



CENTRO DE REFERÊNCIA EM GEOCIÊNCIA MEMORIAL DESCRITIVO DO SISTEMA DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA



Sumário

1	INTRODUÇÃO.....	2
2	NORMAS TÉCNICAS	3
3	DESCRIÇÃO	5
3.1	Arranjos de placas	5
3.2	Interligações e componentes	6
3.2.1	Inversores.....	7
3.2.2	Demais Equipamentos DC Do Sistema Fotovoltaico	12
3.2.3	Chaves Seccionadoras com fusível para SFV	12
3.2.4	Dispositivos de proteção contra surto (DPSs) para SFV	13
3.2.5	Interruptor diferencial residual para uso em corrente contínua.....	14
3.2.6	Condutores especiais para SFV	15
3.2.7	Equipamentos de proteção de corrente alternada	15
3.3	Equipamentos de montagem do sistema de fixação.....	16
3.3.1	Equipamentos de montagem de fixação dos módulos	17
3.4	Aterramento, equipotencialização e SPDA.....	18
3.4.1	Aterramento	18
3.4.2	Equipotencialização e SPDA.....	18
4	EXPECTATIVA DE GERAÇÃO	19
5	OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO	20
5.1	Recomendações sobre segurança.....	20
5.2	Procedimentos e cuidados de operação	21
5.3	Manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) – Microgeração	22
5.3.1	Falhas típicas em micro-geradores	22
6	CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	23



1 INTRODUÇÃO

O objetivo deste relatório é apresentar o projeto executivo de energia solar fotovoltaica, a ser implementado no Centro de Referência em Geociências (CRG), localizado no terreno do Serviço Geológico do Brasil, na Urca, no município do Rio de Janeiro, RJ.



2 NORMAS TÉCNICAS

As exigências técnicas, aqui formuladas, são as mínimas que devem reger cada caso, devendo prevalecer as normas da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) e estarem em conformidade com o presente memorial.

Nos casos em que as normas forem omissas ou conflitantes ou, onde houver divergências entre o projeto e este memorial será adotada as soluções que forem tecnicamente mais perfeitas, cabendo a aprovação ou decisão final à Fiscalização.

O desenvolvimento das atividades está baseado nas exigências e recomendações das seguintes normas:

Normas ABNT:

NBR 5410 – Instalações Elétricas de Baixa Tensão;

NBR 14039 – Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;

NBR-5419 – Proteção de Edificações contra Descargas Elétricas Atmosféricas

NR-10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade;

NBR 13507 – Instalações elétricas em locais de afluência de público - Requisitos específicos;

NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos Requisitos de projeto

NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho.

NBR IEC 60529 – Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos (código IP);

NBR ABNT NBR IEC 60439-1 – Conjuntos de manobra e controle de baixa tensão Parte 1: Conjuntos com ensaio de tipo totalmente testados (TTA) e conjuntos com ensaio de tipo parcialmente testados (PTTA);

ABNT NBR 16019:2011 - Linhas elétricas pré-fabricadas (barramentos blindados) de baixa tensão – Requisitos para instalação;

ABNT NBR IEC 60439-2:2004 - Conjuntos de manobra e controle de baixa tensão – Parte 2: Requisitos particulares para linhas elétricas pré-fabricadas (sistemas de barramentos blindados).



ABNT NBR 7286 - Cabos de potência com isolação extrudada de borracha etilenopropileno (EPR, HEPR ou EPR 105) para tensões de 1 kV a 35 kV — Requisitos de desempenho;

ABNT NBR 7287 - Cabos de potência com isolação sólida extrudada de polietileno reticulado (XLPE) para tensões de isolamento de 1 kV a 35 kV - Requisitos de desempenho;

ABNT NBR 7288 - Cabos de potência com isolação sólida extrudada de cloreto de polivinila (PVC) ou polietileno (PE) para tensões de 1 kV a 6 kV;

ABNT NBR 8661 - Cabos de formato plano com isolação extrudada de cloreto de polivinila (PVC) para tensão até 750V – Especificação;

ABNT NBR 16612 de 08/2017 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV cc entre condutores - Requisitos de desempenho

Normas Concessionária Light:

Procedimentos para conexão de Microgeração e Minigeração ao sistema de Distribuição da Light SES BT e MT – Até Classe 36,2 kV

Normas Aneel:

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no sistema elétrica nacional

Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição

Módulo 4 – Procedimentos operativos do sistema de distribuição

Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, de 17 de abril de 2012;

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, de 24 de novembro de 2015.



3 DESCRIÇÃO

De acordo com a disponibilização de áreas técnicas para o acondicionamento dos equipamentos de geração de energia fotovoltaica, foram distribuídas as placas coletoras na cobertura e demais equipamento de interligação e integração à rede de distribuição elétrica do empreendimento.

A cobertura do empreendimento possui a fachada longitudinal inclinada de aproximadamente 20° para leste em relação ao norte, e o estudo foi realizado com inclinação de 5° para as placas fotovoltaicas, que deverão seguir esta mesma orientação.

3.1 Arranjos de placas

A seguir são demonstrados os dados técnicos das placas que foram adotadas.

Dados técnicos do módulo	
Dados de construção	
Fabricante	CSI CANADIAN SOLAR INC
Sigla	CS6X-320-FG
Tecnologia de construção	Silício policristalino
Dimensões	
Largura	992 mm
Altura	1.968 mm
Profundidade	6 mm
Peso	27,5 kg
Caraterísticas elétricas	
Potência máxima distribuída	320 Wp
Rendimento	16,4 %
Tensão nominal	36,8 V
Tensão a vazio	45,3 V
Tensão máxima	1.000 V
Corrente nominal	8,7 A
Corrente de curto-circuito	9,3 A
Outras características	
Temperatura nominal de trabalho	45 °C
Coefficiente de tensão	-140,43 mV/°C
Coefficiente atual	4,9 mA/°C
Coefficiente de potência	-0,41 %/°C
Tolerância de rendimento	1,6 %
Diodos de by-pass	3

Figura 1: Dados da Placa Coletora

Para o sistema de captação solar, foram dispostas foram dispostas 120 placas fotovoltaicas. Cada placa possui um pico de geração fotovoltaico de 320 W_p,



totalizando 38,4 kW_p instalados. Cada placa possui uma área de exposição de 1,92 m², assim as 120 placas somam uma área de exposição de 230,4 m².

