157	m ²
Potencial de geração PV ¹	61.081	47.683	44.720	kWh (ano)
Ganho ou perda	28%	↔	-6,2%	%

¹ - Em função da área de captação (H_T * rendimento PV * área de captação)

Fonte: próprio autor.

3.4 ESTUDO DAS PRINCIPAIS PERDAS

Nesta etapa da viabilidade técnica, serão consideradas as perdas nos três principais módulos que compõem um SFCR: perdas no gerador fotovoltaico, no inversor e nos cabos. Com base nas especificações técnicas dos inversores, estima-se uma perda total de 4% no inversor CC/CA e uma perda de 2% no cabeamento.

Como descrito no item 2.3.5.2, a temperatura da célula tem forte influência na produção da energia de um módulo fotovoltaico, o aumento da temperatura provoca uma diminuição da tensão de circuito aberto e uma nítida perda de potência. A cidade de Niterói, como todo o estado do Rio de Janeiro, tem histórico de altas temperaturas, portanto é necessário o estudo mais detalhado desta perda.

Através da equação (2.4), **estimou-se a temperatura da célula** durante o ano considerando NOCT médio de 46°C, G de 1000 W/m² e temperatura média mensal obtida no site do Instituto Nacional de Meteorologia [INMET, www.inmet.gov.br]. A partir da temperatura da célula, **estimou-se a perda de potência**, em percentual, para diferentes tecnologias de silício. Para tal, foi considerado o coeficiente de temperatura médio de -0,40%/°C para a célula de m-Si, -0,45%/°C para p-Si e -0,21%/°C para a-Si, com base nas especificações técnicas de módulos fotovoltaicos

Como resultado, a média da perda de potência é de 12,5% para m-Si, 14% para p-Si e 6,5% para a-Si (vide Tabela 3.7). A fim de elucidar, o exemplo a seguir apresenta o cálculo da perda percentual do silício policristalino (p-Si) para o mês de janeiro.

Exemplo de cálculo:

$$T_{cell} (jan) = T_{amb} + G \times (NOCT - 20^{\circ}C) / 800 = 26,3 + 1000 \times (46 - 20) / 800 = 58,8^{\circ}C$$

Perda (p-Si) = $(58,8 - 25) \times 0,45\% = 15,2\%$. Onde $(58,8 - 25^{\circ}C)$ resulta na temperatura acima da temperatura de STC.

Tabela 3.7 – Perda percentual de máxima potência em função da temperatura das células de silício para as condições de temperatura ambiente de Niterói.

Para Niterói	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
Tamb média ⁽¹⁾ (°C)	26,3	26,6	26,0	24,4	22,8	21,8	21,3	21,8	22,2	22,9	24,0	25,3	24
T célula ⁽²⁾ (°C)	58,8	59,1	58,5	56,9	55,3	54,3	53,8	54,3	54,7	55,4	56,5	57,8	56,3
Perda P _{mp} m-Si ⁽³⁾ (%)	13,5	13,6	13,4	12,8	12,1	11,7	11,5	11,7	11,9	12,2	12,6	13,1	12,5
Perda P _{mp} p-Si ⁽³⁾ (%)	15,2	15,3	15,0	14,3	13,6	13,2	12,9	13,2	13,3	13,6	14,1	14,7	14,0
Perda P _{mp} a-Si ⁽³⁾ (%)	7,1	7,1	7,0	6,7	6,3	6,1	6,0	6,1	6,2	6,4	6,6	6,9	6,5

(1) Base de dados do INMET (www.inmet.gov.br)

(2) Para NOCT= 46°C; G = 1.000 W/m²

(3) Coeficiente de temperatura (%/°C): -0,40 (m-Si); -0,45 (p-Si); -0,21 (a-Si)

Fonte: próprio autor.

A Tabela 3.8 resume a estimativa de perdas nos três principais módulos que compõem um SFCR (perdas no gerador fotovoltaico, no inversor e nos cabos) para as principais tecnologias baseadas em silício (m-Si, p-Si e a-Si).

Tabela 3.8 – Estimativa de perdas

Estimativa de perdas P _{mp}	m-Si	p-Si	a-Si
Temperatura da célula ⁽¹⁾	12,5%	14%	6,5%
Inversor CC/CA	4%	4%	4%
Cabos	2%	2%	2%
Total	18,5%	20%	12,5%

(1) Para as condições de temperatura ambiente de Niterói-RJ

Fonte: próprio autor.

3.5 ESPECIFICAÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.5.1 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

Para o dimensionamento do gerador fotovoltaico foram considerados os seguintes dados, previamente obtidos e calculados:

- Consumo anual (item 3.1): 65.700 kWh (ano)
- Percentual da participação fotovoltaica (item 3.1): 65% a 85%
- Ângulo de captação (item 3.2.5 e 3.3.3): 10°
- Potencial solar para inclinação de 10° (item 3.2.5): 1.948 kWh/m^2 (ano)
- Área disponível para captação solar (item 3.3.2): 191 m^2
- Estimativa de perdas (item 3.4): m-Si 18,5%, p-Si 20% e a-Si 12,5%

Através do cálculo do dimensionamento e a análise das tecnologias disponíveis no mercado, ficou constatado que a geração fotovoltaica deste estudo está bastante limitada pela área disponível. Com esta limitação, a geração fotovoltaica deve ser de apenas 65% do consumo de energia elétrica com a utilização da tecnologia de m-Si ou p-Si. A Tabela 3.9 apresenta a memória de cálculo. Nesta, pode-se ver que para a geração de 42.700 kWh (ano) com tecnologia p-Si será necessário uma potência instalada de 27,4 kWp, ocupando uma área em torno de 183 m^2 .

Tabela 3.9 – Dimensionamento do gerador fotovoltaico

	m-Si	p-Si	a-Si	Unidade	Memória de cálculo
Potencial solar (para $\beta=10^\circ$)	1.948	1.948	1.948	kWh/m ² (ano)	(A)
Eficiência módulo PV	16,5%	15,5%	8,5%	%	(B)
Potencial de geração PV	321	302	166	kWh/m ² (ano)	(C) = A x B
Estimativa de perdas	18,5%	20%	12,5%	%	(D)
Para suprir 65% do consumo de EE:					
65% do consumo EE	42.700	42.700	42.700	kWh (ano)	(E ₁)
Geração PV ⁽¹⁾	52.393	53.375	48.800	kWh (ano)	(F ₁) = E ₁ / (1 - D)
Área necessária	163	177	295	m ²	(G ₁) = (F ₁) / C
Potência instalada	26,9	27,4	25,1	kWp	(H ₁) = (F ₁) / A
Para suprir 85% do consumo de EE:					
85% do consumo EE	55.845	55.845	55.845	kWh (ano)	(E ₂)
Geração PV ⁽¹⁾	68.521	69.806	63.823	kWh (ano)	(F ₂) = E ₂ / (1 - D)
Área necessária	213	231	385	m ²	(G ₂) = (F ₂) / C
Potência instalada	35,2	35,8	32,8	kWp	(H ₂) = (F ₂) / A

1 - inclui perdas

Fonte: próprio autor.

3.5.2 Definição do módulo fotovoltaico

Para melhor atender as características do projeto, buscou-se um módulo com maior rendimento e menor NOCT. O modelo escolhido foi o CS6P-250P da CSI CANADIAN SOLAR INC (www.canadiansolar.com/), comercializado no Brasil com as seguintes características principais:

MODULE | MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6inch
Cell Arrangement	60 (6 x 10)
Dimensions	1638 x 982 x 40mm
Weight	18.5kg (40.8 lbs)
Junction BOX	IP67, 3 diodes

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.43 %/°C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient (Isc)	0.065 %/°C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

ELECTRICAL DATA | STC

Electrical Data	CS6P-250P
Nominal Maximum Power (Pmax)	250 W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	30.1 V
Optimum Operating Current (Imp)	8.30 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.2 V
Short Circuit Current (Isc)	8.87 A
Module Efficiency	15.54 %
Operating Temperature	-40 °C~+85 °C

Após refazer os cálculos agora com o valor da eficiência do módulo escolhido (15,54%), serão necessários **110 módulos de 250 Wp** para gerar anualmente 42,7 MWh, correspondendo a uma **potência instalada de 27,5 kWp**.

$$\text{Número de módulos} = (53.375 / (1.948 \times 15,54\%)) / (1,638 \times 0,982)$$

3.6 ESPECIFICAÇÃO DO(S) INVERSOR(ES)

3.6.1 Dimensionamento do inversor cc/ca

Como descrito no item 2.5.6, “o inversor deve ser dimensionado de tal modo que não seja pouco utilizado nem sobrecarregado”. Grande parte dos inversores analisados por Macêdo apresentam praticamente a mesma faixa ótima para FDI, situada entre 0,7 e 1,0. Sendo assim, para atender a potência de 27,5 kWp do gerador fotovoltaico em estudo, buscou-se no mercado ***inversores com potência nominal de 20kW até 27kW***, o que resulta em um FDI entre 73% e 98%.

