

**CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
ALEXANDRE LUIZ AIRES**

**EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA E PROJETO DE
ENERGIA FOTOVOLTAICA: estudo de caso em duas instalações rural e urbana de
mesmo proprietário**

Varginha

2021

ALEXANDRE LUIZ AIRES

**EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA E PROJETO DE
ENERGIA FOTOVOLTAICA: estudo de caso em duas instalações rural e urbana de
mesmo proprietário**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas - UNIS-MG, como pré-requisito para obtenção de grau de bacharel em Engenharia Elétrica, sob a orientação do Prof. Esp. Rafael Kerner Coelho dos Santos.

Varginha

2021

ALEXANDRE LUIZ AIRES

**EFICIÊNCIA ENERGÉTICA – IMPLANTAÇÃO DE SISTEMA E PROJETO DE
ENERGIA FOTOVOLTAICA: estudo de caso em duas instalações rural e urbana de
mesmo proprietário**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas – UNIS-MG como pré-requisito para obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica pela banca examinadora composta pelos membros:

Aprovado em / /

OBS.:

Dedico este trabalho a toda minha família, pela compreensão que tiveram comigo durante o período do curso.

AGRADECIMENTO

Agradeço primeiramente a Deus pela saúde e força que me deu desde o início do curso.

Agradeço a todos os professores que participaram da minha formação, em especial o meu orientador Rafael Kerner Coelho dos Santos, onde me ajudou nas orientações e correções do presente trabalho bem como as disciplinas que foram conduzidas por ele e um agradecimento especial ao professor Eduardo Henrique Ferroni, pelo aprendizado nas disciplinas que foram conduzidas por ele.

RESUMO

O presente trabalho tem por objetivo apresentar um estudo de caso para aplicação de um sistema de energia solar em uma unidade consumidora rural, onde a sua geração vai ser utilizada para geração de créditos na concessionária de energia. Os créditos da geração serão utilizados para abatimentos na conta de energia na própria unidade rural e em uma unidade urbana. As duas unidades consumidoras são de mesmo proprietário. Será abordado desde o tema energia solar como explicações do sistema, aplicações, tipos, componentes, normas de referência sobre o assunto e fases de implantação do projeto junto a concessionária de energia. Também será apresentado o estudo de caso, onde é mostrado a viabilidade técnica, viabilidade econômica, bem como os custos de implantação e retorno de investimento. Posteriormente, será apresentado um memorial descritivo simulando todas as fases de implantação do projeto para aprovação da concessionária de energia elétrica Cemig.

Palavras-chave: energia solar, comparativo, viabilidade, estudo de caso.

ABSTRACT

This work aims to present a case study for the application of a solar energy system in a rural consumer unit, where its generation will be used to generate credits in the energy concessionaire. The generation credits will be used for deductions from the energy bill in the rural unit and in an urban unit. The two consumer units belong to the same owner. It will be addressed from the topic of solar energy as explanations of the system, applications, types, components, reference standards on the subject and phases of project implementation with the energy utility. The case study will also be presented, where the technical feasibility, economic feasibility, implementation costs and return on investment are shown. Subsequently, a descriptive memorial will be presented simulating all phases of project implementation for approval by the electric energy concessionaire Cemig.

Keywords: *solar energy, comparative, feasibility, case study.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Esquema da estrutura básica do sistema fotovoltaico.....	13
Figura 2: Módulo fotovoltaico. Marca: <i>Jinko</i>	14
Figura 3: Bateria. Sistemas Isolados. Marca: Moura.....	15
Figura 4: Controlador de carga. Marca: <i>Victron</i>	16
Figura 5: Inversor. Marca: <i>Fronius</i>	17
Figura 6: <i>Kit</i> de proteção. (Protetor de surto-Disjuntores-Bornes). Marca: <i>Clamper</i>	18
Figura 7: Diagrama representativo de um sistema isolado da rede ou <i>off-grid</i>	19
Figura 8: Diagrama representativo de um sistema interligado a rede ou <i>on grid</i>	20
Figura 09: Levantamento de radiação solar.....	34
Figura 10: Local de instalação do sistema fotovoltaico.....	35
Figura 11: Dados da fatura. Instalação primária.....	36
Figura 12: Dados da fatura. Instalação secundária.....	37
Figura 13: Variação de HSP de acordo com os fatores climáticos.....	39
Figura 14: <i>Kit</i> gerador solar.....	40
Figura 15: Módulo fotovoltaico. Marca: <i>Jinko</i>	41
Figura 16: Descrição. Módulo fotovoltaico. Marca: <i>Jinko</i>	41
Figura 17: Inversor solar. Marca: <i>Fronius</i>	42
Figura 18: Características. Inversor solar. Marca: <i>Fronius</i>	43
Figura 19: Descrição geral da estrutura de fixação.....	43
Figura 20: Descrição geral do <i>kit</i> de proteção. <i>String Box</i> . Marca: <i>Clamper</i>	44
Figura 21: Placa de advertência.....	44
Figura 22: Tabela de produção média. Gerador.....	45
Figura 23: Cálculo de queda de tensão.....	46
Figura 24: Preço do <i>kit</i> gerador.....	47
Figura 25: Etapas de acesso de microgeradores ao sistema de distribuição da Cemig.....	48
Figura 26: <i>Payback Time</i> das unidades consumidoras.....	50

LISTA DE ABREVIACÕES

ABINEE - Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrnica.

ABNT – Associação brasileira de normas técnicas.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

ART – Anotação de responsabilidade técnica.

BT – Baixa tensão.

CA – Corrente alternada.

CC – Corrente contínua.

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

CEMIG D – Companhia Energética de Minas Gerais Distribuição

CNPJ – Cadastro nacional de pessoa jurídica.

CPF – Cadastro de pessoa física.

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito.

DIT - Demais Instalações de Transmissão.

DSV – Dispositivo de seccionamento visível.

FV – Fotovoltaico.

GD – Geração distribuída.

HSP – Horas sol pleno.

IEC – *International Electrotechnical Commission.*

KV – Quilovolt.

KW – Quilowatt.

KWH – Quilowatt hora.

KWP – Quilowatt pico.

M² - Metro quadrado.

MW – Megawatt.

NBR – Norma brasileira.

ND – Norma de distribuição.

NR – Norma regulamentadora.

ONS – Operador nacional do sistema elétrico

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

REN – Redes energéticas nacionais.

SFCR - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

TIR – Taxa interna de retorno.

TRT – Termo de responsabilidade técnica.

UC – Unidade consumidora.

UV – Ultravioleta.

VPL – Valor presente líquido.

WH – Watt-hora.

WP – Watt pico.

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1: Valor presente líquido (VPL).....	25
Equação 2: Taxa interna de retorno (TIR).....	25
Equação 3: <i>Payback Time</i> . Método simples.....	26
Equação 4: <i>Payback Time</i> . Método descontado.....	26
Equação 5: Potência de pico do sistema.....	38

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	12
2.1 Descrição física do fenômeno fotovoltaico	12
2.2 Elementos básicos de um sistema de geração fotovoltaico	13
2.2.1 Módulo fotovoltaico	14
2.2.2 Bateria	15
2.2.3 Reguladores de carga	16
2.2.4 Inversores	17
2.2.5 Outros componentes	18
2.3 Tipos de sistemas de energia solar	19
2.3.1 Sistemas isolados ou <i>off grid</i>	19
2.3.2 Sistemas interligados à rede ou <i>on grid</i>	20
2.3.3 Sistemas híbridos	20
3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	21
3.1 Procedimentos de conexão de sistema de microgeração distribuída à rede de distribuição. (CEMIG).....	21
3.1.1 Solicitação e parecer de acesso.....	21
3.1.2 Relacionamento operacional.....	22
3.1.3 Obras e Instalação dos equipamentos.....	22
3.1.4 Vistoria e troca do medidor da concessionária.....	23
4 ANÁLISE FINANCEIRA	24
4.1 Retorno de investimentos.....	24
4.1.1 Valor presente líquido (VPL).....	25
4.1.2 Taxa interna de retorno (TIR).....	25
4.1.3 <i>Payback Time</i>	26
5 LEGISLAÇÃO E NORMAS	27
5.1 Normas brasileiras NBR – ABNT - NR.....	27
5.1.1 NBR-10899. Energia solar fotovoltaica – Terminologia.....	27
5.1.2 NBR-16149. Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.....	27

5.1.3 NBR-16150. Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Procedimentos.....	28
5.1.4 NBR-16274. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	28
5.1.5 NBR-IEC-62116. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.....	28
5.1.6 NBR-5410. Instalações elétricas de baixa tensão.....	29
5.1.7 NBR-5419. Proteção contra descargas atmosféricas.....	29
5.1.8 NR-10. Segurança em instalações e serviços em eletricidade.....	29
5.2 Resoluções Normativas REN – ANEEL.....	30
5.2.1 REN 482:2012. (Aneel). Micro e Minigeração Distribuída.....	30
5.2.2 REN 687:2015. (Aneel). Atualização da REN 482.....	30
5.3 Normas de Distribuição ND – CEMIG.....	31
5.3.1 ND 5.30. Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão.....	31
5.3.2 ND 5.31. Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão.....	31
5.3.3 ND 5.33 Requisitos Para a Conexão de Consumidores ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Alta Tensão.	32
6 METODOLOGIA DE PESQUISA - ESTUDO DE CASO.....	33
6.1 Estudo de viabilidade técnica	33
6.1.1 Etapa 1 - Levantamento adequado do recurso solar disponível no local.....	33
6.1.2 Etapa 2 - Escolher adequadamente o local de instalação é determinante para o desempenho do sistema.....	34
6.1.3 Etapa 3 - Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica.....	35
6.1.3.1 Unidade consumidora de instalação do sistema/crédito primária.....	35
6.1.3.2 Unidade consumidora para crédito secundária.....	36
6.1.4 Etapa 4 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico.....	38
6.1.4.1 Dimensionamento preliminar.....	38
6.1.4.2 Descrição geral dos equipamentos da geração distribuída.....	39
6.1.4.2.1 Módulos fotovoltaicos.....	41
6.1.4.2.2 Inversores.....	42
6.1.4.2.3 Estrutura de fixação.....	43
6.1.4.2.4 Dispositivos de proteção/Aterramento.....	43

6.1.4.2.5 Placas de advertência.....	44
6.1.4.2.6 Previsão da produção de energia.....	45
6.1.4.2.7 Cálculo da queda de tensão.....	45
6.2 Levantamento de custos e aspectos financeiros.....	46
6.3 Elaboração da Documentação Técnica conforme Normas Vigentes.....	48
6.4 Avaliação Final da Solução Apresentada.....	49
7 RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÕES	51
8 CONCLUSÃO	52
REFERÊNCIAS	53
ANEXO	56

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos principais insumos existentes no mundo atual. Sua disponibilidade, preço e qualidade são determinantes fundamentais da capacidade competitiva de fornecimento, além da tendência de procura por meios mais econômicos e que tenham sustentabilidade. A constante elevação de preços dos insumos energéticos no mercado mundial, aliada às pressões pela redução das emissões dos gases causadores do Efeito Estufa abre novas oportunidades para ampliação da matriz energética, buscando alternativas mais baratas e menos agressivas ao meio ambiente, apresentando oportunidades e desafios para o uso de energia elétrica fornecida por sistemas fotovoltaicos.

Para incentivar a geração distribuída de fontes renováveis de energia elétrica no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL lançou em 2012 a resolução normativa nº 482 (ANEEL, 2012). Esta resolução, que foi em 2015 atualizada pela resolução nº 687, regulamenta a micro e a minigeração distribuída (ANEEL, 2015). A microgeração distribuída é caracterizada por ser uma geração própria e conectada à rede elétrica da concessionária de até 75 kW de potência. Já a minigeração distribuída é caracterizada por ser uma geração própria maior que 75 kW e menor que 5 MW de potência instalada. Além disso, a resolução nº 687 também regulamenta a forma de compensação da energia gerada e injetada na rede elétrica da concessionária local (ABDALA, 2019).

Com a regulamentação da geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR) têm se destacado por serem de fácil instalação e manutenção. Além disso, as frequentes diminuições nos custos dos sistemas, os ótimos índices de radiação no Brasil e os frequentes aumentos nas tarifas de energia têm proporcionado um crescimento exponencial destes sistemas (ABDALA, 2019).

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A Energia solar fotovoltaica é a energia elétrica produzida a partir do calor e da luz solar. Quanto maior a radiação solar nas placas solares, maior será a quantidade de energia elétrica produzida (PORTAL SOLAR, 2021).

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da radiação solar em eletricidade por intermédio de materiais semicondutores (BRAGA, 2008).

Trata-se de uma energia limpa, pois não produz qualquer resíduo poluente durante o processo de produção de energia (BRAGA, 2008).