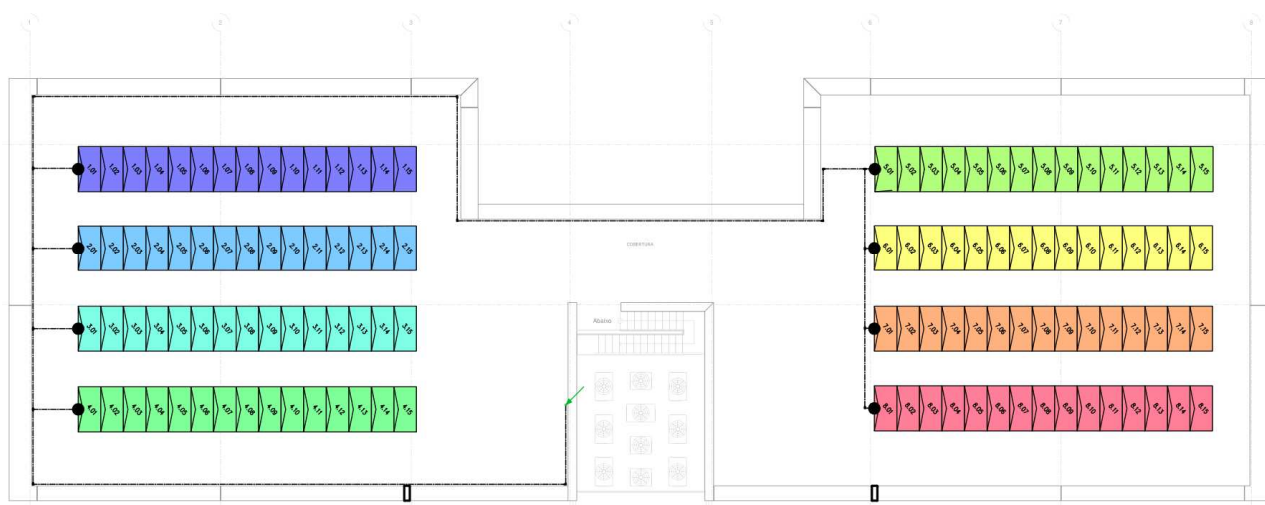


Figura 2: Disposição das placas fotovoltaicas na cobertura.

3.2 Interligações e componentes

As placas deverão ser conectadas em série, totalizando 8 Strings com 15 placas em cada String. Desta forma, como cada placa possui tensão nominal de saída de 36,8V, teremos uma tensão nominal de 552V na junção de saída de cada string.

O circuito de cada String deverá seguir até a caixa de junção, que será composta de 1 par de fusíveis, 1 conjunto DPS e 1 disjuntor de corrente alternada, para cada string, além de bornes para conexão e equipamentos para fixação e distribuição de condutores em seu interior.

Além dos equipamentos apresentados no esquema abaixo, existem ainda os quadros de paralelismo de inversores, responsáveis por juntar o grupo de inversores no mesmo circuito, o quadro de medição de energia, responsável pela medição da energia injetada na rede, ou consumida, e o transformador de interligação, que compatibiliza o nível de tensão dos inversores com o nível de tensão de interligação na rede de instalação elétrica. Neste projeto, utilizaremos o transformador de serviço de 750kVA, responsável pela alimentação do empreendimento compartilhado para este fim, deste modo não haverá a necessidade de instalação de um transformador específico para a geração fotovoltaica.

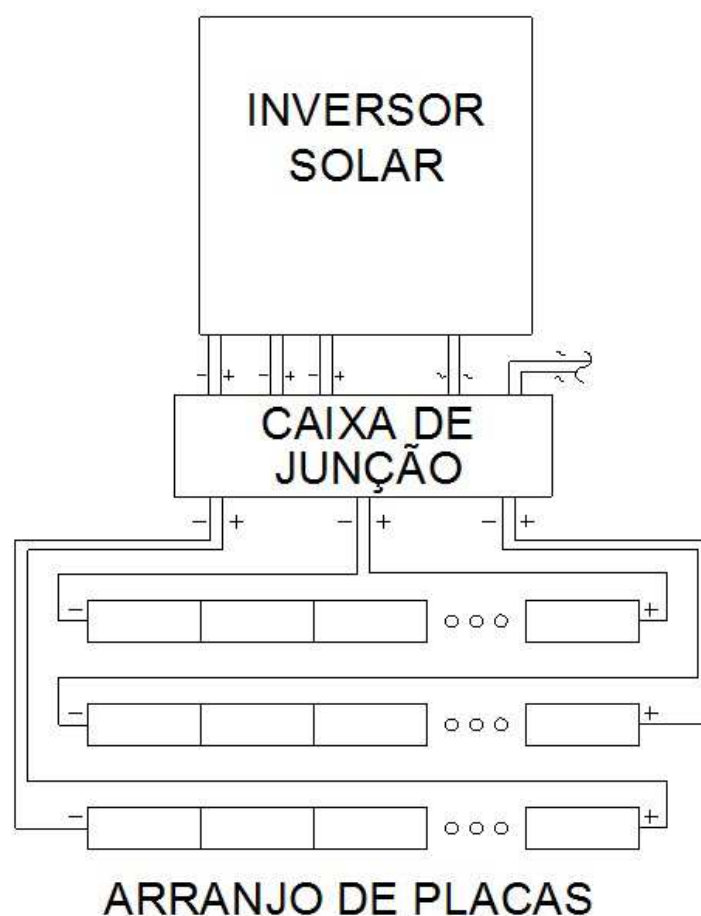


Figura 3: Esquema genérico de instalação

3.2.1 Inversores

Para a interligação dos arranjos, adotamos um inversor que atendesse a todos os parâmetros de ligação de cada string, como:

- Potência máxima recomendada;
- Tensão máxima de entrada;
- Tensão de operação;
- Tensão nominal de entrada;
- Máxima corrente de entrada por MPPT
- Máxima corrente de curto-circuito por MPPT.

Desta forma, com as strings apresentadas o projeto prevê a utilização de dois inversores solar da fabricante Intelbras, modelo EGT 20000 MAX 220V G2, que possui as características abaixo:



intelbras

EGT 15000 MAX 220V G2

EGT 20000 MAX 220V G2

Inversor solar trifásico On Grid



Inversor solar para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Essencial para conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos de CC para CA, nos parâmetros adequados para conexão com o sistema elétrico local*.

- » Oito entradas CC com quatro MPPTs independentes
- » Display em português
- » Fácil instalação
- » Grau de proteção IP66
- » Monitoramento de geração de energia, via web ou smartphone app, com Pocket Wi-Fi EPWU 2000 (incluso)
- » Proteção anti-ilhamento
- » Garantia de 10 (dez) anos

* Inversor de tensão contínua em tensão alternada, microprocessado.