3.6.2 Definição do inversor cc/ca

O inversor escolhido é trifásico, do tipo *multi-string* (2.5.5), com duas (2) entradas para *strings* (módulos em série), onde cada entrada dispõe do seu próprio seguidor do ponto de potência máximo. Para atender a potência de 27,5 kWp do gerador fotovoltaico ***serão utilizados 2 inversores*** da FRONIUS (www.fronius.com.br), modelo SYMO 12.5-3-M ***com potência nominal de saída de 12,5kW cada***. Suas principais características são:

DADOS DE ENTRADA	Fronius Symo 12.5-3-M
Max. corrente de entrada (Idc max1 / Idc max2)	27.0 A / 16.5 A
Max. conjunto corrente curto-circuito(MPP1 / MPP2)	40.5 A / 24.8 A
Min. tensão de entrada (Udc min)	200 V
Feed-in tensão de entrada (Udc start)	200 V
Tensão nominal de entrada (Udc,r)	600 V
Max. tensão de entrada (Udc max)	1,000 V
Faixa de tensão MPP (Umpp min - Umpp max)	320 - 800 V
Numeros de rastreadores MPP	2
DADOS DE SAÍDA	
Potência nominal de saída (Pac,r)	12,500 W
Max. potência de saída	12,500 VA
Max. corrente de saída (Iac max)	19,9 A
Conexão a rede (faixa de tensão)	3~NPE 400 V / 230 V ou 3~NPE 380 V / 220 V (+20
Frequencia	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total	< 2 %
Fator de potência (cos φac,r)	0 - 1 ind. / cap.
DADOS GERAIS	
Dimensões	725 x 510 x 225 mm
Peso	34.8 kg
Design do inversor	Sem transformador
Consumo noturno	< 1 W
Faixa de temperatura ambiente	-25°C - +60°C

3.6.3 Dimensionamento da(s) *string*(s)

Para o dimensionamento da *string* a ser conectada na entrada do inversor, é importante conhecer os valores máximos e mínimos da V_{oc} , V_{mp} e I_{sc} . Como estes valores se modificam em função da temperatura da célula (item 2.3.5.2), é necessário o cálculo desta (T_{cell}) nas condições da temperatura ambiente de máxima e mínima.

Com base nos dados históricos do Instituto Nacional de Meteorologia [INMET, www.inmet.gov.br], a temperatura absoluta máxima e mínima da cidade de Niterói é 42°C e 10°C, respectivamente. A partir destas e através da equação (2.4), estimou-se a temperatura máxima e mínima da célula, com G de 1000 W/m² e NOCT de 45°C do módulo selecionado (item 3.5.2). **Os valores da T_{cell} encontrados foram: 73°C e 10°C.** Convém mencionar que a temperatura mínima da célula ocorre por volta do nascer do Sol e, sem o aquecimento deste, é igual à temperatura ambiente.

Considerando os coeficientes de temperatura de -0,34%/°C (V_{oc}) e 0,065%/°C (I_{sc}) do módulo selecionado (item 3.5.2), obteve-se a perda percentual em função das temperaturas máxima e mínima, e, consequentemente, os valores máximo e mínimo de V_{oc} , V_{mp} e I_{sc} . A Tabela 3.10 resume os valores obtidos.

Tabela 3.10 – V_{oc} , V_{mp} e I_{sc} ajustados para temperatura máxima e mínima

	Valor a STC $T_{cell} = 25^{\circ}\text{C}$	Valor ajustado para	
		$T_{cell} = 10^{\circ}\text{C}$	$T_{cell} = 73^{\circ}\text{C}$
Tensão de circuito aberto (V_{oc}) V	37,2	39	31
Tensão de máxima potência (V_{mp}) V	30,1	32	25
Corrente de curto circuito (I_{sc}) A	8,9	9	9

Coeficiente de temperatura do módulo: V_{oc} de -0,34 %/°C; I_{sc} de 0,065 %/°C

Fonte: próprio autor.

A quantidade máxima e mínima de módulos por *string* é obtida com base nos valores da Tabela 3.10 e nas características técnicas do inversor (item 3.6.2), sendo:

$$\text{Quantidade máxima} = V_{\text{máx de entrada do inversor}} / V_{oc} \text{ máx módulo} \quad (3.1)$$

$$\text{Quantidade mínima} = V_{\text{mín de entrada do inversor}} / V_{mp} \text{ mín módulo} \quad (3.2)$$

Para o módulo fotovoltaico e o inversor selecionados temos um máximo de 25 módulos (1.000V / 39V) e um mínimo de 8 módulos (200V / 25V) por *string* (módulos em série). A quantidade de *strings* em paralelo está limitada a máxima corrente de entrada do inversor, 27A e 16,5A para as entradas I_{dc1} e I_{dc2} , respectivamente. Sendo assim, ficou definido **2 strings com 18 módulos cada para a entrada MPP₁ e 1 string com 19 módulos na entrada MPP₂, totalizando 55 módulos por inversor** (total de 2 inversores, 110 módulos). A Figura 3.8 apresenta o diagrama unifilar do arranjo fotovoltaico de cada inversor.

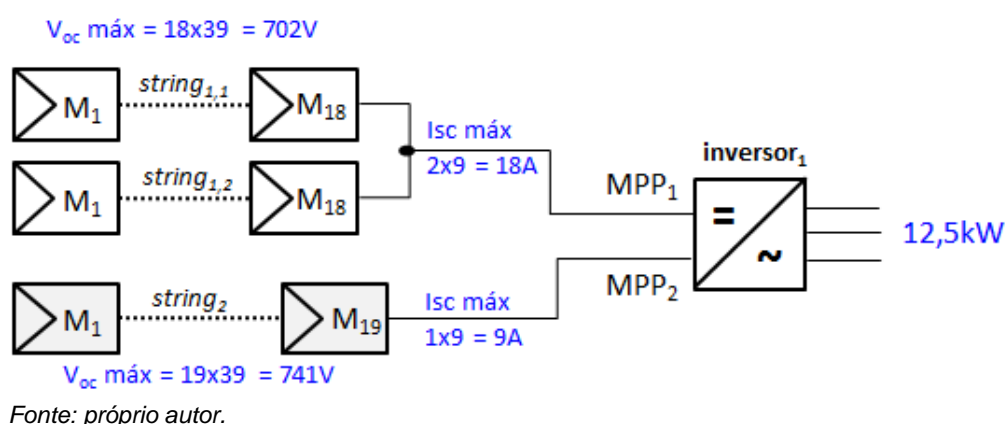


Figura 3.8 – Diagrama unifilar do arranjo fotovoltaico de cada inversor

3.7 RESUMO DA ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DO GERADOR FOTOVOLTAICO

Módulo fotovoltaico (PV)

- Fabricante / Modelo: Canadian Solar Inc - CS6P-250P
- Tecnologia: policristalino
- Potência do módulo: 250 Wp
- Quantidade: 110 módulos
- Potência total: $110 \times 250 = 27,5 \text{ kWp}$

Inversor

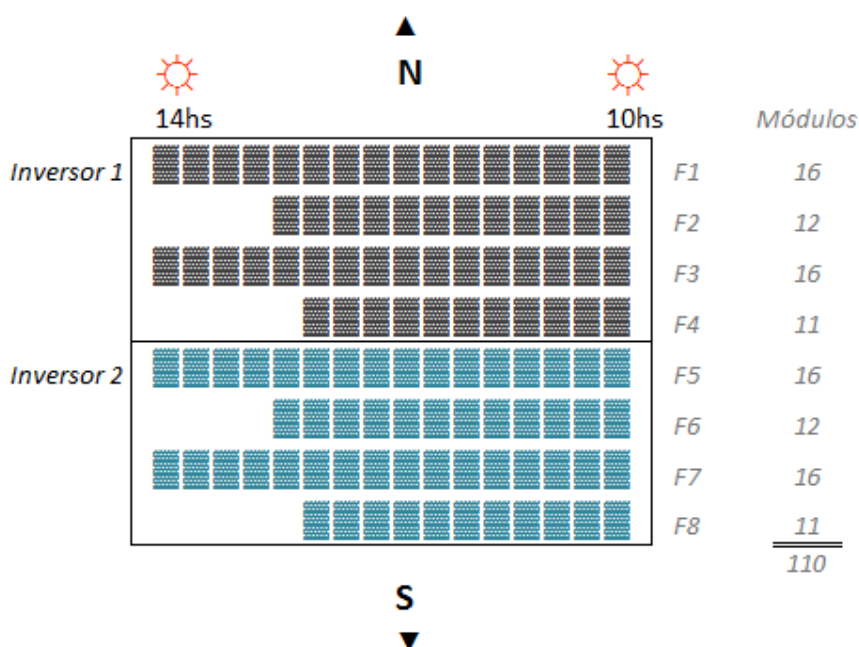
- Fabricante / Modelo: Fronius SYMO 12.5-3-M
- Potência nominal de saída: 12,5 kW (AC)
- Quantidade: 2 inversores
- Potência nominal total: $2 \times 12,5 = 25 \text{ kW (AC)}$
- FDI: 91%

Arranjo fotovoltaico (figura 6.8)

- Módulos PV por inversor: 55
- Entrada 1 (MPP1) / inversor: 2 strings com 18 módulos PV cada (total: 36 módulos)
- Entrada 2 (MPP2) / inversor: 1 string com 19 módulos PV
- Diagrama de conexão: conforme Figura 3.8

3.8 DISPOSIÇÃO FÍSICA DOS MÓDULOS NA LAJE

A Figura 3.9 apresenta uma proposta para a disposição dos módulos fotovoltaicos na laje do prédio da Clínica. O número de fileiras e a quantidade de módulos por fileira está baseada nos resultados obtidos e apresentados nas tabelas Tabela 3.4 e Tabela 3.5 do item 3.3.2 (Cálculo da área de captação solar). O objetivo desta disposição é a redução do sombreamento dos módulos posicionados mais à esquerda nas filas F3, F5 e F7 a partir das 14 horas (quando a sombra é maior). A montagem dos módulos “em pé” permite uma maior quantidade de módulos na primeira fileira.



