



IESS - Ideal Estudos e Soluções Solares

Rua Lauro Linhares, 2123, Torre A, sala 503 - Trindade.
Florianópolis - Santa Catarina - Brasil - CEP 88036-003

Ideal Estudos e Soluções Solares

[**GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**]

Elaborado por Ideal Estudos e Soluções Solares

Abril – 2019

[ELABORAÇÃO:

Alexandre de Albuquerque Montenegro	Eng.º Mecânico, Me. Eng. Civil
Amanda Mendes Ferreira Gomes	Engª. Eletricista
André Luiz Prado Cechinel	Acad. Engª. Elétrica
Anelise Medeiros Pires	Engª. Eletricista
Álvaro Della Justina Nascimento	Eng. Eletricista
Guilherme Hosoda Souza Reis	Acad. Eng. Elétrica
Gustavo Xavier de Andrade Pinto	Eng. Eletricista, M. Sc. Eng. Civil
Isadora Pauli Custódio	Arquiteta e Urbanista
Júnior Andreis Cruz	Acad. Eng. de Produção Elétrica
Lucas Rafael do Nascimento	Eng. Eletricista, M. Sc. Eng. Civil
Marília Braga	Engª. Eletricista
Vitor Volpato Goulart	Acad. Eng. Elétrica

[REVISÃO:

Ricardo Rüther, Ph.D.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - REPRESENTAÇÃO DOS DIFERENTES TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR.	9
FIGURA 2 - REPRESENTAÇÃO DO ÍNDICE DE MASSA DE AR (FONTE: CRESES, 2014).	10
FIGURA 3 - ESPECTRO SOLAR TERRESTRE DE REFERÊNCIA (ASTM, 2012).	11
FIGURA 4 - MÉDIA ANUAL DO TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL (KWH/M²/DIA) PARA O TERRITÓRIO BRASILEIRO. (PEREIRA et al., 2006).	13
FIGURA 5 - DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO DE MÓDULOS FV POR TECNOLOGIA (FRAUNHOFER, 2018).	15
FIGURA 6 - COMPARAÇÃO DAS EFICIÊNCIAS DAS MELHORES CÉLULAS FV PRODUZIDAS EM LABORATÓRIO X MELHORES EFICIÊNCIAS DE MÓDULOS FV PARA O ANO DE 2017 (FRAUNHOFER, 2018).	15
FIGURA 7 – RELAÇÃO ENTRE CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO FV.	16
FIGURA 8 - CURVA CARACTERÍSTICA (IXV) DE UM MÓDULO FV.	17
FIGURA 9 - CURVAS I-V DAS CONEXÕES EM (A) SÉRIE E EM (B) PARALELO DE DUAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS (CRESES, 2014).	17
FIGURA 10 - INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA (A) IRRADIÂNCIA SOLAR, (B) TEMPERATURA NA CURVA I-V DE UMA CÉLULA FOTOVOLTAICA (CRESES, 2014).	18
FIGURA 11 - RESPOSTA ESPECTRAL DE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE CÉLULAS FV (ISHII et al., 2013).	18
FIGURA 12 - ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE	19
FIGURA 13 - DIAGRAMA DE CONEXÃO ELÉTRICA DE SISTEMAS ISOLADOS COM ACOPLAMENTO (A) CA E (B) CC (ADAPTADO DE HESSE ET ALL, 2017).	20
FIGURA 14 - EXEMPLO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS DE SUPORTE PARA PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM TELHADOS PLANOS.	23
FIGURA 15 - EXEMPLO DE STRINGBOX COM DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MEDição E CHAVE DE SECCIONAMENTO CC.	24
FIGURA 16 - ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA FV COM DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS).	26
FIGURA 17 - FLUXO DE CAIXA TÍPICO DO INVESTIMENTO EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.	29
FIGURA 18 - VARIAÇÃO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO PELA TAXA INTERNA DE RETORNO.	31
FIGURA 19 - EXEMPLO REPRESENTATIVO DE FLUXO DE CAIXA E VALOR DESCONTADO.	32
FIGURA 20 - DISPONIBILIDADE DE IRRADIAÇÃO SOLAR DE ACORDO COM A INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO PARA A CIDADE DO RIO DE JANEIRO - RJ.	37
FIGURA 21 - MATRIZ DE PROBABILIDADE X SEVERIDADE NA ANÁLISE DE RISCO (ANAC, 2016).	40
FIGURA 22 - EVOLUÇÃO DO PERFORMANCE RATIO (PR) EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. (ADAPTADO DE PHOTOVOLTAICS REPORT (ISE, 2018)).	43
FIGURA 23 - CURVA DE EFICIÊNCIA DE UM INVERSOR PARA DIFERENTES TENSÕES DE ENTRADA.	49
FIGURA 24 - MODELO DE DIAGRAMA UNIFILAR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.	52
FIGURA 25 - TIPOS DE FUNDAÇÃO PARA ESTRUTURAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. (CRESES, 2014)	59
FIGURA 26 - ESTRUTURA DE FIXAÇÃO DOS MÓDULOS NA USINA SOLAR CIDADE AZUL, EM TUBARÃO - SC.	60
FIGURA 27 - EDIFICAÇÃO RESPONSÁVEL POR ACOMODAR OS INVERSORES DE UM SISTEMA FV, GARANTINDO VENTILAÇÃO ADEQUADA E ABRIGO DO TEMPO.	61
FIGURA 28 - COMPRIMENTO DE CABO DESENCAPIADO PARA CONECTAR À PONTA DOS CONECTORES MC4.	65
FIGURA 29 - CONECTORES E TERMINAIS MC4 POLOS POSITIVO E NEGATIVO.	65
FIGURA 30 - UTILIZAÇÃO DO ALICATE "CRIMPADOR" PARA UNIR O TERMINAL DO CONECTOR MC4 AO CABO.	65
FIGURA 31 - APRESENTAÇÃO DA FORMA ADEQUADA DE "CRIMPAGEM" DO TERMINAL MC4 AO CABO.	66
FIGURA 32 - FORMA ADEQUADA DE APERTAR A TAMPA DE VEDAÇÃO DOS CONECTORES MC4.	66
FIGURA 33 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MONTAGEM DOS INSTRUMENTOS DA PRIMEIRA PARTE DO ENSAIO RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.	73
FIGURA 34 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MONTAGEM DOS INSTRUMENTOS DA SEGUNDA PARTE DO ENSAIO RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.	74
FIGURA 35 - MEDição PARA ESTIMAR A LOCALIZAÇÃO DA FALHA.	75
FIGURA 36 - IMAGEM INFRAVERMELHA DA CAIXA DE CONEXÃO DE UM MÓDULO FV.	80
FIGURA 37 - IMAGEM INFRAVERMELHA DE UM PAINEL FV DA TECNOLOGIA M-Si.	80

FIGURA 38 - ÂNGULO DE VISÃO RECOMENDADO (VERDE) E ÂNGULOS QUE DEVEM SER EVITADOS (VERMELHO) DURANTE AS INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS.....	83
FIGURA 39 - SUPERVISÓRIO DE SISTEMAS FV EM PLATAFORMA WEB.....	85
FIGURA 40 - CURVA TÍPICA DE UM DIA COM VARIAÇÕES BRUSCAS E PICOS ELEVADOS DE IRRADIÂNCIA, PARA DIFERENTES RESOLUÇÕES TEMPORAIS (1 SEGUNDO, 1 MINUTO, 5 MINUTOS E 1 HORA).	86
FIGURA 41 - CURVA DE IRRADIÂNCIA PARA UM DIA DE CÉU LIMPO (VERMELHO), UM DIA DE CÉU NUBLADO (AZUL) E UM DIA DE CÉU ENSOLARADO COM PRESENÇA DE NUVENS E DO EFEITO BORDA DE NUVEM (VERDE), E SUAS RESPECTIVAS DISTRIBUIÇÕES DE IRRADIÂNCIA.	88

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - ÍNDICES DE ALBEDO PARA DIFERENTES SUPERFÍCIES. (ADAPTADO DE PVSYST SA, 2014)	10
TABELA 2 - EXPECTATIVA DE VIDA DE DIFERENTES COMPONENTES DO SISTEMA FV.	27
TABELA 3 - REFERÊNCIA PARA A AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE DO RISCO (ANAC, 2016).	38
TABELA 4 - REFERÊNCIA PARA A AVALIAÇÃO DA SEVERIDADE DO RISCO (ANAC, 2016).	39
TABELA 5 - PRINCIPAIS NORMAS BRASILEIRAS RELACIONADAS A INSTALAÇÕES ELÉTRICAS E FOTOVOLTAICAS.	55
TABELA 6 - PADRÃO DE CORES PARA CONDUTORES IMPOSTOS PELA (ABNT, 2004)	63
TABELA 7 - DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO MAIS COMUNS EM SFVs.	67
TABELA 8 - ATERRAMENTO NECESSÁRIO PARA CADA COMPONENTE DO SFV.	69
TABELA 9 - VALORES MÍNIMOS DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.....	74
TABELA 10 - PARÂMETROS DE TENSÃO VOC E CRITÉRIOS UTILIZADOS.	77
TABELA 11 - DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS FALHAS ASSOCIADAS AOS MÓDULOS FV.	83
TABELA 12 - FREQUÊNCIA DE PROCEDIMENTOS DE O&M	91

SUMÁRIO

1. Fundamentos de energia solar fotovoltaica	9
1.1. Recurso Solar	9
1.1.1 Irradiação Solar	9
1.1.2 Massa de Ar.....	10
1.1.3 Espectro Solar.....	11
1.1.4 Atlas Brasileira de Energia Solar	11
1.2. Efeito Fotovoltaico	13
1.3. Tecnologias Fotovoltaicas	14
1.4. Célula e Módulo FV	16
1.5. Tipos de Sistemas FV.....	18
1.5.1 Sistemas FV Conectados à Rede	19
1.5.2 Sistemas FV Isolados	19
1.6. Componentes do Sistema FV	20
1.6.1 Inversor	21
1.6.2 Baterias.....	22
1.6.3 Controlador de Carga	22
1.6.4 Estruturas de Fixação	22
1.6.5 Cabeamento	23
1.6.6 Caixa de Junção	23
1.6.7 Medidor de Energia Bidirecional	27
1.7. Garantias e Descarte dos Componentes do Sistema FV	27
2. Análise Econômica de Sistemas FV.....	28
2.1. Taxas de Juros e Inflação.....	28
2.2. Fluxo de Caixa e Vida Útil do Projeto	29
2.3. Valor Presente Líquido e Custo Presente Líquido	30
2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)	30
2.3.2 Custo Presente Líquido.....	31
2.4. Taxa Interna de Retorno e Tempo de Retorno do Investimento	31
2.4.1 Taxa Interna de Retorno (TIR)	31
2.4.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR_M)	32
2.4.3 Tempo de Retorno do Investimento (<i>payback time</i>).....	32
2.5. Custo Nivelado de Energia	33
2.6. Fatores Que Alteram o Desempenho Econômico	34
3. Projeto de Sistemas FV.....	35
3.1. Localização (Avaliação do Recurso Solar)	35
3.2. Levantamento do Consumo de Energia Elétrica	35

3.3. Projeto Arquitetônico do Sistemas FV	35
3.4. Sistemas FV em Aeroportos (Segurança Aeroportuária)	38
3.5. Dimensionamento de Sistemas FV e Ferramentas Computacionais	42
3.6. Projeto Elétrico	44
3.6.1 Infraestrutura Elétrica	44
3.6.2 Dimensionamento do Inversor	44
3.6.3 Dimensionamento das <i>Strings</i>	46
3.6.4 Dimensionamento dos Componentes de Proteção.....	50
3.6.5 Diagrama Unifilar	51
3.7. REN482/2012 e REN 687/2015 da ANEEL.....	52
3.8. Licenciamento Ambiental	53
4. Instalação de Sistemas FV	55
4.1. Segurança.....	55
4.2. Montagem de Estruturas de Suporte e Fixação dos Módulos FV	58
4.3. Instalação dos Inversores.....	60
4.4. Cabeamento e Conexões	61
4.5. Componentes de Proteção	67
4.6. Aterramento	68
4.7. Testes de Comissionamento	69
4.7.1 Inspeção Visual	70
4.7.2 Continuidade dos Condutores de Aterramento de Proteção e/ou Ligação Equipotencial	71
4.7.3 Resistência de Isolação.....	71
4.7.4 Tensão e Polaridade	75
4.7.5 Curvas IxV	78
4.7.6 Imagens Termográficas	79
5. Operação e Manutenção (O&M) de Sistemas FV	84
5.1. Sistema de Aquisição de Dados	84
5.2. Análise de Dados de Sistemas FV.....	86
5.2.1 Distribuição de Irradiância.....	86
5.2.2 Índices de Desempenho dos Sistemas FV.....	88
5.3. Procedimentos de O&M	90
5.3.1 Medição de Corrente das <i>Strings</i>	91
5.3.2 Inspeção e Substituição de DPS Atuados.....	92
5.3.3 Avaliação da Integridade dos Fusíveis CC	93
5.3.4 Substituição de Módulos FV Danificados	94
5.3.5 Limpeza dos Módulos.....	95
5.3.6 Limpeza Geral do Sistema	96
5.3.7 Limpeza das <i>Stringboxes</i>	97

5.3.8	Manutenção dos Sensores Ambientais	97
6.	Referências Bibliográficas.....	99

1. Fundamentos de energia solar fotovoltaica

Neste capítulo serão apresentados os principais aspectos de um sistema fotovoltaico. Para tal, serão abordados os recursos solares e suas especificidades, o efeito fotovoltaico, bem como as tecnologias, tipos de sistemas e seus componentes.

1.1. Recurso Solar

1.1.1 Irradiação Solar

A radiação solar extraterrestre, que incide sobre o topo da camada atmosférica em um plano perpendicular, é praticamente constante e com valor em torno de 1.367 W/m^2 (DE GOL et al, 1987). Ao passar pela atmosfera terrestre, a radiação solar é atenuada em cerca de 25% (em um dia sem nuvens, próximo ao meio dia e dependendo da proximidade do local à linha do equador), atingindo a superfície da Terra com valores próximos a 1.000 W/m^2 . Por este motivo, o valor para a constante solar (G) é 1.000 W/m^2 . A **FIGURA 1** mostra os diferentes tipos de radiação solar.

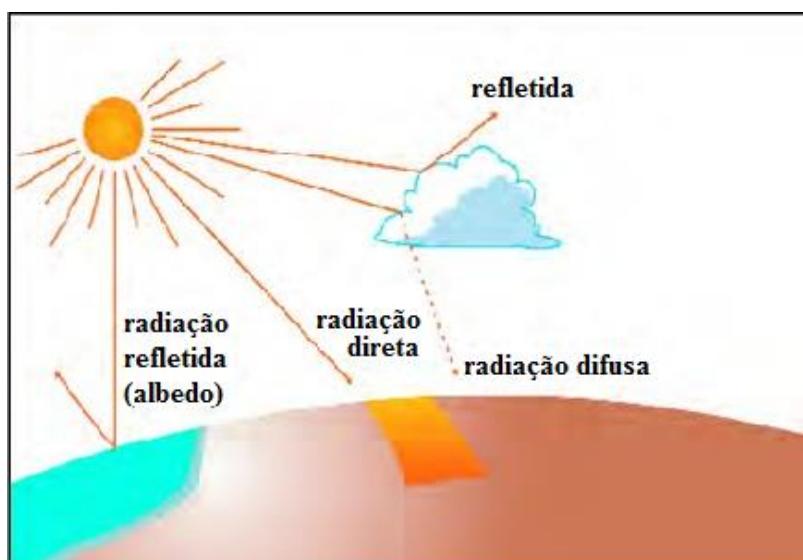


FIGURA 1 - REPRESENTAÇÃO DOS DIFERENTES TIPOS DE RADIAÇÃO SOLAR.

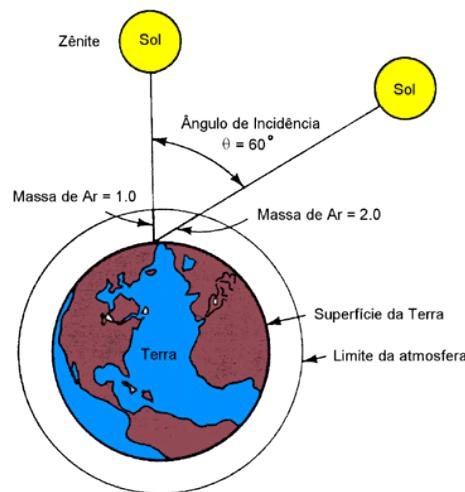
A radiação solar, ao passar pela atmosfera e por nuvens, se divide em radiação direta e difusa, sendo a radiação global a soma das duas. A radiação refletida na superfície da Terra é chamada de albedo. Diferentes superfícies têm índices de albedo distintos, que devem ser levados em consideração durante a simulação de sistemas FV, conforme mostra a **TABELA 1**.

TABELA 1 - ÍNDICES DE ALBEDO PARA DIFERENTES SUPERFÍCIES. (ADAPTADO DE PVSYST SA, 2014)

Superfície	Índice de Albedo
Área Urbana	0,14 – 0,22
Grama	0,15 – 0,25
Grama fresca	0,26
Neve fresca	0,82
Neve molhada	0,55 - 0,75
Asfalto seco	0,09 - 0,15
Asfalto molhado	0,18
Concreto	0,25 - 0,35
Telhas de barro	0,33
Alumínio	0,85
Cobre	0,74
Aço galvanizado novo	0,35
Aço galvanizado muito sujo	0,08

1.1.2 Massa de Ar

O coeficiente de massa de ar é definido como sendo a distância que a radiação solar deve atravessar na atmosfera, normalizada em relação ao menor percurso possível, para atingir a superfície da terra. Como pode ser visto na **FIGURA 2**, no caso em que a incidência solar é perpendicular à superfície, a massa de ar tem valor unitário (AM1). A massa de ar padrão é definida como sendo de uma e meia atmosferas (AM1,5), que corresponde a um ângulo solar zênite de 48,2°, relativo às latitudes médias onde se encontram os maiores centros populacionais. Esse valor varia de acordo com a hora do dia e a época do ano.

**FIGURA 2 - REPRESENTAÇÃO DO ÍNDICE DE MASSA DE AR (FONTE: CRESESB, 2014).**

O coeficiente de massa de ar é usado para auxiliar na caracterização do espectro solar após a passagem pela atmosfera.

1.1.3 Espectro Solar

A Figura 3 mostra o espectro solar padrão G173 para a avaliação do desempenho de materiais fotovoltaicos. Em vermelho, tem-se o espectro solar extraterrestre (AM0) e em azul, o espectro solar de referência para a superfície terrestre (AM1,5) com orientação específica e sob um conjunto de condições atmosféricas. As condições selecionadas foram consideradas como sendo uma média razoável para a porção continental dos Estados Unidos em um período de um ano. O ângulo de inclinação escolhido é aproximadamente a latitude média daquele país. O espectro padrão fornece uma referência comum para avaliar diferentes tecnologias de módulos FV com respostas espetrais distintas sob condições naturais e artificiais diversas (ASTM, 2012).

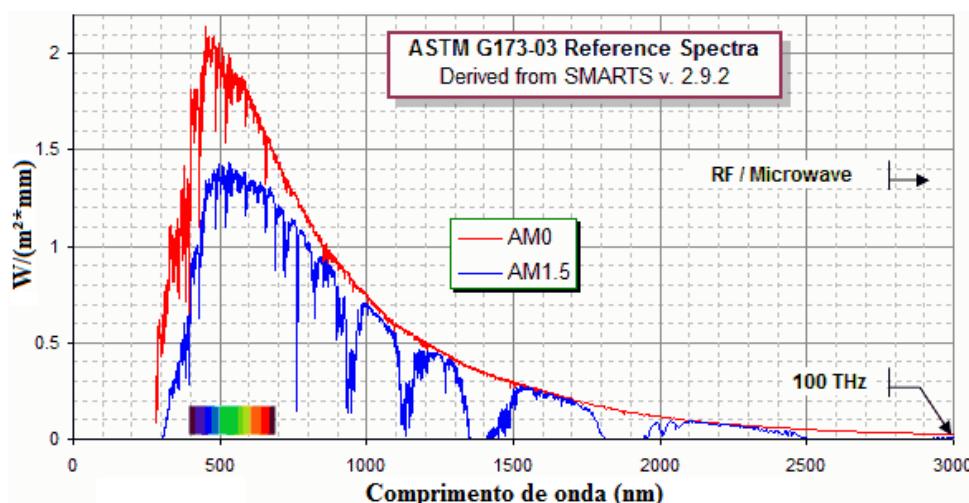


FIGURA 3 - ESPECTRO SOLAR TERRESTRE DE REFERÊNCIA (ASTM, 2012).

As curvas em vermelho e azul possuem formato diferente, pois os elementos presentes na atmosfera (O_3 , O_2 , H_2O e CO_2) atenuam partes diferentes do espectro solar. O ozônio (O_3) atenua os comprimentos de onda ultravioleta (próximos a 250 nm) e o oxigênio (O_2) atua pontualmente próximo a 750 nm. As próximas atenuações (900, 1.150, 1.350, 1.850 e 2.500 nm) são causadas pelas moléculas de água (H_2O) presentes na atmosfera. Será visto posteriormente que as tecnologias FV possuem resposta espectral predominante nos comprimentos de onda de 350 nm até cerca de 1.250 nm e que a faixa de resposta espectral varia de uma tecnologia para a outra.

1.1.4 Atlas Brasileira de Energia Solar

Os níveis de irradiação solar incidentes no Brasil foram mapeados pelo projeto SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*), financiado pelo PNUMA (Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente) e co-financiado pelo GEF (Fundo Global para o Meio Ambiente). O SWERA teve por objetivo montar uma extensa base de dados de alta qualidade e confiabilidade que permitissem o

desenvolvimento de projetos e políticas públicas para a área solar e eólica, assim como atrair investimentos do capital privado para estas áreas (MARTINS et al., 2008).

Os dados do SWERA permitiram a elaboração do Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA ET AL., 2017), que apresenta dados de irradiação na superfície terrestre, obtidos a partir do tratamento, via modelo matemático, de uma série histórica de dezessete anos de dados e imagens de satélite geoestacionário, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Os dados fornecidos pelo atlas apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 10 x 10 km (PEREIRA ET AL., 2017). Os mapas são hoje a fonte de dados solarimétricos de maior confiabilidade disponível no Brasil. A FIGURA 4 ilustra o mapa com a média anual do total diário da irradiação solar global horizontal ($\text{kWh/m}^2/\text{dia}$) para o território brasileiro. O modelo utilizado para as estimativas de irradiação solar na superfície apresenta uma ligeira superestimativa do nível de irradiação solar em regiões com predominância de céu nublado (MARTINS ET AL., 2003; MARTINS, SILVA, ET AL., 2008; PEREIRA ET AL. 2017). O Atlas Brasileiro de Energia solar, assim como o banco de dados de irradiação global horizontal podem ser baixados no link: <https://goo.gl/HBVQEC>

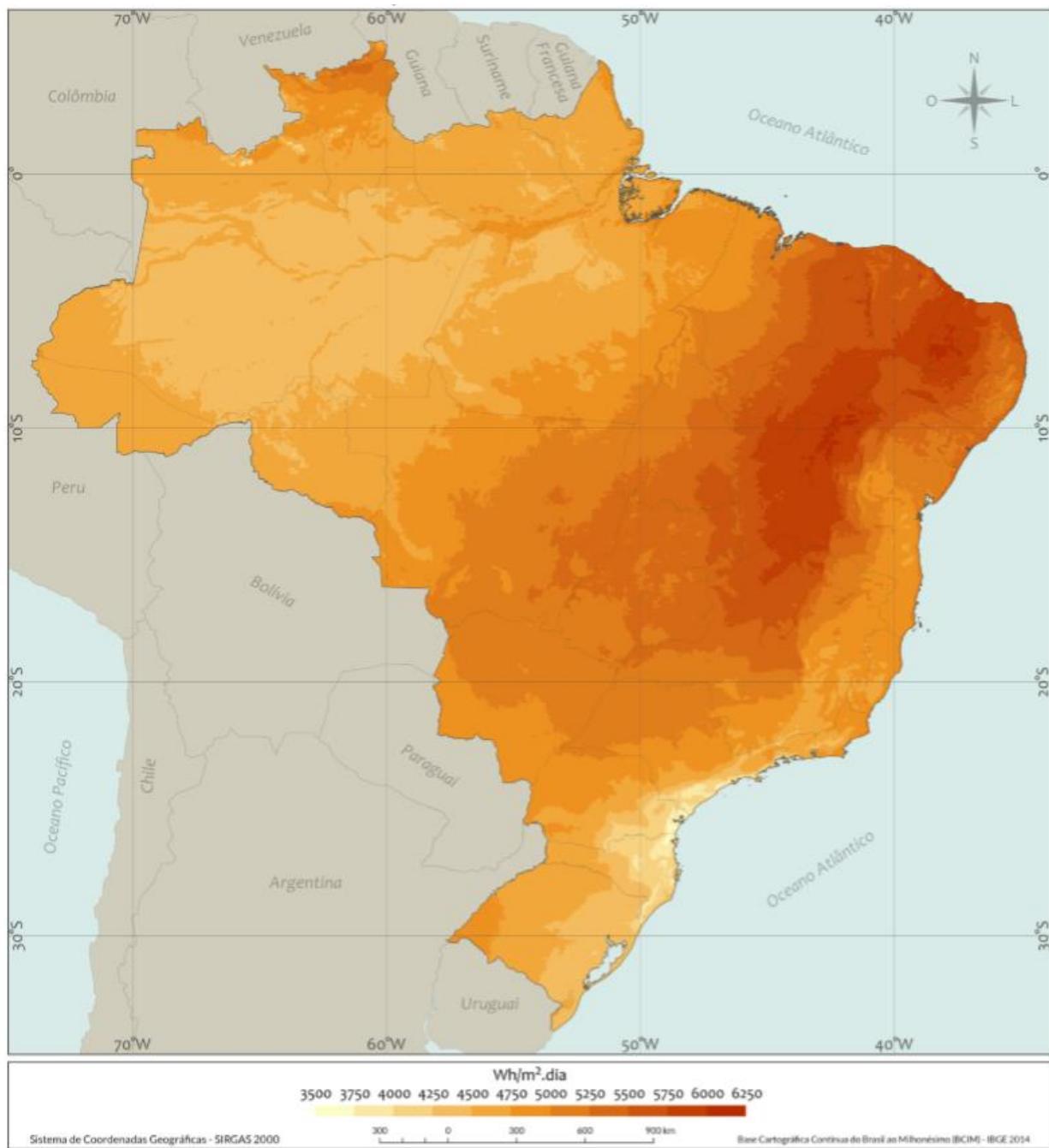


FIGURA 4 - MÉDIA ANUAL DO TOTAL DIÁRIO DA IRRADIAÇÃO SOLAR GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m²/DIA) PARA O TERRITÓRIO BRASILEIRO. (PEREIRA et al., 2006).

1.2. Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico (FV) permite converter a luz do sol diretamente em energia elétrica. Este método de conversão de energia apresenta grandes vantagens como sua extrema simplicidade, a inexistência de peças móveis, sua característica modular (desde mW até MW), os curtos prazos de instalação, o elevado grau de confiabilidade dos sistemas e sua baixa manutenção. Além disso, a conversão FV é silenciosa, não poluente e utiliza uma fonte de energia renovável e inesgotável.

A conversão FV acontece utilizando-se materiais semicondutores, sendo o Silício o material mais empregado. Além dele, também são utilizados o Telureto de Cádmio (CdTe), Disseleneto de Cobre, Gálio e Índio (CIGS), e outros semicondutores compostos (RÜTHER, 2004).