Especificações técnicas

	EGT 15000 MAX 220V G2	EGT 20000 MAX 220V G2
	ENTRADA (CC)	ENTRADA (CC)
Potência máxima de entrada (Pmax)	22500 W	30000 W
Faixa de tensão de entrada (Vcc)	200-850 V	200-850 V
Tensão máxima de entrada (Vcc)	1100 V	1100 V
Tensão de inicialização (Vcc)	250 V	250 V
Tensão nominal de entrada (Vcc)	360 V	360 V
Faixa de tensão do MPPT (Vcc)	200-850 V	200-850 V
Faixa de tensão de máxima eficiência (Vcc)	250-650	250-650
Corrente máxima de entrada (CC) por MPPT	26 A	26 A
Corrente máxima por string (CC)	A: 13 / 13 A B: 13 / 13 A C: 13 / 13 A D: 13 / 13 A	A: 13 / 13 A B: 13 / 13 A C: 13 / 13 A D: 13 / 13 A
Número de rastreadores MPPT	4	4
Quantidade de strings por rastreador MPPT	A: 2/ B: 2/ C: 2/D: 2	A: 2/ B: 2/ C: 2/D: 2
Corrente de curto-circuito máxima por rastreador MPPT	A: 32/ B: 32/ C: 32/D: 32	A: 32/ B: 32/ C: 32/D: 32
	SAÍDA (CA)	SAÍDA (CA)
Potência máxima de saída	15000 W	20000 W

Figura 4: Dados técnicos do inversor



intelbras

Potência máxima aparente de saída	16600 VA	22200 VA
Tensão nominal de saída <small>(Tensão de Alimentação (Saída))</small>	127/220 Vca	127/220 Vca
Frequência de saída	50/60 Hz ¹	50/60 Hz ¹
Corrente máxima de saída (CA) <small>(Corrente nominal saída)</small>	43,7 A	58,3 A
Fator de potência	1 (com opção de ajuste de 0,8 indutivo ~ 0,8 capacitivo)	1 (com opção de ajuste de 0,8 indutivo ~ 0,8 capacitivo)
Taxa de Distorção Harmônica (THD)	<3%	<3%
Tipo de conexão com a rede CA	3F/N/PE	3F/N/PE
CONSUMO DE ENERGIA		
Consumo noturno	<1 W	<1 W
EFICIÊNCIA		
Eficiência MPPT	99,9%	99,9%
Máxima eficiência	98,5%	98,5%
SEGURANÇA		
Proteção contra inversões de polaridade	Sim	Sim
Chave CC	Sim	Sim
Proteção contra sobretensão na entrada	Tipo II	Tipo II
Proteção contra sobretensão na saída	Tipo II	Tipo II
Proteção contra sobrecorrente na saída	Sim	Sim
Proteção contra falta à terra	Sim	Sim
Deteção de corrente de fuga	Sim	Sim
Monitoramento de falha da string	Sim	Sim
Segurança	IEC 62116 / IEC 61727 / IEC 61000-3-12:2011 / IEC 61000-3-11: 2017 ²	IEC 62116 / IEC 61727 / IEC 61000-3-12:2011 / IEC 61000-3-11: 2017 ²
LIMITES DO MEIO AMBIENTE		
Índice de proteção	IP65, IP66	IP65, IP66
Temperatura de operação	-25~+60 °C ³	-25~+60 °C ³
Umidade relativa	0~100%	0~100%
Altitude	4000 m	4000 m
Emissão de ruído	<50 dB(A)	<50 dB(A)
DIMENSÃO E PESO		
Dimensões (L x A x P)	580 x 435 x 230 mm	580 x 435 x 230 mm
Peso	31 kg	31 kg
GERAIS		
Topologia do inversor	Sem transformador	Sem transformador

Figura 4: Dados técnicos do inversor



intelbras

Tipo de refrigeração	Ventilação forçada	Ventilação forçada
Interface de comunicação	RS485/USB/Pocket Wi-Fi (incluso)	RS485/USB/Pocket Wi-Fi (incluso)
Tela	OLED + LED	OLED + LED
Garantia padrão	10 anos	10 anos

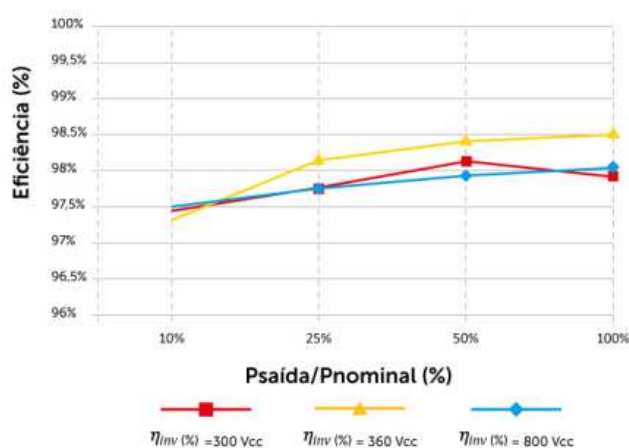
¹ O padrão brasileiro é 60 Hz

² Atendendo normas internacionais;

³ Redução da potência nominal de saída para temperatura acima de 45°C, com taxa aproximada de 4%/°C.

Gráfico de eficiência

EGT 15000 a 20000 MAX 220V G2



Topologia

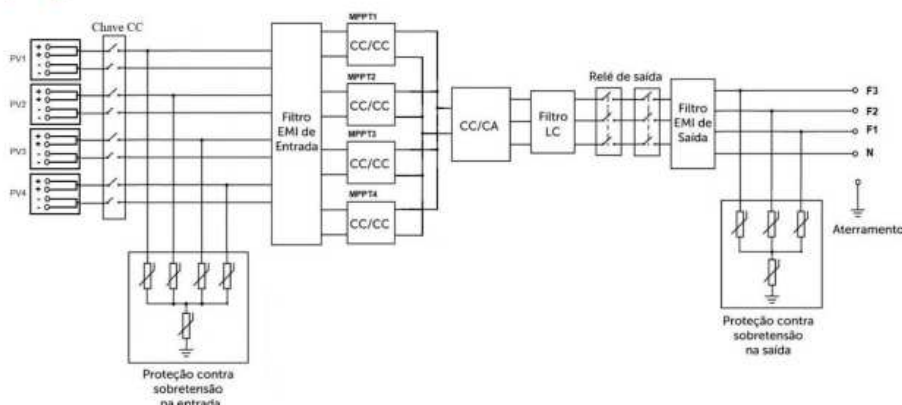


Figura 4: Dados técnicos do inversor

De acordo com a NBR 16690, os diodos de bloqueio devem possuir no mínimo uma corrente nominal de $1,4 \times I_{max}$ do arranjo ($1,4 \times 9,3 = 13,02 \text{ A}$, de acordo com a tabela 1) e suportar a tensão total reversa máxima dos módulos, ou seja, para as séries de 15



módulos $15 \times 45,3 = 679,5$ V, de acordo com o mercado seriam adotados diodos de 15 A/1000V, no entanto, como pode ser verificado na figura 4, os inversores já possuem interrupção de proteção para polaridade reversa, desta forma, diodos de bloqueio não são necessários ao projeto

Os inversores terão sua conexão prevista através das caixas de junção (Junction box), e deverão ser conectados à rede através um quadro de paralelismo e medição de energia fotovoltaica, que deve ser interligado ao QGBT do empreendimento, que deverá ter suas características elétrica compatibilizados com as necessidades deste projeto.