Fonte: próprio autor.

Figura 3.9 – Disposição física dos módulos na laje do prédio

4 ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA

4.1 CONSIDERAÇÕES

Para o estudo da viabilidade econômica foram consideradas as seguintes premissas:

- Período de análise de 25 anos, iniciando-se em 2015;
- Queda na produção da energia elétrica devido à redução da eficiência dos painéis fotovoltaicos, conforme especificação técnica do fabricante;
- Ausência de reposição de módulos, inversores ou qualquer outro componente do SFCR;
- Consumo anual constante ao longo dos 25 anos (65,7 MWh);
- Tarifa de energia elétrica da Ampla, residencial trifásico, para o ano de 2015: reajuste de 12% na tarifa atual (vide Tabela 4.1);
- Alíquotas de 1,65%, 7,6% e 29% para PIS, COFINS e ICMS, respectivamente.

Tabela 4.1 - Tarifas Ampla de energia elétrica grupo residencial trifásico

AMPLA (RJ)			Alíquota total
Tarifa atual (2014)	0,38931	R\$/kWh	
Estimativa reajuste	12%		
Tarifa 2015	0,43603	R\$/kWh	
Tarifa (+Pis+Cofins)	0,48047	R\$/kWh	9,25%
Tarifa (+Pis+Cofins+Icms)	0,70612	R\$/kWh	38,25%

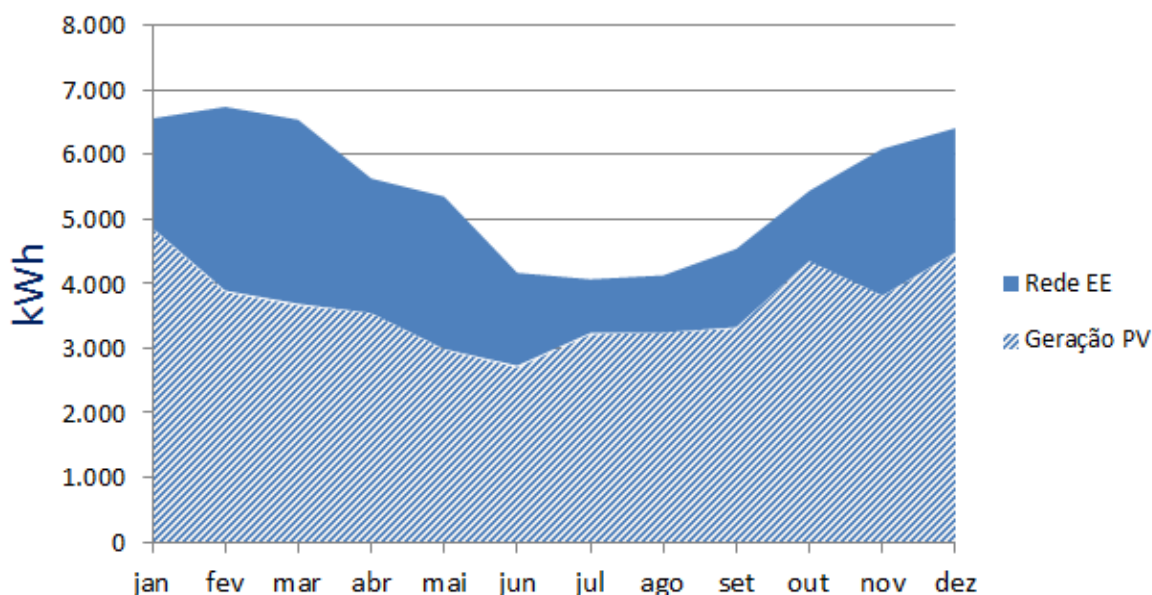
Fonte: próprio autor.

4.2 ECONOMIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

4.2.1 Geração fotovoltaica no primeiro ano de produção

Com base valores mensais do consumo de energia elétrica (EE) e nos cálculos da irradiação mensal, geração fotovoltaica e estimativas de perdas relacionadas aos módulos e inversores especificados, pôde-se comprovar que a geração fotovoltaica não excede, em nenhum mês, o consumo de EE da Clínica (Figura 4.1 e Tabela 4.2). Em outras palavras, sempre haverá necessidade da rede complementar a demanda de EE da Clínica, eliminando assim o pagamento do

custo de disponibilidade (2.6.2). De acordo com a Tabela 4.2 para o consumo anual de 65.670 kWh, estima-se que 33% (21.490 kWh) serão fornecidos pela rede da Ampla no primeiro ano de operação da geração fotovoltaica.



Fonte: próprio autor.

Figura 4.1 – Participação da geração fotovoltaica no consumo de energia elétrica (EE) ao longo do primeiro ano

Tabela 4.2 – Geração fotovoltaica e energia elétrica (EE) fornecida pela rede ao longo do primeiro ano

mês	Consumo EE kWh	Irradiação (H_T) kWh/m ² (mês)	Geração PV (vr bruto) kWh (mês)	Perdas (%)	Geração PV (- perdas) kWh (mês)	Fornecido pela rede kWh (mês)
jan	6.560	217,2	5.973	18,5	4.868	1.692
fev	6.740	174,0	4.785	18,6	3.894	2.846
mar	6.540	164,4	4.521	18,4	3.691	2.849
abr	5.630	156,6	4.307	17,7	3.545	2.085
mai	5.350	130,9	3.600	17,0	2.988	2.362
jun	4.170	119,1	3.275	16,6	2.733	1.437
jul	4.070	140,8	3.872	16,3	3.239	831
ago	4.130	141,4	3.889	16,6	3.245	885
set	4.540	145,3	3.996	16,7	3.327	1.213
out	5.440	190,7	5.244	17,0	4.351	1.089
nov	6.090	168,2	4.626	17,5	3.816	2.274
dez	6.410	199,0	5.473	18,1	4.484	1.926
anual	65.670	1.948	53.559	17,5	44.180	21.490

Considerações: (a) inclinação módulo (β) = 10°; (b) capacidade instalada = 27,5 kWp; (c) perdas: temperatura (mensal); inversor (2,5%) e cabos (2%)

Fonte: próprio autor.

4.2.2 Geração fotovoltaica ao longo de 25 anos de produção

A potência de saída do módulo fotovoltaico de silício sofre uma redução em torno de 0,9% a.a. O módulo CS6P-250P da CANADIAN, especificado neste estudo (3.5.2), garante uma potência de saída de 80% da potência nominal no 25º ano de operação, como pode ser visto na Figura 4.2 retirada das especificações técnicas do módulo. Sendo assim, no 25º ano a produção fotovoltaica anual será de 35.344 kWh (80% de 44.180 kWh), sendo necessário o fornecimento de 30.326 kWh pela distribuidora para completar o consumo anual de 65.670 kWh. Sob outro ângulo, no primeiro ano a geração fotovoltaica corresponde a 67,3% do consumo da Clínica e no 25º ano a parcela de 53,8% deste consumo.

As tabelas do ANEXO 5 apresentam, dentre outras informações, a evolução da geração fotovoltaica e da energia da rede a ser complementada ao longo dos 25 anos.

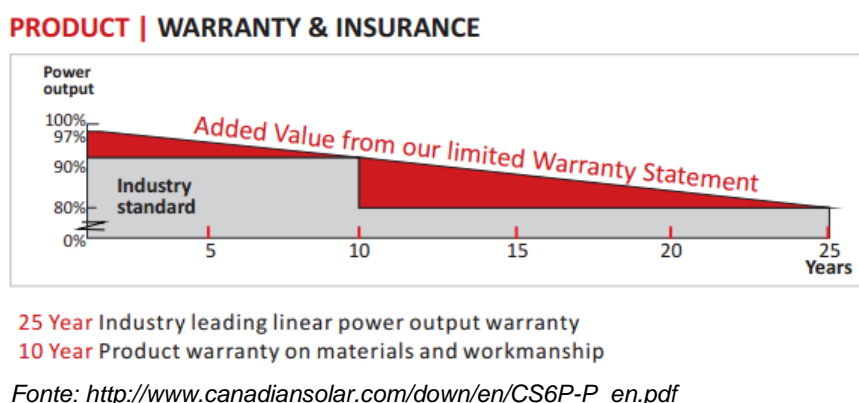


Figura 4.2 – Potência de saída do módulo CS6P-250P ao longo de 25 anos

4.3 ESTIMATIVA DE INVESTIMENTO

O orçamento para componentes e serviços do gerador fotovoltaico de 27,5 kWp deste estudo foi estimado em R\$ 186.000,00 (cento e oitenta e seis mil reais), resultando em 6,76 R\$/Wp. A Tabela 4.3 apresenta o detalhamento do orçamento.

Tabela 4.3 – Orçamento para investimento no SFCR

Descrição	Qtd	Unitário (R\$)	Total (R\$)
Módulo fotovoltaico Canadian - CS6P-250P	110	930,00	102.300,00
Inversor Fronius SYMO 12.5-3-M	2	17.200,00	34.400,00
Estrutura metálica suporte placas	110	200,00	22.000,00
Quadro de proteção CC	1	500,00	500,00
Chave seccionadora	1	800,00	800,00
Quadro de proteção CA	1	600,00	600,00
Medidor bidirecional	1	900,00	900,00
Cabos	1	4.500,00	4.500,00
Mão de obra - instalação	1	12.000,00	12.000,00
Outros (Eng. Proj. etc)	1	8.000,00	8.000,00
TOTAL			186.000,00

Fonte: próprio autor.