2.1 Descrição física do fenômeno fotovoltaico

O processo da energia solar para produção de energia (chamado de efeito fotovoltaico) utiliza placas solares produzidas em material semicondutor, para, quando as partículas de luz solar (fótons) incidirem, e os elétrons do material semicondutor entrarem em movimento, gera a eletricidade (PORTAL SOLAR, 2021).

A energia solar é gerada pelas placas solares e levada ao inversor solar, equipamento responsável por transformar a corrente elétrica contínua em alternada e, então, ser distribuída para o local de consumo e utilizada pelos equipamentos (PORTAL SOLAR, 2021).

O efeito fotovoltaico dá-se em materiais da natureza denominados semicondutores, que são materiais que conduzem eletricidade de forma mais efetiva que os isolantes e menos do que os condutores. Eles se caracterizam pela presença de faixas de energia onde é permitida a presença de elétrons (faixa de valência) e de outra onde totalmente “vazia” (faixa de condução). Entre essas duas faixas se encontra a faixa proibida ou hiato energético. É a largura da faixa proibida que determina se o material é semicondutor (BRAGA, 2008).

Entre os semicondutores, o mais usado para a aplicação fotovoltaica é o silício. Seus átomos se caracterizam por possuírem quatro elétrons que se ligam aos vizinhos, formando uma rede cristalina (BRAGA, 2008).

A Figura 1 apresenta a estrutura básica do sistema fotovoltaico.

Figura 1: Esquema estrutura básica do sistema fotovoltaico.



Fonte: (PORTAL SOLAR, 2021).

Pode ser observado na Figura 1, a estrutura básica do sistema fotovoltaico, onde:

1. O Painel Solar gera a energia solar fotovoltaica.
2. O Inversor Solar converte a energia solar para a sua casa ou empresa.
3. A Energia Solar é distribuída para sua casa ou empresa.
4. A Energia Solar é usada por utensílios e equipamentos elétricos.
5. O excesso de energia vai para a rede da distribuidora gerando créditos.

2.2 Elementos básicos de um sistema de geração fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico de energia é composto por um ou mais módulos fotovoltaicos e por um conjunto de equipamentos complementares, como baterias, controladores de carga, inversores e outros equipamentos de proteção. Esses componentes variam de acordo com a aplicação do sistema fotovoltaico (BRAGA, 2008).

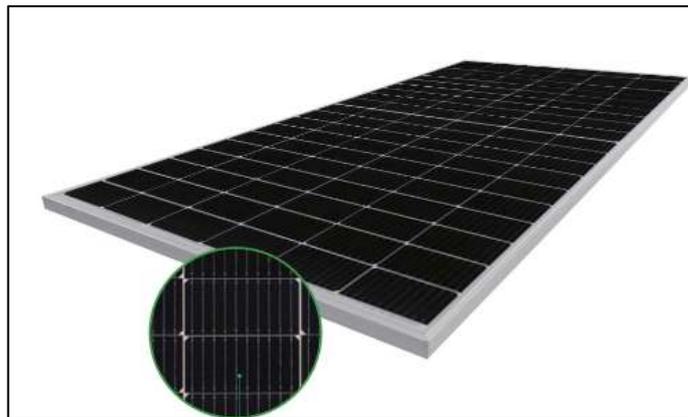
2.2.1 Módulo fotovoltaico

Uma célula fotovoltaica possui baixa tensão e corrente de saída. Para se obter tensões e correntes de saídas adequadas para a sua utilização é feito o agrupamento de várias células formando um módulo fotovoltaico – ou painéis fotovoltaicos (Figura 2). O agrupamento em módulos é indispensável, visto que uma célula isolada fornece pouca energia elétrica (BRAGA, 2008).

O número de células conectadas em um módulo, e o tipo de arranjos – série ou paralelo – dependerá da tensão de utilização e da corrente elétrica desejada (BRAGA, 2008).

A Figura 2 apresenta um módulo fotovoltaico.

Figura 2: Módulo fotovoltaico. Marca: *Jinko*.



Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor *Jinko*, 2021).

2.2.2 Bateria

A função prioritária das baterias (Figura 3), também chamadas de acumuladores eletroquímicos, num sistema de geração fotovoltaico é acumular a energia que se produz durante as horas de luminosidade a fim de poder ser utilizada à noite ou durante períodos prolongados de mau tempo (BRAGA, 2008).

Outra função das baterias é a estabilização de corrente e tensão na hora de alimentar cargas elétricas, suprimindo transitórios que possam ocorrer na geração (BRAGA, 2008).

A Figura 3 apresenta a imagem de uma bateria utilizada no sistema *off-grid*.

Figura 3: Bateria. Sistemas Isolados. Marca: Moura.



Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor Moura, 2021).

2.2.3 Reguladores de carga

Quando um equipamento é ligado a bateria, a quantidade de energia elétrica armazenada nela vai diminuindo à medida que o tempo passa. Para evitar que a bateria se descarregue por completo nos períodos longos sem insolação e de grande consumo, ou seja, tenha uma descarga profunda, é conveniente instalar um controlador de carga. Este acessório monitora a carga da bateria e impede que ela se descarregue completamente, aumentando a sua vida útil. Já em períodos de grande insolação e pequeno consumo de energia, a bateria tende a se carregar em excesso, aumentando a sua tensão e reduzindo a sua vida útil. O controlador de carga evita este excesso desconectando o módulo (BRAGA, 2008).

A Figura 4 apresenta um controlador de carga fotovoltaico.

Figura 4: Controlador de carga. Marca: *Victron*.



Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor *Victron*, 2021).

2.2.4 Inversores

Os inversores CC/CA são, normalmente, denominados de inversores. Podem ser utilizados para alimentar uma carga isolada, mas também para interligar um gerador fotovoltaico à rede. O principal papel dos inversores num sistema de geração fotovoltaico é o de criar corrente CA a partir de corrente CC, visto que uma célula fotovoltaica gera corrente CC (BRAGA, 2008).

A Figura 5 apresenta um inversor fotovoltaico.

Figura 5: Inversor. Marca: *Fronius*.



Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor *Fronius*, 2021).

2.2.5 Outros componentes

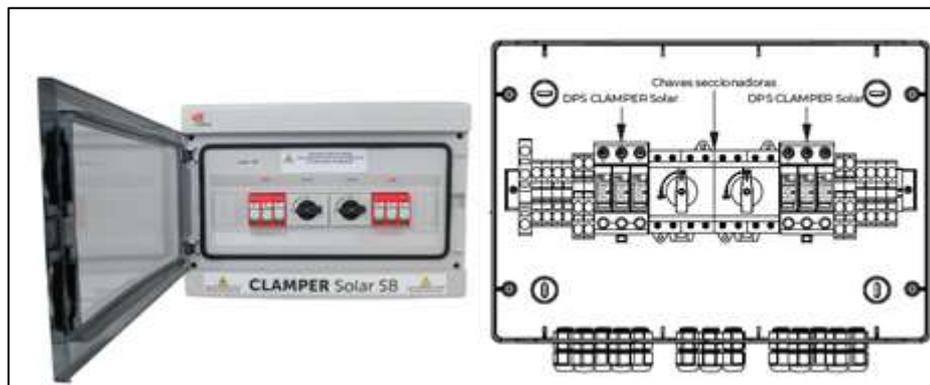
Outros elementos necessários ao bom funcionamento de sistemas fotovoltaicos são chaves, fusíveis e disjuntores, que protegem pessoas e equipamentos de surtos de corrente e/ou tensão (BRAGA, 2008).

As chaves possibilitam a interrupção do fluxo de corrente em casos emergenciais ou para fins de manutenção (BRAGA, 2008).

Os fusíveis e/ou disjuntores protegem equipamentos e condutores contra correntes altas provocadas por curto-circuito, consumo elevado ou falha no aterramento (BRAGA, 2008).

A Figura 6 apresenta um *kit* de proteção básico fotovoltaico.

Figura 6: *Kit* de proteção. (Protetor de surto-Disjuntores). Marca: *Clamper*.



Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor *Clamper*, 2021).

2.3 Tipos de sistemas de energia solar

Os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados em três configurações principais: isolados, híbridos e interligados à rede. O emprego de cada um dos sistemas depende diretamente da finalidade do uso final, da avaliação econômica, do nível de confiabilidade de características específicas do projeto (BRAGA, 2008).

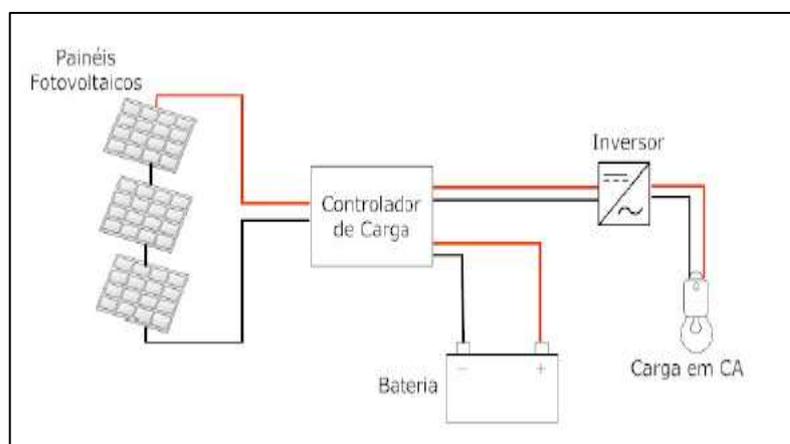
2.3.1 Sistemas isolados ou *off grid*

Também conhecidos como autônomos, isto é, independentes da rede elétrica convencional, estes sistemas podem ou não utilizar algum tipo de armazenamento de energia. São puramente fotovoltaicos, ou seja, não apresentam fontes de energia complementares à conversão de energia promovida pelos módulos solares (BRAGA, 2008).

Como as placas fotovoltaicas não produzem energia na ausência de sol (durante a noite e em dias muito nublados), para que não falte energia nestes momentos, o sistema requer o uso de baterias, entre outros equipamentos. São essas baterias as responsáveis por armazenar a energia gerada durante o dia e que será utilizada no período noturno.

Indica-se o uso de sistemas fotovoltaicos isolados para instalações deliberadamente solares devido a condições climáticas extremamente favoráveis, ou de custo inferior relativamente à opção “ligação à rede” ou ainda de vontade expressa de proteger o ambiente através de um desenvolvimento sustentável (BRAGA, 2008). Conforme apresentado na Figura 7.

Figura 7: Diagrama representativo de um sistema isolado da rede ou *off- grid*.



Fonte: (SANTOS, 2010).

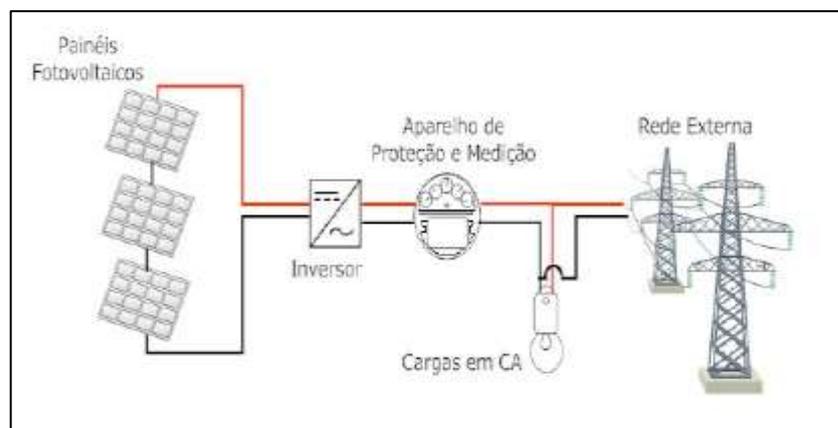
2.3.2 Sistemas interligados à rede ou *on grid*

Representam uma fonte complementar ao sistema elétrico de grande porte ao qual estão conectados. Normalmente não utilizam armazenamento de energia, pois toda a energia gerada é entregue diretamente à rede. Para a injeção de energia na rede são utilizados inversores especiais que devem satisfazer as severas exigências de qualidade e de segurança.

A potência fotovoltaica instalada neste tipo de sistema é muito variável (BRAGA, 2008).

O sistema *on grid*, não requer o uso de baterias porque é conectado à rede elétrica convencional. Desta forma, o sistema torna-se mais econômico, pois utiliza a rede elétrica da concessionária para depositar a energia não consumida. Essa energia será denominada de "crédito" e terá validade de 60 meses para ser usada. Posteriormente, quando o sistema não estiver gerando, como no período noturno, "crédito" será consumido. Conforme apresentado na Figura 8.

Figura 8: Diagrama representativo de um sistema interligado a rede ou *on grid*.



Fonte: (SANTOS, 2010).

2.3.3 Sistemas híbridos

Consistem na combinação dos sistemas fotovoltaicos com outras fontes de energia que assegurem a carga das baterias na ausência de sol. As fontes de energia auxiliares podem ser, geradores eólicos, diesel, gás, gasolina e outros combustíveis (BRAGA, 2008).