Para o inversor e quadro de medição, deve ser disponibilizado um ponto de rede coleta de dados e informação das condições do sistema.

O esquema de interligação padrão, retirada da norma da concessionária local, é demonstrado na figura 5, a seguir.

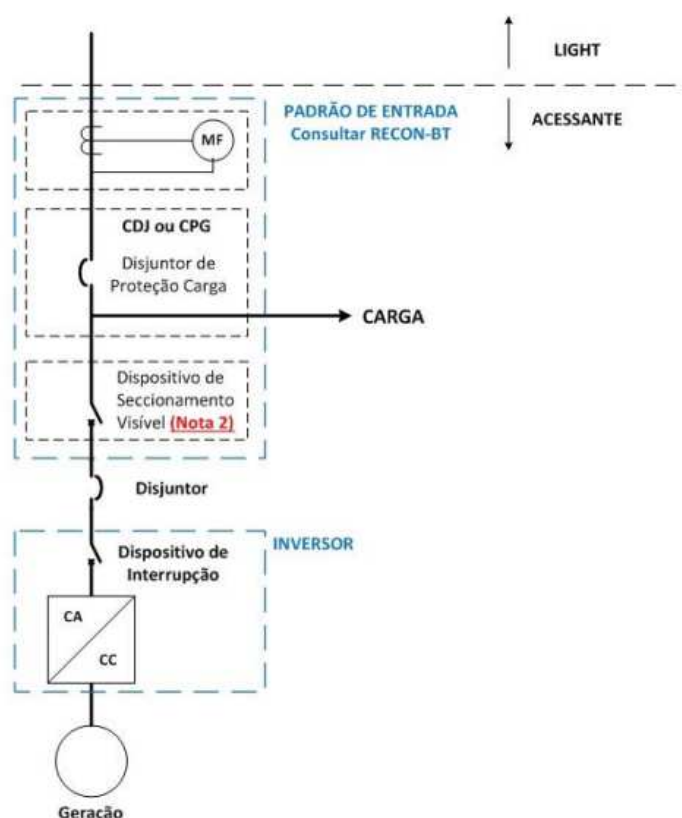


Figura 5: Esquema simplificado conexão de microgeração

A tabela 1, a seguir, demonstra a previsão de distribuição das strings de módulos fotovoltaicos entre os inversores adotados.



INVERSOR INTELBRAS - MODELO: EGT 20000 MAX 220V G2						
PLACA		Tensão Nominal (V)	Tensão Vazio (V)	Corrente Nominal (A)	Corrente de Curto (A)	Potência (Wp)
Canadian CS6X-320-FG		36,8	45,3	8,7	9,3	320
INVERSORES	Grupo	Nº Placas	Tensão Nominal (V)	Tensão Vazio (V)	Corrente Nominal p/MPPT	Corrente Curto-Circuito p/MPPT
Inversor - 1		60	552	679,5	17,4	18,6
MPPT1	STRING 1	1	15	552	679,5	8,7
	STRING 2	2	15	552	679,5	8,7
MPPT2	STRING 1	3	15	552	679,5	8,7
	STRING 2	4	15	552	679,5	8,7
MPPT3	STRING 1	-	-	-	-	-
	STRING 2	-	-	-	-	-
MPPT4	STRING 1	-	-	-	-	-
	STRING 2	-	-	-	-	-
INVERSOR - 2		60	552	679,5	17,4	18,6
MPPT1	STRING 1	5	15	552	679,5	8,7
	STRING 2	6	15	552	679,5	8,7
MPPT2	STRING 1	7	15	552	679,5	8,7
	STRING 2	8	15	552	679,5	8,7
MPPT3	STRING 1	-	-	-	-	-
	STRING 2	-	-	-	-	-
MPPT4	STRING 1	-	-	-	-	-
	STRING 2	-	-	-	-	-
Total de placas por Inversor:		120 Placas				
Potência de pico por Inversor		19,2 kWp				

Tabela 1: Distribuição de Módulos Entre Inversores

3.2.2 Demais equipamentos DC do sistema fotovoltaico

Além dos módulos fotovoltaicos e dos inversores de frequência, o sistema fotovoltaico é formado por diversos componentes específicos para este sistema, sendo: chaves seccionadoras com fusível para SFV, dispositivos de proteção contra surto (DPSs) para SFV, Interruptor Diferencial Residual para uso em Corrente Contínua e condutores especiais para SFV, os quais serão apresentados neste subcapítulo.

3.2.2.1 Chaves Seccionadoras com fusível para SFV

Conforme pode ser verificado na figura 6 a seguir, o datasheet dos módulos fotovoltaicos indica a utilização de um fusível máximo de 15 A, desta forma foi adotado um fusível de 10 A para a proteção das séries de módulos.



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6X	315P-FG	320P-FG	325P-FG
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.14 %	16.39 %	16.65 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1500 (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	Type 3 / Type 13 (UL 1703) or CLASS A (IEC 61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

Figura 6: Características Elétricas Módulos – Datasheet

Os fusíveis deverão ser encaixados no interior de chaves seccionadoras para fusível cartucho PV10x38, conforme demonstrado na figura 5 a seguir.

FUSÍVEL TIPO CARTUCHO PV10x38

Corrente Nominal (In)	2A 4A 6A 10A 15A 25A 30A
Tensão Máxima	1000Vcc
Capacidade de Interrupção	20kA
Classe de Utilização	gPV (Sistemas Fotovoltaicos) Utilizado para atuação contra sobrecargas
Dimensões (mm)	10x38



BASE SECCIONADORA PARA FUSÍVEL CARTUCHO PV-30X

Fusíveis Compatíveis	gPV (Sistemas Fotovoltaicos) 10x38
Corrente Máxima	30A
Tensão Máxima	1000Vcc
Número de Pólos	1



Figura 7: Chave seccionadora e fusível de proteção

3.2.2.2 Dispositivos de proteção contra surto (DPSs) para SFV

De acordo com os inversores e módulos especificados, a interligação dos módulos se dá através do sistema com dois polos não aterrados, ou seja, não a condução e corrente de trabalho pelo condutor de proteção, em outras palavras, o aterramento não é do tipo funcional. Sendo assim, foram especificados equipamentos referenciados no fornecedor Clamper, para realizar a proteção contra surtos de acordo com a IEC 6143-32, sendo que a figura 8 apresenta o esquema de ligação e o modelo de disjuntor utilizado para tal ligação, e sua descrição é demonstrada na figura 9.