1.3. Tecnologias Fotovoltaicas

As tecnologias FV podem ser divididas em três categorias ou gerações de módulos FV. A primeira geração utiliza o silício cristalino (c-Si), mono ou multicristalino, com células de grande espessura (150-250 µm), o que representa uma maior limitação em termos de redução de custos e de produção (SAGA, 2010). A segunda geração utiliza também o silício, mas na forma amorfa (a-Si), além de outros materiais como o CdTe e CuInGaSe₂ ou CIGS. Esta geração tem ênfase na redução de custos utilizando-se camadas muito finas (~1 µm), por isto também chamados de filmes finos. A terceira geração originalmente foi definida como uma tecnologia que deveria possuir materiais abundantes, não tóxicos, de fina camada e de eficiência intrinsecamente maior que dispositivos de uma única junção como os apresentados na primeira geração, além de custos de produção extremamente baixos. Esta definição foi ampliada para envolver outras tecnologias FV avançadas como, por exemplo, as células FV orgânicas (*dye-cells*) e as células de perovskita. Apesar dos módulos de terceira geração apresentarem, a longo prazo, uma maior perspectiva de redução de custos, atualmente estes ainda possuem custos comparativos aos de primeira e segunda geração, além da baixa expectativa de vida útil e baixa eficiência quando depositados em grandes áreas (EL CHAAR ET AL., 2011; GREEN, 2004; 2009; HEEGER, 2010; PARIDA ET AL., 2011). A FIGURA 5 ilustra o desenvolvimento da produção de módulos FV por tecnologia. Pode-se observar como a tecnologia dos módulos de 1^a geração é a mais tradicional das tecnologias FV e a que ainda hoje apresenta a maior escala de produção a nível comercial, com mais de 93% do mercado para o ano de 2015 (~70% multicristalino e ~24% para monocristalino).

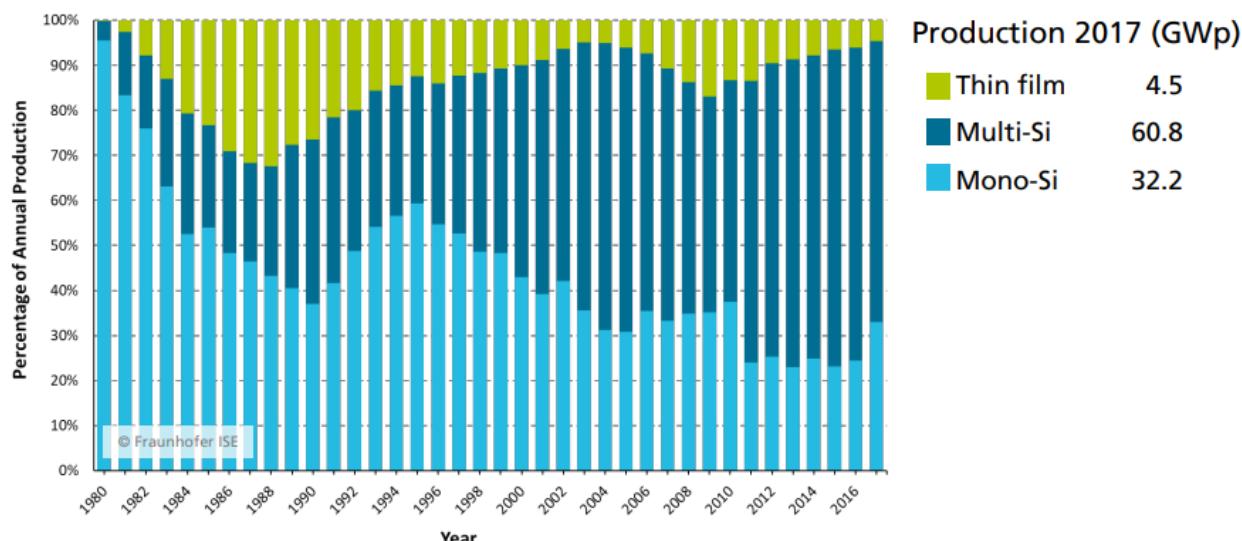


FIGURA 5 - DESENVOLVIMENTO DA PRODUÇÃO DE MÓDULOS FV POR TECNOLOGIA (FRAUNHOFER, 2018).

A eficiência de conversão FV é dada pela razão entre a potência máxima fornecida pela célula ou módulo FV em condições padrão e o produto da área da célula ou módulo pela irradiância, também em condições padrão, incidente sobre esta área (ABNT, 2008).

Na **FIGURA 6** apresenta a comparação das eficiências das melhores células FV produzidas em laboratório e as melhores eficiências de módulos FV para o ano de 2017. É importante ressaltar que as eficiências apresentadas são bastante superiores às encontradas comercialmente, pois os estudos em laboratório geralmente utilizam materiais de alta pureza em processos bem controlados de produção, assim como células de dimensões reduzidas.

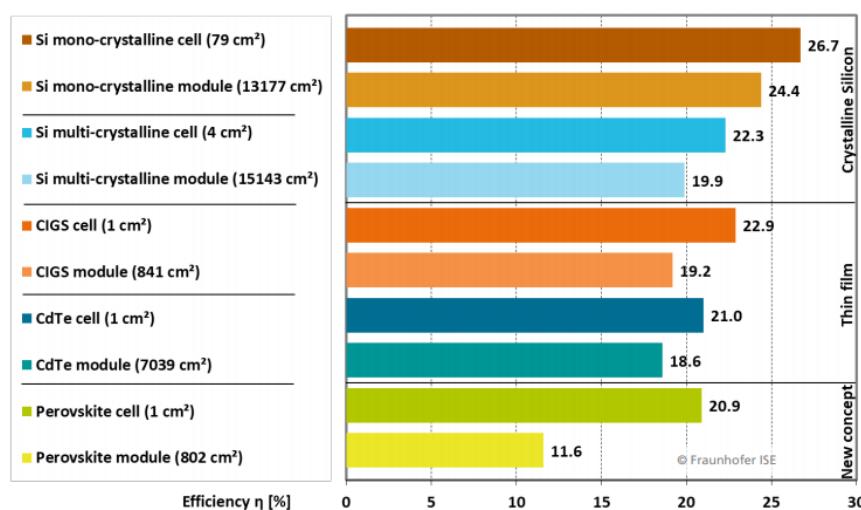


FIGURA 6 - COMPARAÇÃO DAS EFICIÊNCIAS DAS MELHORES CÉLULAS FV PRODUZIDAS EM LABORATÓRIO X MELHORES EFICIÊNCIAS DE MÓDULOS FV PARA O ANO DE 2017 (FRAUNHOFER, 2018).

1.4. Célula e Módulo FV

Células fotovoltaicas são os elementos ativos dos módulos fotovoltaicos, são capazes de gerar uma corrente elétrica contínua quando expostas à irradiação solar. As células FV, por si só, possuem valores baixos de potência, da ordem de 4 a 5 W, com valores de tensão de aproximadamente 0,5 V_{CC}, desta forma, as células FV são eletricamente conectadas e encapsuladas em molduras mais resistentes, de modo que seja possível obter valores mais expressivos de potência e tensão; a esses agrupamento de células, é dado o nome de módulo FV. Assim como as células, os módulos FV também podem ser eletricamente conectados, de modo a gerar um arranjo FV – também chamado de gerador fotovoltaico – com potências maiores. Conexões em série de módulos FV, denominadas *strings*, permitem a obtenção de sistemas com tensões maiores, enquanto as conexões em paralelo promovem maiores valores de corrente. A **FIGURA 7** exibe um diagrama construtivo de uma célula fotovoltaica até um arranjo.

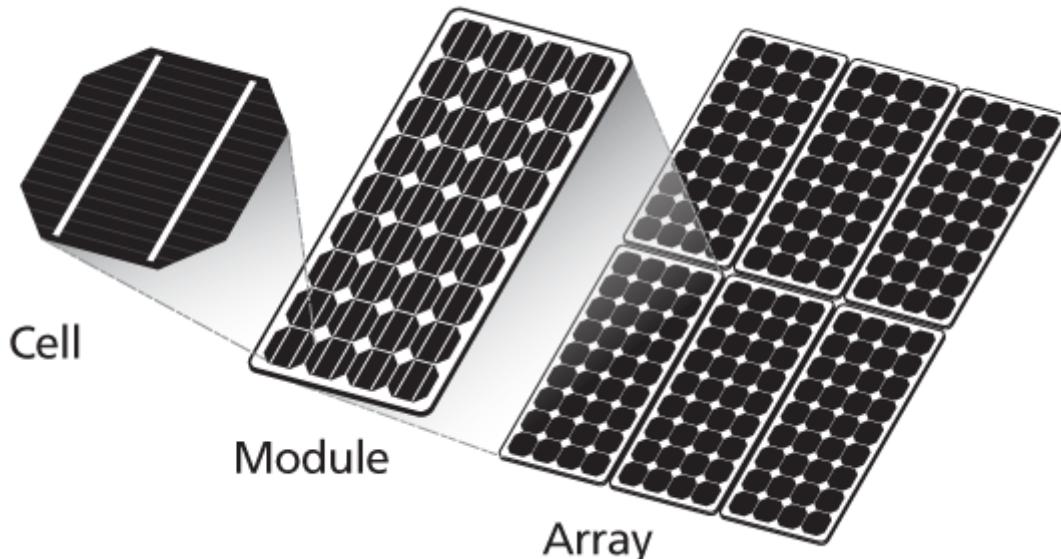


FIGURA 7 – RELAÇÃO ENTRE CÉLULA, MÓDULO E ARRANJO FV.

Os módulos fotovoltaicos produzem eletricidade em corrente contínua (CC). Dependendo da tecnologia utilizada e do arranjo das células que compõem o módulo, os níveis de tensão e corrente (respectivamente), para módulos comercialmente disponíveis, variam entre 30 a 100 V_{CC} e 1 a 9 A_{CC}.

Módulos FV são especificados e testados em laboratório sob condições de irradiância padrão de 1.000 W/m², temperatura da célula de 25°C e distribuição espectral AM=1,5 – valores definidos como Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions – STC*). Contudo as condições normais de operação diferem do padrão, tornando essencial o conhecimento das características de operação do módulo FV. A caracterização dos módulos FV é dada pela curva característica, vista na **FIGURA 8**, também conhecida como curva de corrente pela tensão - IxV, que permite a visualização dos parâmetros elétricos mais

importantes do módulo: as correntes de curto circuito (I_{sc}) e de máxima potência (I_{mp}), as tensões de circuito aberto (V_{oc}) e de máxima potência (V_{mp}) e o ponto de máxima potência (MPP).

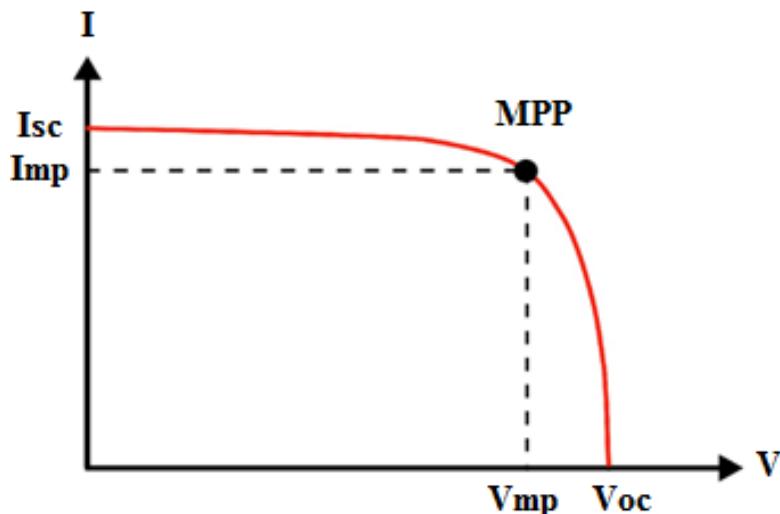


FIGURA 8 - CURVA CARACTERÍSTICA (IxV) DE UM MÓDULO FV.

A curva $I \times V$ se relaciona diretamente com a operação do sistema, isto é, variações nas características elétricas ou nas condições climáticas as quais o módulo está sujeito tem impacto direto na forma da curva. A **FIGURA 9** apresenta as curvas características de células fotovoltaicas associadas em série e em paralelo, evidenciando o impacto das conexões elétricas na curva característica do sistema.

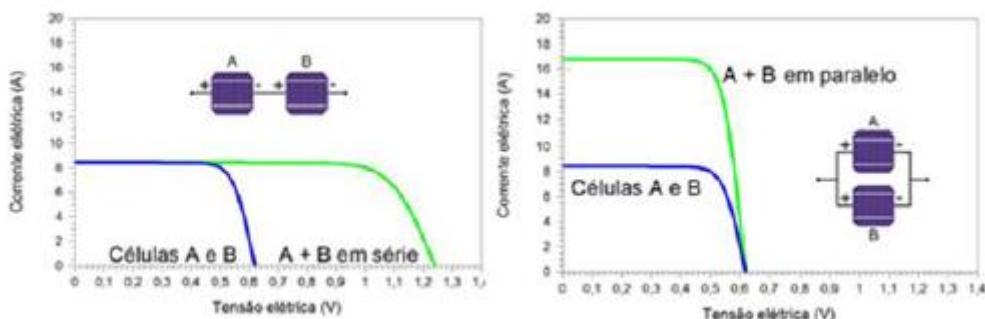
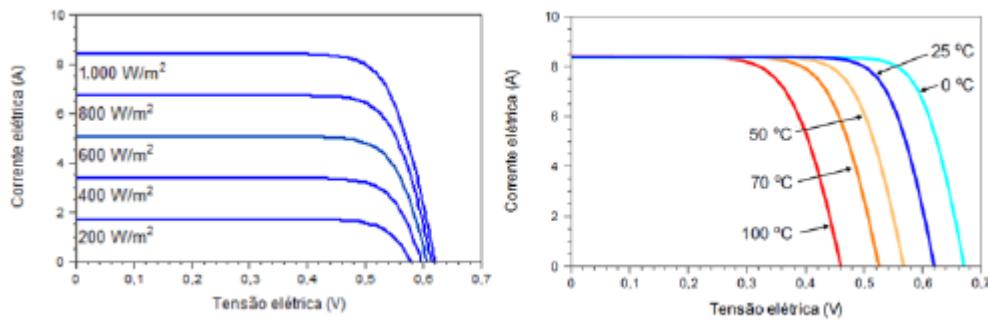


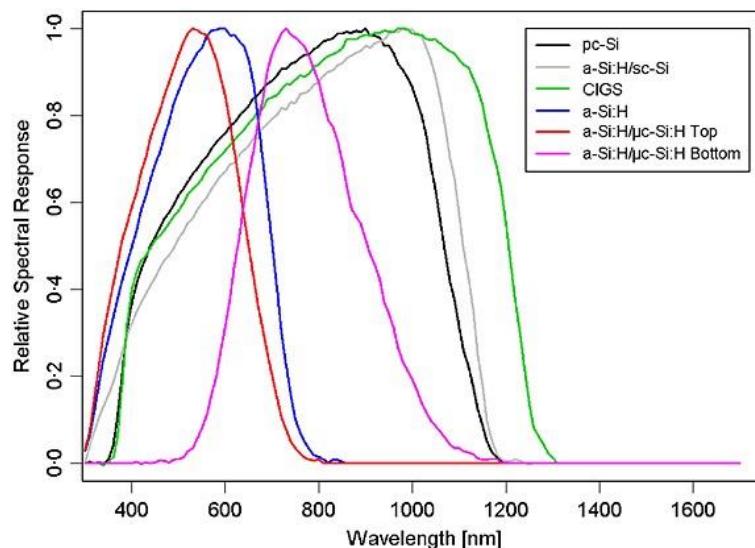
FIGURA 9 - CURVAS I-V DAS CONEXÕES EM (A) SÉRIE E EM (B) PARALELO DE DUAS CÉLULAS FOTOVOLTAICAS (CRESESB, 2014).

Já a **FIGURA 10** apresenta o impacto da irradiância e da temperatura do módulo nas curvas características.



Diferentes tecnologias fotovoltaicas possuem diferentes respostas aos efeitos da variação de temperatura, estando estes efeitos vinculados à coeficientes de temperatura que são classificados e informados no catálogo dos módulos. Essa característica faz com que módulos de diferentes tecnologias desempenhem de maneira diferente sob mesma condição de temperatura.

Outra característica atrelada à tecnologia da célula FV é sua resposta espectral, isto é, seu desempenho diante de determinados comprimentos de onda. Como o espectro de luz é variável com o local e com o tempo, isso implica que diferentes tecnologias fotovoltaicas podem vir a desempenhar melhor ou pior em determinadas regiões do país e em estações do ano. A FIGURA 11 apresenta a resposta espectral de diferentes tecnologias FV.



1.5. Tipos de Sistemas FV

Os sistemas fotovoltaicos podem ser conectados à rede (integrados a edificações ou usinas em solo), isolados ou híbridos.

1.5.1 Sistemas FV Conectados à Rede

Sistemas conectados à rede são sistemas onde a energia solar FV gerada é utilizada de forma complementar à rede elétrica, com excedentes de geração podendo ser injetados na rede, podendo tornar unidades consumidoras em produtoras de energia. Sistemas conectados à rede utilizam inversores para realizar a conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos módulos FV para a corrente alternada (CA) dentro das especificações de tensão, frequência e fase da distribuidora local.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e integrados a edificações são recomendados para instalações residenciais e empresariais. A **FIGURA 12** apresenta o diagrama de blocos de um sistema fotovoltaico conectado à rede e integrado a uma edificação.

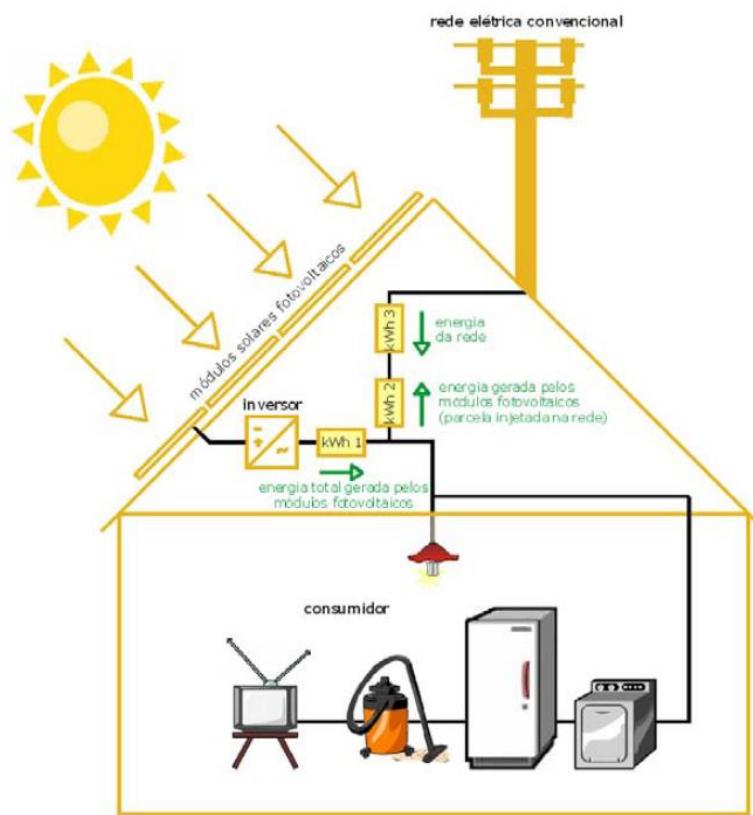


FIGURA 12 - ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

1.5.2 Sistemas FV Isolados

Os sistemas isolados são assim denominados pois não possuem conexão com a rede elétrica. Este tipo de sistema é comumente empregado em localidades sem acesso à rede elétrica, como comunidades isoladas ou até mesmo ilhas. Estes sistemas podem se apresentar com configurações elétricas diferentes, conforme a necessidade do consumidor, podendo contar com inversores, sistemas de armazenamento

de energia (baterias) e geradores secundários (geralmente geradores a diesel) tornando assim o sistema híbrido. Caso o sistema faça uso de armazenamento de energia, torna-se necessário o uso de um controlador de carga, de modo a garantir a correta carga das baterias.

Sistemas isolados podem não necessitar de inversores, caso as cargas do sistema sejam apenas CC, porém, na presença de cargas CA se faz necessário o uso de inversores específicos para este tipo de sistema. No caso de sistemas com inversor e armazenamento de energia, existem duas configurações específicas, com base no perfil de consumo. Sistemas com consumo intenso em períodos com geração FV (consumo predominante diurno) utilizam acoplamento CA, onde toda a energia FV gerada é convertida em energia CA e o excedente é novamente convertido em energia CC, através de um retificador de bateria (onde ocorre a conversão de CA para CC), e armazenado nas baterias. Para sistemas que possuem perfis de consumo que favorecem o uso de energia em períodos sem geração FV (consumo predominante noturno), utiliza-se o acoplamento CC, onde a energia FV gerada é acumulada nas baterias antes da conversão para energia em CA. A **FIGURA 13** ilustra a conexão elétrica de sistemas isolados para ambos os tipos de acoplamento.

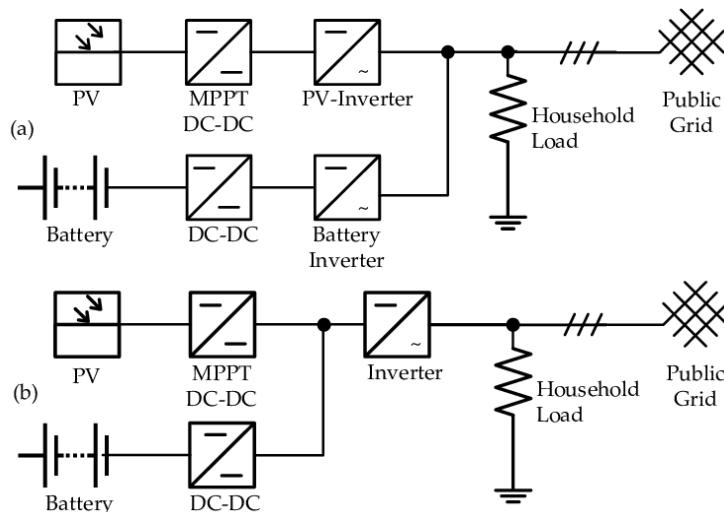


FIGURA 13 - DIAGRAMA DE CONEXÃO ELÉTRICA DE SISTEMAS ISOLADOS COM ACOPLAMENTO (A) CA E (B) CC (ADAPTADO DE HESSE ET ALL, 2017).

1.6. Componentes do Sistema FV

Os componentes associados a sistemas FV são dependentes de seu tipo e de sua aplicação. Sistemas conectados à rede contam com os seguintes componentes:

- Gerador fotovoltaico: caracterizado por um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou paralelo;

- Inversor;
- Componentes de proteção;
- Cabos e conectores;
- Estruturas metálicas e de sustentação e fixação mecânica;
- Medidor de energia bidirecional;
- Sistemas de monitoramento (opcionais).

Enquanto sistemas isolados podem apresentar os seguintes componentes:

- Gerador fotovoltaico;
- Sistema de armazenamento;
- Controlador de carga (necessário em sistemas com armazenamento);
- Inversor gerador de rede para sistemas isolados (necessário em sistemas com carga CA);
- Inversor/retificador para baterias (necessário em sistemas com armazenamento);
- Componentes de proteção;
- Cabos e conectores;
- Estruturas metálicas e de sustentação e fixação mecânica.

1.6.1 Inversor

O inversor é um equipamento eletrônico que converte um sinal elétrico de corrente contínua (CC) em um sinal de corrente alternada (CA). O inversor é necessário nos sistemas fotovoltaicos para alimentar consumidores em corrente alternada a partir da energia elétrica de corrente contínua produzida pelo gerador fotovoltaico ([VILLALVA, MARCELO GRADELLA; GAZOLI, 2012](#)).

Na viabilização do sistema fotovoltaico conectado à rede, o inversor é um equipamento essencial, responsável pela monitoração contínua da rede elétrica funcionando apenas quando esta estiver energizada. Para sistemas isolados, o inversor torna-se a referência para o sistema, não necessitando da conexão com a rede.

Nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, o inversor é ligado à rede elétrica principal através da instalação no serviço elétrico do prédio. Com o acoplamento à instalação do prédio, a energia gerada é em primeiro lugar consumida no prédio, sendo então a excedente fornecida à rede pública. Esse excedente é devolvido ao consumidor na forma de créditos de energia na fatura, conforme prescrições da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL.

Durante sua operação, o inversor busca constantemente o ponto de máxima potência do módulo FV, dando a este recurso o nome de rastreador do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power*

Point Tracking). Um importante parâmetro que deve ser respeitado na operação de um inversor utilizado em um sistema fotovoltaico conectado à rede é a varredura do seguimento do ponto de máxima potência, que deve estar em consonância com a faixa de variação de tensão dos módulos, a qual é alterada com a temperatura ambiente (**ZILLES, ET AL, 2012**).

Os algoritmos de MPP tem se desenvolvido bastante nos últimos anos visando aumentar a eficiência de rastreamento em condições de incidência solar adversas, como no caso de sombreamento parcial dos módulos FV por sujeira ou objetos. Em condições ideais de operação, algoritmos de MPP atingem eficiências superiores a 99%. Já em condições não ideais, existem diversas técnicas que podem ser utilizadas para melhorar a eficiência de rastreamento. Uma delas é realizar periodicamente uma varredura completa da curva IxV para verificar se o algoritmo de MPP não ficou preso em um ponto de máxima potência falso. O intervalo ótimo da varredura completa depende muito das condições em que o sistema se encontra.

1.6.2 Baterias

Sistemas FV podem fazer uso de sistemas de armazenamento de energia através do uso de baterias. A associação em série e paralelo de baterias permite a montagem de bancos de baterias cujas características elétricas podem se adequar aos valores necessários para o sistema. Assim como os módulos FV, as baterias também possuem diferentes tecnologias, exigindo cuidados diferenciados em seu uso. A tecnologia mais consolidada para uso em sistemas isolados é a de chumbo-ácido, no entanto, a tecnologia de íon-lítio vem se popularizando cada vez mais, tornando-se uma alternativa válida.

1.6.3 Controlador de Carga

Controladores de carga são equipamentos utilizados em conjunto com sistemas de bateria, de modo a garantir que os níveis de tensão nos terminais das baterias são mantidos em valores ótimos para a operação do sistema. Controladores de carga, assim como inversores, possuem diferentes topologias de operação, podendo, inclusive, apresentar o mesmo artifício de MPPT que inversores. Estes dispositivos também devem possuir proteção contra sobrecarga, descarga profunda, inversão de polaridade, curto circuito, entre outras falhas às quais um sistema de armazenamento pode estar sujeito.

1.6.4 Estruturas de Fixação

Para instalação do gerador fotovoltaico, os módulos devem ser fixados através de algum suporte que ofereça rigidez mecânica. Assim, são utilizados em instalações em telhados, fachadas ou em solo estruturas de suporte constituídas por um conjunto de peças metálicas, de alumínio ou aço galvanizado, de modo a prevenir a deterioração por intempéries.

Para obter melhores níveis de geração de energia e garantir uma melhor autolimpeza realizada pela chuva, em telhados sem nenhuma inclinação é adequado garantir uma inclinação mínima de 10° nos módulos FV. Para isso, utilizam-se estruturas de suporte que atendam essa necessidade. A **FIGURA 14** apresenta um exemplo de utilização de estruturas de suporte para módulos fotovoltaicos.



FIGURA 14 - EXEMPLO DE UTILIZAÇÃO DE ESTRUTURAS DE SUPORTE PARA PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM TELHADOS PLANOS.

1.6.5 Cabeamento

Os condutores utilizados em sistemas fotovoltaicos são classificados em três categorias principais:

- Cabo de fileiras: condutor que estabelece a ligação entre uma série fotovoltaica (string) e a caixa de junção do gerador FV. É recomendável que os condutores de polaridade positiva e negativa sejam independentes, para evitar riscos de curto-circuito e falhas de terra. São, na maioria dos casos, empregados ao ar livre e por isso devem possuir condutores em cobre estanhado possuir isolamento duplo, flexibilidade e resistência a água e raios ultravioletas;
- Cabo principal CC: é o condutor que estabelece a ligação entre a caixa de junção do gerador FV e o inversor. Evita-se a utilização de cabos de policloreto de vinila (PVC). As recomendações são as mesmas que as utilizadas para o cabo de módulo;
- Cabo de ligação CA: condutor que interliga a saída do inversor ao quadro geral da edificação. Para sistemas trifásicos utilizam-se cabos multipolares.