4.4 RESULTADO FINANCEIRO PARA TRÊS CENÁRIOS

O estudo da viabilidade econômica aqui apresentado considerou três cenários relacionados à incidência ou não dos tributos federais PIS e COFINS e do tributo estadual ICMS na produção e consumo de energia elétrica. São eles:

- **Cenário 1 - cenário ideal:** neste cenário os tributos PIS, COFINS e ICMS são aplicados apenas na parcela complementar de energia elétrica absorvida da rede, ou seja, na diferença entre o consumo e a produção fotovoltaica.
- **Cenário 2 – cenário Niterói (RJ):** neste cenário, cenário atual para a cidade de Niterói, os tributos PIS, COFINS e ICMS incidem sobre o total da energia absorvida da rede, significando que há incidência de impostos sobre a energia fotovoltaica gerada.
- **Cenário 3 – cenário Minas Gerais:** neste cenário o ICMS só se aplica à parcela complementar de energia elétrica absorvida da rede. A geração fotovoltaica está isenta de ICMS.

O ANEXO 5(a) apresenta a memória de cálculo para a obtenção da economia, em reais (R\$), após a implantação da geração fotovoltaica nos três cenários apresentados acima. Com base nesta economia, calculada ao longo de 25 anos, buscou-se o *payback* (simples e descontado), o valor presente líquido (VPL) e a taxa

interna de retorno (TIR), apresentadas resumidamente na Tabela 4.4. Os ANEXOS 6, 7 e 8 detalham os cálculos do *payback*, VPL e TIR para cada cenário analisado.

Comparando o cenário 2 (Niterói) com os outros dois cenários (Tabela 4.4) é evidente a importância da eliminação do ICMS na parcela da energia gerada. A instalação da geração fotovoltaica na Clínica de Fisioterapia, em Niterói, obteve um ***payback simples próximo de 10 anos e um payback descontado em torno de 16 anos***, cerca de 51% e 89% maiores que os obtidos no cenário 3 (Minas), sem ICMS. Quanto ao VPL o cenário 2 (Niterói) é 3,9 vezes menor que o obtido no cenário 3 (Minas).

Tabela 4.4 – Estudo financeiro para três cenários

Parâmetros	Cenário 1: Ideal	Cenário 2: Niterói	Cenário 3: Minas
Investimento (R\$)	186.000,00	186.000,00	186.000,00
Taxa de desconto (%)	6%	6%	6%
Período (anos)	25	25	25
Fluxo de caixa (R\$)	31.196,38	19.263,81	29.233,02
Resultado financeiro			
Payback simples (anos)	6,0	9,7	6,4
Payback descontado (anos)	7,9	16,3	8,6
VPL (R\$)	180.896,00	40.558,75	157.805,22
TIR (%)	15,4%	8,3%	14,3%

Fonte: próprio autor.

Com o intuito de se aproximar um pouco mais da realidade, foi elaborado mais um estudo de viabilidade econômica. Neste, foi aplicado um reajuste anual de 1,2%⁶ na tarifa de energia elétrica da Ampla a partir do segundo ano de implantação da geração fotovoltaica. O ANEXO 5(b) apresenta os novos valores economizados (em R\$) e a Tabela 4.5, a seguir, apresenta o resumo dos valores obtidos para o *payback*, VPL e TIR. Neste novo estudo, para o cenário 2 (Niterói), houve uma redução no *payback* descontado, de 16,3 anos para 14,3 e o VPL aumentou cerca de 63% em relação ao estudo anterior (Tabela 4.4), sem reajuste na tarifa de EE.

⁶ Percentual médio dos valores da tarifa B1 (residencial) da Ampla dos últimos 7 anos.

Tabela 4.5 – Estudo financeiro para três cenários: tarifa de EE reajustada em 1,2% a.a.

Parâmetros	Cenário 1: Ideal	Cenário 2: Niterói	Cenário 3: Minas
Investimento (R\$)	186.000,00	186.000,00	186.000,00
Taxa de desconto (%)	6%	6%	6%
Período (anos)	25	25	25
Fluxo de caixa (R\$)	31.196,38	19.263,81	29.233,02
Resultado financeiro			
Payback simples (anos)	6,0	9,7	6,4
Payback descontado (anos)	7,6	14,6	8,2
VPL (R\$)	222.151,74	66.033,80	196.462,30
TIR (%)	16,6%	9,5%	15,5%

Fonte: próprio autor.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou um estudo de viabilidade técnica e econômica para a implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica em um empreendimento comercial, onde funciona uma clínica de fisioterapia, tendo como objetivo a geração de energia elétrica para compensação e também proporcionar a disseminação desta modalidade de energia renovável no município.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico tomou como base, principalmente, o consumo elétrico a partir da conta de luz, o potencial solar da região, a área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos e o estudo do sombreamento entre módulos.

No decorrer dos cálculos, foi identificado que a capacidade de geração do sistema em estudo está limitada à área disponível (16 x 16m). Com isso, a melhor inclinação dos módulos não foi a que resultou na maior incidência solar (plano inclinado) anual por metro quadrado ($\beta = 23^\circ$) e sim na inclinação que permitiu a maior quantidade de módulos a ser instalada na área disponível ($\beta = 10^\circ$), ou seja, na maior área de captação. Como resultado, para uma geração anual de 42,7 MWh serão necessários 110 módulos de 250 Wp, correspondendo a uma potência instalada de 27,5 kWp. Para atender a esta potência foram especificados dois inversores com potência nominal de saída de 12,5 kW cada.

O investimento foi orçado em R\$ 186.000,00 (cento e oitenta e seis mil reais), que inclui componentes e serviços, significando um custo de 6,76 R\$/Wp. Valor este dentro da perspectiva de redução de custos para sistemas fotovoltaicos apresentada no Estudo da Demanda de Energia 2050 [EPE, 2014].

Conclui-se que o estudo de viabilidade econômica para os três cenários propostos (cenários relacionados à incidência ou não dos tributos federais PIS e COFINS e do tributo estadual ICMS), deixou claro a importância da eliminação do ICMS na parcela da energia gerada, ou seja, a importância de políticas públicas que desonerem este tributo, como já acontece no estado de Minas Gerais. O *payback* simples e descontado obtidos no cenário com ICMS (cenário 2) é, respectivamente, cerca de 51% e 89% maior que os obtidos no cenário sem ICMS (cenário 3).

6 BIBLIOGRAFIA

- ABNT NBR 10899. **Energia solar fotovoltaica – Terminologia**, 2ª ed. Associação Brasileira de Normas Técnicas. 04 novembro de 2013.
- ABNT NBR 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**, 1ª ed. Associação Brasileira de Normas Técnicas. 01 março de 2013.
- AMPLA-ETA-020: **Conexão de acessante a rede de distribuição com sistema de compensação de energia – Geração distribuída**. ETA-020 rev.1. Niterói. Disponível em: <https://www.ampla.com/a-ampla/normas-t%C3%A9cnicas.aspx>
- ANEEL (2011) – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 427/2011**. 22 de fevereiro de 2011.
- ANEEL (2012a)– Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 493/2012**. 05 de junho de 2012.
- ANEEL (2012b) – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 482/2012**. 17 de abril 2012.
- ANEEL (2012c) – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Revisão 5. Dezembro 2012.
- ANEEL (2013a) – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Por dentro da conta de luz – informação de utilidade pública**. Março, 2013.
- ANEEL (2013b) – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012**. Novembro, 2013.
- ANEEL (2014) – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica – Caderno temático**. Março, 2014. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>
- CEPEL-CRESESB (2000). **Atlas solarimétrico do Brasil 2000**. Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf
- CEPEL-CRESESB (2014). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/index.php?task=livro>
- DUFFIE, John A., BECKMAN, William A (2013). **Solar engineering of thermal processes**. 4ª ed. New Jersey: John & Sons.
- EDX-Delft (2013). **ET3034Tux Solar Energy**. Delft University of Technology. <https://www.edx.org/course-list>

- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2012). **Análise da inserção da geração solar na matriz elétrica brasileira**. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2013). **Plano decenal de expansão de energia 2022** (PDE). Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/>
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética (2014). **Estudo da demanda de energia 2050**. Nota Técnica DEA 13/14. Rio de Janeiro: agosto de 2014. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/>
- INMETRO (2011) – Instituto Nacional de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial. **Portaria nº 004, de 4 janeiro 2011; Anexo - Requisitos de Avaliação da Conformidade para Sistemas e Equipamentos para Energia Fotovoltaica (Módulo, Controlador de Carga, Inversor e Bateria)**. Brasília, Brasil: 2011.
- MACÊDO, Wilson N. (2006). **Análise do Fator de Dimensionamento do Inversor aplicado a Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. Tese de Doutorado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006
- PACHECO, Cláudio Roberto. **ERG 006 - Energia solar I**. Apostilas do curso de especialização em energia renováveis, geração distribuída e eficiência energética. PECEPOLI - USP, São Paulo: 2013
- PARENTE, Virginia. **ERG 001 – Análise de viabilidade econômica de projetos de energia**. Apostilas do curso de especialização em energia renováveis, geração distribuída e eficiência energética. PECEPOLI - USP, São Paulo: 2013
- PORTAL-ENERGIA (2004). **Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projeto e instalação**. Disponível em: <http://www.portal-energia.com/category/energiasolar/>
- ZILLES, Roberto et all (2012). **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. 1ª ed. São Paulo: Oficina de Textos.