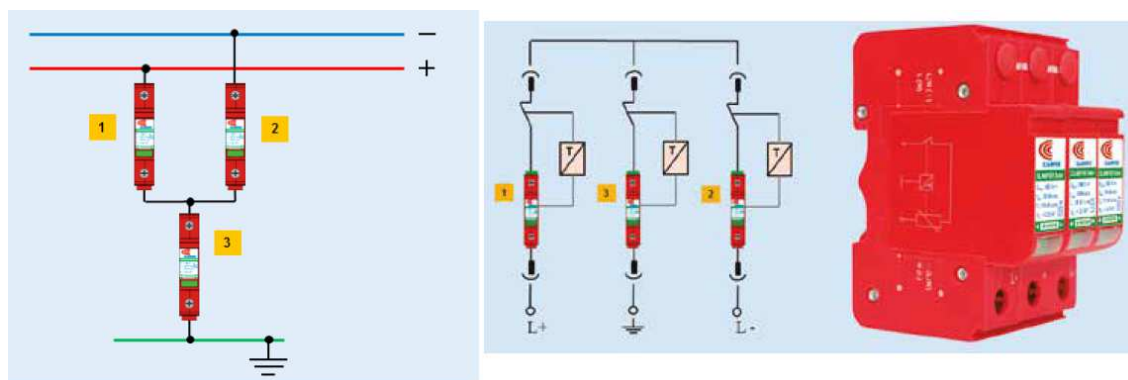


Figura 8: Conexão tipo estrela para sistema com os dois polos isolados da terra e exemplo de produto com circuito preparado para conexão tipo estrela, CL AMPER Solar 1000 Vcc 40kA.

Item	Modelo	Classe	Máxima tensão de operação contínua U_{CPV}	Corrente de descarga máxima $I_{máx}$ @8/20 μ s	Corrente de descarga total I_{total} @8/20 μ s	Corrente de descarga nominal I_n @8/20 μ s	Nível de proteção U_p L+/Pe L-/Pe
1 e 4	CLAMPER Solar 150V 40kA	II	150 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	0,4 kV
	CLAMPER Solar 300V 40kA	II	300 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	0,8 kV
	CLAMPER Solar 600V 40kA	II	600 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	1,2 kV
	CLAMPER Solar 1000V 40kA	II	1000 Vcc	20 kA	40 kA	10 kA	2,5 kV
2	VCL SP 275V 20kA	II	275 Vca	20 kA	-	10 kA	1,2 kV
3	VCL SP 275V 20kA	II	275 Vca	20 kA	-	10 kA	1,2 kV

Nota: Os modelos indicados para aplicação em corrente contínua possuem 3 módulos integrados, preparados para conexão tipo estrela, conforme detalhado em "Sistemas com os dois pólos não aterrados" (pág. 16).

Figura 9: Modelos e especificações de DPS sugeridos para proteção contra descargas atmosféricas indiretas.

3.2.2.3 Interruptor diferencial residual para uso em corrente contínua

Nos sistemas fotovoltaicos, devido à energia ser gerada em corrente contínua, anteriormente à inversão desta energia para sua transformação em corrente alternada, não é possível se utilizar interruptores diferenciais residuais de corrente alternada.

Como os módulos fotovoltaicos estão em áreas externas, frequentemente expostas à umidade e chuvas, o seccionamento automático preconizado na NBR ABNT 5410, será executado por interruptores DR tipo B, conforme critério de seleção apontado na descrição da figura 10.



Tipos de dispositivo DR (Tipo AC, A e B)





Tipo AC		Detecta correntes residuais alternadas e são normalmente utilizados em instalações elétricas residenciais, comerciais e prediais, como também em instalações elétricas industriais de características similares.
Tipo A		Detecta correntes residuais alternadas e contínuas pulsantes; este tipo de dispositivo é aplicável em circuitos que contenham recursos eletrônicos que alterem a forma de onda senoidal.
Tipo B	 	Detecta correntes residuais alternadas, contínuas pulsantes e contínuas puras; este tipo de dispositivo é aplicável em circuitos de corrente alternada normalmente trifásicos que possuam, em sua forma de onda, partes senoidais, meia-onda ou ainda formas de ondas de corrente contínua, geradas por cargas como: equipamentos eletro-médicos, entre outros.

Figura 10: Modelos e especificações de DRs

3.2.2.4 Condutores especiais para SFV

Nos sistemas fotovoltaicos, além de elevadas tensões que ultrapassam a isolação dos condutores normalmente utilizados em instalações prediais, sejam eles de 750 V ou de 0,6/1kV, temos também o inconveniente de exposição aos raios UV, o que afeta a camada isolante dos condutores, dessa forma, foram adotados condutores que obedecessem à normativa específica para esta aplicação, a ABNT NBR 16612 de 08/2017 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV cc entre condutores - Requisitos de desempenho.

Os condutores adotados foram o de seção transversal de 4 mm², que garantem uma boa performance quanto à eficiência energética, proporcionando baixos níveis de queda de tensão.

3.2.3 Equipamentos de proteção de corrente alternada

Temos ainda os equipamentos que são utilizados comumente nas instalações elétricas e fotovoltaicas, sendo que estes serão apresentados neste subcapítulo. Tais equipamentos, dentro do sistema fotovoltaico – SFV, são utilizados para realizar a conexão com a parte de corrente alternada, onde são interligados o sistema de geração fotovoltaico em corrente contínua e a instalação predial como um todo, transformando o tipo de instalação fotovoltaica no denominado on-grid.

A interligação entre o sistema fotovoltaico e a distribuição elétrica da instalação da edificação é realizada através de um ponto de acesso do quadro de distribuição geral de baixa tensão (QGBT), conforme pode ser verificado nos esquemas unifilares do projeto.



Conforme descrito no capítulo 3.2.1, o projeto conta com 2 inversores que possuem uma potência de pico de 22,2 kVA máximo totalizando uma geração de pico de 44,4 kVA máximo instalados.

Desprezando-se a eficiência dos inversores, podemos ter o seguinte cálculo para chegarmos à corrente de pico na parte de corrente alternada:

$$I = 22,20 / (0,22 * \sqrt{3}) = 58,3A_p \text{ (Corrente alternada de cada inversor)}$$

$$II = 44,4 / (0,22 * \sqrt{3}) = 116,6A_p \text{ (Corrente alternada de 2 inversores em paralelo)}$$

Desta forma, para a proteção individual de cada inversor o projeto prevê a utilização de disjuntores de 60A. Para a proteção após o paralelismo dos inversores, o disjuntor especificado foi de 125 A.