Em geral os sistemas híbridos são empregados para sistemas de médio a grande porte, vindo a atender um número maior de usuários (BRAGA, 2008).

3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - precisam ser revisitados de forma a simplificar e, sempre que possível, padronizar o procedimento de conexão dos sistemas fotovoltaicos às redes das concessionárias de distribuição (ABINEE, 2012).

A medição (e correspondente faturamento) da energia fotovoltaica pode ser feita sobre o excedente de energia gerada com relação à demanda interna do consumidor injetado na rede ou sobre o total produzido (ABINEE, 2012; ABDALA, 2019).

3.1 Procedimentos de conexão de sistemas de microgeração distribuída à rede de distribuição (CEMIG).

3.1.1 Solicitação e parecer de acesso.

Nesta etapa ocorre a solicitação formal, pelo acessante, de acesso ao sistema de distribuição da Cemig D, através de sua área de atendimento ao cliente.

A solicitação é formalizada através de formulário específico por nível de potência a ser encaminhado obrigatoriamente à Cemig D pelo acessante que se propõe a interligar sistemas de microgeração ao sistema de distribuição (redes de BT).

Para microgeração distribuída com potência igual ou inferior a 10 kW:

- 1) ART ou TRT do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de microgeração;
- 2) Diagrama Elétrico da instalação, contendo as informações dos elementos, tais como, equipamentos de geração de energia, disjuntores, caixa de medição, painéis de proteção etc.;
- 3) Memorial Descritivo contendo a localização e descrição geral da instalação;
- 4) Certificado de conformidade do(s) inversores ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversores(es) para tensão nominal de conexão com a rede, no caso de instalações que contenham inversores;
- 5) Dados necessários para registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: <http://www.aneel.gov.br/scg/>;

6) Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº482/2012;

7) Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes, para o caso de empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada;

8) Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada, no caso de empreendimentos de cogeração qualificada;

9) Formulário de Análise de Carga, com os respectivos anexos necessários (para solicitação de Ligação Nova de Unidade Consumidora com GD ou conexão de GD com aumento de potência disponibilizada);

10) Cópia da Carteira de Identidade do titular da UC, ou de outro documento de identificação oficial com foto.

O parecer de acesso é documento obrigatório apresentado pela Cemig D, sem ônus para o acessante, onde são informadas as condições técnicas e comerciais de acesso e os requisitos técnicos que permitem a conexão das instalações do acessante e os respectivos prazos (CEMIG, 2021).

3.1.2 Relacionamento Operacional

Os acessantes do sistema de distribuição de baixa tensão da Cemig D, devem celebrar com a distribuidora o relacionamento operacional, cujo modelo de referência consta da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST. O documento será enviado ao acessante em anexo ao parecer de acesso (CEMIG, 2021).

3.1.3 Obras e Instalação dos equipamentos

Após a celebração do relacionamento operacional referente à conexão, são executadas as obras necessárias, a vistoria das instalações e a ligação do microgerador.

As instalações de conexão devem ser projetadas observando-se as características técnicas, normas, padrões e procedimentos específicos do sistema de distribuição da Cemig D, módulo 3 do PRODIST, além das normas da ABNT.

Os equipamentos a serem instalados pelo acessante no padrão de entrada do cliente, bem como o DSV, deverão ser obrigatoriamente aqueles homologados pela Cemig D (CEMIG, 2021).

3.1.4 Vistoria e troca do medidor da concessionária

Após a conclusão das obras necessárias para início da operação do sistema, o acessante deve formalizar a solicitação de vistoria à Cemig D, em até 120 (cento e vinte) dias após a emissão do parecer de acesso.

A inobservância deste prazo implica na perda das condições de conexão estabelecidas no parecer de acesso, exceto se um novo prazo for pactuado entre as partes.

A vistoria será realizada em até 7 dias pela distribuidora. Caso sejam detectadas pendências nas instalações do acessante que impeçam sua conexão à rede, a Cemig D encaminhará ao interessado, em até 5 (cinco) dias, o relatório contendo todas as providências corretivas necessárias.

Após sanadas as pendências detectadas no relatório de vistoria, o acessante deve formalizar nova solicitação de vistoria à Cemig D.

A aprovação do ponto de conexão e a autorização para ligação da geração ocorrerá em até 7 dias após a aprovação da vistoria (CEMIG, 2021).

4 ANÁLISE FINANCEIRA

O Brasil é um dos países que atingiram o “*grid parity*”, ou seja, a paridade de rede, o que significa que em alguns casos a instalação de módulos solares em substituição a compra de eletricidade da rede convencional já é um investimento vantajoso (BLOOMBERG, 2012).

Caso a energia produzida seja utilizada para o próprio consumo, o produtor receberá uma diminuição na sua conta de energia, mas se esta for utilizada para a venda, o sistema se torna uma fonte extra de renda (SALAMONI & RUTHER, 2007).

Além das vantagens já apresentadas, também o fato da energia produzida pela usina pode ser utilizada em local diferente, desde que tenha o mesmo CNPJ ou mesmo CPF (ABDALA, 2019).

As desvantagens é que as células fotovoltaicas necessitam de tecnologias sofisticadas para a sua fabricação, o custo do investimento ainda é elevado e o rendimento real de conversão de um módulo é reduzido, face ao custo de investimento (NARUTO, 2017). O custo de rendimento é atrelado ao índice de radiação, temperatura, quantidade de nuvens, dentre outros. Um painel solar consome uma quantidade enorme de energia para ser fabricado, sendo que a energia para a fabricação de um painel solar pode ser maior do que a energia gerada por ele (SHAYANI, 2006).

4.1 Retorno do investimento

É necessário o uso de algumas técnicas de análise econômica para viabilizar uma melhor tomada de decisão do investidor. Incógnitas como o possível lucro ou prejuízo que o sistema pode proporcionar na sua vida útil. Para isso, serão apresentados três métodos de cálculo: Valor presente líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback Time*. Para a aplicação desses métodos o primeiro a fazer deve ser o levantamento dos preços dos equipamentos e do trabalho necessário na montagem (VASCONCELOS, 2018)

4.1.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O valor presente líquido (VPL) é a diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa ao longo de um período. O VPL é usado no orçamento de capital para analisar a rentabilidade de um investimento ou projeto projetado.

O (VPL) é calculado pela Equação (1).

$$VPL = -FC_0 + \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+k)^t} \quad (1)$$

Sendo:

- FC_0 o fluxo de caixa inicial, ou investimento;
- FC_t o fluxo de caixa no período t ;
- T o período total de investimento;
- k o custo capital;
- t o período em que o dinheiro está sendo investido;

A viabilidade do projeto depende do sinal do VPL: se for positivo é viável, mas se for negativo não é viável.

4.1.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A TIR de um investimento é a taxa de desconto na qual o valor presente líquido dos custos (soma dos fluxos de caixa negativos) do investimento é igual ao valor presente líquido dos benefícios (soma dos fluxos de caixa positivos) do investimento. Quanto mais alta a TIR de um projeto, mais desejável é empreender o projeto. Um investimento é considerado aceitável se sua taxa interna de retorno for maior que uma taxa mínima aceitável de retorno, ou custo de capital (SAMANEZ 2009).

A TIR é calculada pela Equação (2):

$$\sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_0 = 0 \quad (2)$$

4.1.3 *Payback Time*

Payback Time significa o período que um projeto requer para recuperar o dinheiro investido nele. É principalmente expresso em anos. Um projeto de investimento é aceito ou rejeitado com base no período de retorno, podendo ser maior (viável) ou menor (inviável) que seu tempo de vida útil (SAMANEZ 2009).

Existem dois tipos de *Payback*, o simples e o descontado, a diferença dos dois é que o primeiro não considera as variações do valor do dinheiro no tempo e outro considera.

Método Simples, calculado pela Equação (3).

$$\text{Payback Time} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Economia Anual}} \quad (3)$$

No método descontado deve determinar o valor do PB (*Payback Time*) na Equação (4)

$$\sum_{t=1}^{PB} \frac{FC_t}{(1+k)^t} - FC_0 = 0 \quad (4)$$

Sendo, PB o *Payback Time* do investimento, FC_t o fluxo de caixa no tempo t, FC₀ o valor do investimento no projeto, e k o valor do custo capital que neste trabalho será adotado 10% por ser um valor médio para esta variável.

5 LEGISLAÇÃO E NORMAS

Para o correto dimensionamento dos sistemas a serem implantados, com relevante assertividade e cumprimento de normativas, leis e técnicas aplicáveis à área, cabe ressaltar as normas que padronizam e referenciam o projeto, confecção, instalação e aplicação do sistema solar fotovoltaico. As normas descritas abaixo, é apresentado a introdução conforme descrito na própria norma, uma vez que devemos seguir todos os requisitos do que é padronizado nas mesmas. Citam-se como normas relevantes:

5.1 Normas brasileiras NBR – ABNT - NR

5.1.1 NBR-10899. Energia solar fotovoltaica – Terminologia.

Que especifica os termos técnicos relativos à conversão fotovoltaica de energia radiante solar em energia elétrica. Esta norma não inclui os termos gerais de eletricidade, que são definidos na ABNT NBR- 5456(ABNT-NBR 10899, 2013, pág. 1).

5.1.2 NBR-16149. Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.

Estabelece as recomendações específicas para a interface de conexão entre os sistemas fotovoltaicos e a rede de distribuição de energia elétrica e estabelece seus requisitos.

Esta norma se aplica aos sistemas fotovoltaicos que operam em paralelo com a rede de distribuição.

Esta norma não contempla compatibilidade eletromagnética e os procedimentos de ensaio de anti-ilhamento.

Os requisitos para a conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede podem variar quando é utilizado um sistema de armazenamento de energia ou os sinais de controle e comando são provenientes da distribuidora (ABNT-NBR 16149, 2013, pág. 1).

5.1.3 NBR-16150. Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição (Procedimentos).

Estabelece o procedimento de ensaio de conformidade: esta norma especifica os procedimentos de ensaio para verificar se os equipamentos utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia estão em conformidade com os requisitos da ABNT NBR 16149.

Esta norma se aplica aos conversores estáticos monos ou polifásicos utilizados em sistemas fotovoltaicos de conexão à rede elétrica, conhecidos como inversores de conexão à rede e, aos outros componentes utilizados na interface de conexão entre o sistema fotovoltaico e a rede de distribuição de energia.

Esta norma não trata dos procedimentos de ensaio contra ilhamento, os quais são tratados na ABNT NBR IEC 62116 bem como não trata dos procedimentos de ensaio referentes às IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (ABNT-NBR 16150, 2013, pág. 1).

5.1.4 NBR-16274. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Estabelece os requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho: esta norma estabelece as informações e a documentação mínimas que devem ser compiladas após a instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Também descreve a documentação, os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção necessários para avaliar a segurança da instalação e a correta operação do sistema. A norma também pode ser utilizada para verificações periódicas e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Esta norma se aplica à instalação c.c. e à instalação c.a. em baixa-tensão de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Em sistemas conectados em média-tensão ou alta-tensão, esta norma se aplica apenas à instalação em baixa-tensão.

Esta norma é voltada para sistemas fotovoltaicos conectados à rede que não utilizem módulos c.a., armazenamento de energia (baterias, por exemplo) ou sistemas híbridos.

Esta norma é voltada para projetistas e instaladores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, servindo como um modelo para o fornecimento da documentação adequada. Por detalhar os ensaios de comissionamento e os critérios de inspeção mínimos, também se destina a ajudar na verificação/inspeção de um sistema fotovoltaico conectado à rede logo após a instalação e posterior inspeção, manutenção ou modificação.

Esta norma descreve diferentes regimes de ensaio adequados para diferentes tipos de sistemas.

Recomenda-se que o regime de ensaio aplicado a um sistema fotovoltaico seja adequado à sua escala, ao seu tipo e à sua complexidade (ABNT-NBR 16274, 2014, pág. 1).

5.1.5 NBR-IEC-62116. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Tem como objetivo fornecer um procedimento de ensaio para avaliar o desempenho das medidas de prevenção de ilhamento utilizadas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (SFCR).

Esta norma descreve as diretrizes para ensaiar o desempenho das medidas automáticas de prevenção de ilhamento utilizadas em conjunto com ou embutidas nos inversores monofásicos ou polifásicos empregados nos SFCR. O procedimento de ensaio e os critérios descritos são os requisitos mínimos que permitem

a repetibilidade. Requisitos adicionais ou critérios mais exigentes podem ser especificados se houver evidência de riscos comprovados. Inversores e outros dispositivos que satisfazem os requisitos desta norma são considerados equipamentos com função anti-ilhamento, definidos na IEC 61727.