ANEXOS

ANEXO 1 – VISTA 3D DA LOCALIZAÇÃO DA CLÍNICA

ANEXO 2 – VISTA SUPERIOR DA LOCALIZAÇÃO DA CLÍNICA

ANEXO 3 – AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR

ANEXO 4 – ESTUDO DO SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE INVERNO

ANEXO 5 – ECONOMIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

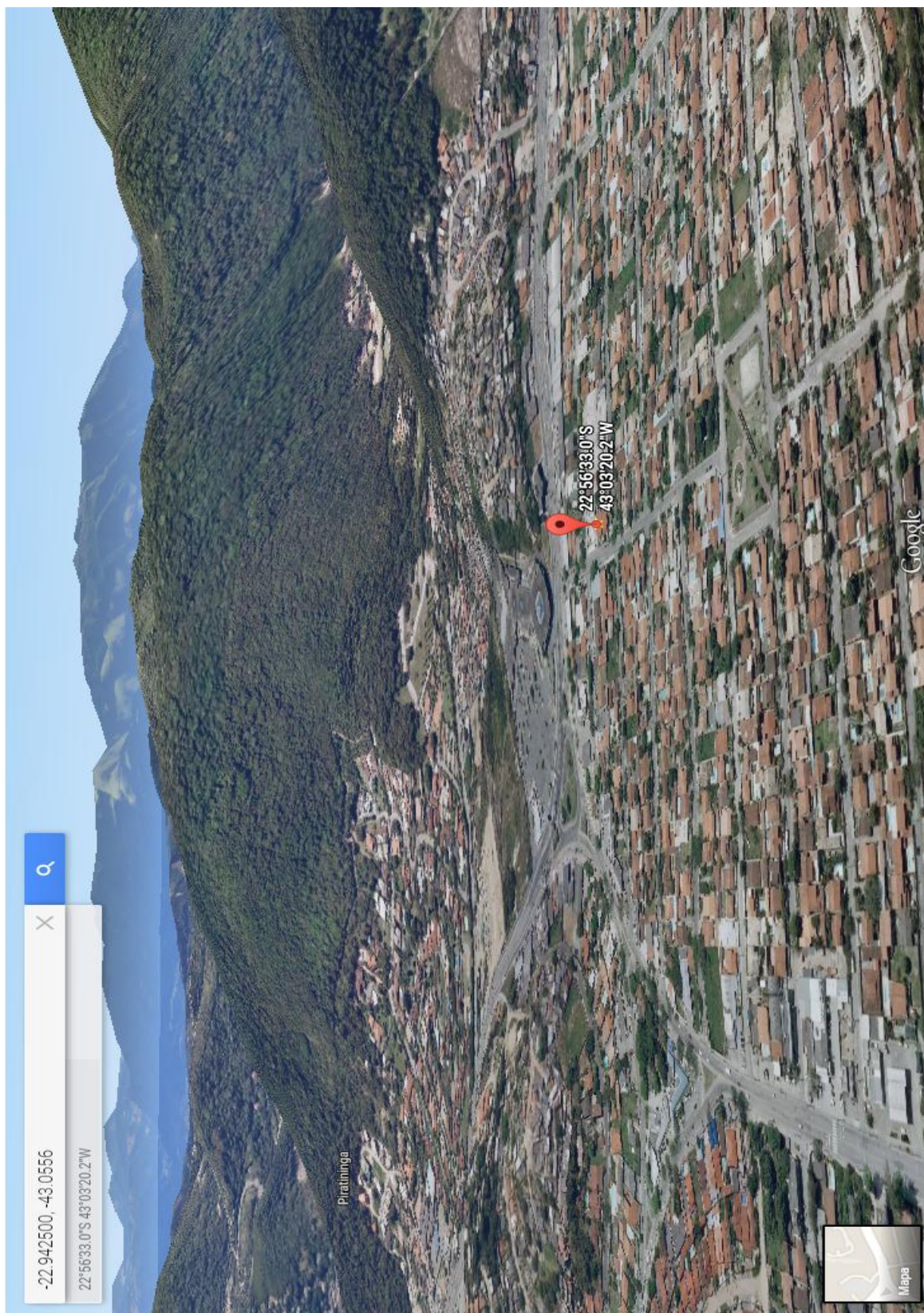
ANEXO 6 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 1 (Ideal)

ANEXO 7 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 2 (Niterói-RJ)

ANEXO 8 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 3 (Minas Gerais)

ANEXO 1 - VISTA 3D DA LOCALIZAÇÃO DA CLÍNICA

Fonte: Google Maps (maps.google.com.br/)



ANEXO 2 - VISTA SUPERIOR DA LOCALIZAÇÃO DA CLÍNICA

Fonte: Sun Surveyor para Apple-iOS



ANEXO 3 – AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR

Memória de cálculo

Cidade	Niterói-RJ		
Φ (latitude)	-22,9	S	graus
L (longitude)	43,1	W	graus
L_0 (longitude hora legal)	45		graus

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	unidade
n (dia do ano)	17	47	75	105	135	162	198	228	258	288	318	344	
δ (declinação solar)	-20,9	-13,0	-2,4	9,4	18,8	23,1	21,2	13,5	2,2	-9,6	-18,9	-23,0	graus
CorHora	-0,04	-0,11	-0,03	0,13	0,19	0,14	0,03	0,07	0,22	0,38	0,38	0,23	h.decimal
HS (hora solar)	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	h.decimal
ω (ângulo horário)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	graus

Por do sol													
ω_s (ângulo horário)	99,3	95,6	91,0	86,0	81,7	79,6	80,6	84,2	89,1	94,1	98,3	100,4	graus
HS_s (hora solar)	18,6	18,4	18,1	17,7	17,4	17,3	17,4	17,6	17,9	18,3	18,6	18,7	h.decimal
HL_s (hora legal)	18,7	18,5	18,1	17,6	17,3	17,2	17,3	17,5	17,7	17,9	18,2	18,5	h.decimal
N (duração da insolação)	13,2	12,7	12,1	11,5	10,9	10,6	10,7	11,2	11,9	12,5	13,1	13,4	h.decimal

Irradiação extraterrestre na superfície horizontal													
G_{SC} (cte solar)	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	1.353	W/m2
θ_z (ângulo zenital)	2,0	10,0	20,5	32,4	41,7	46,0	44,1	36,4	25,2	13,3	4,0	0,1	graus
G_0	1.395	1.363	1.279	1.134	987	910	940	1.064	1.214	1.327	1.380	1.395	W/m2
H_0 (integrada diária)	11,63	10,99	9,87	8,31	6,90	6,21	6,49	7,65	9,18	10,55	11,41	11,74	kWh/m2 (dia)

Radiação diária (média mensal): difusa e direta no plano horizontal													
$H_0 = H_0$	11,63	10,99	9,87	8,31	6,90	6,21	6,49	7,65	9,18	10,55	11,41	11,74	kWh/m2 (dia)
H (Swera-Inpe)	7,23	6,25	5,17	4,86	3,79	3,46	3,97	4,20	4,66	6,13	5,73	6,66	kWh/m2 (dia)
$K_T = H/H_0$ (índice claridade)	0,62	0,57	0,52	0,58	0,55	0,56	0,61	0,55	0,51	0,58	0,50	0,57	
H_d (radiação difusa)	2,31	2,29	2,10	1,71	1,45	1,17	1,16	1,61	1,97	2,18	2,45	2,44	kWh/m2 (dia)
$H_b = H - H_d$ (radiação direta)	4,92	3,97	3,07	3,15	2,34	2,29	2,81	2,59	2,69	3,95	3,29	4,21	kWh/m2 (dia)

Superfície inclinada: $\beta = 10$ graus													
θ (ang. incidência)	8,0	0,0	10,5	22,4	31,7	36,0	34,1	26,4	15,2	3,3	6,0	10,1	graus
$R_B = \cos(\theta)/\cos(\theta_z)$	0,99	1,02	1,05	1,09	1,14	1,16	1,15	1,11	1,07	1,03	1,00	0,98	

Radiação diária (média mensal) sobre superfície inclinada orientada para o Equador													
ρ (refletividade do solo)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
R_b (para $\gamma = 180^\circ$)	0,96	0,99	1,05	1,12	1,19	1,22	1,21	1,14	1,07	1,01	0,96	0,95	
H_T (radiação)	7,01	6,21	5,30	5,22	4,22	3,97	4,54	4,56	4,84	6,15	5,61	6,42	kWh/m2 (dia)
$R = H_T/H$	0,97	0,99	1,03	1,07	1,11	1,15	1,15	1,09	1,04	1,00	0,98	0,96	

Superfície inclinada: $\beta = 23$ graus (mesma latitude)													
θ (ang. incidência)	21,0	13,0	2,5	9,4	18,7	23,0	21,1	13,4	2,2	9,7	19,0	23,1	graus
$R_B = \cos(\theta)/\cos(\theta_z)$	0,93	0,99	1,07	1,17	1,27	1,33	1,30	1,21	1,10	1,01	0,95	0,92	

Radiação diária (média mensal) sobre superfície inclinada orientada para o Equador													
ρ (refletividade do solo)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
R_b (para $\gamma = 180^\circ$)	0,87	0,94	1,06	1,21	1,37	1,46	1,42	1,28	1,11	0,98	0,88	0,85	
H_T (radiação)	6,53	5,98	5,30	5,51	4,64	4,49	5,13	4,88	4,93	5,99	5,30	5,96	kWh/m2 (dia)
$R = H_T/H$	0,90	0,96	1,03	1,13	1,22	1,30	1,29	1,16	1,06	0,98	0,92	0,90	

ANEXO 3 (continuação)