1.6.6 Caixa de Junção

Para se obter a característica de potência e tensão desejados do sistema fotovoltaico, os módulos fotovoltaicos são interconectados em série e paralelo. A caixa de junção geral - ou *stringbox* - é o

dispositivo onde os diferentes strings de módulos são conectados. Na caixa de junção geral, também devem ser instalados dispositivos de proteção e medição, como Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS), fusíveis e chaves de seccionamento sobrecarga. A **FIGURA 15** apresenta um exemplo de caixa de junção geral.



FIGURA 15 - EXEMPLO DE STRINGBOX COM DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E MEDIÇÃO E CHAVE DE SECCIONAMENTO CC.

Após o inversor, é instalado o disjuntor termomagnético para a proteção da parte CA do sistema em caso de sobrecorrentes e efeitos eletromagnéticos. Se houver espaço suficiente, este equipamento pode ser instalado junto ao quadro de distribuição geral da edificação.

1.6.6.1 Seccionamento e proteção CC

Para realizar manutenções no sistema FV (ex.: manutenção/substituição dos inversores), é necessário que os circuitos estejam desenergizados. A normativa internacional IEC 60364-7-712 estipula a necessidade da instalação de um dispositivo de seccionamento entre módulos FV e inversores. Este seccionamento pode ser realizado por um disjuntor CC ou chave seccionadora.

Tanto o disjuntor quanto a chave seccionadora devem ser corretamente dimensionados de modo que sua tensão nominal seja superior ou igual à tensão de circuito aberto do módulo FV ao qual está conectado, levando em consideração o aumento da tensão em baixas temperaturas durante o período de

inverno. A corrente nominal do dispositivo deve ser superior à corrente de curto-circuito do sistema FV como um todo. Ambos os polos devem ser seccionados simultaneamente.

Em sistemas FV conectados à rede, muitos inversores já possuem seccionadores incorporados ao equipamento, que permitem desconectar o lado CC antes de realizar qualquer procedimento no inversor.

No caso de sistemas com múltiplas *strings*, deve-se fazer o uso de fusíveis de modo a proteger cada *string* individualmente contra sobrecorrentes. Estes dispositivos, quando empregados juntamente com uma chave seccionadora, podem também ser utilizados para isolar *strings* do sistema para medições e manutenção do arranjo FV. Os fusíveis devem ser dimensionados obedecendo a indicação do fabricante dos módulos FV, que geralmente especificam em seus *datasheets* a corrente nominal máxima do fusível a ser empregado na série fotovoltaica.

1.6.6.2 Disjuntores CA

Em um sistema FV, os disjuntores na parte CA do sistema têm como função proteger o sistema e também seccioná-lo quando necessário para qualquer manutenção no inversor. Para que se entendam melhor as correntes máximas atuantes na entrada e na saída de um inversor:

- A corrente máxima de um módulo FV: é a corrente de curto-circuito indicada nas especificações técnicas do mesmo;
- A corrente máxima de um sistema FV: é a multiplicação da corrente de curto-circuito de cada série de módulos FV pela quantidade de séries conectadas em paralelo no referido arranjo FV;
- A corrente máxima na entrada de um inversor: é a soma das correntes máximas dos arranjos FV na entrada do referido inversor;
- A corrente máxima na saída de cada inversor: será sempre a corrente nominal indicada nas especificações técnicas do mesmo, independente da potência dos módulos FV na entrada deste conversor.

Quando o módulo FV tem potência superior à potência do inversor, o inversor modula seu ponto de máxima potência (MPPT) de modo a desprezar toda potência superior à sua potência nominal. Por isso, um disjuntor CA dificilmente irá atuar em casos de sobrecarga, a menos que o inversor apresente defeito, ou o disjuntor esteja subdimensionado. A capacidade do disjuntor CA deverá ser superior à corrente nominal do inversor, levando-se em conta fatores externos que podem levar à redução da capacidade do disjuntor, como por exemplo, elevadas temperaturas de operação.

1.6.6.3 Dispositivos de Proteção Contra Surtos

Para se evitar as sobretensões causadas pelas descargas atmosféricas, deve-se empregar supressores de surto ou Dispositivos de Proteção Contra Surtos (DPS). Estes dispositivos têm por função proteger os equipamentos elétricos contra picos de tensão, normalmente causados por descargas atmosféricas. Os DPSs podem ser divididos em três classes:

- Classe I - São indicados para locais sujeitos a descargas elétricas de alta intensidade, característica típica de instalações e edificações alimentadas diretamente por rede de distribuição aérea. É recomendada sua instalação no ponto de entrada da rede elétrica na edificação;
- Classe II - São indicados para locais onde a rede elétrica não está exposta a descargas atmosféricas diretas, caso de instalações e circuitos elétricos embutidos/subterrâneos. Recomenda-se sua instalação no quadro de distribuição;
- Classe III - São indicados para evitar surtos em equipamentos específicos, geralmente sensíveis ou caros. Recomenda-se a instalação próxima ao equipamento a ser protegido e em conjunto com DPSs dos tipos I e II.

Os DPS Classe II são normalmente utilizados nos lados CC e CA do sistema FV. No lado CC, ambos os polos devem ser protegidos, independentemente de a instalação possuir aterramento funcional em um de seus polos. Após uma descarga atmosférica nas proximidades do sistema FV, é recomendado realizar uma inspeção visual no DPS. Caso os DPS sejam instalados em locais de difícil acesso, é conveniente prever acompanhamento remoto do dispositivo ou utilizar inversores com monitoramento de isolamento. A **FIGURA 16** ilustra um sistema FV com DPS no lado CC e CA e no ponto de entrada de energia.

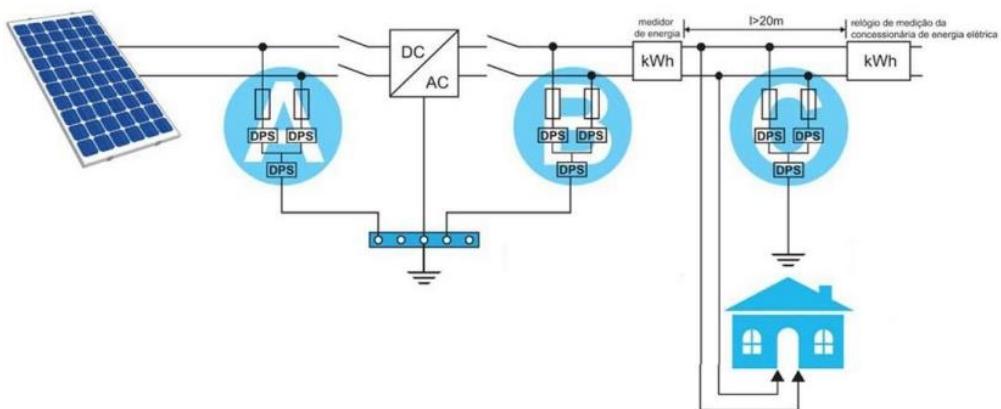


FIGURA 16 - ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA FV COM DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS (DPS).

1.6.7 Medidor de Energia Bidirecional

Os sistemas fotovoltaicos introduzem no setor um novo modelo de geração e comercialização de energia elétrica em pequena escala, onde uma unidade consumidora em um determinado instante pode estar gerando sua própria energia e fornecendo o excedente para o restante para a rede, e em outro momento pode estar consumindo energia da rede. Para realizar o controle deste processo é necessário um medidor de energia bidirecional, capaz de coletar dados para o balanço entre a energia requerida pela unidade e a energia que é transferida da rede e para a rede elétrica. É responsabilidade da concessionária de distribuição a instalação, operação e manutenção deste equipamento.

1.7. Garantias e Descarte dos Componentes do Sistema FV

A energia solar exige pouca manutenção em comparação com outras fontes de geração, uma vez que os sistemas fotovoltaicos não possuem partes móveis. Desta forma, a vida útil do sistema FV está diretamente ligada aos processos de degradação inerentes a cada componente do sistema. No caso dos módulos fotovoltaicos a indústria estabelece duas diferentes garantias para o equipamento, denominadas de garantia de produto e garantia de potência. A garantia de produto diz respeito a problemas de fabricação que podem aparecer nos primeiros anos de operação do módulo FV, enquanto as garantias de potência estão associadas a estabilidade do módulo FV ao longo de seu período de garantia. A **TABELA 2** apresenta a garantia e expectativa de vida de diferentes componentes fabricados por fabricantes de primeira linha, encontrados em sistemas FV conectados à rede e isolados.

TABELA 2 - EXPECTATIVA DE VIDA DE DIFERENTES COMPONENTES DO SISTEMA FV.

Componente	Garantia	Vida útil
Módulo FV	(Produto) 10-12 anos (Energia) 25-30 anos	> 30 anos
Inversor	5-25 anos	> 10 anos
Baterias	<i>Chumbo-ácido</i> <i>livre de</i> <i>manutenção</i>	2 anos
	<i>Íon Lítio</i>	(Produto) 10 anos
Controlador de carga	5 anos	> 10 anos

Cerca de 85% dos materiais utilizados nos módulos FV podem ser reciclados. Para o correto encaminhamento da reciclagem dos equipamentos utilizados nos sistemas FV a recomendação é que a empresa fabricante seja contatada, providenciando o descarte adequado dos materiais..

2. Análise Econômica de Sistemas FV

Nesta seção serão empregados termos como o capital, o investidor e as alternativas de investimentos, que, neste contexto, se referem à quantia disponibilizada (capital) por um consumidor cativo de uma concessionária (investidor) que esteja avaliando a aquisição de um sistema fotovoltaico podendo este optar por não realizar ou adiar a execução (alternativas de investimentos).

2.1. Taxas de Juros e Inflação

Taxas de juros são aplicadas para representar a variação do valor do capital ao longo do tempo ou o custo inerente de aplicar o capital em um projeto quando se possui alternativas de igual ou maior rentabilidade. Outro fator importante a ser considerado seria a fonte deste capital, podendo ser tanto capital próprio quanto de terceiros. Diferentes tratamentos podem ser dados para cada uma destas alternativas.

Para a variação do capital ao longo do tempo, pode-se considerar um investimento de baixa liquidez. Um exemplo disso seria um título de renda fixa ao longo prazo, como títulos comprados para previdência corrigidos por uma taxa referente à inflação. Para comparar alternativas de investimento, se faz necessária a comparação da Taxa Interna de Retorno (TIR) do investimento em questão contra a TIR de outras opções de investimento.

Quando for feito o uso de capital próprio (CP), neste caso é empregada a taxa mínima de atratividade (TMA), que seria o rendimento mínimo necessário de um investimento visando o lucro e de forma a pagar as despesas relacionadas com a administração do mesmo. No caso de instituições financeiras, ou seja, uso de capital de terceiros (F), deve-se empregar a taxa de juros na qual o empréstimo ou o financiamento foi realizado (J). O custo médio ponderado de capital (WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*) é a taxa de juros a ser determinada de acordo com a proporção de cada fonte de capital, e é descrito pela **EQUAÇÃO (1)**.

$$WACC = \frac{CP}{CP + F} \cdot TMA + \frac{F}{CP + F} \cdot J \quad (1)$$

A taxa de juros real (j_r) corresponde a taxa de juros nominal (j_n) descontada a taxa da inflação (i), dada pela **EQUAÇÃO (2)**:

$$j_r = \frac{(1 + j_n)}{(1 + i)} - 1 \quad (2)$$

A inflação brasileira, aferida pelo IBGE em seu Índice Nacional de preços ao Consumidor (IPCA), tem registrado um crescimento médio de 6,3% ao ano desde a implantação do Plano Real que recuperou a economia brasileira de uma hiperinflação em 1994.

O atual cenário econômico brasileiro traz valores de inflação acumulada em 2,95% ao ano, enquanto os indicadores de rendimento dos principais investimentos disponíveis no mercado (SELIC, CDI) se encontram em 12,85%, porém com a tendência de queda nos próximos meses, enquanto a poupança tem um acumulado anual de 7,8% (VALOR, 2017). Com esses valores, temos taxas de juros reais de 9,56% para a CDI e 4,66% para a poupança.

2.2. Fluxo de Caixa e Vida Útil do Projeto

Metodologias de avaliações econômicas exigem a construção de um fluxo de caixa referente ao período do investimento. Na **FIGURA 17** é apresentado o fluxo de caixa típico do investimento em um sistema fotovoltaico conectado à rede, na base temporal anual. No eixo das abscissas corre o tempo (em anos) do investimento, sendo que todos os gastos para o sistema em operação (investimento inicial) são concentrados no ano zero. No eixo das ordenadas, são indicados os montantes financeiros equivalentes à diferença entre as receitas totais anuais e os custos totais anuais.

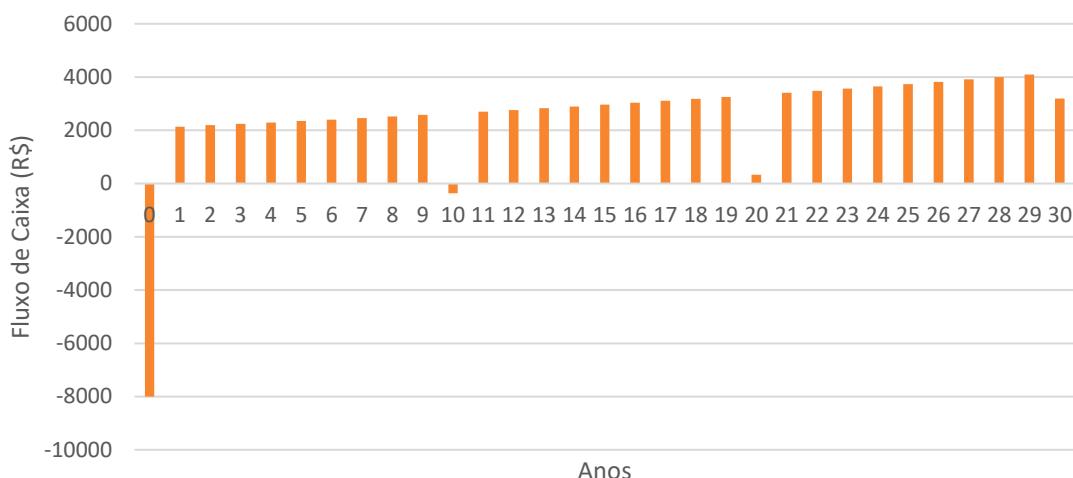


FIGURA 17 - FLUXO DE CAIXA TÍPICO DO INVESTIMENTO EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE.

Quanto ao tempo de vida dos projetos, o valor típico utilizado é de 25 anos, dada a garantia da maioria dos fabricantes de módulos fotovoltaicos, principal componente do sistema.

Em **BRANKER, PATHAK E PEARCE (2011)** os autores advogam pelo uso de um horizonte de 30 anos, uma vez que a garantia para os inversores é de 10 anos (logo o ideal seriam múltiplos de 10) e a degradação dos módulos fotovoltaicos tem se mostrado inferior aos valores especificados pelos fabricantes (alguns fabricantes já oferecem garantias de 30 anos para seus módulos fotovoltaicos). Estes efeitos de redução na degradação foram levantados por **JORDAN E KURTZ (2011)**, ao analisar aproximadamente 2.000 amostras de degradação de módulos e sistemas. Por esse motivo, na **FIGURA 17** o tempo de investimento considerado foi de 30 anos.

2.3. Valor Presente Líquido e Custo Presente Líquido

Os indicadores mais utilizados na literatura para avaliações econômicas são o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno (TIR), o tempo de retorno de investimento (payback time) e o custo nivelado de energia (LCOE, do inglês *levelized cost of energy*) (**SOMMERFELDT; MADANI, 2017**). Tais indicadores serão apresentados a seguir.

2.3.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) equivale ao somatório dos valores do fluxo de caixa capitalizados para o instante inicial com uma taxa de juros de referência. Valores de VPL positivos indicam a lucratividade do investimento (valores em unidades monetárias).

Os valores futuros referentes aos custos e receitas durante a vida útil do sistema de geração fotovoltaica são capitalizados para o instante inicial (valor presente, VP) através da **EQUAÇÃO (3)**:

$$VP_n = \frac{(R_n - C_n)}{(1 + j)^n} \quad (3)$$

Onde n é o período desde o início do investimento (em anos, iniciando no ano 1); VP_n é o valor presente do fluxo de caixa do ano n ; R_n é a receita total no ano n ; C_n são as despesas totais no ano n , e j é a taxa de juros aplicada e correspondente ao custo de oportunidade no uso do capital. O VPL é então calculado conforme a **EQUAÇÃO (4)**.

$$VPL = -C_0 + \sum_{n=1}^T VP_n \quad (4)$$

Onde C_0 é o investimento inicial; T é o período total de investimento considerado (em anos), e demais variável conforme definidas para a **EQUAÇÃO (3)**.

O VPL é um indicador altamente dependente da taxa de juros aplicada e supõe que toda receita ao longo do projeto seria reinvestida na mesma taxa de juros empregada.

2.3.2 Custo Presente Líquido

De forma análoga ao VPL, o Custo Presente Líquido (NPC, do inglês *Net Present Cost*) retorna ao instante inicial apenas os custos incorridos do investimento (ou custos de não se realizar um investimento) através de uma taxa de juros j .

2.4. Taxa Interna de Retorno e Tempo de Retorno do Investimento

Neste tópico serão apresentadas as definições de taxa interna de retorno (TIR), de taxa interna de retorno modificada (TIR_M) e de tempo de retorno do investimento (*payback time*).

2.4.1 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A taxa interna de retorno (TIR) equivale à taxa de juros necessária para que o VPL seja nulo ao final da vida útil do projeto (em porcentagem). Quando taxas de juros inferiores à TIR são aplicadas na **EQUAÇÃO (4)**, o projeto rende valores de VPL positivos, assim como taxas maiores retornam VPLs negativos. A variação do VPL pela TIR pode ser vista na **FIGURA 18**.

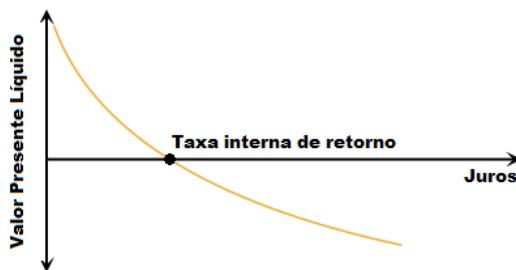


FIGURA 18 - VARIAÇÃO DO VALOR PRESENTE LÍQUIDO PELA TAXA INTERNA DE RETORNO.

A TIR é empregada para comparar a taxa máxima de juros que poderia ser aplicada a um investimento ainda mantendo a rentabilidade e assim compará-la à TIR de alternativas ou taxas de juros de investimentos como renda fixa (tesouro direto, certificados de crédito bancário, letras de crédito imobiliário, etc.) ou variável (fundos e ações).

2.4.2 Taxa Interna de Retorno Modificada (TIR_M)

Para a determinação da TIR modificada (TIR_M), apresentada na [EQUAÇÃO \(5\)](#), é gerado um fluxo de caixa onde receitas são capitalizadas para o instante final (T) através da TMA enquanto despesas são capitalizadas para o instante inicial aplicando uma taxa de juros de financiamento superior, correspondendo ao capital de terceiros.

$$TIR_M = \sqrt[T]{\frac{VF_T}{VP}} - 1 \quad (5)$$

Valores da TIR_M tendem a ser mais conservadores ao considerar que todo fluxo de caixa positivo seria reinvestido a uma taxa de juros realista, em investimentos sem riscos já disponíveis no mercado como fundos de renda fixa.

2.4.3 Tempo de Retorno do Investimento (*payback time*)

O tempo de retorno do investimento (*payback time*) é o tempo necessário para que o VP acumulado deixe de ser negativo, quando o projeto reverte para um quadro de lucro (valor em anos). A [FIGURA 19](#) exibe um fluxo de caixa e pode ser observado o instante (em n=9) em que o valor descontado cruza o eixo das abscissas, representando, portanto, um *payback time* de nove anos.

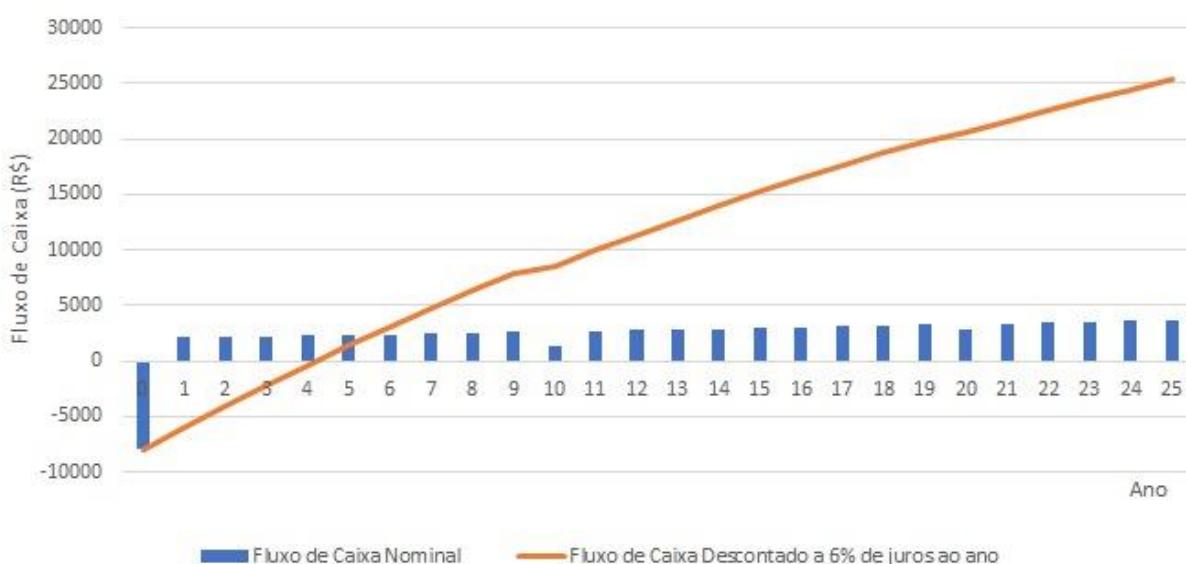


FIGURA 19 - EXEMPLO REPRESENTATIVO DE FLUXO DE CAIXA E VALOR DESCONTADO.

O indicador de *payback time* empregado neste estudo é o *payback* descontado, diferente do *payback* simples que não considera a variação do valor do capital ao longo do tempo.

2.5. Custo Nivelado de Energia

A conta que descreve o custo nivelado de energia (LCOE) é obtida através do equilíbrio dos custos (C_n) e receitas (R_n) durante a vida de um projeto capitalizados para o instante inicial através de uma taxa j , é mostrada na **EQUAÇÃO (6)**.

$$\sum_{n=1}^T \frac{R_n}{(1+j)^n} = C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \quad (6)$$

Onde as receitas correspondem à economia obtida através da geração anual de energia (E_n) multiplicada pela tarifa média incidente enquanto os custos anuais equivalem às parcelas somadas na **EQUAÇÃO (7)**, como: operação e manutenção, combustível, substituição periódica de equipamentos e amortização de financiamento.

$$C_n = C_{fin} + C_{O\&M} + C_{Comb} + C_{equip} \quad (7)$$

Para sistemas fotovoltaicos, a parcela de combustível é nula, a parcela de O&M é reduzida a um percentual do custo inicial para representar os custos de reparos em conexões e limpeza dos módulos; financiamento é opcional e o custo de reposição de equipamentos deve considerar a troca dos inversores e sistema de armazenamento ao final de sua garantia.

Neste estudo, os custos de reposição dos equipamentos consideram uma redução nos preços dos sistemas de armazenamento e inversores bem como uma redução na potência nominal dos inversores para corresponder à degradação dos módulos.

Assim, a partir da equação de equilíbrio de custos e receitas, tem-se a **EQUAÇÃO (8)**.

$$\sum_{n=1}^T \frac{LCOE \cdot E_{PV,n}}{(1+j)^n} = C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \quad (8)$$

Sendo o LCOE um valor médio, pode ser isolado e rearranjando a parcela da geração para o denominador, assim temos a **EQUAÇÃO (9)**.

$$LCOE = \frac{\left(C_0 + \sum_{n=1}^T \frac{C_n}{(1+j)^n} \right)}{\sum_{n=1}^T \frac{E_{PV} \cdot (1-d)^n}{(1+j)^n}} \quad (9)$$

O resultado é a equação base do LCOE, que pode ser utilizada para comparar diferentes tecnologias de geração de energia desde que estejam em condições regulatórias similares: por exemplo, usinas fotovoltaicas de grande porte podem ter seu LCOE calculado e comparado com usinas térmicas a diesel ou grandes aerogeradores, pois todas comercializam sua energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Para a microgeração fotovoltaica distribuída, o LCOE calculado poderá ser empregado na comparação com outras tecnologias de microgeração ou com a tarifa da própria concessionária. A comparação do LCOE com a tarifa da concessionária permite determinar as condições em que um investimento se torna viável ou se deverá ser abandonado ou adiado.

A postergação do investimento é uma alternativa quando o LCOE do sistema projetado se mostra superior à tarifa; em outras palavras, quando a paridade com a rede não foi alcançada.

2.6. Fatores Que Alteram o Desempenho Econômico

Conforme verificado nos diferentes indicadores econômicos, alterações nos seguintes parâmetros influenciam diretamente no retorno financeiro:

- Custos iniciais;
- Custos de operação, manutenção e reposição;
- Custos de financiamento;
- Custos de comissionamento;
- Vida útil e garantias;
- Geração fotovoltaica;
- Taxa de degradação de geração;
- Taxas de juros;
- Incremento anual da tarifa de energia;
- Projeção de redução de custos.

3. Projeto de Sistemas FV

Esta seção é dedicada ao projeto do sistema FV, incluindo seu projeto, levantamento do perfil do consumidor e as questões ambientais pertinentes à aplicação de sistemas fotovoltaicos.

3.1. Localização (Avaliação do Recurso Solar)

A primeira etapa para a realização de um projeto de sistemas fotovoltaicos é a avaliação do recurso solar, ou da irradiação disponível no local onde o projeto será proposto.

Os dados de irradiação mensal podem ser obtidos em bancos de dados solarimétricos, como o Atlas Brasileiro de Energia Solar ou o Meteonorm, conforme mencionado na sessão **1.1.4** deste guia.

3.2. Levantamento do Consumo de Energia Elétrica

A maneira mais simples de se obter o consumo de energia elétrica da edificação ou conjunto de edificações que serão alimentadas pela energia gerada pelo sistema FV proposto é através de contas de energia elétrica.

É importante que sejam adquiridas contas mensais de energia elétrica para um período de pelo menos um ano, para que possamos ter o valor do consumo anual como base de dimensionamento do sistema FV que será proposto.

Caso a ideia seja que o sistema supra todo o consumo do local, então o sistema deverá gerar anualmente o equivalente ao consumo anual. Caso tenhamos uma área limitada para a instalação do sistema (não sendo possível chegar a uma geração equivalente ao consumo anual), então este número é importante para saber o percentual do consumo que o sistema irá atender.

3.3. Projeto Arquitetônico do Sistemas FV

Os módulos fotovoltaicos podem ser instalados em solo, onde são montados em estruturas simples fixadas ao solo, ou serem integrados a uma edificação, na cobertura e/ou na fachada.

Quando integrados à arquitetura, os módulos fotovoltaicos atuam como elemento arquitetônico e ao mesmo tempo como geradores de energia elétrica. O arquiteto ou projetista pode utilizar a imaginação para criar com os módulos FV, sendo as aplicações mais encontradas em coberturas, fachadas, passarelas, aberturas, brises, *carports*, fachadas ventiladas, guarda-corpos e claraboias.

Pode-se dividir a integração de módulos FV a edificações em dois tipos: Sistemas Aplicados à Edificação, *Building-Applied Photovoltaic Systems* (BAPV) e Sistemas Integrados à Edificação, *Building-Integrated Photovoltaic Systems* (BIPV). O BAPV é um *retrofit*, onde os módulos FV, além de não

substituírem o material de vedação, podem ser instalados sobre a edificação com características diferentes das do plano de fechamento existente (orientação e/ou inclinação), objetivando a função do sistema FV, que é gerar a máxima quantidade de energia. Por outro lado, no BIPV, a integração do sistema gerador é pensada desde o início do projeto e os módulos FV são instalados sobre a edificação (ou até mesmo substituindo o material de vedação) com as mesmas características do edifício (orientação e inclinação). Por isso, há um maior compromisso entre a forma arquitetônica e função do sistema gerador.