A corrente de curto no ponto de conexão foi estipulada como 33,3 kA em 220V de acordo com o esquema unifilar geral da instalação.

3.3 Equipamentos de montagem do sistema de fixação

Para a fixação dos módulos de energia fotovoltaicos existe a necessidade de uma estrutura de fixação. Além da fixação, existe o conceito de que quanto mais perpendiculares os raios solares forem em relação à superfície da placa, melhor a eficiência do sistema, no entanto, quando inclinamos os módulos existe o empecilho de as séries de placas frontais provocarem sombreamento nas placas de trás, diminuindo-se assim a eficiência do sistema. Desta forma devemos encontrar um ponto de inclinação que favoreça à eficiência da geração de energia, no entanto não provoque o sombreamento de outras placas do sistema.

No projeto em questão decidiu-se por seguir apenas a inclinação necessária ao escoamento de águas de chuva e eventuais detritos acumulados, desta forma, a inclinação permite que as águas de chuva escoem pela superfície do módulo e detritos não sejam depositados em excesso, provocando perda de eficiência das placas.

Devido aos efeitos de corrosão acelerados pela exposição das estruturas ao tempo, os materiais utilizados nas estruturas devem ser de aço galvanizado, alumínio ou aço inox.

Devido à exposição ao UV, presente na cobertura da edificação, todos os materiais que possam ser afetados por esta radiação devem ser de material que a suportem, como por exemplo presilhas e abraçadeiras plásticas ou de nylon, aumentando-se assim a vida útil dos materiais empregados na execução do sistema.

Nota: Os elementos utilizados neste projeto buscaram apenas a sustentação dos módulos, os cálculos de esforços estáticos e dinâmicos, inclusive no que se refere à ação das forças eólicas, deverão ser demonstradas através de projeto específico de estruturas metálicas, e posterior fixação a laje da edificação, transferindo estes esforços ao projeto

de estruturas de concreto. Estes cálculos devem obedecer além de a normas específicas de estrutura, à NBR 6123 – Forças devido ao vento em edificações.

3.3.1 Equipamentos de montagem de fixação dos módulos

Primeiramente deve-se fixar Parafusos estruturais às telhas sanduiche, conforme pode ser visto nas imagens da figura 11 a seguir:



Figura 11: Parafusos estruturais fixados em telha sanduiche.

Com o auxílio de suporte específico deve-se fixar os perfis de fixação dos módulos aos parafusos estruturais, uma imagem do perfil de fixação é demonstrada na figura 12.

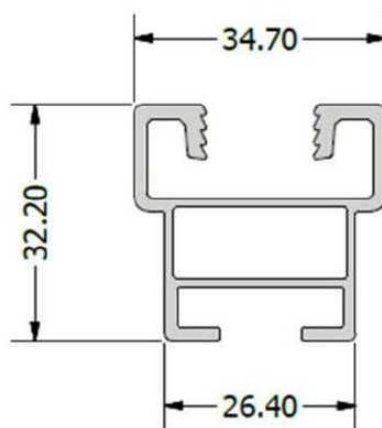


Figura 12: Perfil de fixação dos módulos na estrutura de inclinação.

Por fim, ao perfil de fixação, posicionam-se os módulos que devem ser presos através de grampos de fixação, a figura 13 a seguir demonstra o passo a passo da instalação dos grampos de fixação.

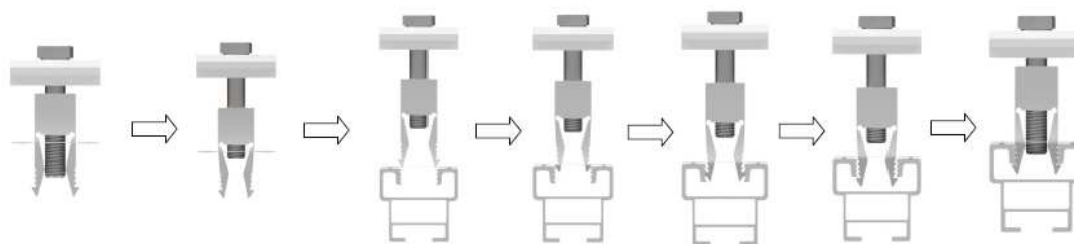


Figura 13: Sequência para instalação de grampas em perfis, OBS.: Não inserir o grampo com o parafuso já rosqueado, pois pode ocorrer danificações nos materiais

3.4 Aterramento, equipotencialização e SPDA

Neste capítulo são apresentados os sistemas de aterramento equipotencialização e SPDA especificados para sistema fotovoltaico a ser instalado na edificação.

3.4.1 Aterramento

O sistema especificado faz a utilização do aterramento unicamente para fins de proteção, ou seja, não existe a utilização de aterramento funcional, entre o inversor e os módulos de geração.

Desta forma, o inversor de frequência é aterrado em conjunto com o ramal alimentador, o qual é responsável pela integração de energia na rede da edificação e consequentemente na rede da concessionária.

Este aterramento ocorre através de uma barra de equipotencialização local BEL, localizada dentro da caixa de junção.

Para cada série de módulos fotovoltaicos, partem da caixa de junção, 2 condutores para sendo um para polo positivo e outro para polo negativo, tais condutores devem possuir aterramento indireto sendo interligados à esta BEL através de DPSs ligados em estrela, conforme é descrito no capítulo 3.2.2.2

Desta forma, enquanto o chassi dos módulos fotovoltaicos é aterrado através de aterramento direto, via interligação com a malha de captação, a parte dos módulos destinada à condução de corrente, são aterrados de forma indireta, através de componentes DPS interligados na caixa de junção.

3.4.2 Equipotencialização e SPDA

Através das interligações metálicas realizada para fixação mecânica do sistema um caminho metálico é formado com múltiplos pontos de interligação é formado, sendo que este caminho percorre a estrutura de fixação, a estrutura de inclinação e os componentes de fixação dos próprios módulos fotovoltaicos, desta forma, para



agregação desta massa ao sistema de SPDA em conjunto com a equipotencialização do sistema em questão, basta a interligação das estruturas de fixação ao sistema de captação e descidas de SPDA por ao menos 2 caminhos diferentes, usando para tanto 2 conectores de interligação à malha de SPDA para cada estrutura de fixação.