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	unidade
Superfície inclinada: $\beta = 38$ graus													
θ (ang. incidência)	36,0	28,0	17,5	5,6	3,7	8,0	6,1	1,6	12,8	24,7	34,0	38,1	graus
$R_B = \cos(\theta)/\cos(\theta_z)$	0,81	0,90	1,02	1,18	1,34	1,43	1,39	1,24	1,08	0,93	0,83	0,79	
Radiação diária (média mensal) sobre superfície inclinada orientada para o Equador													
ρ (refletividade do solo)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
R_b (para $\gamma = 180^\circ$)	0,72	0,83	1,00	1,25	1,50	1,64	1,57	1,35	1,09	0,88	0,74	0,69	
H_T (radiação)	5,75	5,46	5,07	5,57	4,89	4,87	5,53	5,02	4,80	5,55	4,76	5,23	kWh/m ² (dia)
$R = H_T/H$	0,80	0,87	0,98	1,15	1,29	1,41	1,40	1,20	1,03	0,91	0,83	0,79	

Fórmulas utilizadas nos cálculos

Dia do ano (n): $n = \text{dia} + (\text{mes} - 1) * 30 + \text{cor}$ sendo:

$\text{cor} = \text{Int}(\text{mes}/2)$ se $\text{mes} \leq 2$;

$\text{cor} = (\text{Int}(\text{mes}/2) - 2)$ se $2 < \text{mes} \leq 8$;

$\text{cor} = (\text{Int}(\text{mes}/2 + 1/2) - 2)$ se $\text{mes} > 8$

Declinação solar (δ) em graus:

$$\delta = 23.45 * \sin(360/365 * (284 + n))$$

Correção da hora (Corhora): $\text{Corhora} = (4 * (L_0 - L) + E) / 60$ sendo:

$$E = 9.87 * \sin(2B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \sin(B)$$

$$B = ((360 / 364) * (n - 81))$$

Ângulo horário (ω) em graus: $\omega = (HS - 12) * 15$

Ângulo solar (ω_s) em graus: $\omega_s = \arccos [-\tan(\Phi) \tan(\delta)]$

Duração da insolação (N) em horas: $N = (2/15) \omega_s$

Ângulo zenital (θ_z) em graus: $\theta_z = \arccos [\sin(\delta) \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cos(\Phi) \cos(\omega)]$

Irradiância extraterrestre sobre a superfície horizontal (G_0) em W/m²:

$$G_0 = G_{SC} * [1 + 0,033 \cos(360n/365)] \cos \theta_z$$

Irradiação extraterrestre integrada diária sobre a superfície horizl (H_0) em kWh/m²:

$$H_0 = \{ 2,75E4 * G_{SC} * [1 + 0,033 \cos(360n/365)] * [1,75E-2 \omega_s \sin(\delta) \sin(\Phi) + \cos(\delta) \cos(\Phi) \sin(\omega_s)] \} / 3,6E6$$

Radiação difusa no plano horizontal (H_d) em kWh/m²:

$$\text{Para } \omega_s \leq 81,4^\circ \text{ e } 0,3 \leq K_T \leq 0,8: H_d = (1,391 - 3,560 K_T + 4,189 K_T^2 - 2,137 K_T^3) / H$$

$$\text{Para } \omega_s > 81,4^\circ \text{ e } 0,3 \leq K_T \leq 0,8: H_d = (1,311 - 3,022 K_T + 3,427 K_T^2 - 1,821 K_T^3) / H$$

Ângulo de incidência (θ) em graus:

$$\theta = \arccos [\sin(\delta) \sin(\Phi) \cos(\beta) - \sin(\delta) \cos(\Phi) \sin(\beta) \cos(\gamma) + \cos(\delta) \cos(\Phi) \cos(\beta) \cos(\omega) + \cos(\delta) \sin(\Phi) \sin(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) + \cos(\delta) \sin(\beta) \sin(\gamma) \sin(\omega)]$$

Radiação no plano inclinado (H_T):

$$\bar{H}_T = \bar{H} \left(1 - \frac{\bar{H}_d}{\bar{H}} \right) \bar{R}_b + \bar{H}_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \bar{H}_d \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) ; \text{ Sendo: } \bar{R}_b = \frac{\cos(\phi + \beta) \cos \delta \sin \omega'_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega'_s \sin(\phi + \beta) \sin \delta}{\cos \phi \cos \delta \sin \omega_s + \left(\frac{\pi}{180} \right) \omega_s \sin \phi \sin \delta}$$

ω'_s é o menor ângulo entre $\arccos [-\tan(\Phi) \tan(\delta)]$ e $\arccos [-\tan(\Phi + \beta) \tan(\delta)]$

ANEXO 4 – ESTUDO DO SOMBREAMENTO NO SOLSTÍCIO DE INVERNO

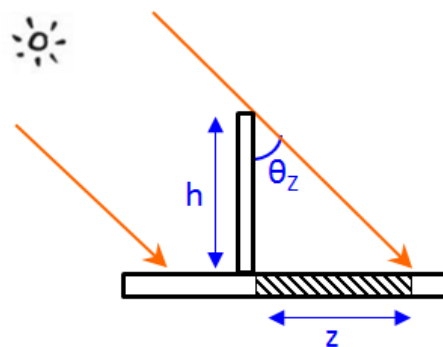
Memória de cálculo para 10:00 e 14:00

Cidade	Niterói	
Φ (latitude)	-22,9425	
L (longitude)	43,0556	
L_0 (longitude hora legal)	45	
Dia	21-jun	
n	172	
δ	23,45	
Hora Legal (HL)	10:00	14:00
CorHora	0,10	0,10
HS	10,10	14,10
ω	-28,43	31,57
θ_z (ângulo zenital)	54,00	55,62
Y_s (azimute solar)	32,68	-35,59
h (altura) [m]	1,00	1,00
z [m]	1,38	1,46
d [m]	1,16	1,19

Onde:

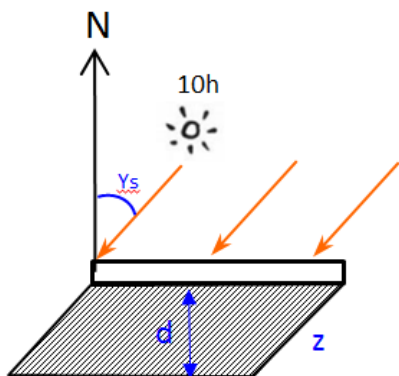
$$z = h \operatorname{tg}(\theta_z)$$

$$d = z \cos(Y_s)$$

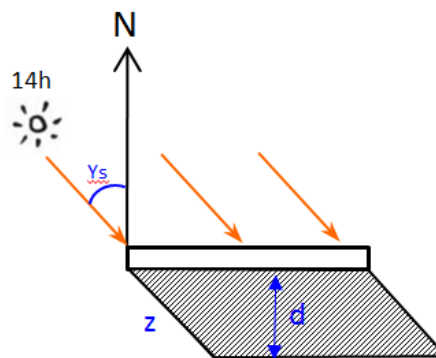


(a)

Representação da sombra em função do ângulo zenital (altura do sol)



(b)



(c)

Representação da sombra em função do azimute solar

Conclusão:

Para as horas analisadas (10 e 14 horas), a relação de sombreamento é maior às 14 horas (1:1,19).

ANEXO 5 – ECONOMIA EM FUNÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

(a) - Economia (R\$) em função da geração fotovoltaica ao longo de 25 anos para três cenários.