O papel do arquiteto é utilizar a energia fotovoltaica para valorizar uma arquitetura existente ou uma nova arquitetura, criar harmonia entre a tecnologia fotovoltaica e as edificações, melhorar os ambientes internos das edificações, através da criação de brises fotovoltaicos ou da substituição do material de vedação por módulos opacos e/ou semitransparentes, além de estabelecer um compromisso entre o espaço arquitetônico, a forma e a função do sistema gerador de energia. O objetivo é mostrar que, quando há esse compromisso, as perdas energéticas devem sempre ser calculadas e podem em muitos casos ser consideradas aceitáveis (**RÜTHER, 2004**).

Independentemente do tipo de instalação do sistema FV, é importante que a forma seja pensada a partir das condicionantes e diretrizes de projeto. O partido e o seu conceito, criados pelo arquiteto, deverão levar em conta a arquitetura da própria edificação e/ou do entorno, as sensações que esta nova estrutura trará aos usuários do local, como será a apropriação do espaço por esses usuários, além de possibilidades de melhoria dos confortos térmico e lumínico, as técnicas construtivas, materiais e cores.

As regras estabelecidas pelo plano diretor do local também deverão ser respeitadas, e a existência de sombreamento deverá ser avaliada, sempre tentando evitá-la ou minimizá-la. O sombreamento sobre os módulos fotovoltaicos pode ser causado por elementos construídos do entorno ou da própria edificação e/ou por vegetação. O ideal é que um sistema seja iluminado homogeneamente, mas como nem sempre isso é possível, o projetista deve pensar nas *strings* com o objetivo de reduzir ao máximo o impacto deste sombreamento sobre o sistema como um todo, já que a célula fotovoltaica mais sombreada é a que vai determinar a corrente e a potência de todas as partes do sistema que a ela estiverem conectadas em série.

Alguns dos fatores que influenciam no rendimento de sistemas fotovoltaicos são a irradiação, ou seja, a localização geográfica do edifício e o posicionamento do sistema FV (orientação e inclinação), a presença ou não de sombreamento, a temperatura e o estado de limpeza dos módulos FV.

Um gerador fotovoltaico apresenta rendimento ótimo quando instalado com a superfície voltada para a linha do equador (norte geográfico para um sistema localizado no hemisfério Sul), e inclinado de acordo com a latitude do local (**HUSSEIN ET AL., 2004; MEHLERI ET AL., 2010**). No entanto, isso nem

sempre é possível. Vários estudos mostram que a perda de geração energética de um sistema com inclinação e orientação não ideais pode ser aceitável dentro de certos limites de desvio azimutal e de inclinação (que serão dependentes do local da instalação) quando há um compromisso entre a forma da edificação e a função de geração de um sistema fotovoltaico integrado a ela (**URBANETZ ET AL., 2011; ZOMER ET AL., 2013**).

Na cidade do Rio de Janeiro - RJ (22,9°S; 43,2°O), por exemplo, a máxima irradiação solar incidente em uma superfície voltada para o Norte geográfico e inclinada a 22,9° é de 5,1 kWh/m²/dia, ou seja, 1878 kWh/m²/ano. A **FIGURA 20** mostra o percentual da irradiação máxima que essa superfície receberia se estivesse com orientações (azimuth) e inclinações (tilt), diferentes das ideias (**PORTOLAN DOS SANTOS; RÜTHER, 2014**). Por exemplo, se uma superfície localizada na cidade do Rio de Janeiro estiver orientada a 60° e inclinada a 20°, ela ainda recebe o equivalente a 95% da máxima irradiação possível.

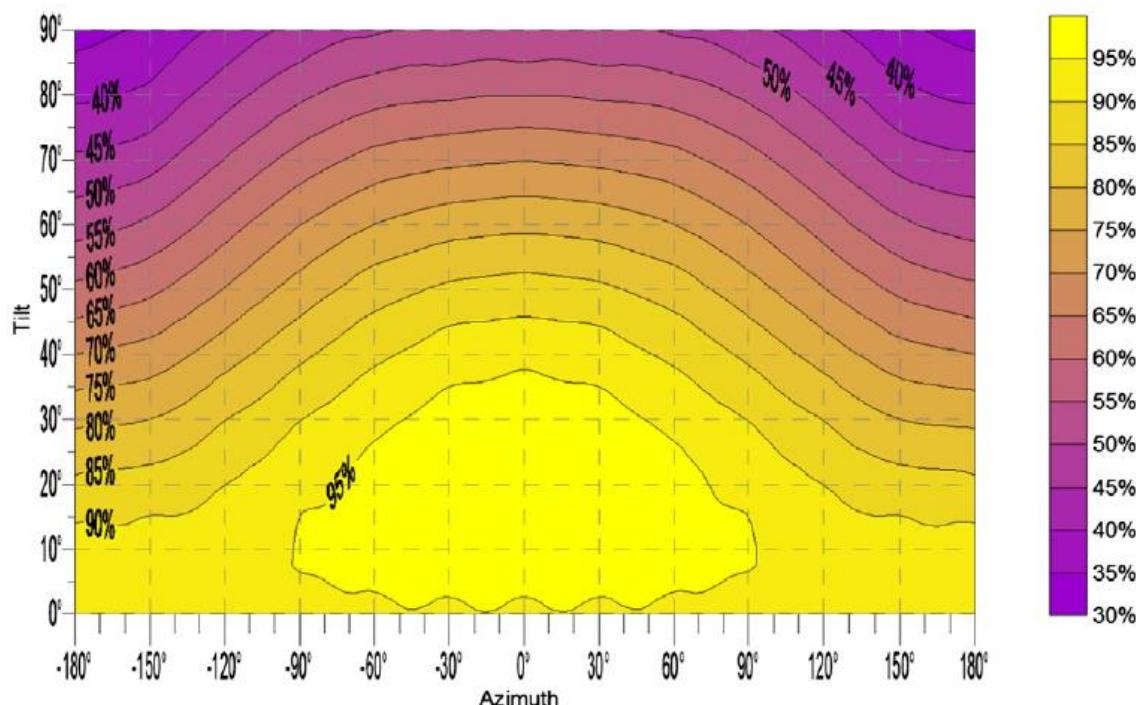


FIGURA 20 - DISPONIBILIDADE DE IRRADIAÇÃO SOLAR DE ACORDO COM A INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO PARA A CIDADE DO RIO DE JANEIRO - RJ.

Para que se tenha uma boa limpeza dos módulos com a água da chuva, os fabricantes normalmente recomendam uma inclinação mínima de 10°.

Em relação à temperatura dos módulos, fabricantes normalmente recomendam que, se existir um plano (laje, telhado, etc.) para instalação do sistema, exista uma distância de 10 cm entre este plano e os módulos, para que se tenha uma ventilação minimamente adequada sob eles e, assim, minimizar o aquecimento. A distância entre módulos deverá ser de 2 cm.

Os acessos aos módulos e cabeamentos do sistema deverão ser pensados para possibilitar a manutenção do sistema. Normalmente, é aconselhável deixar corredores de 80 cm para a manutenção de sistemas integrados a edificações, mas no caso de uma usina, onde são utilizados veículos para percorrer o local, é interessante prever ruas de pelo menos 4 m de largura e espaçamento entre fileiras de 2,5m.

O posicionamento dos módulos em retrato ou paisagem irá depender do tipo de tecnologia FV e da trajetória do sombreamento. Deve-se analisar como as células de cada módulo estão conectadas entre si e se o módulo possui diodos de by-pass.

3.4. Sistemas FV em Aeroportos (Segurança Aeroportuária)

Em geral, aeroportos possuem áreas bastante adequadas para a implementação de sistemas fotovoltaicos. As construções normalmente são de arquitetura horizontal, com grandes áreas abertas, coberturas pouco inclinadas, descobertas e sem sombreamento de elementos vizinhos (**BRAUN ET AL., 2007**). Sistemas em solo também possuem suas vantagens devido às vastas áreas livres presentes nos aeroportos.

No entanto, existem alguns potenciais riscos na implantação de sistemas FV em aeroportos que devem ser avaliados. Assim, com o objetivo de identificar e mitigar os riscos à segurança aeronáutica em aeroportos, a Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) criou um modelo para a análise da segurança em operações aeronáuticas. É verificada a probabilidade de um evento ocorrer (**TABELA 3**), a severidade caso o evento ocorra (**TABELA 4**) e a matriz probabilidade x severidade (**FIGURA 21**), onde se determina a tolerabilidade do risco (**FALCÃO JÚNIOR ET AL., 2018**).

TABELA 3 - REFERÊNCIA PARA A AVALIAÇÃO DA PROBABILIDADE DO RISCO (ANAC, 2016).

Probabilidade do evento		
Definição qualitativa	Significado	Valor
Frequente	Provável que ocorra muitas vezes (tem ocorrido frequentemente)	5
Ocasional	Provável que ocorra algumas vezes (tem ocorrido com pouca frequência)	4
Remoto	Improvável que ocorra, mas possível (ocorre raramente)	3
Improvável	Bastante improvável que ocorra (não se tem notícia de que tenha ocorrido)	2
Muito improvável	Quase improvável que o evento ocorra	1

TABELA 4 - REFERÊNCIA PARA A AVALIAÇÃO DA SEVERIDADE DO RISCO (ANAC, 2016).

Severidade do evento		
Definição na aviação	Significado	Valor
Catastrófico	<ul style="list-style-type: none"> - Destrução de equipamento - Múltiplas mortes 	A
Crítico	<ul style="list-style-type: none"> - Uma redução importante das margens de segurança operacional, dano físico ou uma carga de trabalho tal que os operadores não podem desempenhar suas tarefas de forma precisa e completa - Lesões sérias - Grave dano ao equipamento 	B
Significativo	<ul style="list-style-type: none"> - Uma redução significativa das margens de segurança operacional, uma redução na habilidade do operador em responder a condições operacionais adversas como resultado do aumento da carga de trabalho ou como resultado de condições que impedem sua eficiência - Incidente sério - Lesões às pessoas 	C
Pequeno	<ul style="list-style-type: none"> - Interferência - Limitações operacionais - Utilização de procedimentos de emergência - Incidentes menores 	D
Insignificante	<ul style="list-style-type: none"> - Consequências leves 	E

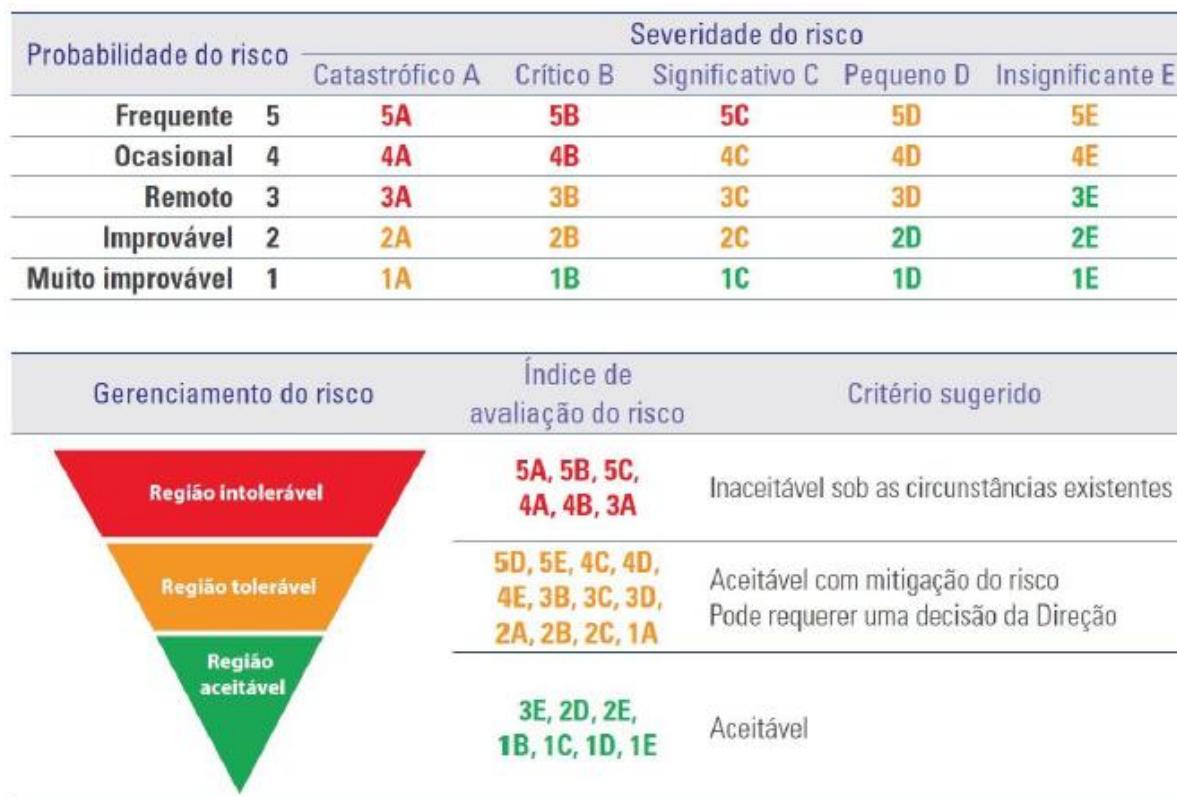


FIGURA 21 - MATRIZ DE PROBABILIDADE X SEVERIDADE NA ANÁLISE DE RISCO (ANAC, 2016).

(MOSTAFA ET AL, 2016) utilizaram essa matriz para classificar os riscos potenciais na implantação de sistemas FV em aeroportos (FALCÃO JÚNIOR ET AL., 2018).

O primeiro risco analisado por (MOSTAFA ET AL, 2016) foi a refletividade, ou seja, o efeito provocado quando a luz do sol reflete ao atingir as superfícies envidraçadas em certo ângulo de incidência. Ela pode causar:

- Uma breve perda de visão (cegueira instantânea), que pode afetar pilotos, controladores de voo e aves (ao serem atingidas, estas podem se desorientar e causar outros riscos);
- Possível interferência com os sistemas de auxílio à navegação via raios infravermelhos;
- Possível interferência com os sistemas de comunicação.

Na análise de risco, a refletividade ficou classificada como 5C e para a sua redução para o nível 1D,

(MOSTAFA ET AL, 2016) sugeriram adotar os seguintes cuidados:

- Fazer um estudo de refletividade durante a confecção do projeto;
- Os painéis devem ser instalados longe das cabeceiras de aproximação, pouso e decolagem;
- Os painéis devem ser escuros e fabricados com materiais que absorvam a luz;
- Os painéis devem ser cobertos com um revestimento anti-reflexo;

- As superfícies do painel devem ser rugosas, tanto quanto possível, para que a luz seja refletida de forma difusa;
- Se necessário, persianas devem ser adicionadas à torre de controle;
- As unidades devem ser giradas para ficarem de costas às rotas e operações no horário do pôr do sol;
- Se necessário, as operações de voo devem ser restritas durante os períodos em que o brilho possa afetar a aeronave.

O Segundo risco analisado por (**MOSTAFA ET AL, 2016**) foi a interferência eletromagnética que os equipamentos eletrônicos do sistema FV podem ocasionar aos sistemas aeronáuticos, que podem causar:

- Reflexão dos sinais do radar e/ou a produção de sinais falsos;
- Problemas significativos nos demais sistemas de auxílio à navegação e pouso, que são bastante sensíveis e críticos para operação.

A análise de risco a interferência eletromagnética ficou com a classificação 4b na matriz de risco e as sugestões para levar a classificação ao nível 2c são as seguintes:

- É preciso garantir a não interferência eletromagnética do sistema FV usando quadros blindados;
- Os cabos também precisam ser blindados ou torcidos;
- Os inversores devem possuir filtros ou serem protegidos em locais blindados;
- Instalar o sistema a uma distância de 75 a 150 m dos sistemas de navegação existentes para minimizar o bloqueio ou reflexão física dos sinais de radar.

A terceira análise feita por (**MOSTAFA ET AL, 2016**) foi em relação ao risco causado por animais. É muito difícil eliminar completamente a entrada de animais em áreas aeroportuárias. Os painéis FV atraem principalmente pequenos animais (coelhos, cães, gatos e pássaros) por serem locais ideais para descanso, com sombra e estruturas para empoleiramento. A classificação deste risco na matriz foi 4B e as medidas propostas para levar a classificação ao nível 2B foram:

- O sistema FV deve incluir proteções para evitar a permanência de animais no local;
- Lasers podem ser usados para dissuadir os pássaros de entrar nas áreas dos aeroportos;
- Em última análise e embora indesejável, caça e envenenamentos podem ser praticados.

A última análise abordada por (**MOSTAFA ET AL, 2016**) foi o eventual desprendimento de partes do sistema FV e possível impacto destas partes em aeronaves, equipamentos ou pessoas. A análise deste risco foi classificada como 3B e as medidas de sugeridas para leva-la ao nível 1A são:

- Fixar bem todas as peças dos módulos FV;
- Examinar regularmente a fixação das peças dos módulos FV;
- Executar a manutenção dos módulos FV;
- Usar barreiras ou cercas para manter as peças que se soltem longe das pistas do aeroporto;
- Afastar o sistema FV das pistas e locais aonde as turbinas das aeronaves possam causar desprendimento.

3.5. Dimensionamento de Sistemas FV e Ferramentas Computacionais

Existem diversas formas de cálculo de estimativa de geração energética de sistemas fotovoltaicos. Este cálculo pode ser feito de uma maneira simplificada, através da **EQUAÇÃO (10)**, ou através de softwares especializados.

$$E = \frac{P_{peak} \times G_{POA} \times PR}{P_{sol}} \quad (10)$$

Onde:

- E é a energia gerada diariamente pelas cargas (kWh/dia);
- P_{peak} é a potência instalada do painel fotovoltaico (kWp);
- G_{POA} é a irradiação diária no plano dos módulos (kWh/m².dia);
- PR é a *Performance Ratio* (adimensional);
- P_{sol} é a irradiância de referência (1 kW/m² - constante).

A potência instalada é calculada a partir do somatório das potências nominais de todos os módulos que compõem o sistema FV e a irradiação diária é obtida em bancos de dados solarimétricos, conforme já mencionado.

A taxa de desempenho (Performance Ratio – PR) dos sistemas FV é dada em porcentagem (%). Essa taxa corresponde ao rendimento em relação à irradiação anual incidente no plano dos módulos do sistema. Esse valor tem crescido bastante ao longo dos anos devido à melhoria da engenharia fotovoltaica. A **FIGURA 22** mostra a evolução do PR em sistemas fotovoltaicos, através da demonstração de valores dos anos 1994, 1997 e 2010, se pode observar que na década de 90 um PR típico seria de aproximadamente 70%. Com a tecnologia atual, pode-se chegar a PRs de até 90% (**ISE, 2017; REICH ET AL., 2012**), sendo que uma taxa mais realista para o clima brasileiro seja na faixa de 75-80%

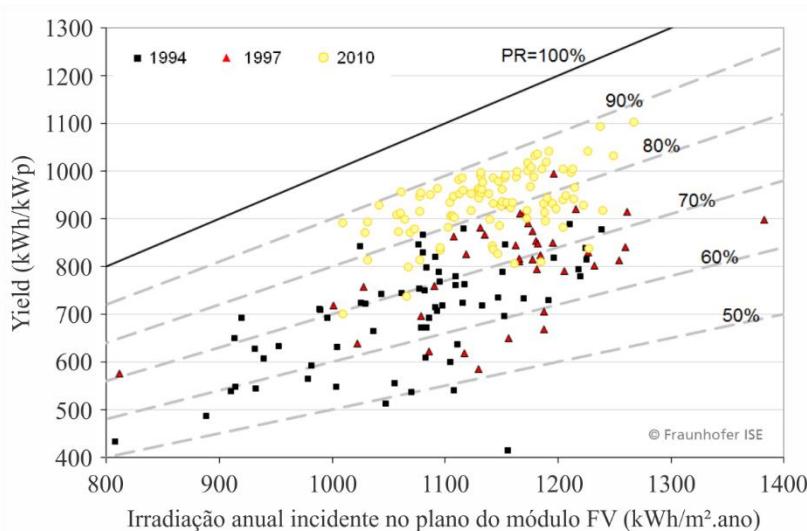


FIGURA 22 - EVOLUÇÃO DO PERFORMANCE RATIO (PR) EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. (ADAPTADO DE PHOTOVOLTAICS REPORT (ISE, 2018)).

A **FIGURA 22** também mostra o *yield* (produtividade), que serve para a quantificação e avaliação do rendimento de um sistema FV. É o total de energia gerada em um determinado período de tempo em relação à potência nominal do sistema [kWh/kWp].

No dimensionamento do sistema FV uma característica importante que deve ser observada é a carga mecânica imposta à edificação, principalmente quando se trata de uma instalação em uma edificação já existente, pois é ela quem determinará se a estrutura da edificação irá suportar o peso do novo sistema. Tipicamente a carga de um sistema FV, incluindo todos os seus componentes, é da ordem de 25 kgf/m².

Uma maneira mais precisa de estimativa de geração energética pode ser realizada através de softwares computacionais. O software mais utilizado para simulação de sistemas é o PVsyst. O software foi concebido para que arquitetos, engenheiros e pesquisadores possam fazer a simulação de projetos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, além de possibilitar a definição da potência instalada do sistema, de seus módulos FV e inversores (**MERMOUD, 2017**).

Especifica-se a localização do sistema e os dados de irradiação solar global horizontal (o próprio software calcula os dados de irradiação solar inclinada a partir de um modelo de transposição escolhido e de bancos de dados de irradiação solar disponíveis) e, a partir de todos esses dados e da modelagem 3D do sistema e seu entorno (que pode ser feita no próprio software ou importada de outros softwares como o SketchUp), são calculados a geração energética, a taxa de desempenho (*Performance Ratio – PR*) e a produtividade (*yield*) do sistema FV projetado. Além disso, o software especifica as perdas de desempenho do sistema, que podem ser por sombreamento, ângulo de incidência da irradiação, sujeira, níveis de irradiação incidente, temperatura, qualidade do módulo fotovoltaico, incompatibilidade dos arranjos fotovoltaicos, perdas ôhmicas no cabeamento, eficiência, potência nominal, potência máxima, tensão nominal e tensão máxima do inversor, e ainda, indisponibilidade do sistema.

Os sistemas fotovoltaicos são modelados de acordo com a configuração elétrica dos módulos e inversores, respeitando a inclinação e disposição dos módulos do sistema. O entorno também é modelado com o objetivo de calcular as perdas de geração energética por sombreamento.

3.6. Projeto Elétrico

Neste tópico serão apresentados os principais pontos a serem analisados para o desenvolvimento de um projeto de um sistema FV.

3.6.1 Infraestrutura Elétrica

A infraestrutura elétrica é composta pelos seguintes itens:

- Eletrocalhas e eletrodutos;
- Caixas de passagem;
- *Stringbox*;
- Cabeamento;
- Sensores;
- Iluminação;
- Equipamentos de comunicação.

3.6.2 Dimensionamento do Inversor

Assim como na escolha do fabricante dos módulos FV, a seleção por um fabricante de inversores também deve levar em consideração a credibilidade da empresa no que diz respeito à garantia do equipamento (tipicamente cinco anos), assim como sua capacidade produzida acumulada e assistência técnica no território brasileiro.

Os módulos FV vêm apresentando acentuada redução de custo nos últimos anos. Os inversores, apesar de também terem apresentado redução de custos, não têm acompanhado o mesmo nível de redução apresentado pelos módulos FV. Isto vem levando a uma tendência de otimizar ao máximo o inversor utilizado, de modo a se obter um custo final de energia produzida mais competitivo. O dimensionamento do sistema deve ser realizado de maneira que o inversor não seja nem pouco utilizado nem demasiadamente sobrecarregado. Utilizando um inversor de menor capacidade para o mesmo arranjo FV, sem impactar na quantidade de energia e na qualidade do sistema, a energia gerada tende a ser mais barata.

Devido ao coeficiente de temperatura negativo das tecnologias FV, com o aumento de temperatura, a potência do módulo FV se reduz. Desta forma, mesmo quando as irradiações são próximas de 1.000 W/m², a potência do módulo dificilmente se aproxima de sua potência nominal, sendo esta característica mais intensa para módulos de silício cristalino do que para módulos de silício amorfo. Esta característica física do dispositivo, associada à otimização econômica do sistema, leva a se subdimensionar os inversores de sistemas FV.

Em situações em que a potência do arranjo FV ultrapassa a máxima potência de entrada do inversor, independente da potência do arranjo, a corrente de saída do inversor é sempre limitada ao seu valor de placa. Nestas situações quando o módulo fotovoltaico tem potência superior a potência do inversor, o inversor modula seu ponto de MPPT de modo a desprezar toda potência superior à nominal.

O FDI (Fator de Dimensionamento de Inversores) representa a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência pico do gerador FV (potência na condição padrão), como mostra a [EQUAÇÃO \(11\)](#).

$$FDI = \frac{P_{NCA}}{P_{FVp}} \quad (11)$$

Onde:

- FDI é o fator de dimensionamento do inversor (adimensional);
- P_{NCA} é a potência nominal em corrente alternada do inversor (W);
- P_{FVp} é a potência de pico do gerador fotovoltaico (W_p).

A potência do gerador FV e do inversor devem ser casadas de modo que o FDI do inversor tenha a melhor razão custo/benefício. O FDI irá depender do inversor selecionado, tecnologia do módulo FV, orientação e inclinação do sistema, além das condições ambientais como temperatura e irradiação local.

A otimização do FDI exige simulação numérica que deve ser realizada por um projetista experiente. De maneira orientativa os seguintes FDI podem ser utilizados:

- c-Si: $0,6 < \text{FDI} < 1,1$ (BURGER E RÜTHER, 2006; DIAS, 2006; MACÊDO E ZILLES, 2007)
- a-Si: $0,9 < \text{FDI} < 1,1$ (JIANG ZHU ET AL., 2008; M. Z. HUSSIN Z. MD ZAIN, S. SHAARI, H. ZAINUDDIN, 2012; NOTTON; LAZAROV; STOYANOV, 2010)

a) Corrente máxima do inversor:

O inversor FV possui uma máxima corrente de entrada CC. Para garantir que este valor não seja ultrapassado, deve-se garantir que o número máximo de séries ou *strings* FV em paralelo não exceda a máxima corrente do inversor. O número máximo de *strings* FV em paralelo pode ser calculado pela **EQUAÇÃO (12)**.

$$N_{fileiras} = \frac{I_{\max (INV)}}{I_{SC(STC)}} \quad (12)$$

Onde:

- $N_{fileiras}$ é o número máximo de strings FV;
- $I_{\max (INV)}$ é a corrente máxima do inversor (A);
- $I_{SC(STC)}$ é a corrente de curto circuito em condições STC, do módulo FV (A).

Caso seja optado por um subdimensionamento do inversor ($\text{FDI} < 1$) o número de *strings* FV em paralelo será superior à máxima permitida. Neste caso, o rastreador de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*) do inversor se encarregará de sempre operar em um ponto de potência com corrente compatível com o suportado pelo inversor. Para tal, o MPPT irá mover o ponto de operação do gerador FV para próximo da tensão de circuito aberto do sistema, onde a corrente e, consequentemente, a potência são menores. Este momento em que a potência do sistema FV é limitado pelo inversor é chamado de ceifamento (*clipping*).

3.6.3 Dimensionamento das *Strings*

A tensão de entrada do inversor é a soma das tensões dos módulos associados em série. Como a tensão possui forte dependência da temperatura, as condições extremas de inverno e verão deverão ser utilizadas no dimensionamento.

a) Máxima tensão de Entrada:

A máxima tensão de entrada de um inversor nunca pode ser ultrapassada. Este é um dos maiores riscos de se danificar o equipamento. Portanto, o cálculo da máxima tensão de entrada deve ser realizado com cuidado e atenção.