4 EXPECTATIVA DE GERAÇÃO

De acordo com os dados adquiridos do site <http://www.cresesb.cepel.br>, para potencial energético solar na localidade temos a seguinte, através das coordenadas geográficas, temos a seguinte disponibilidade energética:

Localidades próximas

Latitude: 22,95468° S
Longitude: 43,1705° O

Longitude: 43.1705° O																						
#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m².dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância (km)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta	
✓	Oceano Atlântico	Oceano Atlântico			23° S	43.149° O		5,5	6,24	6,43	5,24	4,52	3,61	3,35	3,37	4,24	4,42	5,15	5,33	6,12	4,84	3,08
✓	Oceano Atlântico	Oceano Atlântico			22.901° S	43.149° O		6,4	6,18	6,35	5,16	4,46	3,60	3,34	3,34	4,22	4,41	5,10	5,21	6,05	4,79	3,01
✓	Rio de Janeiro	Rio de Janeiro	RJ	BRASIL	23° S	43.249° O		9,5	6,05	6,25	5,07	4,36	3,56	3,30	3,29	4,11	4,33	5,01	5,16	5,90	4,70	2,97

Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

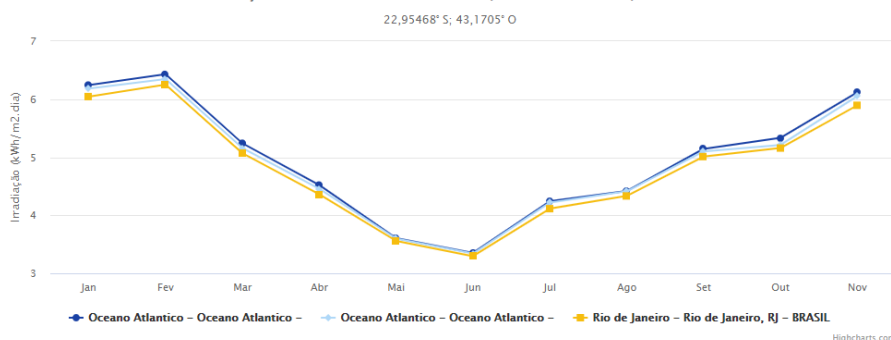


Figura 14: Dados Cresesb

Desta forma, sem considerar as perdas cc, perdas ca e sombreamentos, teremos uma disponibilidade de geração de acordo com a área de exposição conforme descrito abaixo:

- Área de Placas

$$120_{\text{placas}} \times 1,92_{\text{m}^2/\text{placa}} \times 4,7_{\text{kWh/m}^2.\text{dia}} = 1.082,88 \text{ kWh/dia};$$

$$\text{Ou ainda } 1.634,3_{\text{kWh/dia}} \times 365_{\text{dias/ano}} = 395.251,20 \text{ kWh/ano.}$$

Como temos uma eficiência de 16,4% para as placas (Conforme figura 1) e de 99,9% para os inversores (Conforme figura 4), temos a seguinte perspectiva para a energia gerada de aproximadamente:

$$395.251,20_{\text{kWh/ano}} \times 0,164 \times 0,99 = 64.173,00 \text{ kWh/ano.}$$

Considerando o valor atual de aproximadamente R\$ 0,516 por kWh (TUSD+TE, em horário fora de ponta) praticados pela concessionária local, teremos uma economia aproximada de R\$ 33.113,26 ao ano com energia elétrica. Desta forma, tendo como



base o valor de instalação de R\$5.000,00 por kWp do sistema fotovoltaico, teremos o custo aproximado de instalação do sistema em R\$192.000,00, desta forma, tendo um payback de aproximadamente 5,8 anos.

5 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

Todo sistema fotovoltaico (SFV) deve passar por inspeção e manutenção regularmente, de forma a garantir uma operação eficiente e impedir a ocorrência de problemas futuros. Para isso, recomenda-se elaborar e seguir um plano de operação e manutenção, baseando-se nas recomendações feitas pelos fabricantes dos equipamentos utilizados no sistema e nas normas pertinentes à segurança e à utilização dos equipamentos envolvidos na instalação fotovoltaica.

A manutenção a ser realizada em SFVs, especialmente nos de pequeno porte, é relativamente rápida e simples. Nos SFIs individuais de pequeno porte, alguns procedimentos para uma boa manutenção preventiva podem ser realizados pelo próprio usuário do sistema. Contudo, no caso de sistemas instalados pela distribuidora, como os sistemas tipo SIGFI, recomenda-se que o usuário não interfira no sistema.

Os procedimentos de manutenção corretiva exigem conhecimentos mais profundos acerca dos componentes do sistema e geralmente necessitam de peças de reposição, por isso, devem ser realizados por pessoas capacitadas.

A seguir são apresentadas recomendações de segurança pessoal e procedimentos de operação, manutenção e inspeção para os vários componentes de um SFV, com maior ênfase em SFIs de pequeno porte. Um guia para auxiliar na identificação e solução dos problemas mais comuns é fornecido neste capítulo.

5.1 Recomendações sobre segurança

Apesar das baixas tensões tipicamente geradas pelos módulos fotovoltaicos e baterias, em SFIs de pequeno porte, ambos podem fornecer níveis letais de corrente elétrica. Além disso, a associação desses componentes pode tornar ainda mais perigosa a manipulação dos SFVs. Em SFCRs com potências de unidades de kWp já são comuns tensões nominais de centenas de volts em c.c., sendo que em SFIs dotados de controladores de carga com SPPM, isto também pode se verificar.

Dessa forma, tanto os procedimentos de instalação como de manutenção devem ser realizados por pessoal habilitado e treinado conforme a Norma NR-10 e em curso de primeiros socorros. No caso de instalação de painéis fotovoltaicos sobre telhados, trata-se de trabalho em altura, de forma que o conhecimento dos procedimentos da NR-35 também se faz necessário. O conhecimento do trabalhador deve incluir o uso e inspeção de equipamentos de proteção individual (EPI), bem como o uso de ferramentas isoladas e dos instrumentos de medição. Pessoas que trabalham com condutores energizados ou



próximos a eles devem ser capazes de identificar quais equipamentos e condutores podem estar energizados e qual o seu nível de tensão, avaliar os riscos do tipo de trabalho a ser efetuado e determinar quais os EPIs e demais procedimentos de segurança são necessários.

Os procedimentos citados a seguir devem ser cuidadosamente observados sempre que uma manutenção se fizer necessária.

Antes de iniciar os trabalhos em locais com instalações elétricas, especialmente com baterias, qualquer objeto pessoal metálico (cordão, relógio, anel etc.) deve ser retirado. O trabalho com baterias não deve ser feito nunca por apenas uma pessoa, e sim conjuntamente por, pelo menos, dois trabalhadores.

Os módulos fotovoltaicos produzem energia elétrica sempre que alguma luz solar incide sobre eles. Assim, para mantê-los desenergizados, seria necessário cobri-los com um material opaco.

Durante a manutenção, o técnico deve manter-se isolado de partes energizadas do circuito ou de pontos de aterramento, ou seja, deve permanecer em "potencial flutuante". Deve-se usar luvas e calçados isolantes durante a manutenção no SFV.