Energia Elétrica		Tarifa AMPLA		CENÁRIO 1: tributos na parcela extraída da rede							CENÁRIO 2: todos tributos no consumo total							CENÁRIO 3: geração PV sem ICMS (c/Pis+Cof)				
		Reaj. a.a.	R\$/kWh	R\$/kWh (Pis+Cof)	R\$/kWh (Pis+Cof+ic ms)	Conta EE sem GD (R\$)	Conta EE com GD (R\$)	Tributos PV (R\$)	Economia (R\$)	Conta EE sem GD (R\$)	Conta EE com GD (R\$)	Tributos PV (R\$)	Economia (R\$)	Conta EE sem GD (R\$)	Conta EE com GD (R\$)	Tributos PV (R\$)	Economia (R\$)					
Ano 01	44.180	21.490	-	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	15.175	0	31.196	67%	46.371	15.175	11.933	19.264	42%	46.371	15.175	1.963	29.233	63%	
Ano 02	43.473	22.197	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	15.674	0	30.697	66%	46.371	15.674	11.742	18.956	41%	46.371	15.674	1.932	28.765	62%	
Ano 03	43.120	22.550	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	15.923	0	30.448	66%	46.371	15.923	11.646	18.801	41%	46.371	15.923	1.916	28.531	62%	
Ano 04	42.766	22.904	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	16.173	0	30.198	65%	46.371	16.173	11.551	18.647	40%	46.371	16.173	1.901	28.298	61%	
Ano 05	42.413	23.257	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	16.422	0	29.949	65%	46.371	16.422	11.455	18.493	40%	46.371	16.422	1.885	28.064	61%	
Ano 06	42.059	23.611	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	16.672	0	29.699	64%	46.371	16.672	11.360	18.339	40%	46.371	16.672	1.869	27.830	60%	
Ano 07	41.706	23.964	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	16.922	0	29.449	64%	46.371	16.922	11.264	18.185	39%	46.371	16.922	1.853	27.596	60%	
Ano 08	41.352	24.318	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	17.171	0	29.200	63%	46.371	17.171	11.169	18.031	39%	46.371	17.171	1.838	27.362	59%	
Ano 09	40.999	24.671	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	17.421	0	28.950	62%	46.371	17.421	11.073	17.877	39%	46.371	17.421	1.822	27.128	59%	
Ano 10	40.646	25.024	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	17.670	0	28.701	62%	46.371	17.670	10.978	17.723	38%	46.371	17.670	1.806	26.894	58%	
Ano 11	40.292	25.378	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	17.920	0	28.451	61%	46.371	17.920	10.883	17.569	38%	46.371	17.920	1.791	26.661	57%	
Ano 12	39.939	25.731	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	18.169	0	28.202	61%	46.371	18.169	10.787	17.414	38%	46.371	18.169	1.775	26.427	57%	
Ano 13	39.585	26.085	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	18.419	0	27.952	60%	46.371	18.419	10.692	17.260	37%	46.371	18.419	1.759	26.193	56%	
Ano 14	39.232	26.438	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	18.669	0	27.702	60%	46.371	18.669	10.596	17.106	37%	46.371	18.669	1.743	25.959	56%	
Ano 15	38.878	26.792	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	18.918	0	27.453	59%	46.371	18.918	10.501	16.952	37%	46.371	18.918	1.728	25.725	55%	
Ano 16	38.525	27.145	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	19.168	0	27.203	59%	46.371	19.168	10.405	16.798	36%	46.371	19.168	1.712	25.491	55%	
Ano 17	38.172	27.498	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	19.417	0	26.954	58%	46.371	19.417	10.310	16.644	36%	46.371	19.417	1.696	25.257	54%	
Ano 18	37.818	27.852	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	19.667	0	26.704	58%	46.371	19.667	10.214	16.490	36%	46.371	19.667	1.681	25.023	54%	
Ano 19	37.465	28.205	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	19.916	0	26.455	57%	46.371	19.916	10.119	16.336	35%	46.371	19.916	1.665	24.790	53%	
Ano 20	37.111	28.559	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	20.166	0	26.205	57%	46.371	20.166	10.023	16.182	35%	46.371	20.166	1.649	24.556	53%	
Ano 21	36.758	28.912	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	20.416	0	25.955	56%	46.371	20.416	9.928	16.027	35%	46.371	20.416	1.634	24.322	52%	
Ano 22	36.404	29.266	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	20.665	0	25.706	55%	46.371	20.665	9.832	15.873	34%	46.371	20.665	1.618	24.088	52%	
Ano 23	36.051	29.619	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	20.915	0	25.456	55%	46.371	20.915	9.737	15.719	34%	46.371	20.915	1.602	23.854	51%	
Ano 24	35.697	29.973	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	21.164	0	25.207	54%	46.371	21.164	9.642	15.565	34%	46.371	21.164	1.586	23.620	51%	
Ano 25	35.344	30.326	0,0%	0,43603	0,48047	0,70612	46.371	21.414	0	24.957	54%	46.371	21.414	9.546	15.411	33%	46.371	21.414	1.571	23.386	50%	

ANEXO 5 (continuação)

(b) Economia (R\$) em função da geração fotovoltaica ao longo de 25 anos para três cenários.
Considera reajuste de 1,2% a.a. na tarifa de energia da AMPLA

	Energia Elétrica		Tarifa AMPLA		CENÁRIO 1: tributos na parcela extraída da rede					CENÁRIO 2: todos tributos no consumo total					CENÁRIO 3: geração PV sem ICMS (c/PIs+Cof)					
	Geração PV (kWh)	Rede (kWh)	Reaj. a.a.	R\$/kWh (PIs+Cof)	R\$/kWh (PIs+Cof+IC ms)	Conta EE sem GD (R\$)	Conta EE com GD (R\$)	Tributos PV (R\$)	Economia (R\$)	Conta EE sem GD (R\$)	Conta EE com GD (R\$)	Tributos PV (R\$)	Economia (R\$)	Conta EE sem GD (R\$)	Conta EE com GD (R\$)	Tributos PV (R\$)	Economia (R\$)			
Ano 01	44.180	21.490	-	0,43603	0,70612	46.371	15.175	0	31.196	67%	46.371	15.175	11.933	19.264	42%	46.371	15.175	1.963	29.233	63%
Ano 02	43.473	22.197	1,2%	0,44126	0,71459	46.927	15.862	0	31.065	66%	46.927	15.862	11.882	19.183	41%	46.927	15.862	1.955	29.110	62%
Ano 03	43.120	22.550	1,2%	0,44656	0,72317	47.491	16.308	0	31.183	66%	47.491	16.308	11.927	19.255	41%	47.491	16.308	1.962	29.220	62%
Ano 04	42.766	22.904	1,2%	0,45192	0,73185	48.061	16.762	0	31.298	65%	48.061	16.762	11.972	19.327	40%	48.061	16.762	1.970	29.328	61%
Ano 05	42.413	23.257	1,2%	0,45734	0,74063	48.637	17.225	0	31.412	65%	48.637	17.225	12.015	19.397	40%	48.637	17.225	1.977	29.435	61%
Ano 06	42.059	23.611	1,2%	0,46283	0,74952	49.221	17.697	0	31.524	64%	49.221	17.697	12.058	19.466	40%	49.221	17.697	1.984	29.540	60%
Ano 07	41.706	23.964	1,2%	0,46838	0,75851	49.811	18.177	0	31.634	64%	49.811	18.177	12.100	19.534	39%	49.811	18.177	1.991	29.643	60%
Ano 08	41.352	24.318	1,2%	0,47400	0,76761	50.409	18.666	0	31.743	63%	50.409	18.666	12.141	19.601	39%	50.409	18.666	1.998	29.744	59%
Ano 09	40.999	24.671	1,2%	0,47969	0,77683	51.014	19.165	0	31.849	62%	51.014	19.165	12.182	19.667	39%	51.014	19.165	2.004	29.845	59%
Ano 10	40.646	25.024	1,2%	0,48545	0,78615	51.626	19.673	0	31.954	62%	51.626	19.673	12.222	19.731	38%	51.626	19.673	2.011	29.942	58%
Ano 11	40.292	25.378	1,2%	0,49127	0,79558	52.246	20.190	0	32.056	61%	52.246	20.190	12.261	19.794	38%	52.246	20.190	2.018	30.038	57%
Ano 12	39.939	25.731	1,2%	0,49717	0,80513	52.873	20.717	0	32.156	61%	52.873	20.717	12.300	19.856	38%	52.873	20.717	2.024	30.132	57%
Ano 13	39.585	26.085	1,2%	0,50313	0,81479	53.507	21.254	0	32.254	60%	53.507	21.254	12.337	19.917	37%	53.507	21.254	2.030	30.223	56%
Ano 14	39.232	26.438	1,2%	0,50917	0,82457	54.150	21.800	0	32.349	60%	54.150	21.800	12.374	19.976	37%	54.150	21.800	2.036	30.313	56%
Ano 15	38.878	26.792	1,2%	0,51528	0,83446	54.799	22.357	0	32.442	59%	54.799	22.357	12.409	20.033	37%	54.799	22.357	2.042	30.401	55%
Ano 16	38.525	27.145	1,2%	0,52146	0,84448	55.457	22.923	0	32.534	59%	55.457	22.923	12.444	20.089	36%	55.457	22.923	2.048	30.486	55%
Ano 17	38.172	27.498	1,2%	0,52772	0,85461	56.122	23.500	0	32.622	58%	56.122	23.500	12.478	20.144	36%	56.122	23.500	2.053	30.569	54%
Ano 18	37.818	27.852	1,2%	0,53405	0,86486	56.795	24.088	0	32.707	58%	56.795	24.088	12.510	20.197	36%	56.795	24.088	2.059	30.649	54%
Ano 19	37.465	28.205	1,2%	0,54046	0,87524	57.477	24.686	0	32.791	57%	57.477	24.686	12.542	20.248	35%	57.477	24.686	2.064	30.727	53%
Ano 20	37.111	28.559	1,2%	0,54695	0,88575	58.167	25.296	0	32.871	57%	58.167	25.296	12.573	20.298	35%	58.167	25.296	2.069	30.802	53%
Ano 21	36.758	28.912	1,2%	0,55351	0,89637	58.865	25.916	0	32.949	56%	58.865	25.916	12.603	20.346	35%	58.865	25.916	2.074	30.875	52%
Ano 22	36.404	29.266	1,2%	0,56015	0,90713	59.571	26.548	0	33.023	55%	59.571	26.548	12.631	20.392	34%	59.571	26.548	2.079	30.945	52%
Ano 23	36.051	29.619	1,2%	0,56688	0,92466	60.286	27.191	0	33.095	55%	60.286	27.191	12.659	20.436	34%	60.286	27.191	2.083	31.012	51%
Ano 24	35.697	29.973	1,2%	0,57368	0,93215	61.009	27.845	0	33.164	54%	61.009	27.845	12.685	20.479	34%	61.009	27.845	2.087	31.077	51%
Ano 25	35.344	30.326	1,2%	0,58056	0,94018	61.742	28.512	0	33.230	54%	61.742	28.512	12.710	20.519	33%	61.742	28.512	2.092	31.138	50%

ANEXO 6 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 1 (IDEAL)

Parâmetros Financeiros		
Investimento	-R\$ 186.000	II ₀
Fluxo de Caixa	R\$ 31.196	FLC
Taxa de descont	6%	r
Período (anos)	25	n