A máxima tensão do sistema será atingida quando o painel FV estiver ainda em circuito aberto (V_{oc}) em baixas temperaturas. Isto pode acontecer durante o período de inverno, ainda no nascer do sol, quando a tensão do sistema se eleva em função da baixa temperatura do painel FV, e o inversor ainda não se conectou à rede em virtude da baixa irradiação, ou em função de uma falha na rede, que automaticamente desconecta o sistema deixando os módulos em circuito aberto. O máximo número de módulos conectados em série pode ser calculado pela **EQUAÇÃO (13)**, pela razão da máxima tensão de entrada do inversor e da tensão de circuito aberto para as baixas temperaturas de inverno.

$$N_{max} = \frac{V_{max (INV)}}{V_{OC (módulo X^{\circ}C)}} \quad (13)$$

Onde:

- N_{max} é o número máximo de módulos associados em série;
- $V_{max (INV)}$ é a máxima tensão CC admitida pelo inversor (V);
- $V_{OC (módulo X^{\circ}C)}$ é a tensão de circuito aberto de um módulo FV na menor temperatura do ano (V).

Módulos de filme fino (ex.: a-Si), devido a uma particularidade do material semicondutor com o qual são produzidos, apresentam, nos primeiros meses de operação, valores de potência, corrente e tensão maiores que seus valores nominais. Para dimensionamento de inversores com esta tecnologia os valores máximos de tensão devem ser consultados no datasheet do fabricante. Para se determinar a tensão do módulo em temperaturas diferentes da nominal ($25^{\circ}C$), deve-se consultar o datasheet do módulo FV para se verificar qual o coeficiente de temperatura do módulo FV. A informação pode estar disponível em $mV/^{\circ}C$ ou em valores percentuais $\%/^{\circ}C$. As **EQUAÇÕES (14)** e **(15)** ilustram como calcular as tensões. Deve-se atentar que os coeficientes de temperatura possuem sinal negativo.

V_{oc} em $\%/^{\circ}C$:

$$V_{OC (X^{\circ}C)} = 1 - \left(\frac{(25 - X) \times \frac{\Delta V \%}{^{\circ}C}}{100} \right) \times V_{OC (STC)} \quad (14)$$

Onde:

- $V_{OC (X^{\circ}C)}$ é a tensão de circuito aberto de um módulo FV na menor temperatura do ano (V);
- X é a menor temperatura do ano;
- $\frac{\Delta V \%}{^{\circ}C}$ é o coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto informado pelo fabricante;

- $V_{OC(STM)}$ é a tensão de circuito aberto do módulo FV em condições STC.

ΔV em mV/°C:

$$V_{OC(X^{\circ}C)} = V_{OC(STM)} - (25 - X) \times \frac{\Delta V_{mv}}{^{\circ}C} \quad (15)$$

Onde:

- $V_{OC(módulo\ X^{\circ}C)}$ é a tensão de circuito aberto de um módulo FV na menor temperatura do ano (V);
- X é a menor temperatura do ano;
- $\frac{\Delta V_{mv}}{^{\circ}C}$ é o coeficiente de temperatura para tensão de circuito aberto informado pelo fabricante;
- $V_{OC(STM)}$ é a tensão de circuito aberto do módulo FV em condições STC.

b) Mínima tensão de Entrada:

Durante o verão, sistemas FV integrados a edificações podem facilmente chegar a 80°C (**NOBRE ET AL., 2012**). Nesta temperatura, a tensão do sistema é reduzida em função da resposta negativa do módulo com o aumento de temperatura. Deve-se, neste caso, avaliar se o sistema FV possui número suficiente de módulos conectados em série de modo que a tensão do painel FV seja superior à mínima tensão de MPPT do inversor. Caso a tensão do módulo caia abaixo da mínima tensão de MPPT do inversor, a eficiência do inversor ficará comprometida e, na pior das hipóteses, poderá provocar a desconexão do inversor. O número mínimo de módulos conectados em série pode ser calculado pela **EQUAÇÃO (16)**, pela razão da mínima tensão de MPPT do inversor e da tensão de MPPT do módulo FV nas altas temperaturas de verão (ex.: 80°C).

$$N_{min} = \frac{V_{MPPT\ min\ (INV)}}{V_{MPP\ (Y^{\circ}C)}} \quad (16)$$

Onde:

- N_{min} é o número mínimo de módulos associados em série;
- $V_{MPPT\ min\ (INV)}$ é a tensão mínima do MPPT do inversor (V);
- Y é a maior temperatura do ano;
- $V_{MPP\ (Y^{\circ}C)}$ é a tensão de máxima potência de um módulo FV na temperatura Y (V).

A tensão de MPP para as altas temperaturas de verão pode ser calculada pelas **EQUAÇÕES (14)** ou **(15)**, substituindo a tensão de $V_{oc(STM)}$ na formula pela tensão de $V_{mpp(STM)}$.

3.6.3.1 Otimização da tensão de operação

A eficiência de um inversor pode ser influenciada pelas características do sistema FV. Estes fatores são principalmente a tensão do painel FV (V_{MPP}) e FDI do inversor. Um projeto otimizado leva em consideração estas características de modo a aumentar a PR do sistema. A **FIGURA 23** ilustra a curva de eficiência para um inversor FV. É possível observar que, levando-se em conta somente a tensão de MPPT do gerador FV, a influência desta grandeza pode ser superior a 2% no rendimento do inversor. Nem todos os fabricantes disponibilizam os gráficos de como a tensão do sistema influenciam o dispositivo. Porém, quando disponível, esta informação deve ser utilizada de maneira a aumentar a taxa de desempenho do sistema.

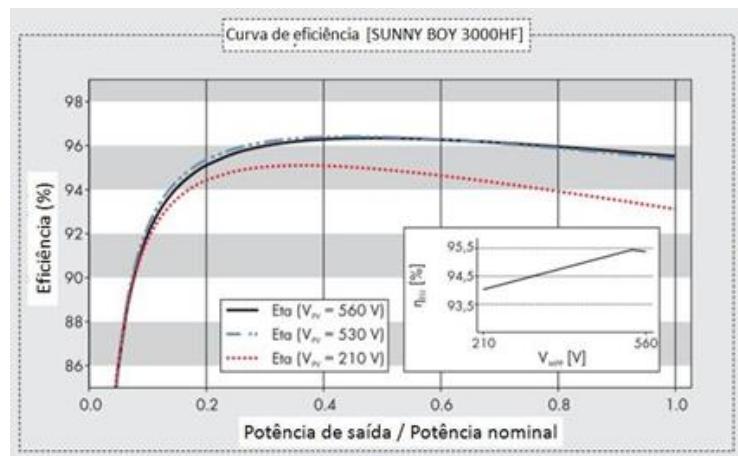


FIGURA 23 - CURVA DE EFICIÊNCIA DE UM INVERSOR PARA DIFERENTES TENSÕES DE ENTRADA.

Cabeamento:

O dimensionamento do cabeamento pode ser realizado de acordo com a NBR 5410 ou com a ajuda de tabelas e equações para o cálculo da seção do condutor. Em instalações de corrente contínua, a seção mínima de um condutor pode ser obtida através da **EQUAÇÃO (17)**.

$$S = \rho \times \frac{d \times I}{\Delta V} \quad (17)$$

Onde:

- S é a secção mínima do condutor (mm^2);
- ρ é a resistividade do material do condutor ($\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$);
- d é a distância total do condutor, considerando o trecho de retorno (m);
- I é a corrente que passa pelo condutor (A);

- ΔV é a queda de tensão máxima tolerada no trecho para o condutor (V).

É de extrema importância considerar as condições climáticas do local para a escolha do condutor, tais como a intensa exposição à radiação, chuva, calor e frio. Os dois últimos fatores influenciam o material condutor afetando sua resistividade, que pode ser corrigida pela **EQUAÇÃO (18)**. O isolamento do condutor deve resistente à radiação ultravioleta.

$$\rho(T) = \rho(20^\circ C) \times (1 + \alpha(T - 20^\circ C)) \quad (18)$$

Onde:

- α é o coeficiente de variação com a temperatura;
- T é a temperatura efetiva de operação em graus Celsius;
- Os parâmetros $\rho(20^\circ C)$ e α são obtidos na documentação do respectivo fabricante.

É importante lembrar que, após o paralelamento das *strings* fotovoltaicas, as correntes se somam e a secção do condutor deve ser reavaliada.

3.6.4 Dimensionamento dos Componentes de Proteção

3.6.4.1 Seccionamento e Proteção CC

Tanto o disjuntor quanto a chave seccionadora devem ser corretamente dimensionados de modo que sua tensão nominal seja superior ou igual à tensão de circuito aberto do gerador FV ao qual está conectado, levando em consideração o aumento da tensão em baixas temperaturas durante o período de inverno. A corrente nominal do dispositivo deve ser superior à corrente de curto-círcuito do sistema FV como um todo. Ambos os polos devem ser seccionados simultaneamente.

Os fusíveis são obrigatórios para sistemas com três ou mais strings em paralelo, devendo proteger individualmente cada *string*. Os fusíveis devem ser dimensionados obedecendo a indicação do fabricante dos módulos FV, que geralmente especificam em seus *datasheets* a corrente nominal máxima do fusível a ser empregado na série fotovoltaica. Ambos os polos devem ser protegidos.

3.6.4.2 Disjuntores CA

A capacidade do disjuntor CA deverá ser superior à corrente nominal do inversor, levando-se em conta fatores externos que podem levar à redução da capacidade do disjuntor, como por exemplo, elevadas temperaturas de operação.

3.6.4.3 DPS

O equipamento eletrônico de maior custo em um sistema FV é o inversor. Devido a este conversor estar sujeito a surtos de tensão que tanto podem acontecer pelo lado CC como pelo lado CA, deve-se utilizar um DPS antes e após o equipamento, evitando custos altos de reposição de inversores danificados por descargas atmosféricas.

3.6.4.4 Medidor de energia bidirecional

Para sistemas de minigeração (potência até 75kW) a responsabilidade da distribuição, instalação, operação e manutenção do medidor de energia bidirecional é da concessionária local. Para sistemas classificados como microgeração (potência superior a 75kW) a responsabilidade do equipamento será do proprietário do sistema.

3.6.5 Diagrama Unifilar

O diagrama unifilar de uma instalação fotovoltaica deve conter:

- Componentes de proteção;
- Inversor;
- Sessão dos condutores;
- Número de módulos por *string*;
- Número de *strings* paraleladas;
- Barramentos;
- Quadro de distribuição;
- Medidor bidirecional no caso de sistemas conectados à rede.

A **FIGURA 24** mostra um exemplo de diagrama unifilar de sistemas fotovoltaicos.

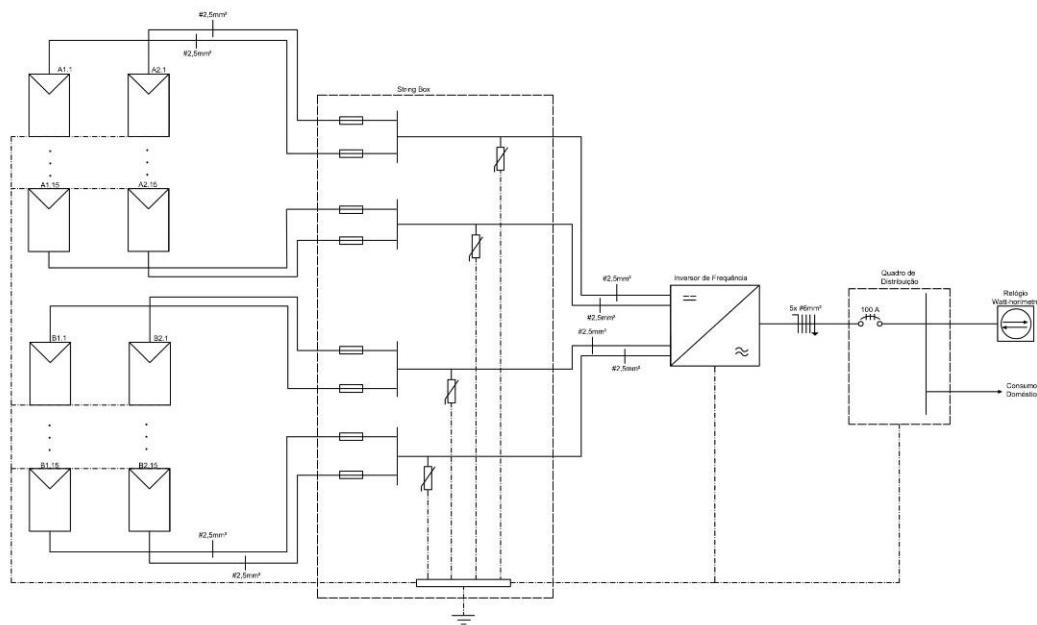


FIGURA 24 - MODELO DE DIAGRAMA UNIFILAR PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

3.7. REN482/2012 e REN 687/2015 da ANEEL

Com o objetivo de incentivar o aumento da implantação da energia fotovoltaica de maneira distribuída no país, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 482/2012 ([ANEEL, 2012](#)). Essa resolução estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração (até 100 kW) e minigeração (até 3MW) distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e possibilitou a instalação de sistemas fotovoltaicos, podendo o usuário conectar o sistema à rede de distribuição elétrica pública através do sistema de compensação de energia, ou net metering. Com essa estratégia, é possível injetar a energia excedente produzida na rede elétrica e receber uma compensação de energia com a distribuidora, ou seja, somente será cobrada pela concessionária a diferença entre a energia consumida e a injetada na rede. Caso a quantidade de energia injetada seja maior que a consumida no mesmo mês, o excedente poderá ser utilizado para abater futuros consumos da mesma unidade consumidora.

Em novembro de 2015, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 687/2015, alterando partes da Resolução nº 482/2012 ([ANEEL, 2015](#)). As centrais geradoras caracterizadas como microgeração distribuída passaram a ter potência instalada menor ou igual a 75 kW, e as caracterizadas como minigeração distribuída, de 75 kWp até 5 MW. Dentro do sistema de compensação de energia, foram introduzidas três novas estratégias: autoconsumo remoto, geração compartilhada e geração em condomínios. No autoconsumo remoto, os créditos gerados podem ser utilizados em outras unidades consumidoras, desde que estas estejam na mesma área de atendimento da distribuidora e no nome do mesmo titular. Na geração compartilhada, os consumidores podem formar um consórcio ou cooperativa

(com pessoas físicas ou jurídicas) para compartilhar a energia gerada. A geração em condomínios (horizontais e verticais) permite a divisão dos créditos gerados pelo sistema fotovoltaico instalado no condomínio entre os condôminos.

3.8. Licenciamento Ambiental

O licenciamento ambiental de sistemas fotovoltaicos não possui nenhuma regulamentação específica no âmbito nacional, por conta disso, as diretrizes para o licenciamento ambiental são estabelecidas pela resolução CONAMA nº 01/1986. Já no nível estadual, deve-se verificar com os órgãos ambientais licenciadores a existência de uma regulamentação específica.

No caso de nenhuma regulamentação específica, o licenciamento é dividido em três partes para atividades potencialmente poluidoras:

- Licença prévia (LP): Nesta etapa é avaliado a viabilidade ambiental do projeto, analisando, e definindo a sua concepção, em alguns casos pode ser solicitado estudos sobre o solo, ar e água da região. A licença prévia possui validade não superior a 5 anos;
- Licença de instalação (LI): Autoriza a instalação do projeto e possui validade de até 6 anos;
- Licença de operação (LO): Verifica se o projeto foi executado conforme o modelo apresentado para a aquisição da licença de instalação. A licença possui validade de quatro até dez anos, sendo necessária sua renovação.

Para atividades com baixo potencial poluidor, a licença prévia e de instalação podem ser obtidas simultaneamente, ou mesmo um licenciamento único (LP + LI + LO).

Principais documentos solicitados para o licenciamento ambiental, de acordo com tabela de (**SEBRAE-RJ, 2004**):

- Memorial descritivo do processo industrial da empresa;
- Formulário de requerimento preenchido e assinado pelo representante legal;
- Cópia do CPF e identidade do representante legal que assinar o requerimento;
- Cópias dos CPFs e registros nos conselhos de classe dos profissionais responsáveis pelo projeto, construção e operação do empreendimento;
- Cópias do CPF e identidade de pessoa encarregada do contato entre a empresa e o órgão ambiental;
- Cópias da procuração, do CPF e da identidade do procurador, quando houver;
- Cópia da ata da eleição da última diretoria, quando se tratar de sociedade anônima, ou contrato social registrado, quando se tratar de sociedade por cotas de responsabilidade limitada;

- Cópia do CNPJ - Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica;
- Cópias do registro de propriedade do imóvel ou de certidão de aforamento ou cessão de uso;
- Cópia da certidão da prefeitura indicando que o enquadramento do empreendimento está em conformidade com a lei de zoneamento municipal;
- Cópia da licença ambiental anterior se houver;
- Guia de recolhimento (GR) do custo de licença. A efetuação do pagamento e custo da taxa referente deverá ser orientada pelo órgão;
- Planta de localização do empreendimento. Poderá a empresa anexar cópia de mapas do rex ou outros mapas de ruas, indicando sua localização;
- Croquis ou planta hidráulica, das tubulações que conduzem os despejos industriais, esgotos sanitários, águas de refrigeração, águas pluviais etc. A representação dessas tubulações deverão ser representadas com linhas em cores ou traços diferentes.

4. Instalação de Sistemas FV

4.1. Segurança

Quando falamos de qualquer tipo de sistema elétrico, sempre devemos lembrar de todos os riscos associados à sua operação e manutenção, por isso, devem ser seguidas certas normas e boas práticas, afim de reduzir ao máximo a chance de ocorrência de acidentes. A **TABELA 5** mostra as principais normas relacionadas ao projeto, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos.

TABELA 5 - PRINCIPAIS NORMAS BRASILEIRAS RELACIONADAS A INSTALAÇÕES ELÉTRICAS E FOTOVOLTAICAS.

Org.	Código	Título	Descrição	Aplicação
ABNT	NBR 5410:2004	Instalações elétricas de baixa tensão	Condições básicas que as instalações elétricas de baixa tensão devem atender, para garantir segurança na operação e manutenção	Sistemas FV isolados, bombeamento de água, híbridos e conectados à rede
ABNT	NBR 5419:2005	Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas	Requisitos para projeto, instalação e manutenção de sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)	Sistemas FV isolados, bombeamento de água, híbridos e conectados à rede
ABNT	NBR 15389:2006	Bateria de chumbo-ácido estacionária regulada por válvula – Instalação e montagem	Requisitos para projeto, instalação e manutenção de sistemas de baterias chumbo-ácido reguladas por válvula para aplicações estacionárias	Sistemas FV isolados e híbridos
ABNT	NBR 16274:2014	Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho	Documentação mínima que deve ser compilada após a instalação de um sistema FV conectado à rede. Documentação, ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção que asseguram a correta instalação e operação do sistema	Sistemas FV conectados à rede
ANEEL	PRODIST	Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição	Condições de acesso para conexão e uso do sistema de distribuição, estabelecendo critérios técnicos e operacionais,	Sistemas FV conectados à rede

			os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão
Inmetro	Portaria 004/2011	Requisitos de avaliação de conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica (módulo, controlador de carga, inversor e bateria)	Critérios para o Programa de Avaliação de Conformidade para sistemas e equipamentos para energia fotovoltaica, visando que sejam atendidos os requisitos de segurança e eficiência energética
MTE	NR-10	Segurança em instalações elétricas e serviços em eletricidade	Requisitos mínimos de segurança para trabalhos com eletricidade, afim de garantir a segurança daqueles que estejam direta ou indiretamente envolvidos com serviços desse tipo
MTE	NR-35	Trabalho em altura	Requisitos mínimos de segurança para trabalhos em altura, afim de garantir a segurança daqueles que estejam direta ou indiretamente envolvidos com serviços desse tipo
Concessionárias	Diversas	Requisitos para conexão de Micro e Minigeração ao Sistema de Distribuição	Normas estabelecidas por cada concessionária de energia afim de regulamentar o ingresso de sistemas de geração distribuída ao sistema de distribuição e a compensação de energia

Além das normas técnicas, deve-se dar atenção aos procedimentos de segurança sugeridos pelos fabricantes de cada equipamento, pois eles contemplam cuidados mais específicos para cada situação. Outras sugestões de segurança estão apresentadas nos tópicos a seguir:

- Cumprir os procedimentos de segurança apresentados nas normas técnicas e nos manuais de cada equipamento;
- Respeitar os códigos locais para instalações elétricas, quando aplicáveis;
- Atentar às normas de conexão ao sistema de distribuição elaborado pela concessionária;
- Restringir o acesso ao local de trabalho somente a pessoas autorizadas;
- Controlar o acesso aos locais restritos através de portas com fechadura, grades e muros;
- Sinalizar através de placas as áreas restritas somente a pessoas autorizadas e os locais com risco de choque elétrico;
- Realizar com qualidade o aterramento de todos os componentes do sistema FV que o exigem;
- Instalar os dispositivos de proteção adequados, afim de garantir a segurança dos equipamentos e operadores;
- Proteger com material isolante os contatos de baterias, para que não haja risco de choque elétrico ou curto-circuito;
- Disponibilizar aos responsáveis pela operação e manutenção do sistema manuais e recomendações de segurança sobre o sistema em questão;
- Fixar instruções claras para desconexão da energia durante a realização de manutenção e para posterior reconexão após o término do procedimento;
- Em microssistemas, disponibilizar na edificação que abriga os componentes do sistema, equipamentos de proteção individual (EPIs) e extintor de incêndio adequado;
- Orientar que sejam retirados quaisquer objetos pessoais metálicos antes de manutenções nos sistemas elétricos.

A seguir são apresentadas algumas recomendações para o manuseio, instalação e manutenção dos módulos fotovoltaicos:

- Remover quaisquer joias ou adereços do corpo, principalmente se forem metálicos;
- Usar roupas e EPIs adequados a trabalho com eletricidade e em bom estado de conservação, como: calça, camisa, cinto, sapato fechado, capacete, luvas, óculos;
- Utilizar a ferramenta adequada para cada serviço, sempre em bom estado, seca e, se possível, isolada;
- Fazer uso de equipamento de medição, como multímetro, para averiguar tensões, correntes e polaridades;
- Sempre que possível trabalhar em mais de uma pessoa, afim de auxiliar na montagem, conferência e, principalmente, auxiliar em caso de acidentes;

- Sempre realizar as conexões elétricas respeitando as polaridades e instruções fornecidas pelo fabricante no manual do módulo em questão;
- Instalar uma cerca ou muro afim de isolar a área coberta por módulos fotovoltaicos do contato de pessoas não autorizadas e animais.

Cabe lembrar que, mesmo que os módulos, quando avaliados individualmente, possuam níveis de tensão e corrente relativamente baixos, quando associados nas *strings* os valores podem facilmente atingir faixas letais ao ser humano.

Sempre cheque de maneira redundante se os sistemas que serão alvo do trabalho estão completamente desenergizados, pois certas falhas podem dar a falsa impressão de que o sistema não possui tensão ou corrente circulando quando medidos em apenas um ponto.

4.2. Montagem de Estruturas de Suporte e Fixação dos Módulos FV

As estruturas de fixação dos módulos fotovoltaicos têm como finalidade principal posicioná-los de maneira em que fiquem estáveis, resistentes a intempéries e em um ângulo que permita o maior aproveitamento dos raios solares. Seu posicionamento deve garantir ventilação adequada, reduzindo a temperatura de operação do módulo, prática que aumenta sua eficiência e incrementa sua vida útil.

O projeto e dimensionamento dessas estruturas deve obedecer aos valores indicados pelos fabricantes dos módulos, afim de que não haja danos mecânicos provocados por dilatação ou má fixação. O tipo de estrutura usada e sua geometria devem ser escolhidos de modo que se adequem ao terreno ou edificação em que o sistema será instalado, atendendo ao peso dos módulos e suportando fortes ventos.

Outro fator importante a ser levado em conta é o material usado para sua construção, uma vez que certas combinações de metais e solos, por exemplo, podem ocasionar uma degradação precoce, prejudicando a durabilidade do sistema.

Em sistemas residenciais, quando a casa possui resistência estrutural adequada, os módulos fotovoltaicos podem ser instalados sobre o telhado, desde que este esteja em posição relativamente propícia e não esteja sofrendo sombreamento excessivo.

Outra opção, já mais comum em sistemas de maior porte, como usinas, é a instalação dos módulos em solo. Nessa modalidade deve-se escolher com cuidado o tipo de fundação que será aplicada no projeto, e para isso devem ser levados em conta fatores como acesso ao local, ventos e chuvas, relevo, propriedades do solo, qualificação da mão de obra disponível e custo. A **FIGURA 25** mostra os tipos mais comuns de fundações usadas em sistemas fotovoltaicos.

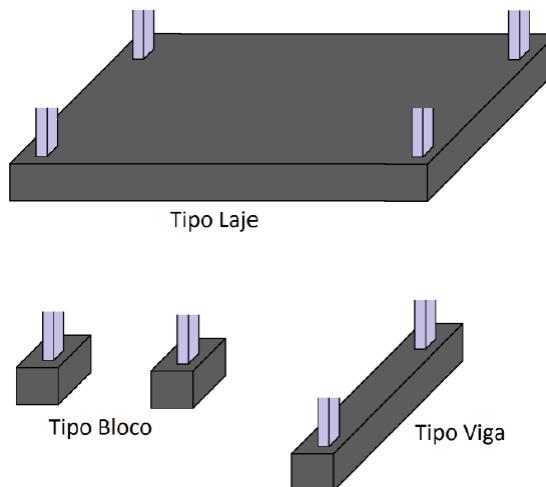


FIGURA 25 - TIPOS DE FUNDAÇÃO PARA ESTRUTURAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. (CRESESB, 2014)

A fundação do tipo laje necessita de uma elevada quantidade de concreto para sua construção e pode ser pré-fabricada ou feita no próprio local de instalação do sistema FV. Em locais muito remotos, essa questão acaba elevando o custo do projeto, por conta da dificuldade do transporte do concreto. Além disso, é fundamental que o terreno onde o sistema será instalado seja plano, para que não haja grandes custos com preparação do solo.

A fundação do tipo bloco se adapta melhor em terrenos mais irregulares e remotos, uma vez que tem peso reduzido e pode ser facilmente pré-fabricada onde há mais infraestrutura disponível. O alinhamento das fileiras e a escavação para fixação também são facilitados, necessitando apenas que sejam montados com armaduras e todas as cavidades sejam preenchidas com argamassa ou concreto.

Já a fundação do tipo viga é um meio termo entre as duas anteriores. Ela é mais indicada para terrenos ondulados e possibilita um alinhamento facilitado entre as fileiras de módulos. Além do cimento, as vigas podem ser construídas em madeira ou outros materiais que tenham características semelhantes.

Nenhuma destas topologias é a ideal para todas as situações. A escolha vai depender do tipo de terreno e de todos os outros fatores citados anteriormente. A robustez da fundação vai depender do peso dos módulos escolhidos e dos fatores climáticos da região, pois deve-se calcular a força que o vento fará empurrando e puxando os módulos da estrutura de fixação.

Por conta do alto custo das obras civis para as fundações, em alguns locais em que o vento não alcança altas velocidades, opta-se por fixar as estruturas metálicas diretamente no solo, mas devendo-se tomar cuidado para que haja resistência mecânica suficiente. A **FIGURA 26** exemplifica uma estrutura de fixação metálica cravada no solo e envelopada com concreto.



FIGURA 26 - ESTRUTURA DE FIXAÇÃO DOS MÓDULOS NA USINA SOLAR CIDADE AZUL, EM TUBARÃO - SC.

4.3. Instalação dos Inversores

O primeiro cuidado na instalação de inversores é observar as condições climáticas do local de interesse. Em muitos casos, os elevados valores de temperatura e umidade podem vir a se tornar problemas caso sejam escolhidos equipamentos inadequados. É sempre interessante observar se a faixa de operação especificada pelo fabricante condiz com as variações de onde ele pretende ser instalado e, caso ele não atenda a necessidade, deve-se procurar um modelo mais robusto. Inversores não podem ser instalados de modo a serem expostos diretamente a irradiação solar, devendo os equipamentos serem protegidos.

Uma opção adotada em muitas instalações fotovoltaicas de grande porte é a construção de pequenas edificações para abrigar os inversores de intempéries. Isso também protege o sistema de contato com pessoas e animais. A **FIGURA 27** exemplifica uma construção responsável por abrigar os componentes acima citados de um sistema FV.



FIGURA 27 - EDIFICAÇÃO RESPONSÁVEL POR ACOMODAR OS INVERSORES DE UM SISTEMA FV, GARANTINDO VENTILAÇÃO ADEQUADA E ABRIGO DO TEMPO.