Esta norma pode ser aplicada a outros tipos de sistemas conectados à rede (por exemplo, inversores que têm como fonte primária microturbinas e células a combustível, máquinas síncronas e de indução), sendo necessária uma análise técnica (IEC-NBR 62116, 2008, pág. 1).

5.1.6 NBR-5410. Instalações elétricas de baixa tensão.

Estabelece as condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão, a fim de garantir a segurança de pessoas e animais, o funcionamento adequado da instalação e a conservação dos bens. Sendo utilizada nas instalações elétricas de edificações, qualquer que seja seu uso (residencial, comercial, público, industrial, de serviços, agropecuário, hortigranjeiro etc.), incluindo as pré-fabricadas (ABNT-NBR 5410, 2004, pág. 1).

5.1.7 NBR-5419. Proteção contra descargas atmosféricas.

Dividida em quatro partes, princípios gerais, gerenciamento de riscos, danos a estruturas e perigos à vida, componentes internos, trata-se da proteção geral contra descargas atmosféricas de qualquer tipo de instalação, com base inicial no gerenciamento de riscos, onde através dele é definido os tipos de proteções que serão utilizadas (ABNT-NBR 5419, 2015).

5.1.8 NR-10. Segurança em instalações e serviços em eletricidade.

Estabelece os requisitos e condições mínimas objetivando a implementação de medidas de controle e sistemas preventivos, de forma a garantir a segurança e a saúde dos trabalhadores que, direta ou indiretamente, interajam em instalações elétricas e serviços com eletricidade (NR-10, 1978/2019, pág. 1).

5.2 Resoluções Normativas REN – ANEEL.

5.2.1 REN 482:2012. (Aneel). Micro e Minigeração Distribuída.

Essa norma foi criada com objetivo principal, para reduzir barreiras para a conexão de micro e minigeração distribuída junto às concessionárias de energia e incentivar o desenvolvimento do ramo no Brasil (ANEEL-REN 482, 2012).

5.2.2 REN 687:2015. (Aneel). Atualização da REN 482.

É a atualização da REN 482 e regulamentação atual. É o processo de revisão: objetivo, reduzir barreiras à geração de energia elétrica por meio de sistemas de geração de pequeno porte instalados em unidades consumidoras (ANEEL-REN 687, 2015).

5.3 Normas de Distribuição ND – CEMIG

5.3.1 ND 5.30. Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão.

Este documento estabelece os critérios e procedimentos exigidos pela Cemig D para a conexão de microgeração distribuída (geração com potência instalada menor ou igual a 75 kW) em instalações de consumidores, atendidos com fornecimento em baixa tensão, que façam a adesão ao sistema de compensação de energia.

São apresentados os procedimentos de acesso, critérios e padrões técnicos de projeto, critérios operacionais e requisitos de qualidade e segurança necessários para a conexão de acessantes em baixa tensão, nos termos da Resolução Normativa REN nº482/2012 e dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST.

Para a conexão de microgeração e minigeração distribuída em unidades consumidoras atendidas em média tensão, deverão ser observados os requisitos previstos na norma Cemig.

ND 5.31. Requisitos para a conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Média Tensão.

Os requisitos técnicos para acessantes consumidores que possuem geração própria interligada com o sistema elétrico da Cemig D e que não injetem potência ativa na rede elétrica da distribuidora estão considerados na norma Cemig D ND 5.1 “Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária - Rede de Distribuição Aérea – Edificações Individuais” e ND 5.2, Fornecimento de Energia Elétrica Em Tensão Secundária – Rede de Distribuição Aérea – Edificações Coletivas (CEMIG-ND 5.30, 2019, pág. 3).

5.3.2 ND 5.31. Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão.

Este documento estabelece os critérios e procedimentos técnicos exigidos pela Cemig para a conexão de acessantes geradores nas tensões de 13,8kV a 34,5kV, em conformidade com as recomendações regulatórias existentes para o assunto no setor elétrico nacional.

São apresentados os procedimentos de acesso, padrões e critérios técnicos e operacionais, além dos contratos e acordos envolvidos na conexão de acessantes geradores. Nessa categoria se incluem os acessantes autoprodutores e produtores independentes, nos termos da REN 506/2012 e consumidores de média tensão aderentes ao sistema de compensação de energia, segundo a REN 482/2012 e REN 687/2015, seja através da instalação de minigeração ou microgeração.

Os procedimentos específicos para os consumidores aderentes ao sistema de compensação de energia estão tratados no capítulo 9 desta norma (CEMIG-ND 5.31, 2018, pág. 9).

5.3.3 ND 5.33 Requisitos Para a Conexão de Consumidores ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Alta Tensão.

Este documento estabelece os critérios e procedimentos técnicos exigidos pela Cemig D para a conexão de consumidores nas tensões de 69 kV a 138 kV, em conformidade com as recomendações dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST, Resolução Normativa 414/2010, Procedimentos de Rede do ONS, a legislação e a regulamentação pertinentes.

São apresentados os procedimentos de acesso, padrões de projeto, critérios técnicos e operacionais e os contratos e acordos envolvidos na conexão de consumidores.

Estão incluídos no escopo desse documento os consumidores conectados em alta tensão operando de forma interligada à rede da Cemig D. Isso inclui os autoprodutores sem injeção de energia no sistema elétrico da Cemig D.

Os autoprodutores que injetam energia no sistema elétrico da Cemig D são tratados na ND-5.32 - Requisitos Para a Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Alta Tensão.

Não fazem parte do escopo desta norma consumidores conectados às Demais Instalações de

Transmissão (DIT), mesmo que na alta tensão da distribuidora (CEMIG-ND 5.33, 2019, pág. 4).

6 METODOLOGIA DE PESQUISA – ESTUDO DE CASO

O objetivo da implantação do sistema consiste na redução do custo com energia elétrica em duas unidades consumidoras, rural e urbana sob mesma titularidade, considerando aspectos de viabilidade técnica e financeira para a execução do projeto e instalação, tendo como prioridade a implementação do sistema no imóvel rural, em função da flexibilidade de escolha do local de fixação dos dispositivos do sistema.

6.1 Estudo de viabilidade técnica

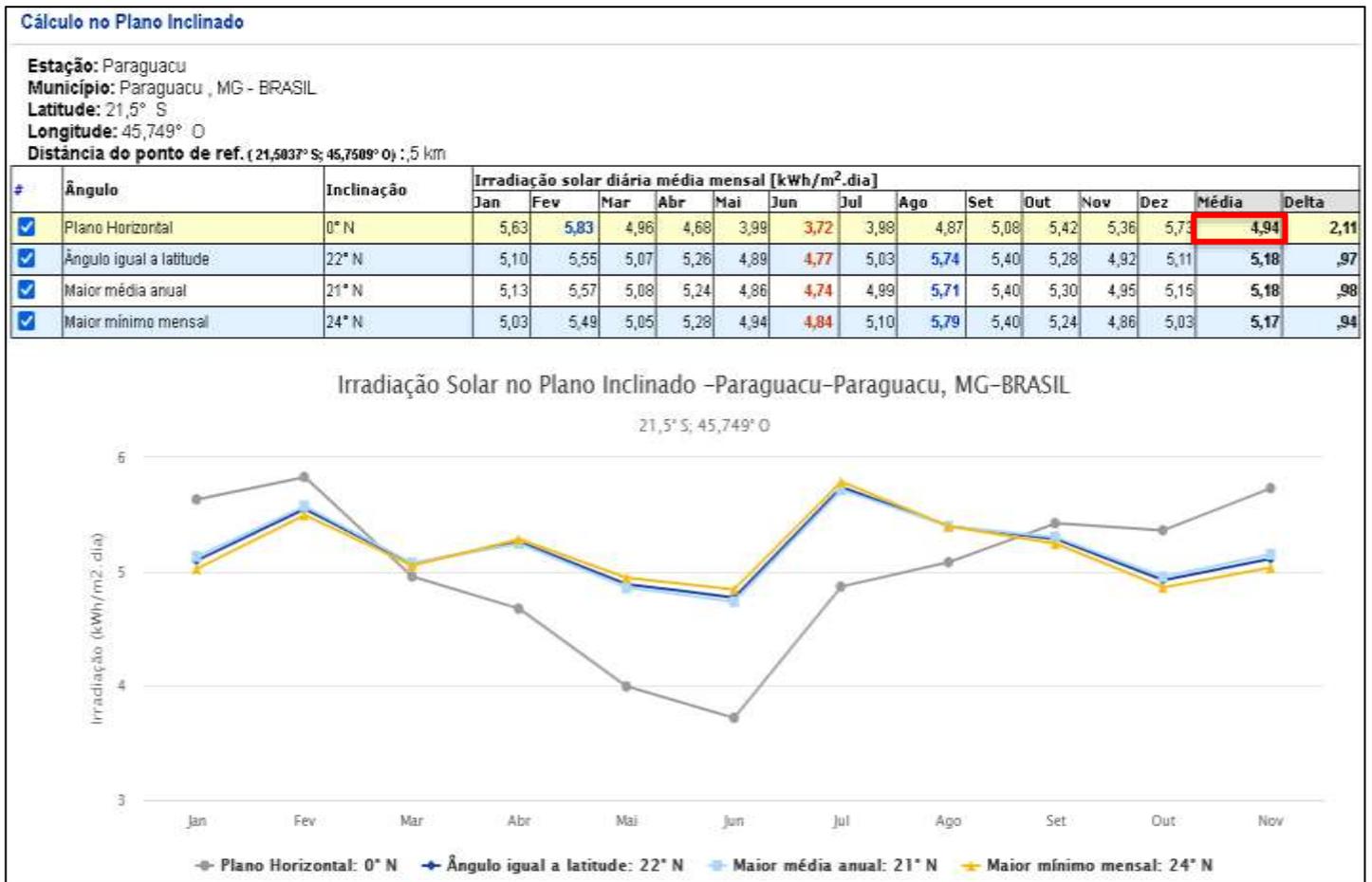
Estudo de viabilidade técnica é a análise conduzida em etapa anterior à realização de toda e qualquer obra, com o objetivo de avaliar se determinado projeto é viável. Para o projeto de implantação, o estudo de viabilidade técnica foi dividido em quatro etapas, onde cada etapa do projeto é apresentada a seguir.

6.1.1 Etapa 1 - Levantamento adequado do recurso solar disponível no local.

De acordo com o CRESESB, o índice médio anual de radiação solar em Kwh/m²/dia, que é a unidade de medida em quilowatt-hora/metro quadrado, para a região do projeto tem um índice médio de 4,94 Kwh/m²/dia. Foi considerado a média anual referente ao plano horizontal, considerado a pior situação.

Conforme mostrado na Figura 9.

Figura 9: Levantamento de radiação solar.



Fonte: (CRESESB, 2021).

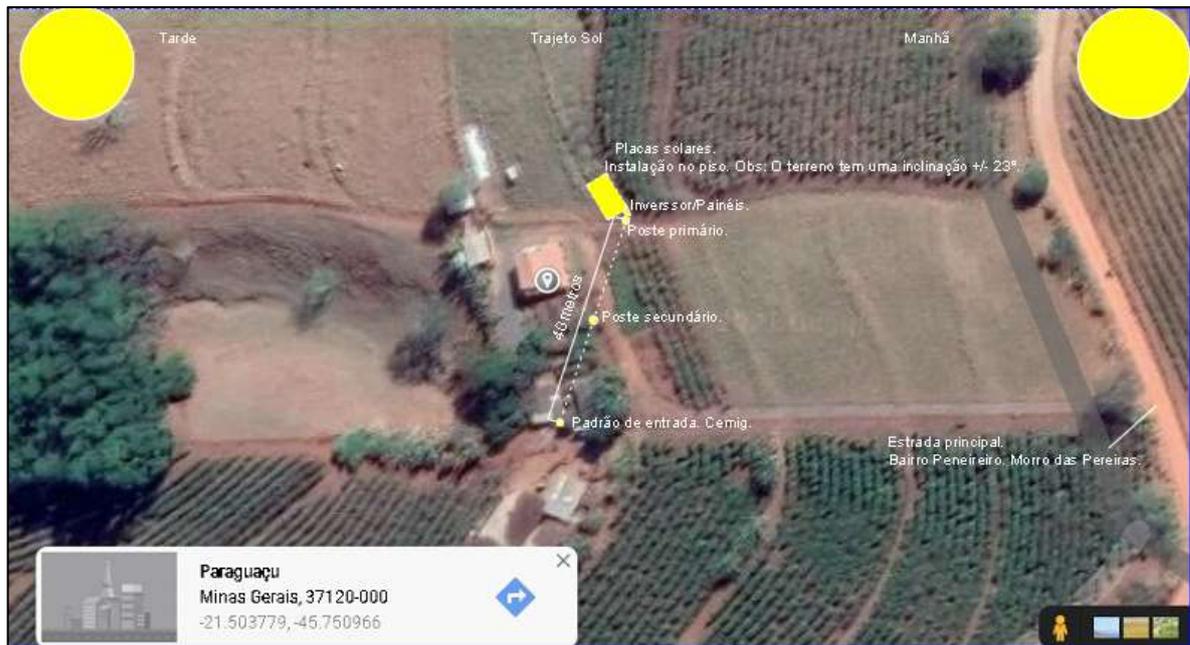
6.1.2 Etapa 2 - Escolher adequadamente o local de instalação é determinante para o desempenho do sistema.