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-186.000	-186.000	-186.000
1	31.196	29.431	-156.569
2	30.697	27.320	-129.249
3	30.448	25.564	-103.685
4	30.198	23.920	-79.765
5	29.949	22.379	-57.386
6	29.699	20.937	-36.449
7	29.449	19.586	-16.863
8	29.200	18.320	1.457
9	28.950	17.136	18.592
10	28.701	16.026	34.619
11	28.451	14.988	49.606
12	28.202	14.015	63.622
13	27.952	13.105	76.727
14	27.702	12.253	88.980
15	27.453	11.455	100.435
16	27.203	10.708	111.143
17	26.954	10.010	121.153
18	26.704	9.356	130.508
19	26.455	8.744	139.252
20	26.205	8.171	147.423
21	25.955	7.635	155.058
22	25.706	7.133	162.191
23	25.456	6.664	168.856
24	25.207	6.226	175.081
25	24.957	5.815	180.896

Resultado Financeiro	
Payback simples	6,0 anos
Payback Descontado	7,9 anos
VPL	R\$ 180.896
TIR	15,4%

$$\text{Payback (anos)} = \frac{II_0}{FC_1}$$

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0$$

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = II_0$$

Sendo:

VPL = valor presente líquido

r = taxa de desconto

FC = fluxo de caixa

II₀ = investimento inicial

TIR = taxa interna de retorno

Para um melhor retorno do investimento:

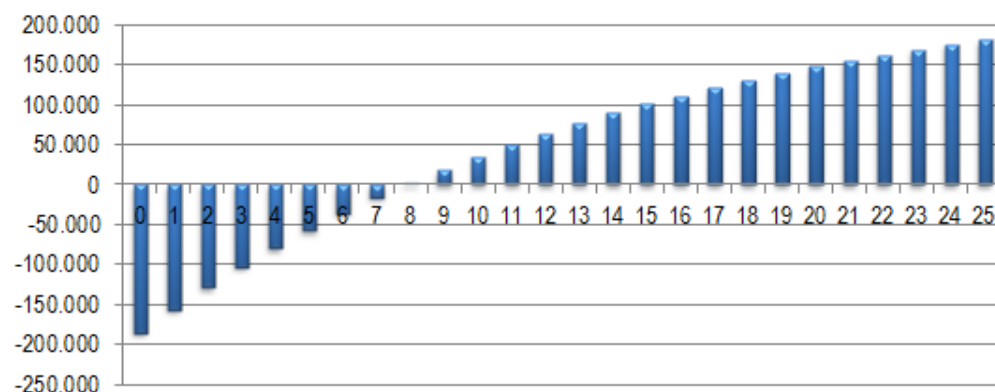
- Quanto menor for o Payback

- Quanto maior for o VPL

TIR: é a taxa que resulta em um VPL = 0

- sendo assim: $r < TIR$

Fluxo de Caixa Acumulado



Fonte planilha adaptada do Prof. Ronaldo Andreos (USP-ERG-003-Cogeração)

ANEXO 7 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 2 (NITERÓI-RJ)

Parâmetros Financeiros

Investimento	-R\$ 186.000	II ₀
Fluxo de Caixa	R\$ 19.264	FC
Taxa de descont	6%	r
Período (anos)	25	n

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-186.000	-186.000	-186.000
1	19.264	18.173	-167.827
2	18.956	16.870	-150.956
3	18.801	15.786	-135.170
4	18.647	14.770	-120.400
5	18.493	13.819	-106.580
6	18.339	12.928	-93.652
7	18.185	12.094	-81.558
8	18.031	11.313	-70.245
9	17.877	10.581	-59.664
10	17.723	9.896	-49.768
11	17.569	9.255	-40.513
12	17.414	8.654	-31.858
13	17.260	8.092	-23.766
14	17.106	7.566	-16.200
15	16.952	7.074	-9.126
16	16.798	6.612	-2.514
17	16.644	6.181	3.667
18	16.490	5.777	9.444
19	16.336	5.399	14.843
20	16.182	5.045	19.889
21	16.027	4.715	24.604
22	15.873	4.405	29.008
23	15.719	4.115	33.124
24	15.565	3.844	36.968
25	15.411	3.591	40.559

Resultado Financeiro

Payback simples	9,7 anos
Payback Descontado	16,3 anos
VPL	R\$ 40.559
TIR	8,3%

$$\text{Payback (anos)} = \frac{II_0}{FC_1}$$

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0$$

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = II_0$$

Sendo:

VPL = valor presente líquido

r = taxa de desconto

FC = fluxo de caixa

II₀ = investimento inicial

TIR = taxa interna de retorno

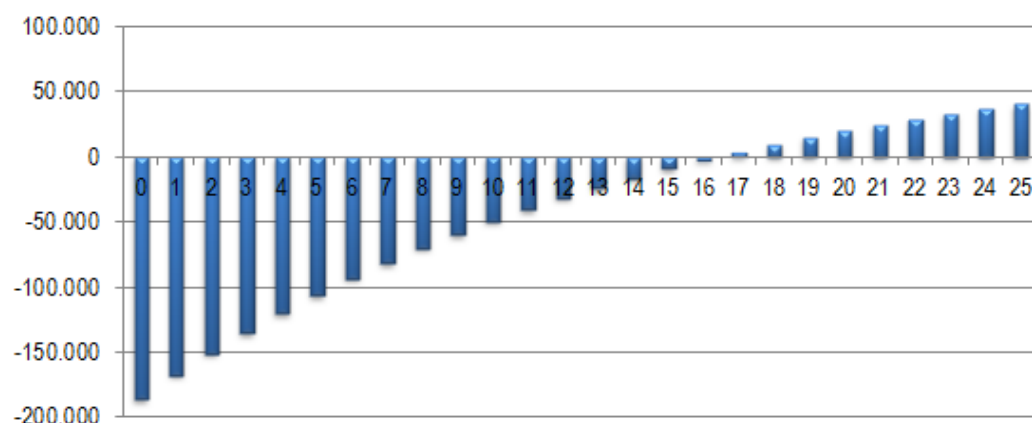
Para um melhor retorno do investimento:

- Quanto menor for o Payback
- Quanto maior for o VPL

TIR: é a taxa que resulta em um VPL = 0

- sendo assim: $r < TIR$

Fluxo de Caixa Acumulado



Fonte planilha adaptada do Prof. Ronaldo Andreos (USP-ERG-003-Cogeração)

ANEXO 8 – ESTUDO FINANCEIRO: CENÁRIO 3 (MINAS GERAIS)

Parâmetros Financeiros		
Investimento	-R\$ 186.000	II ₀
Fluxo de Caixa	R\$ 29.233	FLC
Taxa de descont	6%	r
Período (anos)	25	n

Ano	FLC	FLCD	FLCA
0	-186.000	-186.000	-186.000
1	29.233	27.578	-158.422
2	28.765	25.601	-132.821
3	28.531	23.956	-108.865
4	28.298	22.414	-86.451
5	28.064	20.971	-65.480
6	27.830	19.619	-45.861
7	27.596	18.353	-27.508
8	27.362	17.167	-10.341
9	27.128	16.057	5.716
10	26.894	15.018	20.734
11	26.661	14.044	34.778
12	26.427	13.133	47.912
13	26.193	12.280	60.192
14	25.959	11.482	71.674
15	25.725	10.734	82.408
16	25.491	10.035	92.442
17	25.257	9.380	101.822
18	25.023	8.767	110.589
19	24.790	8.193	118.782
20	24.556	7.657	126.439
21	24.322	7.154	133.593
22	24.088	6.685	140.278
23	23.854	6.245	146.523
24	23.620	5.834	152.356
25	23.386	5.449	157.805

Resultado Financeiro	
Payback simples	6,4 anos
Payback Descontado	8,6 anos
VPL	R\$ 157.805
TIR	14,3%

$$\text{Payback (anos)} = \frac{II_0}{FC_1}$$

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0$$

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = II_0$$

Sendo:

VPL = valor presente líquido

r = taxa de desconto

FC = fluxo de caixa

II₀ = investimento inicial

TIR = taxa interna de retorno

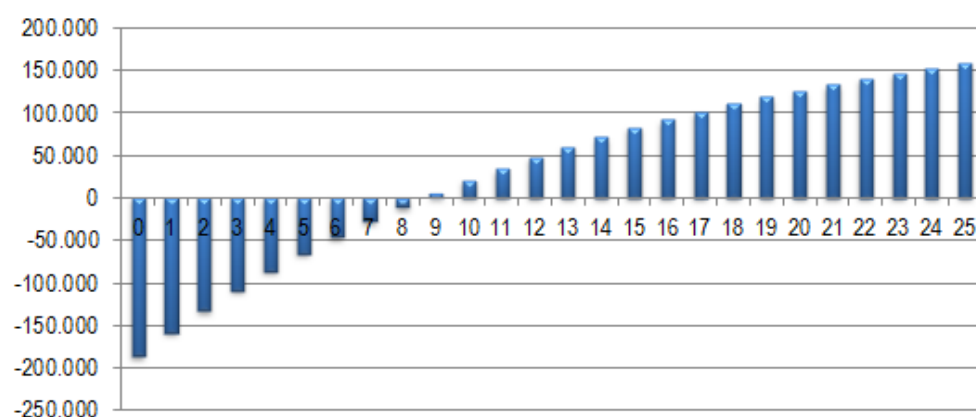
Para um melhor retorno do investimento:

- Quanto menor for o Payback
- Quanto maior for o VPL

TIR: é a taxa que resulta em um VPL = 0

- sendo assim: $r < TIR$

Fluxo de Caixa Acumulado



Fonte planilha adaptada do Prof. Ronaldo Andreos (USP-ERG-003-Cogeração)