Para a fixação, é recomendado que se use os próprios parafusos e buchas que acompanham o sistema adquirido, uma vez que estes já foram corretamente dimensionados pelo fabricante. Os manuais dos equipamentos geralmente possuem instruções e gabaritos que irão auxiliar sua instalação e suas recomendações devem sempre ser obedecidas.

A conexão dos cabos dos inversores é, em geral, simples, contendo as entradas CC para as *strings* e a saída CA para as cargas.

4.4. Cabeamento e Conexões

Assim como em qualquer outro arranjo elétrico, os sistemas fotovoltaicos requerem cabos elétricos de secção suficiente para a corrente especificada pelo projetista. Além disso, é altamente recomendado que sejam empregados materiais de qualidade, pois estes reduzirão os custos de manutenção e aumentarão a durabilidade do sistema.

No Brasil, os fabricantes têm empregado o padrão europeu para cabos solares. Por conseguinte, as soluções em cabos solares vistas por aqui consistem em cabos com condutores de cobre estanhado. Recomenda-se que os condutores possuam a menor queda de tensão possível, não excedendo 3% do seu valor nominal entre o gerador fotovoltaico e as cargas.

Outro requisito a ser discutido é a isolação e a cobertura dos cabos solares, que são mais espessas e passam por testes de qualidade mais rigorosos do que cabos de uso geral, devido ao fato de que estes cabos são expostos constantemente a intempéries. A espessura da isolação para cabos solares, segundo o padrão europeu, varia de acordo com a seção do condutor, com um mínimo de 0,7 mm para condutores

de 1,5 mm², chegando até 1,7 mm para condutores de seção de 240 mm². A isolação de um cabo tem como propósito a isolamento elétrico do condutor deste, enquanto a cobertura tem como objetivo a proteção mecânica da isolação e do condutor.

Ambas as normas discutidas (UL 4703 e EN 50618) têm altos padrões para o material isolante e de cobertura dos cabos solares, porém existem divergências em alguns requisitos. A primeira diferença é quanto ao material ser ou não livre de halogênios. A norma europeia prevê que os cabos solares devem ser compostos de materiais reticulados, de baixa emissão de fumaça e livres de halogênios, enquanto a americana não faz menção a estes últimos requisitos. Os cinco halogênios são flúor, cloro, bromo, iodo e astatina. Materiais livres de halogênios e de baixa emissão de fumaça (em inglês *low smoke zero halogen* ou LSZH), apesar de mais caros, são indicados para uso em locais com pouca ventilação e tráfego de pessoas, como em túneis, hospitais, escolas e indústrias. Isto porque, no caso de incêndio, são menos tóxicos ao ser humano e emitem menos fumaça, facilitando a evacuação e o resgate das pessoas. Sistemas fotovoltaicos externos, como no caso de usinas, não necessitariam desta medida de segurança. Contudo, sistemas residenciais e comerciais geralmente possuem parte de suas instalações internas, muitas vezes dentro dos próprios estabelecimentos e residências, fazendo com que estes cuidados com a segurança se façam necessários.

Esta diferença entre as normas faz com que cabos com isolamento XLPE (composto termofixo à base de polietileno reticulado) sejam ainda utilizados nos Estados Unidos, enquanto no Brasil e na Europa é mais frequente o uso de XLPO (composto poliolefínico termofixo não halogenado) e HEPR (composto termofixo à base de etilenopropileno de alto módulo).

Outro diferencial entre as normas está no teste de chama, a norma americana é mais exigente do que a europeia neste quesito. Os materiais livres de halogênios têm mais dificuldade em passar no teste mais rigoroso da UL 4703, dificultando a construção de cabos capazes de obter ambas as certificações. Contudo, não é impossível, e já existe no mercado uma variedade de cabos solares com certificados UL 4703 e TÜV 2Pfg1169, uma grande vantagem para fabricantes que visam a globalização de seus produtos.

Devido às condições de operação de cabos solares, os materiais a serem utilizados na isolação e na cobertura do condutor deste passam por um processo de reticulação (em inglês, *crosslinking*) para que se tornem termofixos (em inglês, *thermoset*), polímeros cuja rigidez não se altera com aumento da temperatura. Este processo é essencial na construção de cabos solares pois estes serão expostos a elevadas temperaturas. Mais precisamente, a norma europeia prevê que estes cabos devem ter a capacidade de operar em temperaturas ambientais desde -40°C até 90°C, sendo que a temperatura máxima prevista para o condutor é de 120°C. Portanto, o material isolante deve se provar suficientemente

resistente a elevadas temperaturas provindas tanto do ambiente externo, quanto condutor em seu interior.

As normas também divergem quanto ao nível de isolamento dos cabos. A norma europeia determina uma tensão nominal em corrente contínua de 1,5 kV entre condutores, assim como entre condutor e terra. Para uso em corrente alternada a tensão nominal deve ser de 1,0/1,0 kV (condutor-terra/condutor-condutor). A norma americana não faz diferenciação entre corrente contínua e alternada e permite três níveis de isolação: 600 V, 1 kV e 2 kV. A isolação, contudo, deve sempre estar de acordo com o nível de tensão do sistema FV.

Como são expostos diariamente ao sol, o material que compõe a isolação e a cobertura de cabos solares também deve ser resistente a radiação UV. Esta resistência é geralmente obtida com a adição de cerca de 2% de negro de fumo (em inglês *carbon black*), um material produzido da queima parcial de alguns derivados de petróleo, que absorve a radiação UV sem ser por ela prejudicado. O processo para verificação da resistência de cabos à radiação UV, segundo a TÜV 2Pfg1169, consiste em testes após a exposição do cabo a radiação UV por 720 horas, uma pequena fração das 160,000 horas que resultam nos 25 anos de vida útil de um sistema fotovoltaico. Não foi encontrada ainda uma relação para a resistência a radiação UV como a do teste de Arrhenius para a resistência a elevadas temperaturas, que tem como conceito básico que a resistência a longo prazo de um material pode ser estimada através de um teste de duração relativamente pequeno.

No quesito isolação e cobertura, fabricantes brasileiros têm optado por utilizar materiais LSZH, como indicado na norma europeia.

Por questões de segurança a facilidade de manutenção em instalações elétricas, recomenda-se o uso das convenções de cores adotadas na NBR 5410:2004 para cada tipo de condutor, conforme mostrado na **TABELA 6**.

TABELA 6 - PADRÃO DE CORES PARA CONDUTORES IMPOSTOS PELA (ABNT, 2004)

Tipo de instalação	Descrição	Cor do cabo
CA	Fase	Vermelho, preto ou marrom
	Neutro	Azul claro
	Terra	Verde, verde/amarelo
CC	Positivo	Vermelho
	Negativo	Preto
	Terra	Verde

As técnicas e materiais auxiliares aplicados na instalação de sistemas fotovoltaicos são as mesmas de um sistema elétrico qualquer. Elementos como terminais, fita isolante, eletrodutos, abraçadeiras e outros mais, são largamente aplicados, porém deve-se atentar para a aplicabilidade de cada um deles em

ambientes externos, por conta da exposição ao tempo. Caso os materiais escolhidos não tenham a resistência adequada, podem acontecer desgastes e corrosões que coloquem em risco a qualidade da instalação elétrica, gerando riscos aos operadores e custos de substituição.

As conexões entre os módulos FV e destes com os inversores é realizada através de conectores específicos, tipicamente do tipo MC4. Estes conectores devem ser crimpados aos cabos de acordo com o procedimento descrito abaixo, a fim de evitar problemas na operação do sistema.

Condições necessárias para realização do procedimento: Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob chuva, garoa ou descargas atmosféricas.

Equipamentos necessários:

- Alicate descascador de cabo;
- Alicate “crimpador” de conectores mc4;
- Alicate prensa cabos;
- Um par de chaves para conectores mc4;
- Conectores e terminais mc4 positivo e negativo.

Procedimento:

- Isolar a área na qual será realizado o procedimento, limitando o acesso ao pessoal autorizado, sinalizando o local com cones, fitas e correntes de sinalização;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Instruções necessárias para “crimpagem” de conectores mc4 em segurança:
 1. Caso o sistema esteja em operação, seccionar sistema;
 2. Desconectar todos os fusíveis da *stringbox* (**importante: antes de abrir o fusível é necessário verificar que não há corrente em nenhuma string. Deve-se medir corrente cc em todas as strings individualmente com um alicate amperímetro**);
 3. Descascar o cabo a ser crimpado. O comprimento de cabo desencapulado deve ser aproximadamente de 0,8 cm, conforme a **FIGURA 28**;

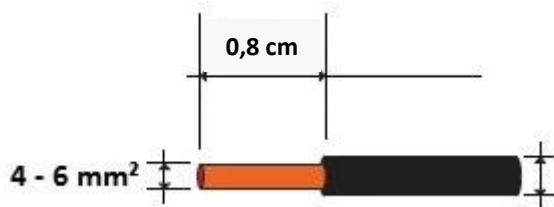


FIGURA 28 - COMPRIMENTO DE CABO DESENCAPADO PARA CONECTAR À PONTA DOS CONECTORES MC4.

4. Inserir o cabo desencapado no terminal do conector mc4. A **FIGURA 29** mostra os conectores mc4 dos polos positivo e negativos além de seus respectivos terminais;

Importante: Ao inserir as fibras cobre do cabo desencapado, nunca as trançar. Estas fibras devem permanecer paralelas, pois ao utilizar o alicate de crimpagem para unir o cabo ao terminal, estas fibras podem se partir, gerando ponto quente na conexão elétrica.



FIGURA 29 - CONECTORES E TERMINAIS MC4 POLOS POSITIVO E NEGATIVO.

5. Utilizar o alicate crimpador MC4 para unir o cabo ao terminal do conector. A **FIGURA 30** e a **FIGURA 31** mostram, respectivamente, a “crimpagem” do cabo e a forma correta que as pontas devem apresentar antes da inserção nos conectores MC4;



FIGURA 30 - UTILIZAÇÃO DO ALICATE "CRIMPADOR" PARA UNIR O TERMINAL DO CONECTOR MC4 AO CABO.



FIGURA 31 - APRESENTAÇÃO DA FORMA ADEQUADA DE "CRIMPAGEM" DO TERMINAL MC4 AO CABO.

6. O conector MC4 não precisa ser desrosqueado. Insira a ponta do cabo “crimpado” no conector MC4 e pressione-o até ouvir um “clique”;

Observação: Prestar atenção para **NÃO MISTURAR** os terminais metálicos e os conectores de plástico do polo positivo e negativo, para evitar inverter a combinação.

7. Utilizar as chaves MC4 para apertar o prensa-cabo dos conectores MC4 e garantir a vedação, conforme a **FIGURA 32**;

Observação: Nunca usar alicates para realizar este aperto, pois há risco de danificar a estrutura do conector e consequentemente gerar ponto quente na conexão elétrica.



FIGURA 32 - FORMA ADEQUADA DE APERTAR A TAMPA DE VEDAÇÃO DOS CONECTORES MC4.

8. Conectar o cabo reparado;
9. Realizar procedimento de verificação de tensão e polaridade;
10. Conectar todos os fusíveis da *stringbox*;
11. Reconectar o sistema.

4.5. Componentes de Proteção

Assim como em qualquer sistema elétrico, nos sistemas FVs também há necessidade de alguns componentes de proteção. Eles são responsáveis por garantir a integridade e segurança tanto do sistema, quanto das pessoas envolvidas em sua operação e manutenção.

O dimensionamento de cada componente deve levar em conta os maiores valores de tensão e corrente que ele será submetido, porém sempre respeitando os valores máximos permitidos para cada trecho do SFV (**ABNT, 2004**).

Outro fator a ser levado em conta na escolha de cada dispositivo é o tipo de tensão a qual ele será submetido. Quando estamos analisando o percurso entre os módulos e o inversor, todo o circuito está operando em corrente contínua (CC), logo, devem ser escolhidos fusíveis, disjuntores e chaves adequadas para essa aplicação.

Os principais componentes usados para proteção de sistemas FVs estão listados na **TABELA 7**, juntamente com sua ilustração e função.

TABELA 7 - DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO MAIS COMUNS EM SFVs.

Componente	Ilustração	Função
Chave seccionadora		Permitir a interrupção manual voluntária da corrente no circuito para casos de emergência ou necessidade de manutenção do sistema.
DPS		Desviar para a terra a alta corrente provocada por um surto, como uma descarga atmosférica, por exemplo.
Disjuntor		Impedir que correntes acima do limite previsto – em geral causadas por curto-circuito, sobrecarga ou falha de aterramento – circulem pelos

Fusível

cabos, equipamentos e demais componentes do sistema fotovoltaico.

Para a montagem dos componentes de proteção, recomenda-se o uso de caixas apropriadas para acomodá-los, pois já contam com as fixações e furações necessárias. A caixa também deve ser adequada para o local onde será instalada. Em geral esses componentes já estão preparados para serem encaixados em trilhos DIN, que facilitam a montagem e possíveis substituições ou manutenções que venham a ocorrer. A conexão entre eles deve ser realizada com os cabos de seção adequada às correntes para os quais eles estão especificados, contando com terminais metálicos nas pontas, afim de garantir uma boa rigidez mecânica e a menor resistência de contato possível.

4.6. Aterramento

O aterramento de um sistema FV consiste na ligação intencional de certos equipamentos e partes metálicas com o potencial da terra. O objetivo dessa prática é garantir o correto funcionamento da instalação e fornecer um caminho facilitado às correntes indesejáveis causadas por surtos, falhas ou fugas, auxiliando na proteção do sistema. Detalhes sobre o tema estão especificados na norma ABNT NBR 5410:2004.

A variação do perfil de cada solo em termos de umidade e composição cria uma grande dificuldade no projeto de sistemas de aterramento, inclusive por conta de variações sazonais em um mesmo lugar de análise. A alta complexidade na medição da resistividade do solo – parâmetro fundamental na elaboração do aterramento – torna inviável que esse estudo seja feito para sistemas pequenos, sendo vantajoso apenas quando falamos de projetos de maior escala.

Dada essa dificuldade, em sistemas fotovoltaicos isolados recomenda-se isolamento de todas as partes metálicas, afim de evitar contato do usuário com partes que possam vir a estar energizadas durante alguma falha no sistema. Além disso, é ideal que haja orientação para que o usuário não toque no sistema, a não ser quando autorizado.

No âmbito dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, é necessário que haja aterramento das carcaças condutoras dos equipamentos e conexão do circuito elétrico CA ao aterramento. O aterramento no lado CC depende da tecnologia dos módulos e equipamentos utilizados. A **TABELA 8** descreve a ação necessária em relação ao aterramento para cada componente do sistema fotovoltaico.

TABELA 8 - ATERRAMENTO NECESSÁRIO PARA CADA COMPONENTE DO SFV.

Sistema fotovoltaico	Componente	Type	Ação
Isolado	Todos	Isolar quaisquer partes metálicas expostas	
Conectado à rede	Módulo fotovoltaico	Filmes finos	Aterrarr um dos polos em corrente contínua conforme indicação do fabricante. Molduras metálicas quando existentes deverão ser aterradas
		Silício cristalino	Não aterrarr polos em corrente contínua. Molduras metálicas quando existentes deverão ser aterradas
	Inversor	Com transformador	Aterrarr
		Sem transformador	Não aterrarr
	Estruturas de fixação		Aterrarr
	Carcaças condutoras		Aterrarr

De qualquer forma, deve-se sempre consultar o manual de cada equipamento instalado e aplicar as recomendações sugeridas pelos respectivos fabricantes, pois isso aumentará a segurança e durabilidade do sistema.

4.7. Testes de Comissionamento

O comissionamento do sistema tem como objetivo verificar se o sistema foi instalado conforme as especificações de projeto, se atende às normas cabíveis e se está apto a operar em segurança. Todas as pendências identificadas durante o comissionamento devem ser corrigidas pelo próprio instalador. Após esta etapa o sistema passa a ser responsabilidade do proprietário.

Durante o comissionamento uma equipe de profissionais deve realizar em todo o sistema diversas atividades envolvendo inspeções visuais e testes nos equipamentos. O comissionamento pode ser realizado pelo instalador, geralmente acompanhado de um agente fiscalizador do proprietário, ou por uma empresa especializada.

Os testes realizados durante o comissionamento devem estar de acordo com a norma NBR 16274 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede - Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

Os subitens a seguir descreverão alguns procedimentos que devem ser seguidos durante o comissionamento.

4.7.1 Inspeção Visual

Objetivos: Detectar possíveis falhas e necessidade de ações preventivas.

Condições necessárias para realização do procedimento: Recomenda-se que a inspeção seja feita em períodos de céu limpo ou sol entre nuvens e nunca sob chuva ou garoa.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizar o local com cones e correntes de sinalização. Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Chave para abrir quadros elétricos;
 - Câmera fotográfica;
 - Prancheta para anotações.
- Pontos a serem verificados na inspeção:
 1. Presença de placas de advertência de choque elétrico e restrição de acesso aos ambientes de instalação dos equipamentos;
 2. No caso de montagens em telhado, verificar se a cobertura não foi danificada e não apresenta vazamentos;
 3. Integridade dos módulos fotovoltaicos;
 4. Integridade do cabeamento dos módulos fotovoltaicos;
 5. Integridade das estruturas;
 6. Funcionamento dos inversores;
 7. Integridade dos sensores ambientais da estação solarimétrica;
 8. Integridade das conexões, cabos e equipamentos dos quadros elétricos;
 9. Avaliar a limpeza e organização da área. Verificar se há vegetação a ser retirada.

Avaliação dos resultados: É de extrema importância o registro fotográfico e anotações durante a inspeção visual para determinar as ações necessárias para manutenção.

4.7.2 Continuidade dos Condutores de Aterramento de Proteção e/ou Ligação Equipotencial

Objetivos: Checar a continuidade dos condutores de aterramento e ligação equipotencial no lado CC do sistema.

Condições necessárias para realização do ensaio: Realizar as medições em dias com céu limpo.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizar o local com cones e correntes de sinalização;
Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Microohmímetro ou Terrômetro;
 - Chave para abrir quadros elétricos.

Pontos a serem verificados na inspeção:

Verificar a continuidade elétrica nos condutores de aterramento de proteção e/ou de ligação equipotencial utilizados no lado CC, como os da estrutura do arranjo fotovoltaico. A continuidade da ligação ao terminal de terra principal também deve ser verificada.

Para verificar a continuidade entre os pontos de aterramento do sistema fotovoltaica pode-se utilizar o método sem estacas cravadas, verificando a resistência CC.

Deve-se verificar a continuidade e equipotencialização entre:

- Haste principal de aterramento e estruturas do sistema;
- Em caso de sistema composto por várias mesas, verificar continuidade entre as mesas para garantir equipotencialização;
- Verificar a continuidade entre estrutura metálica e quadro elétrico para garantir que estão aterrados no mesmo ponto.

Avaliação dos resultados: É esperado um valor de resistência inferior a $3\ \Omega$. Se forem medidos valores muito acima de $3\ \Omega$, deve-se investigar a origem do problema e executar a correção necessária para reduzir a resistência.

4.7.3 Resistência de Isolação

Objetivos: Garantir a qualidade da instalação elétrica, prolongar a vida útil do sistema e a segurança de seus operadores. Verificar se as *strings* apresentam resistência de isolamento adequada entre partes

condutoras de corrente e a estrutura, sendo possível detectar defeitos de fabricação, problemas relacionados a má instalação ou avarias em cabos, conectores e módulos.

Observação: Os inversores, antes de se conectarem com a rede elétrica, realizam um teste de resistência de isolamento automaticamente e estão programados para serem acionados somente quando a resistência de isolamento for superior a $1\text{ M}\Omega$. Caso haja alguma não conformidade, os inversores acusam no display a seguinte mensagem: “Riso Low”.

Condições necessárias para realização do ensaio: A resistência de isolamento sofre forte influência da umidade do ambiente. Quanto mais úmido o ambiente, menor é o valor da resistência de isolamento das *strings*. Situação, portanto, mais propícia para a realização deste ensaio. Para minimizar o risco de choque elétrico pelo gerador fotovoltaico, o ensaio pode ser realizado ao amanhecer, entardecer ou durante a noite.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado; sinalizar o local com cones, fita e correntes de sinalização; desconectar qualquer equipamento que poderia ter um impacto sobre a medição de isolamento e isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Megômetro;
 - Multímetro;
 - Chave para abrir quadros elétricos;
- A seguir as instruções necessárias para medição de resistência de isolamento das *strings* em segurança:
 1. Desligar o inversor;
 2. Se presente na *stringbox*, desligar chave seccionadora;
 3. Se presente na *stringbox*, desligar equipamentos que alimentem a comunicação;
 4. Retirar todos os DPS da *stringbox*;
 5. Conectar o polo **negativo** do megômetro na estrutura metálica, ou no ponto de conexão com a malha de terra ou no barramento de terra dentro da *stringbox*;
 6. Conectar o polo **positivo** do megômetro (ver **FIGURA 33**) ao barramento de saída **negativo** da *stringbox*;
 7. Manter desconectado a saída de polo **positivo** da *stringbox*;
 8. Checar se os passos 5 a 7 estão de acordo com a **FIGURA 33**;

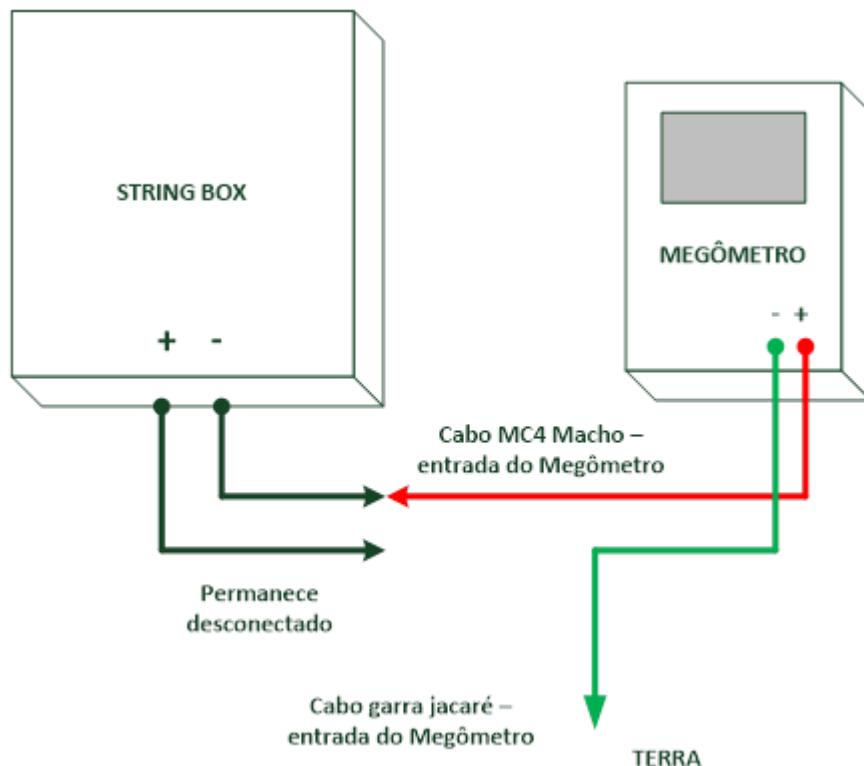


FIGURA 33 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MONTAGEM DOS INSTRUMENTOS DA PRIMEIRA PARTE DO ENSAIO RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.

- Realizar a medição da resistência de isolamento com megômetro aplicando tensão CC, conforme a **TABELA 9**, durante o período 60 segundos;
- Registrar a medida;
- Desligar o megômetro;
- Conectar o polo **positivo** do megômetro na estrutura metálica, ou no ponto de conexão com a malha de terra ou no barramento de terra dentro da *stringbox* (próximo à dobradiça inferior da porta);
- Conectar o polo **negativo** do megômetro (ver **FIGURA 34**) ao barramento de saída **positivo** da *stringbox*;
- Manter desconectada a saída de polo **negativo** da *stringbox*;
- Checar se os passos 12 a 14 estão de acordo com a **FIGURA 34**;

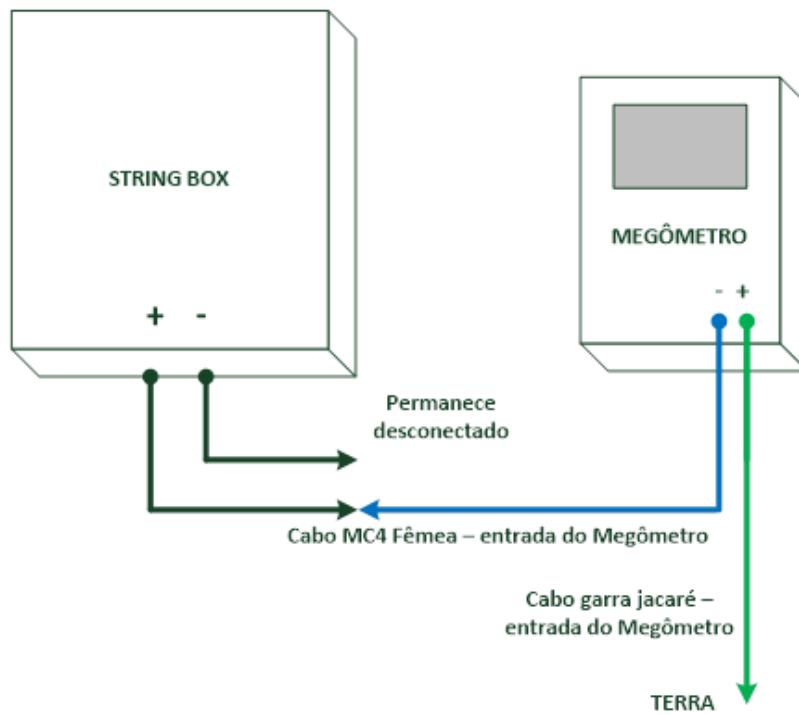


FIGURA 34 - DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA MONTAGEM DOS INSTRUMENTOS DA SEGUNDA PARTE DO ENSAIO RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.

9. Manter desconectado o cabo de saída de polo **positivo** da *stringbox*;
10. Realizar a medição da resistência de isolamento com megômetro aplicando tensão cc, durante o período 60 segundos;
11. Registrar a medida;
12. Desconectar todos os cabos do ensaio;
13. Reconectar todos os dispositivos retirados do quadro elétrico e reconectar o sistema.

Avaliação dos resultados: a **TABELA 9** apresenta os valores de tensão de teste (tensão a ser ajustada no megômetro) conforme o valor de tensão v_{oc} das *strings* e os valores mínimos de resistência de isolamento esperados.

TABELA 9 - VALORES MÍNIMOS DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.

Tensão do sistema ($V_{oc@STC} \times 1,25$) V	Tensão de teste (V)	Resistência mínima de isolamento ($M\Omega$)
< 120	250	0,5
120 – 500	500	1
> 500	1000	1

Caso haja alguma não conformidade com os valores esperados, deve-se repetir o ensaio para cada uma das *strings* (conectando apenas os fusíveis dos polos positivo e negativo *string* na qual será realizado o ensaio). Dessa maneira é possível detectar qual a *string* responsável pela baixa resistência de isolamento do sistema.

Após a detecção da *string* que apresentou baixa resistência de isolamento, pode-se realizar um teste rápido para encontrar o ponto de falha, o qual pode ser entre dois módulos (cabeamento) ou dentro de um módulo (módulo trincado, danificado). O teste consiste em medir a tensão contínua entre o terminal positivo e o ponto de terra, assim como o terminal negativo e ponto de terra. Dessa forma, pode-se estimar a posição da falha. A **FIGURA 35** ilustra essa operação.