A escolha do local de instalação do sistema é um dos pontos a serem verificados, no caso da instalação do sistema em que se trata o presente trabalho, foi feita na instalação rural, pois tem espaço para a implantação do sistema suficiente, pois o método de instalação das placas, vão ficar em suportes instalados no chão, e a unidade consumidora residencial urbana, possui os “espaços”, somente no telhado, mais desfavorável devido às manutenções preventivas.

A instalação das placas será realizada a 90° referente ao plano norte, com inclinação de 21°, de acordo com a latitude do local. Aproveitando a melhor eficiência do equipamento.

Na Figura 10, é apresentado o local onde vai ser instalado o sistema.

Figura 10: Local de instalação do sistema fotovoltaico.



Fonte: O autor.

6.1.3 Etapa 3 - Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica.

O projeto contempla duas unidades consumidoras, que será feito o levantamento de consumo médio para as duas unidades, foram discriminadas como primária e secundária, ambas com seus respectivos detalhes.

6.1.3.1 Unidade consumidora de instalação do sistema/crédito primária.

A instalação abaixo é onde será feita a implantação/instalação dos equipamentos. É a unidade consumidora rural.

Com média de consumo em kwh/mês:336. Ilustrado conforme Figura 11.

Figura 11: Dados da fatura. Instalação primária.

FATURAS DE ENERGIA. MÉDIA DE CONSUMO (KWH).						
FATURA 02						
Nome: Alexandre Luiz Aires						
Endereço: Sítio Nossa Senhora Aparecida. Peneireiro. Paraguaçu/MG.						
Número do cliente: 7009442874						
Número da instalação: 3007169419						
Histórico de Consumo					Mês/Ano	KWH
MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias			
MAR/21	329	10,28	32		abr/20	153
FEV/21	831	29,67	28		mai/20	192
JAN/21	279	9,00	31		jun/20	264
DEZ/20	437	15,06	29		jul/20	256
NOV/20	470	14,68	32		ago/20	274
OUT/20	257	8,56	30		set/20	290
SET/20	290	9,06	32		out/20	257
AGO/20	274	8,83	31		nov/20	470
JUL/20	256	9,14	28		dez/20	437
JUN/20	264	8,25	32		jan/21	279
MAI/20	192	6,62	29		fev/21	831
ABR/20	153	5,10	30		mar/21	329
MAR/20	253	7,66	33			
Consumo total/ano:						4032
Consumo total/mês:						336
Consumo total/dia:						11

Fonte: O autor.

6.1.3.2 Unidade consumidora para crédito secundária

A instalação abaixo, também vai receber os créditos do sistema implantado. É a unidade consumidora urbana.

Com média de consumo em kwh/mês:165. Ilustrado conforme Figura 12.

Figura 12: Dados da fatura. Instalação secundária.

FATURAS DE ENERGIA. MÉDIA DE CONSUMO (KWH).																																																																																															
FATURA 01																																																																																															
Nome: Alexandre Luiz Aires																																																																																															
Endereço: Rua das Acácias. Nº 507. Costa do Sol. Paraguaçu/MG.																																																																																															
Número do cliente: 7009442874																																																																																															
Número da instalação: 3010974917																																																																																															
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="4">Histórico de Consumo</th> <th>Mês/Ano</th> <th>KWH</th> </tr> <tr> <th>MÊS/ANO</th> <th>CONSUMO kWh</th> <th>MÉDIA kWh/Dia</th> <th>Dias</th> <th></th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MAR/21</td> <td>192</td> <td>6,00</td> <td>32</td> <td>abr/20</td> <td>166</td> </tr> <tr> <td>FEV/21</td> <td>151</td> <td>5,39</td> <td>28</td> <td>mai/20</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>JAN/21</td> <td>163</td> <td>5,25</td> <td>31</td> <td>jun/20</td> <td>159</td> </tr> <tr> <td>DEZ/20</td> <td>181</td> <td>6,24</td> <td>29</td> <td>jul/20</td> <td>142</td> </tr> <tr> <td>NOV/20</td> <td>194</td> <td>6,06</td> <td>32</td> <td>ago/20</td> <td>148</td> </tr> <tr> <td>OUT/20</td> <td>174</td> <td>5,80</td> <td>30</td> <td>set/20</td> <td>169</td> </tr> <tr> <td>SET/20</td> <td>169</td> <td>5,28</td> <td>32</td> <td>out/20</td> <td>174</td> </tr> <tr> <td>AGO/20</td> <td>148</td> <td>4,77</td> <td>31</td> <td>nov/20</td> <td>194</td> </tr> <tr> <td>JUL/20</td> <td>142</td> <td>5,07</td> <td>28</td> <td>dez/20</td> <td>181</td> </tr> <tr> <td>JUN/20</td> <td>159</td> <td>4,96</td> <td>32</td> <td>jan/21</td> <td>163</td> </tr> <tr> <td>MAI/20</td> <td>145</td> <td>5,00</td> <td>29</td> <td>fev/21</td> <td>151</td> </tr> <tr> <td>ABR/20</td> <td>166</td> <td>5,53</td> <td>30</td> <td>mar/21</td> <td>192</td> </tr> <tr> <td>MAR/20</td> <td>209</td> <td>6,33</td> <td>33</td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>					Histórico de Consumo				Mês/Ano	KWH	MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias			MAR/21	192	6,00	32	abr/20	166	FEV/21	151	5,39	28	mai/20	145	JAN/21	163	5,25	31	jun/20	159	DEZ/20	181	6,24	29	jul/20	142	NOV/20	194	6,06	32	ago/20	148	OUT/20	174	5,80	30	set/20	169	SET/20	169	5,28	32	out/20	174	AGO/20	148	4,77	31	nov/20	194	JUL/20	142	5,07	28	dez/20	181	JUN/20	159	4,96	32	jan/21	163	MAI/20	145	5,00	29	fev/21	151	ABR/20	166	5,53	30	mar/21	192	MAR/20	209	6,33	33			
Histórico de Consumo				Mês/Ano	KWH																																																																																										
MÊS/ANO	CONSUMO kWh	MÉDIA kWh/Dia	Dias																																																																																												
MAR/21	192	6,00	32	abr/20	166																																																																																										
FEV/21	151	5,39	28	mai/20	145																																																																																										
JAN/21	163	5,25	31	jun/20	159																																																																																										
DEZ/20	181	6,24	29	jul/20	142																																																																																										
NOV/20	194	6,06	32	ago/20	148																																																																																										
OUT/20	174	5,80	30	set/20	169																																																																																										
SET/20	169	5,28	32	out/20	174																																																																																										
AGO/20	148	4,77	31	nov/20	194																																																																																										
JUL/20	142	5,07	28	dez/20	181																																																																																										
JUN/20	159	4,96	32	jan/21	163																																																																																										
MAI/20	145	5,00	29	fev/21	151																																																																																										
ABR/20	166	5,53	30	mar/21	192																																																																																										
MAR/20	209	6,33	33																																																																																												
Consumo total/ano:					1984																																																																																										
Consumo total/mês:					165																																																																																										
Consumo total/dia:					6																																																																																										

Fonte: O autor.

O levantamento médio de consumo das duas unidades consumidoras é apresentado a seguir:

A média de consumo geral em kwh/dia das duas unidades é de: 17 kwh.

A média de consumo geral em kwh/mês das duas unidades é de: 501 kwh.

A média de consumo geral em kwh/ano das duas unidades é de: 6016 kwh.

Considerando o fator de correção mensal mínimo de 30 kwh(monofásico) e 50 kwh(bifásico), para as unidades consumidoras. A média de consumo geral em kwh/dia é de 14,03 kwh.

6.1.4 Etapa 4 - Dimensionamento do gerador fotovoltaico.

6.1.4.1 Dimensionamento preliminar.

Para o dimensionamento dos componentes a serem utilizados, como cabos, fusíveis, o número de módulos e o inversor, primeiramente foi necessário saber a média de consumo conforme foi apresentado e após quanto se deseja gerar no sistema conectado.

O equipamento deve garantir o funcionamento e deve atender a demanda de energia calculada. Abaixo é exemplificada a fórmula de pico do sistema, através da Fórmula (5).

$$Pfv(Wp) = \frac{(E/TD)}{HSPma} \quad (5)$$

$Pfv(Wp)$ – Potência de pico do painel fotovoltaico.

$E(Wh/dia)$ – Consumo diário médio anual da edificação.

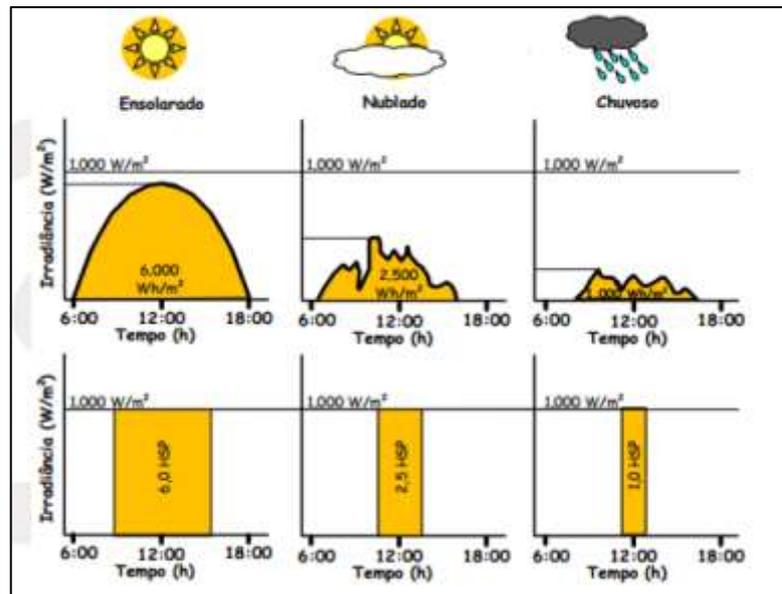
$HSPma(h)$ – Média diária anual das HSP incidente no plano do painel fotovoltaico.

TD (*adimensional*) – Taxa de desempenho do sistema.

O consumo médio diário foi considerado um valor de 14,03. $E(Wh/dia)$.

Para verificação da $HSPma(h)$, foi considerado um valor limite médio de 4,94 que é um valor limite considerado bom para o dimensionamento do sistema, sua variação é ilustrada através da Figura 13.

Figura 13: Variação de HSP de acordo com os fatores climáticos.



Fonte: (CRESESB, 2014).

Para sistemas residenciais, bem ventilados e não sombreados, uma TD entre 70 % e 80% pode ser obtida nas condições de radiação solar encontradas no Brasil. Contudo, o desempenho do sistema é fortemente influenciado pela temperatura ambiente bem como a tecnologia e recomendação do fabricante dos equipamentos a serem utilizados. Na instalação foi considerado uma Taxa de Desempenho de 70%. Valor 0,7.

O resultado de $Pfv(Wp)$ – Potência de pico do painel fotovoltaico, foi de valor de 4,05.

6.1.4.2 Descrição geral dos equipamentos da geração distribuída.

Este item trata da descrição geral da topologia proposta, com informações técnicas dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação dos módulos, dispositivos de proteção, aterramento e placa de sinalização. Foi pesquisado diversos fornecedores para verificação dos equipamentos para a instalação e foi escolhido a distribuidora Aldo Solar (www.aldo.com.br), devido a quantidade de equipamentos e qualidade dos serviços oferecidos como distribuidora no Brasil, e sugerida durante o projeto pelo professor especialista Rafael Kerner dos Santos.

Para a seleção do kit solar, primeiramente foi considerado a previsão de geração atual, após foi considerado um aumento de consumo já previsto em kwh, devido implantação de equipamentos na instalação rural. Foram utilizados os dados abaixo:

kwp mínima do Gerador: 5,4.

kwp comercial (painéis de 450 Wp). 5,4.

Estrutura: Estrutura metálica. Fixa no chão.

Marca do Inversor: *Fronius*.

Marca dos painéis: *Jinko*.

O *Kit* do equipamento selecionado é mostrado na Figura 14.

Figura 14: *Kit* gerador solar.



Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor, 2021).