Ao realizar alguma modificação na instalação, ou troca de algum componente do SFV, ele deve estar desenergizado, para evitar risco de choques elétricos, curtos-circuitos acidentais e ocorrência de arcos elétricos. Lembramos, mais uma vez, que a desenergização do SFV implica em desconexão do painel fotovoltaico e do banco de baterias, o que permite trabalhar com o restante do sistema totalmente desenergizado. Porém, para trabalhos no banco de baterias, não é possível desenergizá-lo, e, no caso do painel, somente quando há a obstrução completa da incidência de luz.

As extremidades de empunhadura das ferramentas metálicas, usadas durante a manutenção dos componentes elétricos, devem estar adequadamente isoladas com uma fita ou revestimento não condutivo de plástico resistente. Nunca se deve colocar ferramentas ou outros objetos metálicos sobre as baterias para evitar curto-circuito. Além disso, as ferramentas devem, se possível, ser mais curtas do que a distância entre os terminais da bateria, para reduzir a possibilidade de causar um curto-circuito, em caso de queda. Curtos-circuitos em baterias podem fundir o elemento causador do curto e até causar a explosão da bateria, provocando sérias queimaduras e ferimentos à pessoa que está efetuando o trabalho.

5.2 Procedimentos e cuidados de operação

A operação de um SFV geralmente é simples, requerendo pouca intervenção do usuário para o funcionamento, e muitas vezes o sistema é projetado para operar de forma totalmente automática.



Em SFVs que requerem a manipulação por parte do usuário para o correto funcionamento, deve-se elaborar um manual de operação, de fácil compreensão, e realizar treinamento para o usuário final do sistema, indicando o momento e o procedimento necessário para alguma intervenção e a periodicidade que se deve fazer a supervisão de parâmetros que indicam o funcionamento adequado do sistema, como por exemplo, o acompanhamento do nível de carga do banco de baterias (podendo tomar como referência a tensão do banco de baterias), a verificação da atuação dos componentes de condicionamento de potência (tais como, controlador de carga e inversor), a verificação da potência elétrica produzida e demandada pelo sistema, entre outros.

Mesmo para os sistemas fotovoltaicos operados e mantidos pela distribuidora ou prestadora de serviço capacitada, deve-se elaborar o manual de procedimentos de operação e de manutenção, seguindo as recomendações dos fabricantes.

5.3 Manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCRs) – Microgeração

Os procedimentos de manutenção de SFCRs de pequeno porte são similares aos descritos anteriormente, a menos dos procedimentos para baterias, pois a atual regulamentação brasileira não prevê o uso de armazenamento em sistemas conectados à rede.

É importante ressaltar que antes de realizar manutenção em qualquer sistema de geração conectado à rede, deve-se desconectar o sistema da rede por meio do dispositivo de seccionamento ou de proteção. Este dispositivo de seccionamento não pode ser o DSV, cujo acesso é restrito à distribuidora.

5.3.1 Falhas típicas em micro-geradores

A falha completa de um sistema fotovoltaico é muito rara. Os SFCRs quando bem projetados e instalados funcionam por muitos anos e eventuais falhas normalmente estão associadas a reparos simples.

Como referência, pode-se citar o programa fotovoltaico alemão de 1.000 telhados, realizado de 1991 a 1995. Foram registrados o comportamento operacional, o tipo e o número de falhas dos vários sistemas. Os principais resultados são (Programa Altener, 2004):

O componente mais confiável de um sistema fotovoltaico é o próprio gerador fotovoltaico. No caso de avarias, as principais causas foram os efeitos de descargas atmosféricas, as falhas dos diodos e as deficiências nos módulos e na cablagem c.c.

As falhas mais frequentes ocorrem no inversor. As principais causas foram os danos provocados pelo dimensionamento incorreto do inversor, pelo efeito de descargas atmosféricas e por falha do circuito eletrônico.



Os fenômenos de corrosão provocados pela combinação de diferentes materiais foram recorrentes, como, por exemplo, parafusos de bronze numa montagem galvanizada.

Outras falhas estavam relacionadas com os fusíveis e com distúrbios no fornecimento de energia à rede.

A tabela a seguir, extraída do manual: Manual de Engenharia fotovoltaica lista alguns componentes de um sistema de microgeração e sugere verificações típicas e a periodicidade.

Periodicidade	Equipamento	Verificação
Diário	Inversor	Se está em operação ou se existe mensagem de erro.
Mensal	Verificação da produção de energia	Registro das medições de energia e se estão de acordo com o esperado.
	Superfície do painel fotovoltaico	Se há acúmulos de sujeira, como folhas ou dejetos de pássaros. Removê-los com água (sem sabão).
A cada 6 meses	Caixa de junção	Se há insetos. Se há corrosão/umidade excessiva. Testar a continuidade dos fusíveis.
	Proteção contra descargas atmosféricas	Se está operacional após tempestades com descargas.
	Cablagem	Se há isolamentos danificados, marcas chamuscadas provenientes de arcos elétricos etc. Se as conexões estão boas.

6 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Este relatório apresentou os conceitos adotados para a elaboração do projeto executivo de geração distribuída On-grid, a partir de energia fotovoltaica do centro de referência em geociência (CRG), localizado no terreno do Serviço Geológico do Brasil, na Urca, no município do Rio de Janeiro - RJ, demonstrando as necessidades e soluções adotadas para a distribuição de energia gerada e atendimento aos requisitos de interligação.

Deverá ser emitido e divulgado pelo instalador, os seguintes documentos:

- Manual de uso e manutenção, incluindo a programação recomendada de manutenção;
- Documentação As Built "como construído", acompanhado com folhas de material instalado;
- Declaração dos controles efetuados e dos seus resultados;



- Declaração de conformidade;
- Certificado emitido por um laboratório acreditado INMETRO e quanto à conformidade com EN 61215 para os módulos de silício cristalino e IEC 61646 para módulos de filme fino;
- Certificado emitido por um laboratório acreditado quanto à conformidade do inversor DC / AC com as normas;
- Declarações de garantia relativas aos equipamentos instalados;
- Garantia de todo o sistema e o desempenho.

NOTA, Todos os equipamentos aqui apresentados podem ser substituídos por equipamentos que apresentem o mesmo desempenho e características técnicas, tanto de dimensionamento elétrico como físico. No entanto, no caso substituição de componentes, existe a necessidade de apresentação da proposta de substituição para aprovação tanto por parte do cliente, como por parte de eventuais consultores contratados para tal finalidade.

MBM Serviços de Engenharia
Eng. Antônio Cláudio Bousquet Muylaert
CREA: 0900070631
Rua Alvarenga, 584 – Butantã - SP
CEP: 05509-001
Fone: (11) 96334-4305
e-mail: [elétrica@mbmengenharia.com.br/](mailto:elétrica@mbmengenharia.com.br)
cesar@mbmengenharia.com.br