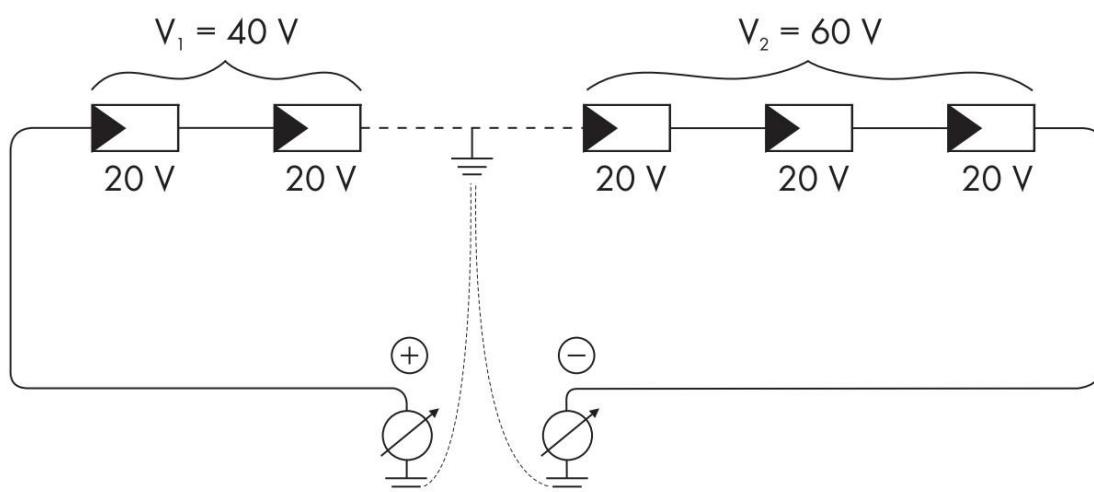


FIGURA 35 - MEDIÇÃO PARA ESTIMAR A LOCALIZAÇÃO DA FALHA.

Não sendo detectada a falha, recomenda-se realizar o ensaio de resistência de isolamento em cada módulo que compõe a *string* e, após encontrar o módulo defeituoso, realizar a substituição do mesmo.

4.7.4 Tensão e Polaridade

Objetivos: Medir as tensões e checar a polaridade de cada *string*; verificar se as mesmas estão corretamente instaladas e funcionando de acordo com as especificações de projeto.

Condições necessárias para a realização do procedimento: Realizar as medições em períodos de céu limpo e com a temperatura dos módulos constante (para assegurar que a variação da irradiação e a influência da temperatura não afetem de forma significativa a coleta das medições).

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizar o local com cones e correntes de sinalização;
Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);

- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Alicate amperímetro;
 - Multímetro;
 - Termômetro;
 - Chave para abrir quadros elétricos;
- A seguir as instruções necessárias para medição de tensão e polaridade das *strings* em segurança:
 1. Seccionar o sistema FV;
 2. Desconectar todos os fusíveis dos polos positivos e negativos (**importante: antes de abrir o fusível é necessário verificar que não há corrente em nenhuma string. Deve-se medir corrente cc em todas as strings individualmente com um alicate amperímetro**);
 3. Medir a temperatura média nos módulos do sistema;
 4. Com o multímetro na função tensão contínua, verificar a polaridade e o nível de tensão das *strings*;
 5. Calcular a queda de tensão com base na temperatura medida e verificar se os valores de tensão estão adequados;
 6. Conectar todos os fusíveis dos polos positivos e negativos;
 7. Ao final do procedimento em todo o sistema, o mesmo pode ser religado;

Avaliação dos resultados: as medidas de tensão nas *strings* são fortemente influenciadas pela temperatura dos módulos; portanto com base nas medidas de temperatura, as medidas de tensão devem ser ajustadas e corrigidas pelo coeficiente térmico de queda de tensão dos módulos. Estes valores de tensão ajustados minimizam esse efeito. A seguir estão listadas as principais falhas e ações corretivas:

1. O valor de tensão medida deve ser próximo ao valor da tensão de V_{oc} fornecido pelos dados de placa dos módulos, multiplicado pelo número de módulos que compõem cada *string*, corrigido pela influência da temperatura;
2. Se a medida de tensão apresentar valor negativo significa que os cabos estão instalados de maneira incorreta (polaridade invertida). Procedimento: inspeção detalhada dos cabos, conectores e ligações dos módulos que compõe a *string*;
3. Se a medida de tensão apresentar valor nulo, há três possíveis motivos:
 - O DPS pode estar com problemas ou ter atuado. Procedimento: checar o DPS;
 - Algum cabo dentro da caixa de junção pode estar solto: checar conexões elétricas da caixa de junção;

- Algum dos módulos pode estar desconectado ou mal conectado. Procedimentos: inspeção visual na *string* medida com intuito de verificar se não há módulos mal conectados, módulos desconectados ou módulos em curto circuito; reforçar o aperto nos conectores entre módulos;
1. Se a medida de tensão corrigida ($V_{oc\ corrigida}$) apresentar o valor muito abaixo da tensão nominal ($v_{oc\ nominal}$), significa que provavelmente foi conectada uma quantidade inferior de módulos especificados para a *string* em questão. Procedimento: verificar se a medida de tensão está coerente com as medidas das demais *strings*; checar se a quantidade de módulos conectados à *string* está de acordo com o projeto;
 2. Se a medida de tensão corrigida ($v_{oc\ corrigida}$) apresentar o valor muito acima da tensão nominal ($v_{oc\ nominal}$), significa que provavelmente foi conectada uma quantidade superior de módulos especificados para a *string* analisada. Procedimento: verificar se a medida de tensão está coerente com as medidas das demais *strings*; checar se a quantidade de módulos conectados à *string* está de acordo com o projeto. Apresenta-se a seguir a **EQUAÇÃO (19)** para o cálculo da v_{oc} corrigida:

$$V_{oc\ corrigida} = V_{oc\ medido} - [\alpha \cdot (t_{medida} - 25) \cdot V_{oc\ nominal}] \quad (19)$$

Onde:

- α é o coeficiente de temperatura sobre a queda de tensão do módulo, especificado no *datasheet* do mesmo.

A **TABELA 10** mostra os valores de tensão $v_{oc\ corrigida}$ (tensão medida e corrigida pela queda de tensão causada pela temperatura) segundo os critérios de avaliação adotados pelas normas IEC 62446:2014 e NBR 16274.

TABELA 10 - PARÂMETROS DE TENSÃO VOC E CRITÉRIOS UTILIZADOS.

Valores de tensão	Critério
$V_{oc\ corrigida} < 95\% V_{oc\ nominal}$	Inaceitável
$95\% V_{oc\ nominal} < V_{oc\ corrigida} \leq 105\% V_{oc\ nominal}$	Valores esperados
$V_{oc\ corrigida} > 105\% V_{oc\ nominal}$	Inaceitável

4.7.5 Curvas IxV

Objetivo: Avaliar o comportamento elétrico dos módulos, *strings* e arranjos fotovoltaicos. Sendo considerado o método mais eficaz de se obter informações sobre o desempenho do sistema após sua instalação.

Condições necessárias para realização do ensaio: Para garantir medições de qualidade as medições devem ser realizadas com nível de irradiância superior a 700 W/m², conforme NBR 16274. Sempre monitorando a irradiância pela célula de referência do traçador de curvas I-V. Evitar a realização de medições sob condições atmosféricas adversas, tendo em vista a possibilidade de ocorrência de descargas atmosféricas, locais alagados ou encharcados, nem durante ou imediatamente após chuvas. Para mais informações de como operar o traçador de curvas consulte o manual do usuário do equipamento utilizado.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal não autorizado, sinalizar o local com cones, fitas e correntes de sinalização. Isolar a área a qual será realizada o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Multímetro;
 - Traçador de curvas I-V;
 - Notebook (se necessário);
 - Termômetro;
 - Chave para abrir quadros elétricos;

Instruções:

1. Seccionar o sistema;
2. Posicionar a célula de referência do traçador de curva I-V utilizado na mesma inclinação dos módulos. Regra básica: posicionar a célula de referência sobre uma *string* a qual não está sendo realizado o processo de medição ou posicionar sobre um plano inclinado na mesma angulação e orientação dos módulos fotovoltaicos;
3. Abrir todos os fusíveis das *strings* (**IMPORTANTE: Antes de abrir o fusível é NECESSÁRIO verificar que não há corrente em nenhuma string. Deve-se medir corrente CC em todas as strings individualmente com um alicate amperímetro.**);
4. Conectar o traçador de curva I-V nos barramentos positivo e negativo de saída da *stringbox*;
5. Na *stringbox*, fechar os fusíveis positivo e negativo da *string* a ser medida;

6. Realizar as medidas conforme as instruções do manual de operação do traçador de curvas I-V utilizado. Sempre respeitando os limites de tensão e corrente do mesmo.
7. Efetuar pelo menos três medidas por *string* e avaliar os resultados;
8. Na *stringbox*, abrir os fusíveis positivo e negativo da *string* que foi medida;
9. Repetir os passos 7 a 10 para realização das medições de todas as *strings* da *stringbox* a ser analisada;
10. Avaliar os resultados e aplicar ações corretivas em caso de algum problema detectado;
11. Após a correção dos problemas identificados, realizar novas medições para garantir que os problemas detectados foram devidamente solucionados;
12. Após terminar as medições certificar o traçador de curvas IV esteja desligado e os cabos desconectados das *strings* e todos os fusíveis estejam devidamente inseridos e conectados;
13. Reconectar o sistema;

Avaliação dos resultados: As formas das curvas medidas e previstas podem apresentar discordâncias. Estas diferenças se enquadram em uma das seguintes categorias:

1. A curva I-V medida mostra corrente maior ou menor que o previsto;
2. A inclinação da curva I-V perto I_{SC} não coincide com a prevista;
3. A inclinação da curva IV perto V_{OC} não coincide com a prevista;
4. A curva I-V tem entalhes ou desníveis;
5. A curva I-V tem um valor mais alto ou mais baixo de V_{OC} do que o previsto;
6. Uma única curva I-V pode mostrar um ou mais desses desvios, os quais indicam uma redução na potência máxima produzida pelo módulo ou *string* sob teste.

Para realização de uma boa avaliação dos resultados recomenda-se a leitura do manual de operação do traçador de curvas I-V utilizado, que deve apresentar um guia de análise de resultados, possíveis causas e providências a serem tomadas.

4.7.6 Imagens Termográficas

Em sistemas fotovoltaicos, problemas elétricos podem gerar pontos quentes e diminuir o desempenho do sistema ou até mesmo causar algum dano permanente. Pontos quentes aparecem não só em células, mas também nos condutores internos dos módulos FV e nos diodos de *bypass*.

A **FIGURA 36** e a **FIGURA 37** ilustram termografias de módulos normais, sem pontos quentes. Pode-se observar a elevada temperatura da caixa de junção, que não representa nenhum problema elétrico, sendo apenas resultado do aquecimento gerado pela caixa de conexões do módulo FV.

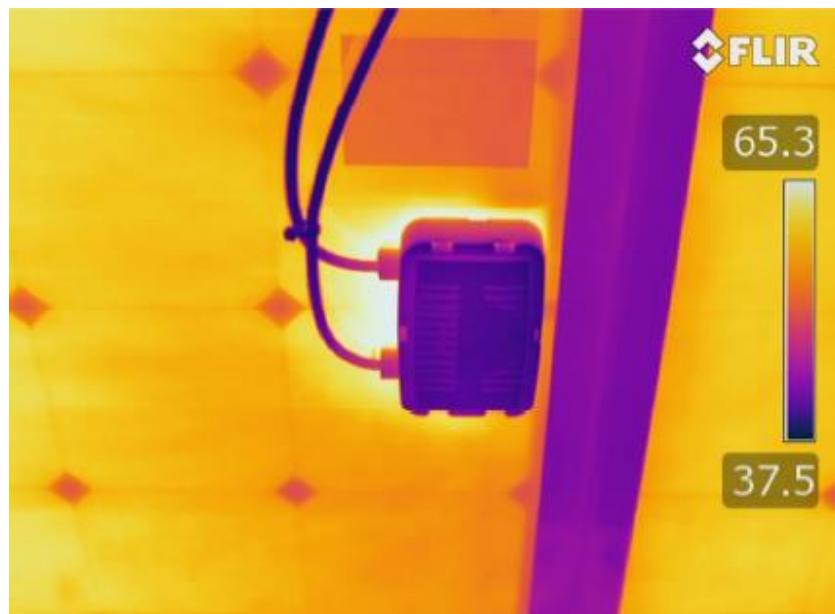


FIGURA 36 - IMAGEM INFRAVERMELHA DA CAIXA DE CONEXÃO DE UM MÓDULO FV.

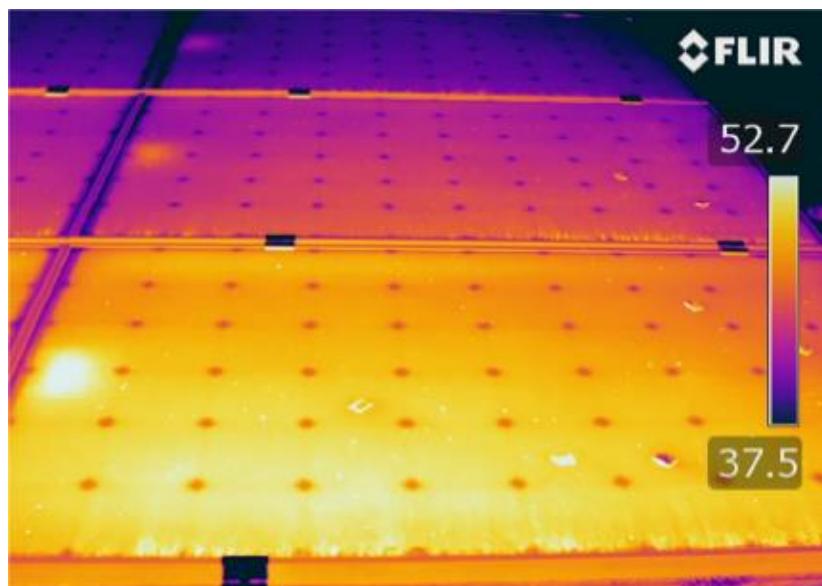


FIGURA 37 - IMAGEM INFRAVERMELHA DE UM PAINEL FV DA TECNOLOGIA M-Si.

Objetivo: A finalidade da inspeção por câmera infravermelha é detectar variações anormais de temperatura em sistemas fotovoltaicos. Tais variações de temperatura podem indicar problemas como:

- Mau funcionamento dos módulos:
 - Módulos desconectados;
 - Módulos avariados (como rupturas em células ou no vidro do módulo);
 - Falha no diodo de *by-pass*;
 - Resistência elevada em pontos de solda.

- Mau funcionamento, falhas ou má conexão de componentes das *stringboxes* e dos inversores.

Dentre estes componentes pode-se citar:

- Disjuntores;
- DPS;
- Barramentos;
- Fusíveis e porta-fusíveis;
- Condutores em geral;
- Conexões;
- Sistema de comunicação.

Condições necessárias para realização do procedimento:

- O sistema deve estar operando normalmente (conectado à rede elétrica e injetando energia);
- A irradiação no plano do sistema deve ser superior a 600 w/m^2 ;
- Preferencialmente devem ser realizadas em dias ensolarados e com poucas nuvens;
- Evitar a realização de testes com velocidade do vento acima de 28 km/h (aproximadamente 6m/s) ou condições de umidade relativa do ar acima de 90%;
- Não realizar inspeções sob chuva, garoa ou neblina. Após a estiagem, esperar no mínimo 1h para iniciar o trabalho.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizar o local com cones, fita e correntes de sinalização. Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs):
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Câmera termográfica;
 - Chave para abrir quadros elétricos;
 - Chaves para abrir inversores.
- Ao decorrer do dia, a temperatura média de um sistema FV irá variar; portanto, um padrão de temperatura absoluta para a identificação de anomalias não é particularmente útil. A diferença entre a temperatura de um ponto quente e a de outro ponto em funcionamento normal é o aspecto mais relevante nesta avaliação. Deve-se notar que a temperatura do sistema é uma função da irradiância, velocidade do vento e da temperatura ambiente, que variam de forma significativa durante as horas de luz do dia. A seguir algumas regras de boas práticas para realização do teste:

Instruções:

- Recomenda-se a observação do ponto observado segundo vários ângulos de modo a reduzir interferências de reflexão;
- Para evitar a reflexão da câmara e do operador no ponto de inspeção, ele não deve ser posicionado perpendicularmente em relação ao objeto a ser inspecionado. No entanto, a emissividade é mais elevada quando a câmera está perpendicular e diminui conforme o ângulo é aumentando. Portanto o ângulo de visão entre 5°-60° é um bom compromisso (onde 0° é perpendicular) para obter uma imagem com o mínimo de reflexão e o máximo de emissividade. A **FIGURA 38** mostra os ângulos em que o operador de câmera deve se posicionar em relação ao objeto a ser termografado;
- Utilizar a lente adequada às distâncias e às dimensões dos pontos a serem inspecionados;
- Evitar posicionar a câmera termográfica próximo a equipamentos elétricos com emissão de campo eletromagnético elevado para prevenir eventuais interferências eletromagnéticas no processo de formação de imagem e danos à câmera;
- A inspeção em painéis elétricos deve atender aos requisitos de segurança. Observar EPIs e zona livre para posicionamento do operador da câmera;
- Ao localizar algum ponto com provável anomalia térmica, recomenda-se:
 - Realizar a melhor imagem possível (ajustando o foco, distância e ângulo);
 - Identificar e registrar os dados que permitam a localização do ponto quente, como informações do equipamento, número do circuito, tensão e corrente de operação;
 - Realizar a termo imagem e fazer um registro fotográfico da anomalia.

Realizar nos seguintes equipamentos:

- Módulos FV;
- Stringboxes;
- Inversores (conexões dos cabos ca com inversores).

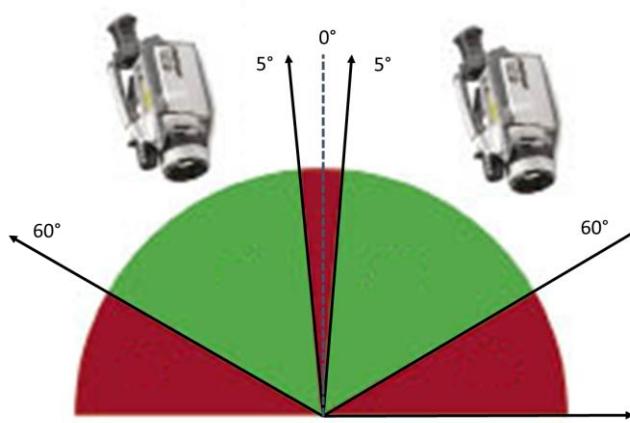


FIGURA 38 - ÂNGULO DE VISÃO RECOMENDADO (VERDE) E ÂNGULOS QUE DEVEM SER EVITADOS (VERMELHO) DURANTE AS INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS.

Avaliação dos resultados: Esta avaliação busca, principalmente, detectar variações anormais de temperatura do sistema. A **TABELA 11** apresenta uma descrição das principais falhas que podem ser encontradas durante a inspeção termográfica em módulos FV e *strings*, com suas respectivas causas.

TABELA 11 - DESCRIÇÃO DAS PRINCIPAIS FALHAS ASSOCIADAS AOS MÓDULOS FV.

Padrão	Descrição	Erro	Possível causa	Características Elétricas	Comentário	Providências
	Um módulo está mais quente		Módulo não está ligado	Módulo funciona normalmente		Checar as ligações elétricas das strings
	Uma fileira de células está mais quente		Diodo de bypass com defeito; Curto circuito interno	Perda de potência na string, diminuição da tensão circuito aberto		Substituir o módulo
	Várias células distribuídas aleatoriamente estão mais quentes	Curto circuito módulo	Diodos com defeito, conexão incorreta	Potência do módulo quase nula, tensão de circuito aberto diminui consideravelmente		Substituir o módulo
	Uma célula está mais quente		Sombreamento, célula quebrada	Não necessariamente há diminuição de potência	Inspeção visual	Avaliar a necessidade de substituir o módulo
	Parte de uma célula está mais quente	Célula quebrada	Impacto mecânico externo	Diminuição da potência, diminuição da tensão e "fill factor"	Inspeção visual	Avaliar a necessidade de substituir o módulo

5. Operação e Manutenção (O&M) de Sistemas FV

5.1. Sistema de Aquisição de Dados

Quando bem planejados e executados, os sistemas FV são bastante confiáveis. No entanto, na eventualidade de uma falha ou defeito, pode ser que tal fato só seja detectado após um período demasiadamente longo, quando se verificar que a produção de energia está abaixo do estimado pelo projetista do sistema. Isto terá forte impacto na produção de energia elétrica e, consequentemente, no resultado econômico do sistema. O monitoramento de um sistema FV é de extrema importância para garantir um bom desempenho e conferir alta disponibilidade ao sistema.

Caso não haja recursos para investir num sistema automatizado de monitoramento e aquisição de dados, uma forma alternativa para realizar tal monitoramento seria realizar leituras periódicas das grandezas apresentadas no *display* do inversor. Em sistemas conectados à rede, normalmente as principais informações de desempenho (como potência instantânea, geração diária e total) são mostradas no *display* do inversor. No entanto, atualmente a maioria dos fabricantes de inversores já fornece um sistema de aquisição de dados de baixo custo.

Análises que se baseiam somente na comparação da geração estimada com a geração real têm o inconveniente de que, quando ocorrem pequenas falhas, que pouco altere o desempenho do sistema, o tempo para identificá-las é muito grande. Além disso, as projeções de geração calculadas pelo projetista do sistema possuem diversas incertezas intrínsecas, dentre elas, a principal é a estimativa da irradiação solar, que pode variar bastante em função de meses atípicos (níveis de nebulosidade e de chuva abaixo ou acima dos esperados para determinado mês). Nestes casos, não se pode identificar se o sistema gerou menos em função de uma falha no sistema ou em função de um mês atípico.

Para se determinar com clareza quando um sistema FV apresenta alguma falha é necessário, além de monitorar a geração de energia elétrica, monitorar-se também a irradiação solar por meio de um piranômetro ou uma célula de referência. Em um sistema residencial, não é necessário investir em sensores de alta precisão, pois estes possuem custo bastante elevado que não se justifica nestes casos. Nessas aplicações, muitas vezes o fabricante do inversor já possui um sistema de aquisição de dados com monitoramento de variáveis ambientais.

O equipamento responsável pelo armazenamento de dados é chamado de *datalogger*. Em um sistema FV, todos os dados elétricos medidos pelo inversor, assim como os dados ambientais medidos por piranômetros (e/ou células de referência) e sensores de temperatura, são coletados pelo *datalogger*. Este equipamento de aquisição de dados pode ter conexão local com um computador, assim como pode

disponibilizar os dados na internet, em um portal de monitoramento. Este portal de monitoramento atua como um sistema supervisório e normalmente é oferecido pelos fabricantes dos inversores. Muitos deles possibilitam que, em caso de falha do sistema FV, um e-mail seja enviado ao dono da residência e ao operador do sistema. A **FIGURA 39** ilustra um sistema supervisório disponibilizado por um fabricante de inversores.



FIGURA 39 - SUPERVISÓRIO DE SISTEMAS FV EM PLATAFORMA WEB

A resolução temporal da aquisição de dados solarimétricos possui forte influência na observação de variações bruscas e na detecção de picos de irradiação. A **FIGURA 40** exemplifica esse efeito, onde é possível observar, para a mesma curva de irradiação, diferentes resoluções temporais. É importante notar a diferença dos picos de irradiação entre as diferentes resoluções de aquisição, que vão de 1.550 W/m² até 750 W/m², para resolução de um segundo e 1 hora, respectivamente.

A primeira curva é apresentada como referência e tem resolução de 1 segundo, que pode ser considerada instantânea para dados de radiação solar. A segunda curva tem resolução de 1 minuto, pois é a melhor resolução utilizada no presente trabalho (para os dados da estação solarimétrica). A terceira curva utiliza resolução de 5 minutos, pois é a utilizada no inversor do projeto. Por fim, é apresentada a resolução de 1 hora, que é a mais comumente utilizada por softwares de simulação de geração fotovoltaica.

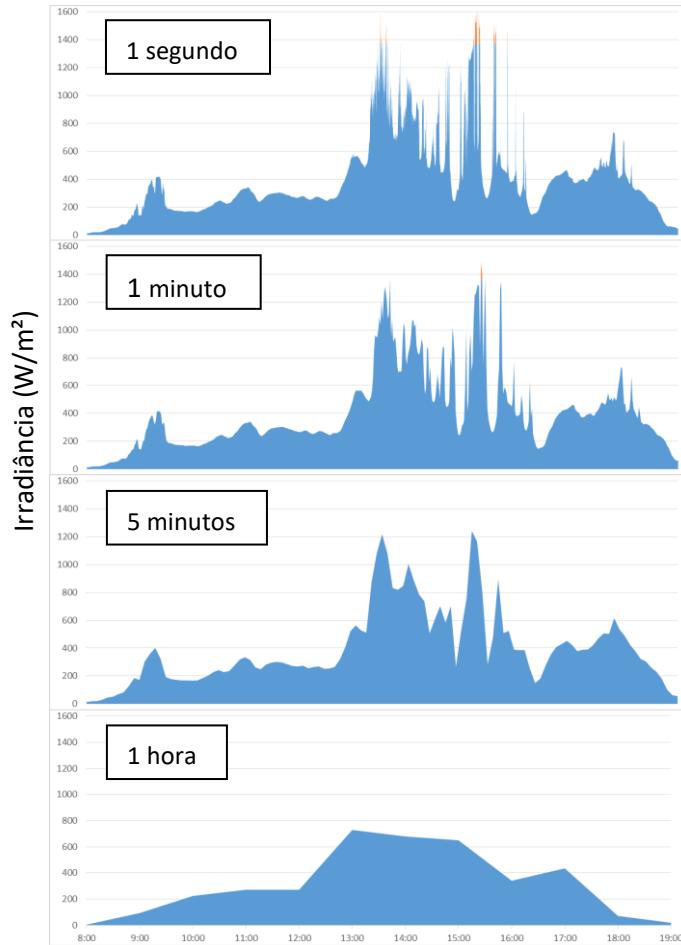


FIGURA 40 - CURVA TÍPICA DE UM DIA COM VARIAÇÕES BRUSCAS E PICOS ELEVADOS DE IRRADIÂNCIA, PARA DIFERENTES RESOLUÇÕES TEMPORAIS (1 SEGUNDO, 1 MINUTO, 5 MINUTOS E 1 HORA).

Foi demonstrado por **BURGER E RÜTHER (2006)** que, utilizando diferentes resoluções temporais na aquisição de dados solarimétricos (para Freiburg e Florianópolis), obtém-se resultados diferentes nos cálculos da eficiência anual e perdas por sobrecarregamento nos inversores, com diferença considerável ao passar de médias horárias para médias minutais e diferença menos significativa para dados instantâneos (10 segundos).

5.2. Análise de Dados de Sistemas FV

A análise de dados, tanto elétricos quanto ambientais, é importante para avaliar o desempenho do sistema fotovoltaico e validar o potencial solar da localidade.

5.2.1 Distribuição de Irradiância

A análise da distribuição de energia para faixas de irradiância faz-se necessária quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes na região. Isto permite uma avaliação da

eficiência média em que o inversor irá operar, levando em consideração um determinado carregamento desse inversor. A avaliação da distribuição de irradiância possui grande relevância para a otimização dos processos de dimensionamento de usinas solares fotovoltaicas, principalmente no Brasil, onde se pode dizer que sua medição e qualificação sistemática são inéditos.

A **FIGURA 41** mostra a curva de irradiância e a respectiva distribuição de irradiância para três dias distintos. Em vermelho estão as curvas para um dia de céu limpo (sem a presença de nuvens), onde é possível observar que a maior parte da irradiação (energia) está contida em níveis de irradiância elevados, entre 900 e 1.150 W/m².

Em azul é mostrado um dia tipicamente nublado com forte presença de nuvens, de forma que o sol não aparece. Para esse dia, a maior parte da energia está contida em níveis baixos de irradiância (inferiores a 200 W/m²).

Em verde é mostrado um dia ensolarado com presença de nuvens, de forma que existem períodos em que ocorre o efeito borda de nuvem¹, que ocasiona, em alguns momentos, irradiâncias superiores a 1.500 W/m².

¹ Efeito borda de nuvem ou *cloud edge effect* pode ocorrer quando há uma cobertura parcial de nuvens, onde, pelo efeito de reflexão da luz, a borda da nuvem age como um refletor, concentrando a radiação no plano do arranjo solar fotovoltaico.