6.1.4.2.1 Módulos fotovoltaicos.

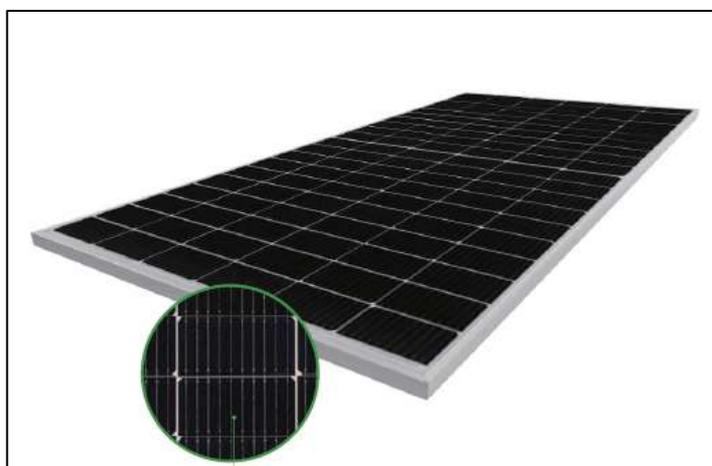
O sistema possui 12 módulos fotovoltaicos, conectados por cabos solares nas cores preto (negativo) e vermelho (positivo), com proteção UV, e bitola de 6,0 mm².

Os módulos devem ser aterrados por cabo solar na cor verde ou verde/amarelo com proteção UV e bitola de 6,0 mm².

A área mínima de instalação dos módulos é de 25 m².

Ilustrado na Figura 15 e apresentado suas características na Figura 16.

Figura 15: Módulo fotovoltaico. Marca: *Jinko*.



Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

Figura 16: Descrição. Módulo fotovoltaico. Marca: *Jinko*.

Descrição geral dos módulos fotovoltaicos	
12 PAINEL SOLAR JINKO JKM450M-60HL4-V 60M HC 450W TIGER PRO MONO PERC 20,85% EFIC 120 CEL	
Potência máxima (Pmax). [WP].	450Wp
Tensão de Operação. [V].	33.91V
Corrente de Operação. [A].	13.27A
Tensão de Circuito Aberto. [V].	41.18V
Corrente de Curto Circuito. [A].	13.85A
Eficiência do Módulo. [%].	20.85%
Temperatura de Operação. [°C].	-40 □ ~+85 □
Máxima Tensão do Sistema. [V].	1000/1500VDC (IEC)
Classificação Máxima do Fusível. [A].	25A
Tolerância de Potência. [W].	0~+3%
Coefficiente de Temperatura em Pmax. [% / °C].	-0.35%/□
Coefficiente de Temperatura em Voc. [% / °C].	-0.28%/□
Coefficiente de Temperatura em Isc. [% / °C].	0.048%/□

Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

6.1.4.2.2 Inversores.

Para um desempenho ideal, o inversor deve ser instalado em local com temperatura inferior a 45 °C. O inversor deve ser instalado a 1,6m de altura e distante de materiais inflamáveis e/ou explosivos. Evitar o contato direto com sol e chuva, devendo, portanto, ser instalado em local de abrigo. A etiqueta de identificação do inversor e os símbolos de aviso devem estar claramente visíveis após a instalação.

Os cabos da saída CA do inversor devem ser na cor preta para as fases A, B e C (quando houver), conforme padrão NBR-5410, sendo ambos os cabos com bitola mínima de 6,0 mm² e isolamento de 0,6/1kV. O inversor deve estar aterrado com cabo verde ou verde/amarelo, com bitola de 6,0 mm² e isolamento de 0,6/1kV.

Ilustrado na Figura 17 e apresentado suas características na Figura 18.

Figura 17: Inversor solar. Marca: *Fronius*.



Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

Figura 18:Características. Inversor solar. Marca: *Fronius*.

Descrição geral do inversor	
1 INVERSOR SOLAR FRONIUS 4210066 PRIMO 4KW MONOFASICO 220V 2 MPPT MONITORAMENTO	
DADOS DE ENTRADA	
Corrente de entrada máx. (I _{cc máx 1} /I _{cc máx 2}).	12.0 A / 12.0 A
Corrente curto-circuito máxima. (MPP1/MPP2).	18.0 A / 18.0 A
Tensão inicial de operação. (U _{cc start}).	80 V
Tensão de entrada máxima. (U _{cc max}).	1.000 V
Faixa de tensão MPP.	200 - 800 V
Números de rastreadores MPP.	2
Número de entradas CC.	2 + 2
Potência máx. dos módulos. (P _{cc máx}).	6 kWp
DADOS DE SAÍDA	
Potência nominal CA. (P _{ca,r}).	4.000 W
Potência de saída máxima. (VA).	4.000 VA
Corrente nominal de saída CA. (I _{ca nom}).	17.4 A
Conexão a rede (faixa de tensão).	1 – NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)
Frequência nominal. (HZ).	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total	< 5 %
Fator de potência. (cos φ _{ac,r}).	0.85 - 1 ind. / cap.
DADOS GERAIS	
Eficiência máxima.	98,10%
Grau de proteção.	IP 65

Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

6.1.4.2.3 Estrutura de fixação.

A estrutura destinada à fixação dos módulos e seus acessórios está de acordo com os kits listados abaixo. Os módulos serão instalados no solo. De acordo com a Figura 19.

Figura 19:Descrição geral da estrutura de fixação.

Descrição geral da estrutura de fixação
3 ESTRUTURA SOLAR ROMAGNOLE 411738 RS-232 ACESSORIOS TERRESTRE 4 PAINES
3 ESTRUTURA SOLAR ROMAGNOLE 412017 RS-232C 4 PAINES SOLO

Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

6.1.4.2.4 Dispositivos de proteção/Aterramento.

No lado de CC do inversor é instalada caixa de proteção – *string box*, o *kit* de proteção do sistema está discriminado abaixo, os demais detalhes serão anexados posteriormente (Diagrama unifilar do sistema), onde tem todas as informações dos itens utilizados, bem como suas especificações. Ilustrado a descrição geral na Figura 20.

Figura 20: Descrição geral do kit de proteção. *String Box*. Marca: *Clamper*.

Descrição geral das proteções
1 STRING BOX CLAMPER 017481 QUADRO 4 ENTRADAS 4 SAIDAS 1040V (2 MPPT)

Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

Todos os elementos que compõem o sistema de geração fotovoltaica deverão estar devidamente conectados a condutores de aterramento. Estes elementos estão aterrados no próprio sistema de aterramento fornecido pela concessionária conforme subitem 5.1 da Norma ND 5.30 por condutor de 6,0 mm² do sistema de geração fotovoltaica até o terminal de aterramento central da instalação, com proteção UV, na cor verde e com isolamento de 0,6 / 1kV.

6.1.4.2.5 Placas de advertência.

Junto ao padrão de entrada de energia próximo à caixa de medição, bem como junto ao inversor do sistema de geração fotovoltaica, deverá ser instalada uma placa de advertência com os dizeres “CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA”.

A placa de advertência deverá ser confeccionada em PVC com espessura mínima de 1mm e dimensões de 25cm de largura por 18cm de altura, conforme subitem 5.3 da ND 5.30 da concessionária de energia. (Cemig). Ilustrada na Figura 21.

Figura 21: Placa de advertência.



Fonte: (CEMIG, 2021).

6.1.4.2.6 Previsão da produção de energia.

A previsão de geração da produção de energia pode ser feita da seguinte forma:

$$\text{kw do gerador} * \text{Incidência de geração kwh/m}^2 \text{ da região} * 30 \text{ dias.}$$

De acordo com as características informadas pelo distribuidor do equipamento ilustrado na Figura 22. O equipamento tem uma previsão de geração de 737 KWh/mês.

Figura 22: Tabela de produção média. Gerador.

REGIÃO	kw	kWh/M2	kWh/Mês
SUL	5,40	4,20	680
NORTE	5,40	4,55	737
CENTRO OESTE	5,40	5,25	851
SUDESTE	5,40	4,55	737
NORDESTE	5,40	5,60	907

O cálculo de produção de energia baseia-se na irradiação solar e pode ter alteração de cidade para cidade. Fatores como inclinação dos painéis fotovoltaicos, direção do telhado e sombra direta influenciam na produção de energia do gerador. Procure um instalador de confiança em sua região.

Fonte: (ALDO SOLAR, representante de venda do equipamento, 2021).

Para a estimativa de geração será considerado os dados já apresentados, já que possui variação de acordo com a área do local e potência do equipamento em comparativo com a previsão do fabricante do equipamento.

Será considerado uma estimativa inicial de geração de 800 (kwh/mês).

6.1.4.2.7 Cálculo da queda de tensão.

Para a implantação do sistema será realizado o cálculo de queda de tensão para o circuito CA entre o painel do inversor até o medidor. Pois possui uma distância de 40 metros entre os componentes e o medidor de energia Cemig. O cálculo é ilustrado na Figura 23.

Figura 23: Cálculo de queda de tensão.

Cálculo de queda de tensão percentual. Circuitos Diversos.	
$\delta V\% = \frac{K \cdot \rho \cdot L \cdot I_b}{S \cdot V_x}$	
SV% = queda de tensão percentual.	1,95
K = constante em função do esquema do circuito. Para circuitos com esquema F+N, F+F ou 2F+N o valor de K é 200. Para circuitos com esquema 3F+N ou 3F o valor de K é 173,2.	200,00
ρ = constante do material aplicado. Para condutores do cobre o valor é 0,0178. Para condutores do alumínio o valor é 0,0292.	0,0178
L = comprimento do trecho entre os pontos analisados. (metros).	40,0
I _b = corrente de projeto entre dois pontos de um determinado trecho. (A).	17,40
S = seção inicial do condutor no trecho analisado. (mm ²).	10
V _x = tensão em volts. (V). Para circuitos com esquema F+N é utilizado o valor de tensão de fase. (VF). Para circuitos com esquema F+F, 2F+N, 3F+N ou 3F é utilizado o valor de tensão de linha. (VL). Para quadros com esquema F+N, 2F+N ou 3F+N é utilizada a tensão de fase. (VF). Para quadros com esquema F+F ou 3F é utilizada a tensão de linha. (VL).	127
6.2.7.2 Em nenhum caso a queda de tensão nos circuitos terminais pode ser superior a 4%.	

Fonte: O autor.

Obs: O circuito será alimentado com cabos para fase 2#10 / neutro 10 mm e terra 10 mm² / cabos com capacidade de condução de 50 A. Devido ao cálculo corretivo de queda de tensão. Disjuntor bipolar 20 A. Atendendo o subitem da NBR-5410 6.2.7.2.

6.2 Levantamento de custos e aspectos financeiros

Após o levantamento de todos os equipamentos a serem instalados foi verificado os custos de implantação.

Para o *kit* gerador, de acordo com pré orçamento através do distribuidor Aldo solar (www.aldo.com.br), o preço do equipamento é no valor de R \$28.149,00 reais. Conforme ilustrado na Figura 24.

Figura 24: Preço do *kit* gerador.



aldo SOLAR

Jinko Tiger Pro MONO 450W

EFICIÊNCIA 20,85%

84,8% AOS 25 ANOS

Código: 129490-3

**GERADOR DE ENERGIA SOLAR
FRONIUS SOLO ROMAGNOLE
ALDO SOLAR ON GRID
(129490-3)**

GF 5,4KWP JINKO TIGER PRO MONO 450W
PRIMO 4KW 2MPPT MONO 220V

R\$28.149,00
PREÇO SUGERIDO AO CONSUMIDOR
FINAL

Fonte: (ALDO SOLAR, distribuidor, 2021).

Outros itens serão necessários para a instalação do equipamento:

Cabos flexíveis 10 mm. R \$1.920, 00 reais.

Disjuntor bipolar 50 A. R \$35,60 reais.

Kit aterramento Haste cobreada/conector/caixa 2,40 metros. R \$116,94 reais.

Poste galvanizado/roldana/acessórios. 7 metros. R \$1.800,00 reais.

Tubulações/abraçadeiras. R\$300,00 reais.

Esses valores vão ficar em torno de R \$4.172,54 reais.

Não será levantado o preço de projeto e mão de obra para a instalação, pois os dois itens serão realizados com mão de obra própria.

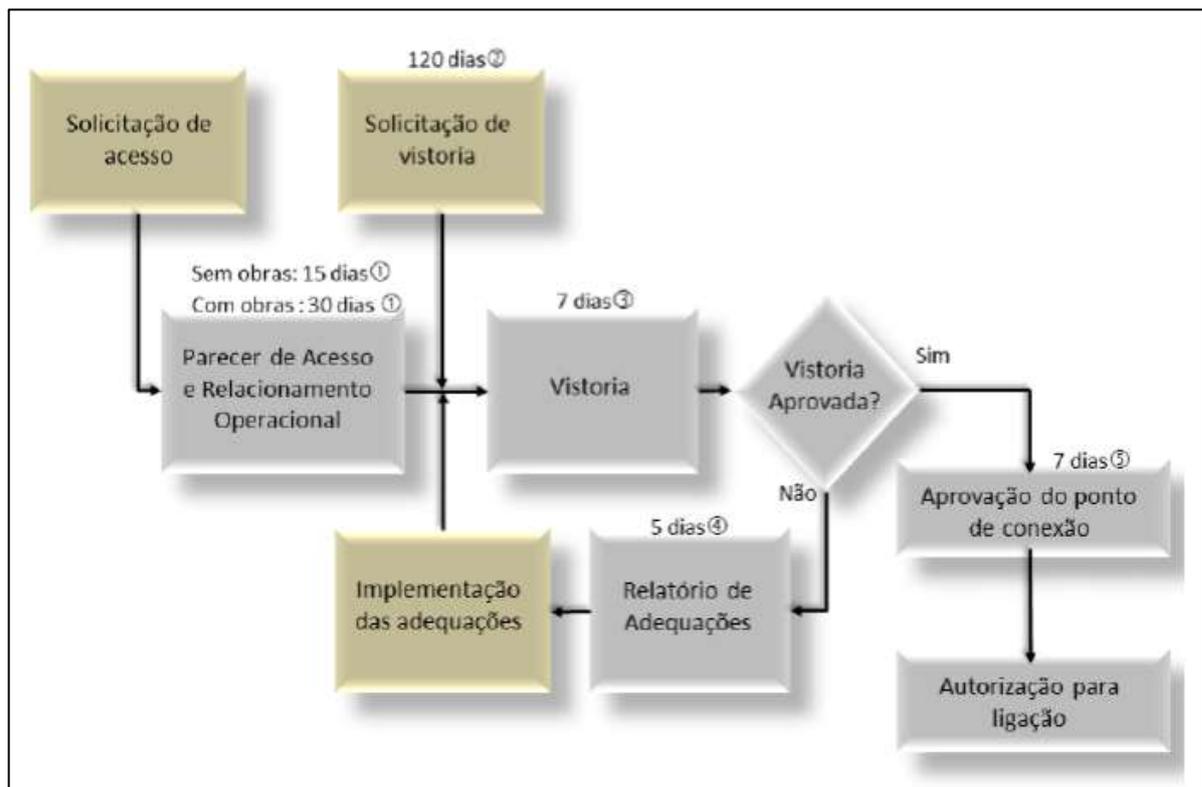
O custo de materiais para a instalação do sistema será em torno de R \$32.321,54 reais.

6.3 Elaboração da Documentação Técnica conforme Normas Vigentes

Para a implementação do sistema todas as orientações e liberações por parte da concessionária de energia devem estar regulares. A região de instalação é pertinente à CEMIG.

Todo o processo de implementação junto a concessionária é representado na Figura 25 com o fluxograma das etapas.

Figura 25: Etapas de acesso de microgeradores ao sistema de distribuição da Cemig.



Fonte: (CEMIG, 2019).

Pode ser observado na Figura 25, o fluxograma de Etapas de acesso de microgeradores ao sistema de distribuição da Cemig, onde:

1. A partir da solicitação de acesso por parte do acessante.
2. A partir da emissão do parecer de acesso.
3. A partir da solicitação de vistoria por parte do acessante.
4. A partir da realização da vistoria.
5. Após a aprovação da vistoria.

Tudo se inicia no item 1 (Solicitação de acesso por parte do acessante), mas ainda existem diversos documentos que devem ser enviados à CEMIG para aprovação.

No Anexo 01, foi feito uma simulação do projeto para verificação e aprovação, onde é apresentado um memorial descritivo do projeto a ser implantado, no memorial estão todas as fases e itens técnicos obrigatórios a serem enviados à Cemig.

A simulação do projeto real foi iniciada durante a disciplina de Tópicos Integradores – Energia Solar, a fim de ter uma avaliação por parte do professor especialista Rafael Kerner dos Santos. Onde o projeto foi aprovado para o início.

6.4 Avaliação Final da Solução Apresentada

Agora é abordado o *Payback Time* do investimento, verificando a viabilidade financeira do sistema de implantação, onde vai ser discriminado todo o levantamento e avaliação da viabilidade.

De acordo com a Resolução Normativa 414 de 2010, da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), fica estipulado, que para o cliente gerador, fica uma “taxa mínima” mensal a ser paga, referente a disponibilidade de energia, manutenção etc. Onde foi considerado devido a cada tipo de instalação um “consumo”, não utilizado, conforme apresentado abaixo, de acordo com a classificação das unidades consumidoras do projeto.

Instalação secundária urbana. Residências com padrão monofásico: valor referente ao consumo de 30 kWh + taxa de iluminação pública.

Instalação primária rural. Residências com padrão bifásico: valor referente ao consumo de 50 kWh, não possui taxa de iluminação pública devido a instalação ser na zona rural.

O gasto em kwh médio das duas unidades consumidoras é de 501 kwh/mês, o kit gerador instalado tem uma previsão inicial de geração de 800 kwh/mês. Foi dimensionado com uma capacidade de carga maior devido a aumento de carga futuro já previsto ou até mesmo aumento de consumo mensal. Na Figura 26 é apresentado todo o cálculo de *Payback Time*, com seus respectivos resultados.

Figura 26: Payback Time das unidades consumidoras.

CALCULO DE PAYBACK TIME - SISTEMA FOTOVOLTAICO		
Custo kwh.	R\$ 0,84	
DADOS		
Descrição	SISTEMA CONVENCIONAL	GERADOR SOLAR
Consumo kwh. Diário.	17	17
Consumo kwh. Mensal.	501	501
Consumo kwh. Anual.	6016	6016
Custo diário. (R\$).	R\$14,28	R\$3,66
Custo mensal. (R\$).	R\$420,84	R\$ 109,87
Taxas/Tarifas/Manutenção. Anual. (R\$).	R\$212,04	R\$ 1.318,44
Custo anual de consumo. (R\$).	R\$5.265,48	R\$ 1.318,44
Tarifa mínima em kwh. Disponibilidade. (kwh). Cemig.	80	
Custo da tarifa mínima em kwh. Disponibilidade. (R\$).	R\$ 67,20	
Outros/Taxa de iluminação pública. (R\$).	R\$ 17,67	
Tarifa. Valores fixos médio mensal. Com o sistema instalado. (R\$).	R\$ 84,87	
Custos de manutenção/ano. Com o sistema instalado. (R\$).	R\$ 300,00	
Vida útil / anos.	Sem classificação	25
Custo de implantação. (R\$).	Sem classificação	R\$32.321,54
Custo de implantação. Anual/vida útil do sistema. (R\$).	Sem classificação	R\$1.292,86
RESULTADOS		
Custo anual do sistema convencional. (R\$).	R\$5.265,48	
Custo anual do sistema solar. (R\$).	R\$1.318,44	
Custo mensal do sistema convencional. (R\$).	R\$438,79	
Custo mensal do sistema solar. (R\$).	R\$109,87	
Economia mensal com o sistema solar. (R\$).	R\$328,92	
Economia anual com o sistema solar. (R\$).	R\$3.947,04	
Retorno de investimento.	8	anos.
Economia com o investimento/vida útil do sistema instalado. (R\$).	R\$98.676,00	reais.

O gráfico de barras apresenta uma comparação de custos em reais (R\$) para o sistema convencional (representado por barras azuis) e o sistema solar (representado por barras laranjas). O eixo vertical varia de R\$0,00 até R\$6.000,00. Os dados são os seguintes:

Categoria	Sistema Convencional (R\$)	Sistema Solar (R\$)
Custo mensal	R\$420,84	R\$109,87
Taxas/Tarifas/Manutenção. Anual	R\$212,04	R\$1.318,44
Custo anual de consumo	R\$5.265,48	R\$1.318,44

Fonte: O autor.

Conforme apresentado na Figura 26, o custo anual do sistema convencional é de R\$5.265,48 reais e o custo anual do sistema solar é de R\$1.318,44 reais. Gerando uma economia anual de R\$3.947,04 reais. Com um retorno de investimento de 8 anos e uma economia com o investimento durante a vida útil do sistema de R\$98.676,04 reais. Não foi considerado para os cálculos as variações de preços anuais, bandeiras tarifárias dentre outros, pois podem ocorrer situações que não se pode estimar, até mesmo como exemplo a escassez hídrica que está sendo cobrada em alguns meses neste ano de 2021.

7 RESULTADOS OBTIDOS E DISCUSSÕES

Atualmente o tema energia solar fotovoltaica vem sendo inserido em toda sociedade, seja residencial, comercial e industrial. Foi estudado e elaborado um projeto para a implantação do sistema para reduzir o custo em energia elétrica junto a concessionária de energia. Espera-se uma redução sim com a implantação do sistema. Foi abordado todas as fases de implantação, análise das faturas, projeto, materiais, instalação, custos, viabilidade técnica e viabilidade financeira.

O resultado apresentado de economia é bem satisfatório, pois assim que instalado o sistema, a economia já se inicia no primeiro mês, onde é visível na conta de energia elétrica a redução. Com a redução é possível fazer novos investimentos, principalmente na unidade consumidora rural, já que é a unidade que mais gera consumo mensal e é uma propriedade rural produtiva.

O custo de implantação do sistema ainda é alto, onde se faz pensar no investimento, mas com os números e resultados aparecendo, torna-se um investimento vantajoso, já que a economia é bem rápida.

A economia mensal será em torno de R \$328, 92 reais, a economia total durante a vida útil do sistema é de R \$98.676,00 reais, mostrando um valor muito significativo, que pode ser investido em diversas situações.

8. CONCLUSÃO

O sistema de geração solar on-grid conectado à rede elétrica da concessionária de energia a ser instalado é vantajoso sim, gera economia real e rápida, no próprio mês após a instalação já é possível verificar a economia.

É muito vantajoso também quando se trata de solução ambiental, pois não polui, é uma geração de energia limpa e renovável. Está cada vez mais sendo inserida na sociedade, possui um custo de implantação alto, mas oferece retorno financeiro muito significativo para o investidor. A economia gerada, faz com que o dinheiro empregado possa ser investido em outras situações.

Após a implementação do sistema é muito interessante fazer levantamentos mensais para a real verificação de economia, pois todos os levantamentos são realizados com médias de consumo mensais. Onde podem sofrer alterações de acordo com o consumo mensal das unidades consumidoras, além de sofrer alterações de acordo com fatores climáticos como os períodos de chuva, lembrando que os créditos podem ser utilizados por um período de 60 meses. Devem também passar por manutenções preventivas e limpezas, para garantir a eficiência de produção.

A cada ano o aumento de unidades consumidoras que investem na energia solar é bem visível e significativo e um outro fato muito importante, e que deve ser considerado, é que os sistemas a serem implantados devem ser feitos de acordo com as recomendações das normas vigentes, com materiais certificados e aprovados pelos órgãos competentes e com profissionais qualificados e habilitados pelos seus respectivos conselhos para a correta execução da implantação. Seguindo esses itens o sistema além de gerar economia, garante a segurança das instalações, segurança das benfeitorias e a segurança dos envolvidos no processo de geração.

REFERÊNCIAS

ABDALA, Paulo Jayme Pereira. **Energia Solar e Eólica**. Ed Atena, 2019.

ABINEE, **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**, 2012. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>. Acesso em: 14 abril.2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL **REN 482:2012** Micro e Minigeração Distribuída. Elaboração: 17/04/2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA ANEEL **REN 687:2015**. Atualização da REN 482. Elaboração: 22/11/2015.

ALVES, J. **Estudos foto físicos e fotovoltaicos de sistemas polímero-fulereno e nano partículas de CdSe**. Orientadores: Ana Flávia Nogueira, Teresa Dib Zambon Atvars. Dissertação de Mestrado apresentada ao Instituto de Química da Universidade Estadual de Campinas.

ANEEL, **Agência Nacional de Energia Elétrica**. 2017. Banco de Informações de Geração. Disponível em: Acessado em março de 2021.

ANEEL, **Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Nº 482**, de 17 de abril de 2012. Biblioteca virtual. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em: 18 de abril de 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-10899**. Energia solar fotovoltaica – Terminologia: Elaboração: 04/11/2013. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-16149**. Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Elaboração: 01/03/2013. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-16150**. Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Elaboração: 04/03/2013. Rio de Janeiro, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-16274**. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho Elaboração: 06/04/2014. Rio de Janeiro, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-5410**. Instalações elétricas de baixa tensão. Elaboração: 30/09/2004. Rio de Janeiro, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-5419**. Proteção contra descargas atmosféricas. Elaboração: 22/05/2015. Rio de Janeiro, 2015

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR-IEC-62116**. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Elaboração 06/03/2012. Rio de Janeiro, 2012.

BLOOMBERG. **Solar Silicon Price Drop Brings Renewable Power Closer**. Março, 2012. Disponível em: <http://go.bloomberg.com/multimedia/solar-silicon-price-drop-brings-renewable-power-closer/>. Acessado em: 18/04/2019.