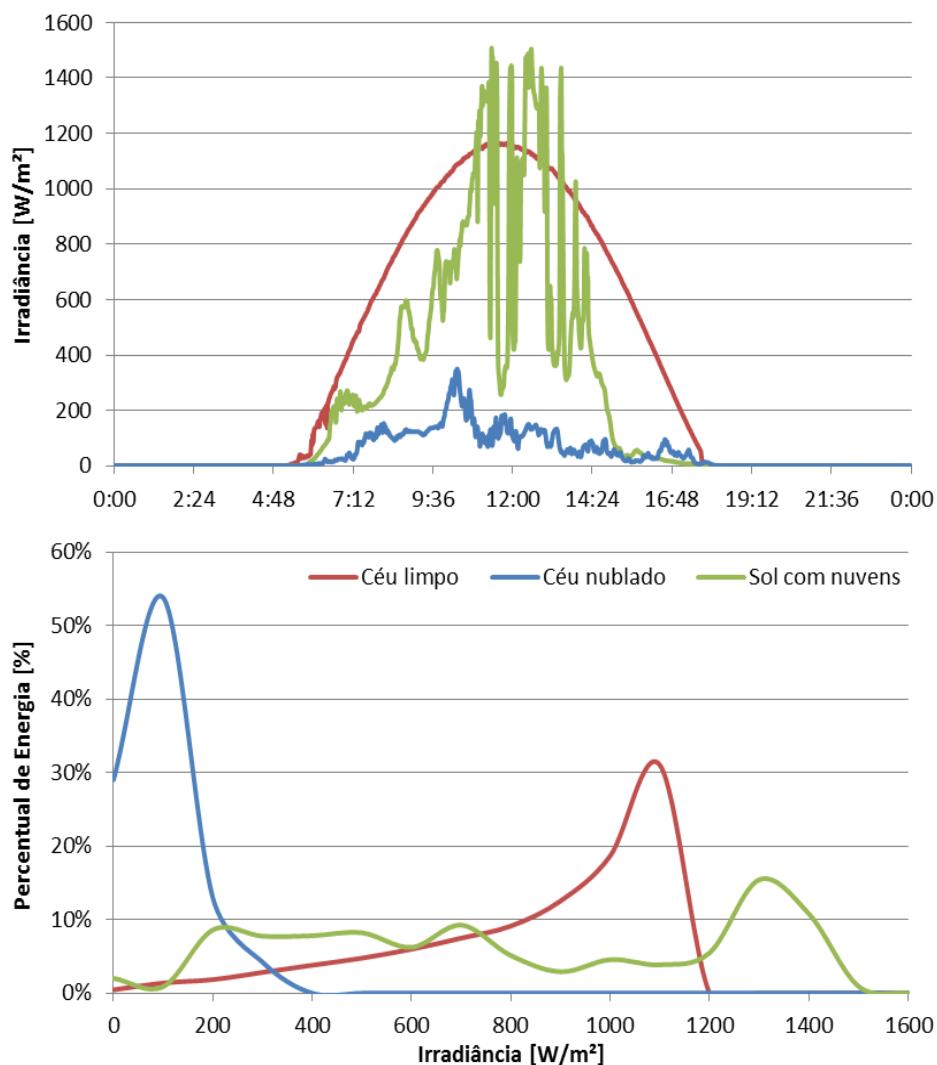


FIGURA 41 - CURVA DE IRRADIÂNCIA PARA UM DIA DE CÉU LIMPO (VERMELHO), UM DIA DE CÉU NUBLADO (AZUL) E UM DIA DE CÉU ENSOLARADO COM PRESENÇA DE NUVENS E DO EFEITO BORDA DE NUVEM (VERDE), E SUAS RESPECTIVAS DISTRIBUIÇÕES DE IRRADIÂNCIA.

5.2.2 Índices de Desempenho dos Sistemas FV

Há diversos fatores que interferem no desempenho de sistemas fotovoltaicos: sombreamento, sujeira, temperatura de operação dos módulos, entre outras. Para analisar o desempenho de sistemas fotovoltaicos são utilizadas algumas figuras de mérito, como a taxa de desempenho e a produtividade.

5.2.2.1 Taxa de Desempenho (PR)

O desempenho de um sistema FV é tipicamente medido pela Taxa de desempenho (PR, de *Performance Ratio*), que é definida como a razão entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. Essa relação é um parâmetro para avaliar a geração de energia elétrica de um dado sistema FV, por levar em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas

as perdas envolvidas, como perdas por queda de tensão devido à resistência de conectores e fiação, sujeira, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, *mismatching* (não-homogeneidade entre a potência/corrente máxima de módulos individuais “idênticos”), resposta espectral, temperatura operacional, entre outras. A **EQUAÇÃO (20)** apresenta os parâmetros elétricos e ambientais utilizados para o cálculo da PR.

$$PR = \frac{E_t G}{P_n H_t} \quad (20)$$

Onde:

- t é o período considerado;
- PR_t é a taxa de desempenho [%] para o período t ;
- E_t é a energia gerada [kWh] pelo sistema fotovoltaico para o período t , em corrente alternada;
- P_n é a potência nominal total do sistema fotovoltaico [kWp];
- G é a irradiância de referência [1kW/m²];
- H_t é a irradiação sobre o plano dos módulos para o período t [kWh/m²], calculada a partir dos valores de irradiância [W/m²] medido pelo piranômetros/célula de referência que compõem o sistema de aquisição de dados do sistema fotovoltaico.

5.2.2.2 Produtividade (Yield)

Outra figura de mérito relevante que utilizada para avaliar o desempenho dos sistemas FV é o *Yield* (kWh/kWp), ou produtividade do sistema. Esta métrica é definida como a geração do sistema (kWh) para determinado período (tipicamente anual ou mensal), dividido pela potência CC instalada (kWp), como mostra a **EQUAÇÃO (21)**.

$$Yield = \frac{E}{P_n} \quad (21)$$

Onde:

- E é a energia produzida pelo sistema FV no período analisado [Wh];
- P_n é a potência nominal do sistema FV instalado [Wp].

5.2.2.3 Fator de Capacidade

O fator de capacidade (FC) é uma métrica utilizada para avaliar o desempenho de diversos tipos de sistemas de geração de energia elétrica, incluindo sistemas FV. Esta figura de mérito representa a proporção entre a produção efetiva do sistema em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. A **EQUAÇÃO (22)** mostra como se calcula o fator de capacidade.

$$FC = \frac{E}{P_n \times 24 \times N_D} \quad (22)$$

Onde:

- E é a energia produzida pelo sistema FV no período analisado [Wh];
- P_n é a potência nominal do sistema FV instalado [Wp];
- N_D é o número de dias contabilizados.

5.3. Procedimentos de O&M

Durante a operação normal de um sistema fotovoltaico normalmente não são necessários procedimentos rigorosos de inspeção para que o sistema opere satisfatoriamente e com segurança, diferentemente de, por exemplo, um gerador de uma usina termelétrica.

Em sistemas fotovoltaicos, os próprios inversores realizam diariamente medições de resistência de terra e checagens internas em busca de algum problema que possa prejudicar a operação do sistema. Além disso, é importante ter um sistema de aquisição de dados e supervisório, por onde é possível observar a geração instantânea do sistema, compará-la com a geração esperada e identificar se existe alguma falha.

Vários procedimentos de O&M fazem parte do comissionamento do sistema e já foram expostos no **SUBITEM 4.7**. Este tópico descreve os demais testes e procedimentos que compõem a operação e eventual manutenção do sistema de forma segura, garantindo o desempenho do sistema FV.

A **TABELA 12** apresenta a frequência de todas as atividades de O&M descritas neste manual.

TABELA 12 - FREQUÊNCIA DE PROCEDIMENTOS DE O&M

ITEM	DESCRIÇÃO DO SERVIÇO	FREQUÊNCIA	PROCEDIMENTOS
1	Inspeção visual de condições gerais da UFV, strings FV, conexões de módulos, caixas elétricas, eletrocentros, inversores, equipamentos elétricos, cabeamento, estruturas de suporte, sombreamento, rastreadores, vegetação, danos causados por animais, erosão do solo, corrosão, descoloração dos módulos.	1x/ano ou conforme necessidade	Item 4.7.1 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
2	Medições de string: tensão de circuito aberto	1x/ano ou conforme necessidade	Item 4.7.3 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
3	Medições de string: corrente	2x/ano ou quando detectada falha	Item 5.3.1 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
4	Resistência de isolamento	1x/ano ou conforme necessidade	Item 4.7.2 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
5	Análise de desempenho dos módulos: curva IxV	1x/ano ou conforme necessidade	Item 4.7.4 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
6	Inspeção de DPS atuados	Conforme necessidade	Item 5.3.2 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
7	Avaliação da integridade de fusíveis	Conforme necessidade	Item 5.3.3 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
8	Inspeção infravermelha de stringboxes, conexões elétricas, módulos e falhas reportadas nas inspeções visuais	1x/ano ou quando detectada falha	Item 4.7.5 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
9	Inspeção visual e funcional de sensores e medidores, incluindo piranômetros, anemômetros, células de referência, etc.	1x/ano ou conforme necessidade	Item 5.3.9 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
10	Calibração dos sensores, medidores e equipamentos gerais conforme necessidade do fabricante	Conforme fabricante	-
15	Manutenção do arranjo fotovoltaico, conforme levantamento da inspeção visual e testes preventivos	Conforme necessidade	Item 5.3.4 e 4.4 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS -
16	Limpeza dos módulos	1x/ano ou conforme necessidade	Item 5.3.6 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
17	Limpeza geral do sistema	Conforme necessidade	Item 5.3.7 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
18	Limpeza das stringboxes	1x/ ano ou conforme necessidade	Item 5.3.8 do GUIA DE BOAS PRÁTICAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

5.3.1 Medição de Corrente das Strings

Objetivos: Medir as correntes de cada string; medida preventiva para verificar se todas as strings estão em operação.

Quando realizar:

- A cada semestre;
- Logo depois que uma tempestade com descargas atmosféricas ocorrer nas proximidades;
- Quando detectado alguma falha no supervisório.

Condições necessárias para a realização do procedimento: Recomenda-se que a inspeção seja feita em períodos de céu limpo ou sol entre nuvens e nunca sob chuva ou garoa.

Procedimento:

- Isolar a área na qual será realizado o procedimento, limitando o acesso ao pessoal autorizado, sinalizando o local com cones, fita e correntes de sinalização;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Alicate amperímetro;
 - Chave para abrir quadro elétrico.
- A seguir as instruções necessárias para medição de corrente das *strings* em segurança:
 1. Verificar se o alicate amperímetro está funcionando corretamente;
 2. Com o alicate amperímetro na função corrente contínua, verificar a corrente de cada *string* nos cabos de entrada dos fusíveis, individualmente;
 3. Caso seja constatado que não há corrente, verificar procedimento de avaliação da integridade dos fusíveis cc (5.3.3);
 4. Caso o fusível esteja em boas condições de operação e mesmo assim não haja corrente, verificar conexões entre módulos e as conexões da *stringbox*.

5.3.2 Inspeção e Substituição de DPS Atuados

Objetivo: Verificar se há algum DPS atuado e substituí-lo.

Quando realizar: Após uma descarga atmosférica nas proximidades do sistema FV, é recomendado realizar uma inspeção visual nos DPS.

Procedimento de substituição:

- Limitar o acesso ao pessoal não autorizado, sinalizar o local com cones, fitas e correntes de sinalização. Isolar a área a qual será realiza substituição;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Multímetro;

- Chave para abrir a *stringbox*;
- Instruções:
 - Seccionar o sistema;
 - Substituir o DPS atuado;
 - Reconectar o sistema.

5.3.3 Avaliação da Integridade dos Fusíveis CC

A avaliação dos fusíveis de proteção das *strings* é necessária devido aos altos níveis de irradiação solar que podem ocorrer e também devido a possíveis falhas no sistema.

Objetivos: Avaliar o estado dos fusíveis CC das *stringboxes* e substituí-los caso estejam atuados.

Quando realizar: Após detecção de falhas (*strings* não apresentando valores de corrente).

Condições necessárias para a realização do procedimento: Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob chuva, garoa ou descargas atmosféricas.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizando o local com cones, fita e correntes de sinalização;
- Desconectar qualquer equipamento que poderia ter um impacto sobre a medição de isolamento;
- Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Chave para abrir quadro elétrico;
 - Multímetro;
 - Fusíveis sobressalentes.
- Instruções necessárias para substituição de fusíveis em segurança:
 1. Seccionar o sistema;
 2. Desconectar todos os fusíveis dos polos positivos e negativos da *stringbox* (**importante: antes de abrir o fusível é necessário verificar que não há corrente em nenhuma string.** **Deve-se medir corrente cc em todas as strings individualmente com um alicate amperímetro);**
 3. Retirar os fusíveis de suas gavetas e com um multímetro realizar o teste de continuidade elétrica entre suas extremidades;

4. Caso os fusíveis não apresentem continuidade elétrica devem descartados e substituídos por novos, conforme especificação dos fabricantes dos módulos;
5. Após a substituição, verificar se os fusíveis estão devidamente conectados e encaixados;
6. Reconectar o sistema.

5.3.4 Substituição de Módulos FV Danificados

Objetivos: Substituir módulos FV com avarias detectadas durante a inspeção visual ou termográfica.

Condições necessárias para realização do procedimento: Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob chuva, garoa ou descargas atmosféricas.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizando o local com cones, fitas e correntes de sinalização;
- Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Chave respectiva ao parafuso utilizado para fixação dos módulos;
 - Chave para desconectar mc4;
 - Chave para abrir quadros elétricos.

Instruções:

1. Seccionar sistema;
2. Abrir a *stringbox* e sacar os fusíveis dos polos positivo e negativo da *string* do módulo a ser substituído (**importante: antes de abrir o fusível é necessário verificar que não há corrente em nenhuma string. Deve-se medir corrente cc em todas as strings individualmente com um alicate amperímetro**);
3. Antes de retirar o módulo FV da estrutura, devem ser soltos os conectores mc4 dos polos positivo e negativo que o conecta aos módulos adjacentes;
4. Com a chave específica, retirar os parafusos de fixação e retirar o módulo;
5. Após a substituição do módulo FV, os parafusos devem ser parafusados;
6. Conectar eletricamente o módulo substituído com os adjacentes, através do mc4;
7. Reconectar os fusíveis dos polos positivos e negativos;
8. Reconectar o sistema.

5.3.5 Limpeza dos Módulos

Geralmente a própria chuva é quem faz a limpeza do módulo, não sendo necessárias limpezas adicionais regularmente. Entretanto, é desejado que não haja grandes períodos sem chuvas, caso contrário uma limpeza manual será necessária.

A limpeza dos painéis FV também é necessária quando a distribuição da sujeira não é uniforme. Neste caso, as perdas não estão somente relacionadas com a atenuação da radiação solar, mas também com descasamentos elétricos (*mismatch*) de tensão e corrente entre módulos limpos e módulos sujos.

Quando realizar:

- Anualmente;
- Conforme necessidade.

Condições necessárias para realização da limpeza: A limpeza pode criar risco de dano aos módulos e componentes do sistema, bem como o potencial de choque eléctrico. O material de encapsulamento e vidro que compõe os módulos FV oferecem proteção contra choque eléctrico quando intactas. No entanto, quando rachado ou quebrado, a integridade do módulo é comprometida, levando à perda de propriedades isolantes elétricas e criando risco de choque eléctrico.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal não autorizado, sinalizar o local com cones, fitas e correntes de sinalização;
- Isolar a área a qual será realiza o procedimento;
- Para minimizar os riscos de choque eléctrico, a limpeza dos módulos deve ser realizada com os sistemas desenergizados (circuitos abertos) e preferencialmente ao amanhecer ou ao entardecer quando a produção não é afetada.
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Chave para abrir quadros elétricos;
 - Materiais de limpeza.

Instruções:

1. Seccionar sistema;

2. Abrir todos os fusíveis da *stringbox* (**importante: antes de abrir o fusível é necessário verificar que não há corrente em nenhuma string. Deve-se medir corrente cc em todas as strings individualmente com um alicate amperímetro**);
3. Realizar os procedimentos de limpeza;
4. Fechar todos os fusíveis da *stringbox*;
5. Reconectar o sistema.

Limpeza dos módulos: é importante verificar as instruções e recomendações do fabricante para a limpeza dos módulos FV.

recomenda-se:

- Usar água com baixa pressão (<690kpa). Alguns fabricantes utilizam uma camada hidrofóbica no vidro. Água com elevada pressão pode comprometer essa camada;
- Utilizar somente pano macio para limpeza, caso a sujeira persista, utilizar detergente neutro em baixa quantidade;
- A água deve ser livre de óleo flutuante ou outros líquidos imiscíveis, detritos flutuantes, turbidez excessiva e odores desagradáveis;
- Não aplicar água com 20°C de diferença de temperatura da superfície do módulo;
- Não pulverizar água pressurizada diretamente nas interfaces fechadas de módulo (caixa de junção, conectores);
- Não escovar ou limpar a parte de trás dos módulos para evitar o estresse acidental dos cabos ou caixa de junção;
- Se necessário, pode ser utilizado um detergente não-abrasivo suave, não cáustico com uma mistura final de solução de detergente e água fresca entre 6,5 <ph <8,5 a 25 °C.

5.3.6 Limpeza Geral do Sistema

Objetivo: Garantir o bom funcionamento do sistema FV e o livre acesso aos equipamentos.

Quando realizar: Conforme necessidade

Condições necessárias para realização do procedimento: Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob chuva, garoa ou descargas atmosféricas.

Procedimento:

- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:

- Enxada (ou qualquer outra ferramenta que possibilite retirada da vegetação);
- Carrinho de mão.
- A seguir as instruções necessárias para limpeza geral do sistema:
 1. Não é recomendado o uso de roçadeira, pois as pedras detritos lançados podem acertar os equipamentos danificando-os, caso necessário utilizar cortadores de grama com proteção das hélices para evitar lançamento accidental de pedras;
 2. A retirada da vegetação ou da sujeira deve ser feita utilizando enxada e, nos locais de difícil acesso, a mão;

5.3.7 Limpeza das *Stringboxes*

Objetivo: Manter o bom estado de conservação dos equipamentos. Pode ocorrer a entrada de insetos, pequenos roedores e excrementos de pássaros dentro das *stringboxes*.

Quando realizar:

- Anualmente;
- Conforme levantamento.

Condições necessárias para realização do procedimento: Preferencialmente ao amanhecer ou ao entardecer quando a produção não é afetada. Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob chuva, garoa ou descargas atmosféricas.

Procedimento:

- Limitar o acesso ao pessoal autorizado, sinalizar o local com cones, fitas e correntes de sinalização;
- Isolar a área na qual será realizado o procedimento;
- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs):
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Chave para abrir os quadros elétricos;
 - Chave para abrir os inversores;
 - Pincel macio;
 - Esponja macia.
- Para minimizar os riscos de choque elétrico, a limpeza das *stringboxes* **deve ser realizada com os sistemas desenergizados**.

5.3.8 Manutenção dos Sensores Ambientais

Objetivos: Manutenção dos sensores ambientais instalados nos sistemas FV de forma a manter a qualidade dos dados adquiridos.

Quando realizar:

- Anualmente;
- Conforme necessidade.

Condições necessárias para a realização do procedimento: Recomenda-se que este procedimento não seja realizado sob chuva, garoa ou descargas atmosféricas.

Procedimento:

- Utilizar equipamentos de proteção individual (EPIs);
- Utilizar os seguintes equipamentos e ferramentas:
 - Um rolo de fita adesiva aluminizada;
 - Um tubo de pasta térmica;
 - Um pano de algodão limpo e seco;
 - Ferro de solda e estanho;
 - Fita isolante.
- A seguir as instruções necessárias para manutenção dos sensores de temperatura:
 1. Retirar a fita aluminizada que adere o sensor ao módulo FV;
 2. Com o pano de algodão, limpar o sensor e o módulo FV;
 3. Passar pasta térmica na face do sensor que será colada no módulo FV;
 4. Colar o sensor no módulo FV com a fita aluminizada;
 5. Inspecionar o cabo de conexão do sensor de temperatura à *stringbox* e verificar se o cabo não está rompido. Caso o cabo esteja rompido utilizar solda estanhada para remenda-lo e vedar com fita isolante.
- A seguir as instruções necessárias para manutenção do anemômetro:
 1. Verificar se o sensor está bem fixado, se não há algum material que impeça a rotação do anemômetro;
 2. Inspecionar o cabo de conexão do sensor de temperatura à *stringbox* e verificar se o cabo não está rompido. Caso o cabo esteja rompido utilizar solda estanhada para remenda-lo e vedar com fita isolante.
- A seguir as instruções necessárias para manutenção da célula de referência:
 1. Verificar se o sensor está bem fixado;
 2. Limpar somente quando for feita a limpeza dos módulos FV.

6. Referências Bibliográficas

- ABNT. NBR 10899:2006 - Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia 2006.
- ANAC. Guia para elaboração de Manual de Gerenciamento da Segurança Operacional (MGSO) - Aeródromos Classe I e II. Agência Nacional de Aviação Civil. 2016
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº482, de 17 de abril de 2012. Digital Times, [s. l.], v. Unknown, n. Unknown, p. No Pages, 2012. Disponível em: <http://www.dt.co.kr/contents.html?article_no=2012071302010531749001>
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa no 687, de 24 de novembro de 2015. Aneel, [s. l.], p. 24, 2015.
- ASTM. G173-03 Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances : Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted SurfaceAmerican Society for Testing and Materials, 2012. Disponível em: <www.astm.org.com>
- BRANKER, K.; PATHAK, M. J. M.; PEARCE, J. M. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 15, n. 9, p. 4470–4482, 2011.
- BURGER, B., & RÜTHER, R. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. Solar Energy, 80(1), 32–45.
- CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL - CRESESB. Rio de Janeiro - Brasil, 2014.
- DE GOL, D.; FESTA, R.; RATTO, C. F. A simple expression for computing the daily extraterrestrial irradiation on a horizontal surface. Solar and Wind Technology, [s. l.], 1987.
- DIAS. Instalação Fotovoltaica Conectada À Rede : Estudo Experimental Para a Otimização Estudo Experimental Para a Otimização. 2006.
- EL CHAAR, L.; LAMONT, L. A.; EL ZEIN, N. Review of photovoltaic technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Issue 5, v.15, p.2165-2175, 2011.
- FALCÃO JÚNIOR, F.; CARVALHO, P.; SOUSA JÚNIOR, W. Influência de Sistemas Fotovoltaicos em Aeroportos Sobre a Segurança das Operações Aeronáuticas. Congresso Brasileiro de Energia Solar, 2018, Gramado - RS.
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Photovoltaics Report - 2017. [S.I.], 2017. 44 p. <<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/PhotovoltaicsReport.pdf>>.
- GREEN, M. A. Recent developments in photovoltaics. Solar Energy. Issue 1–3, v.76, p.3-8, 2004.
- HAAG, R.; KRENZINGER, A. Espectro Solar Característica para a região do semiárido Brasileiro: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. Belo Horizonte - MG, 2016.
- HEEGER, A. Printable Organic Solar Cells - Challenges and Opportunities in Technology Transfer from Lab to Market. In: Nature Photonics Technology Conference - Future Perspectives on Photovoltaics, 2010, Anais. Tóquio - Japão, 2010,v.p.
- HESSE, H. H. et al. (2017). Lithium-Ion Battery Storage for the Grid — A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. Energies 2017,10.
- HUSSEIN, H. M. S.; AHMAD, G. E.; EL-GHETANY, H. H. Performance evaluation of photovoltaic modules at different tilt angles and orientations. Energy Conversion and Management, v. 45, n. 15–16, p. 2441–2452, 2004.

ISE, F. I. FOR S. E. S. Photovoltaics Report - 2018. 2018.

ISHII, T. et al. Solar spectral influence on the performance of photovoltaic (PV) modules under fine weather and cloudy weather conditions. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 2013.

JIANG ZHU et al. Effect of module degradation on inverter sizing. In: 2008 33RD IEEE PHOTOVOLATIC SPECIALISTS CONFERENCE 2008, Anais... : IEEE, 2008. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/4922867/>>

JORDAN, D. C.; KURTZ, S. R. Photovoltaic Degradation Rates—an Analytical Review. Prog. Photovolt: Res. Appl., v. 21, n. October 2011, p. 12–29, 2011.

M. Z. HUSSIN Z. MD ZAIN, S. SHAARI, H. ZAINUDDIN, A. M. O. Design Impact of 6.08 kWp Grid-Connected Photovoltaic System at Malaysia Green Technology Corporation. v. 5, n. September, 2012.

MACÊDO, Wilson Negrão ; ZILLES, R. . Operational results of grid-connected photovoltaic system with different inverter's sizing factors (ISF). Progress in Photovoltaics, v. 15, p. 337-352, 2007.

MARTINS, F. R. et al. Solar energy scenarios in Brazil, Part one: Resource assessment. Energy Policy, 2008.

MARTINS, F. R.; PEREIRA, E. B.; COLLE, S.; PEREZ, R. Cross Validation of Satellite Radiation Transfer Models During SWERA Project in Brazil. In: ISES Solar World Congress 2003, 2003. Anais. Goteborg - Sweden, 2003.v.p.

MARTINS, F. R.; SILVA, S. A. B.; PEREIRA, E. B.; ABREU, S. L. The influence of cloud cover index on the accuracy of solar irradiance model estimates. Meteorology and Atmospheric Physics. Issue 3-4, v.99, p.169-180, 2008.

MEHLERI, E. D.; ZERVAS, P. L.; SARIMVEIS, H.; PALYVOS, J. A.; MARKATOS, N. C. Determination of the optimal tilt angle and orientation for solar photovoltaic arrays. Renewable Energy, v. 35, n. 11, p. 2468–2475, 2010, Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.006>>..

MERMOUD, A. PVsyst. , 2017. Disponível em: <www.pvsyst.com>.

MOSTAFA, M.; ALEEM, S.; ZOBAA, A. Risk assessment and possible mitigation solutions for using solar photovoltaic at airports. In: IEEE. Power Systems Conference, 2016

NOBRE, A. et al. ON PV MODULE TEMPERATURES IN TROPICAL REGIONS – A COMPARISON BETWEEN SYSTEM LOCATIONS IN SINGAPORE AND BRAZIL IV Congresso Brasileiro de Energia Solar e V Conferência Latino-Americana da ISES – São Paulo, 18 a 21 de setembro de 2012

NOTTON, G.; LAZAROV, V.; STOYANOV, L. Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. Renewable Energy, [s. l.], v. 35, n. 2, p. 541–554, 2010. Disponível em: <<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148109003085>>

PARIDA, B.; INIYAN, S.; GOIC, R. A review of solar photovoltaic technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Issue 3, v.15, p.1625-1636, 2011.

PEREIRA, E. B. et al. (2017) Atlas Brasileiro de Energia Solar. 2a ed. São José dos Campos, SP.

REICH, N. H.; MUELLER, B.; ARMBRUSTER, A.; et al. Performance ratio revisited: is PR>90% realistic? Progress in Photovoltaics: research and applications, v. 20, p. 717–726, 2012.

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil. [s.l: s.n.].

SAGA, T. Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass productionNPG Asia Materials, 2010.

SANTOS, I.P., RÜTHER, R., 2014. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil, Renewable Energy, vol. 63, pp. 116-124.

SEBRAE-RJ. Manual de Licenciamento Ambiental. Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro - FIRJAN, p. 1–294, 2004.

SOMMERFELDT, N.; MADANI, H. Revisiting the techno-economic analysis process for building-mounted, grid-connected solar photovoltaic systems: Part two - Application. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 74, n. June 2016, p. 1394–1404, 2017.

URBANETZ, J.; ZOMER, C. D.; RÜTHER, R. Compromises between form and function in grid-connected, building-integrated photovoltaics (BIPV) at low-latitude sites. Building and Environment, v. 46, n. 10, p. 2107–2113, 2011. Elsevier Ltd. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.buildenv.2011.04.024>>..

VALOR. Evolução das aplicações financeiras. 2017.

VIANA, Trajano de Souza. Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil. 2010, 133 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Civil, Departamento de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010,

VILLALVA, MARCELO GRADELLA; GAZOLI, J. R. Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações. 2012.

ZILLES, Roberto et. al. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ZOMER, C. D.; COSTA, M. R.; NOBRE, A.; RÜTHER, R. Performance compromises of building-integrated and building-applied photovoltaics (BIPV and BAPV) in Brazilian airports. Energy and Buildings, v. 66, p. 607–615, 2013. Elsevier B.V. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.enbuild.2013.07.076>>.