BRAGA, R. P. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações**. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Elétrica, novembro, 2008.

CEPEL – CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. **As energias solar e eólica no Brasil**. 2013. Disponível em: Acesso em: 03 de out. 2015. Congresso Internacional de Energia Renovável – CIER. Energia solar fotovoltaica, estágio atual e perspectivas. Recife, 2003.

COMETTA, Emilio. **Energia Solar: utilização e empregos práticos**. Tradução: Norberto de Paula Lima. São Paulo: Hemus Livraria Editora Limitada, 1978.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS **CEMIG ND 5.30**. Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – Conexão em Baixa Tensão. Elaboração: Belo Horizonte, 24/11/2015. Atualização:09/2019.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS **CEMIG ND 5.31**. Requisitos Para Conexão de Acessantes Produtores de Energia Elétrica ao Sistema de Distribuição da Cemig D – Média Tensão. Elaboração: Belo Horizonte, 24/11/2015. Atualização:12/2018.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS **CEMIG ND 5.33** Requisitos Para a Conexão de Consumidores ao Sistema de Distribuição Cemig – Conexão em Alta Tensão. Elaboração: Belo Horizonte, 11/2017. Atualização:03/2019.

CRESESB - Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Disponível em: <https://www.cresesb.com.br.html>. Acesso em: 22 de outubro.2021.

Distribuidora Aldo Solar. Disponível em: <https://www.aldo.com.br/produto/130432-4/gerador-de-energia-solar-victron-off-grid-sem-estrutura-aldo-solar-off-grid-gf-045kwp-phoenix-375va-mono-120v-bmv-700-24kwh>. Acesso em 18 de abril.2021.

GOYA, Fernando Takeo; IKUTA JR, Emerson Shinji. **Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas Fotovoltaicos Interligados à Rede Elétrica em Diferentes Cenários de Geração**. 2014.

MEDEIROS, A. C. d. R. **Relatório de Estágio Supervisionado**. 2017. UFCG. ND 5.30. Requisitos para a Conexão de Acessantes ao Sistema de Distribuição Cemig D – **Conexão em Baixa Tensão**. Versão Setembro 2019.

MTE – Ministério do trabalho e emprego. NR-10. Segurança em instalações e trabalhos com eletricidade. Editora: Ministério da Economia – Secretaria Especial de Previdência e Trabalho, 2018.

PORTAL SOLAR, Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/energia-fotovoltaica.html>. Acesso em: 08 de abril.2021.

SAMANEZ, C. P. **Engenharia Econômica**. [S.l.]: São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

VILLALVA M. G.; GAZOLI, J. R. **Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações**. [S.l.]: Editora Ética Ltda., 2013.

ANEXO

Anexo - Simulação do projeto real para aprovação. Detalhes diversos.

Nota: No anexo, foi feito uma simulação de um projeto real para implantação junto a concessionária Cemig, onde é apresentado o memorial descritivo do projeto e seus respectivos anexos. Os itens citados e a própria construção do memorial descritivo, devem ser apresentados para a concessionária de energia Cemig e são considerados obrigatórios para a aprovação do sistema a ser implantado. Alguns itens foram adicionados para melhor apresentação do memorial descritivo.

O memorial descritivo foi feito de acordo com os detalhes abaixo:

1. Capa padrão Cemig.
2. Dados do responsável técnico.
3. Termo de responsabilidade.
4. Objetivo.
5. Descrição geral das unidades consumidoras.
6. Descrição geral da geração distribuída.
7. Previsão da produção de energia.
8. Planta de situação com indicação do padrão de entrada.
9. Anexos.
 - 9.1. Formulário de solicitação de acesso.
 - 9.2. Diagrama unifilar do sistema.
 - 9.3. ART do projeto.
 - 9.4. Certificado de conformidade do inversor.
 - 9.5. Estrutura de fixação.

Observação: Nos anexos foram adicionados os documentos obrigatórios para apresentação junto a concessionária de energia Cemig. Nos documentos anexados faltam itens a serem preenchidos, pois o objetivo é apresentar as fases do projeto para apresentação junto a concessionária de energia Cemig. No caso, para a aplicação do projeto real todos os dados devem ser preenchidos de forma correta, além da documentação do proprietário que deve ser anexada junto a documentação que é mencionada no Formulário de solicitação de acesso.

10. Cálculo de queda de tensão.
11. Notas importantes do projeto/observações.

O memorial descritivo ficou bem extenso, mas é o procedimento correto para ser apresentado à concessionária de energia, ao proprietário da obra, além de conter todos os itens pertinentes ao projeto de instalação. Todo projeto deve conter o memorial descritivo, pois mostra além de estar tudo discriminado, valoriza o projeto e a eficácia do responsável técnico que executa o trabalho.

Aprovação CEMIG:	Informações complementares:		Para uso da CEMIG
	Carga Instalada: Microgeração. 4 KW		
	Demanda da Instalação: NA		
	Demanda a Contratar: NA		
	Tarifa: THS Verde A4		
	Formato do desenho: A4		
JPH - MANUTENÇÃO			
Título: MEMORIAL DESCRITIVO - SISTEMA DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA. CONECTADO A REDE ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO.			
Nome do empreendimento/proprietário:		CNPJ/CPF:	Finalidade:
Endereço:		Bairro:	Cidade:
Número e data da ART do projeto:			
Proprietário: Nome: _____		CNPJ/CPF:	Telefone:
Endereço Proprietário:			
Responsável Técnico: Engenheiro Eletricista. Alexandre Luiz Aires. Endereço:			
_____		CREA/Região:	Folhas: 1/xx
Alexandre Luiz Aires .Engenheiro Eletricista.			

ÍNDICE

1. DADOS DO RESPONSÁVEL TÉCNICO.....	03
2. TERMO DE RESPONSABILIDADE.....	04
3. OBJETIVO	05
4. DESCRIÇÃO GERAL DO CONSUMIDOR.....	06
4.1 Unidade consumidora de instalação do sistema/crédito primária.....	06
4.2 Unidade consumidora para crédito secundária.....	06
5. DESCRIÇÃO GERAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	08
5.1 Módulos fotovoltaicos.....	08
5.2 Inversores	09
5.3 Estrutura de fixação	11
5.4 Dispositivos de proteção.....	12
5.5 Aterramento	13
5.6 Placas de advertência.....	14
5.7 Fotos.....	15
6. PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA.....	16
7. PLANTA DE SITUAÇÃO COM INDICAÇÃO DO PADRÃO CEMIG.....	17
8. ANEXOS	18
9. CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO.....	19
10. NOTAS IMPORTANTES DO PROJETO/OBSERVAÇÕES.....	20

1. DADOS RESPONSÁVEL TÉCNICO.



Nota: O projeto completo será apresentado em três vias, uma via para apresentação junto a concessionária de energia Cemig, uma que será entregue ao proprietário da instalação e outra cópia para arquivo do responsável técnico do projeto. O presente memorial não deve ser copiado ou utilizado para outros fins, sem prévia autorização do responsável técnico.

CFT-BR – CONSELHO FEDERAL DOS TÉCNICOS INDUSTRIAIS

REGISTRO TRT:

CHAVE TRT:

2. TERMO DE RESPONSABILIDADE

Eu, Alexandre Luiz Aires, Engenheiro Eletricista, CREA xxx.xxx/D, responsável técnico pelo projeto elétrico relativo à edificação citada acima, declaro conhecer o disposto na Lei Federal nº 5.194/66, de 24/12/66, na Lei 9.610/98, de 19/02/98, e nas Resoluções, Instruções Normativas e Atos do CONFEA e do CREA-MG, responsabilizando-me, única e exclusivamente, administrativa ou judicialmente, em caso de arguição de violação dos direitos autorais.

Paraguaçu, 22 de junho de 2021

Alexandre Luiz Aires

3. OBJETIVO

O presente memorial, tem por objetivo estabelecer as diretrizes técnicas para a implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica em rede elétrica de baixa tensão. A instalação e aplicação do sistema de energia solar será realizado em uma unidade consumidora de modalidade (Rural bifásico/Agropecuária Rural). E o sistema será para atender duas unidades consumidoras rural/urbana, cuja instalações são do mesmo proprietário.

4. DESCRIÇÃO GERAL DO CONSUMIDOR

A média de consumo geral em kwh/mês das duas unidades é de: 501 kwh.

4.1 Unidade consumidora de instalação do sistema/crédito primária

A instalação abaixo é onde será feita a implantação/instalação dos equipamentos do sistema.

A unidade também vai receber os créditos do sistema.

Disjuntor de entrada: DIN - Bipolar de 63 A.

Média de consumo kwh/mês: 336.

Coordenada UTM: Abcissa:422216 – Ordenada: 7621909.

Segue os dados da fatura na Figura 1 abaixo.

Figura 1: Dados da fatura 02. Unidade Rural.

FATURAS DE ENERGIA. LEVANTAMENTO DE DADOS.									
FATURA 02									
Nome: Alexandre Luiz Aires									
Endereço: Sítio Nossa Senhora Aparecida. Penereiro. Paraguaçu/MG.									
Número do cliente: 7009442874									
Número da instalação: 7009442874									
Classe Rural Bifásico			Subclasse Agropecuária Rural			Modalidade Tarifária Convencional B2			

Fonte: O autor.

4.2 Unidade consumidora para crédito secundária

A instalação abaixo, também vai receber os créditos do sistema implantado.

Média de consumo kwh/mês: 165.

Segue os dados da fatura na Figura 2 abaixo.

Figura 2: Dados da fatura 01. Unidade Urbana.

FATURAS DE ENERGIA. LEVANTAMENTO DE DADOS.									
FATURA 01									
Nome: Alexandre Luiz Aires									
Endereço: Rua das Acácias. N° 507. Costa do Sol. Paraguaçu/MG.									
Número do cliente: 7009442874									
Número da instalação: 3010974917									
Classe Residencial Monofásico			Subclasse Residencial			Modalidade Tarifária Convencional B1			

Fonte: O autor.

5. DESCRIÇÃO GERAL DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Este item trata da descrição geral da topologia proposta, com informações técnicas dos módulos fotovoltaicos, inversores, estruturas de fixação dos módulos, dispositivos de proteção, aterramento e placa de sinalização:

5.1 Módulos fotovoltaicos

O sistema possui 12 módulos fotovoltaicos, conectados por cabos solares nas cores preto (negativo) e vermelho (positivo), com proteção UV, e bitola de 6,0 mm².

Os módulos devem ser aterrados por cabo solar na cor verde ou verde/amarelo com proteção UV e bitola de 6,0 mm².

A área mínima de instalação dos módulos é de 25 m².

Ilustrado na Figura 3 e apresentado suas características na Figura 4.

Figura 3: Módulo fotovoltaico. Marca:Jinko.



Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

Figura 04: Módulo fotovoltaico. Marca:Jinko. Características.

Descrição geral dos módulos fotovoltaicos	
12 PAINEL SOLAR JINKO JKM450M-60HL4-V 60M HC 450W TIGER PRO MONO PERC 20,85% EFIC 120 CEL	
Potência máxima (Pmax). [WP].	450Wp
Tensão de Operação. [V].	33.91V
Corrente de Operação. [A].	13.27A
Tensão de Circuito Aberto. [V].	41.18V
Corrente de Curto Circuito. [A].	13.85A
Eficiência do Módulo. [%].	20.85%
Temperatura de Operação. [°C].	-40°C~+85°C
Máxima Tensão do Sistema. [V].	1000/1500VDC (IEC)
Classificação Máxima do Fusível. [A].	25A
Tolerância de Potência. [W].	0~+3%
Coefficiente de Temperatura em Pmax. [% / °C].	-0.35%/°C
Coefficiente de Temperatura em Voc. [% / °C].	-0.28%/°C
Coefficiente de Temperatura em Isc. [% / °C].	0.048%/°C

Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

5.2 Inversores

Para um desempenho ideal, o inversor deve ser instalado em local com temperatura inferior a 45 °C. O inversor deve ser instalado a 1,6m de altura e distante de materiais inflamáveis e/ou explosivos. Evitar o contato direto com sol e chuva, devendo, portanto, ser instalado em local de abrigo. A etiqueta de identificação do inversor e os símbolos de aviso devem estar claramente visíveis após a instalação.

Os cabos da saída CA do inversor deve ser na cor preta para as fases A, B e C (quando houver), conforme padrão NBR 5410, sendo ambos os cabos com bitola mínima de 6,0 mm² e isolação de 0,6/1kV. O inversor deve estar aterrado com cabo verde ou verde/amarelo, com bitola de 6,0 mm² e isolação de 0,6/1kV.

Ilustrado na Figura 5 e apresentado suas características na Figura 6.

Figura 5: Inversor solar. Marca:Fronius.



Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

Figura 6: Inversor solar. Marca:Fronius. Características.

Descrição geral do inversor	
1 INVERSOR SOLAR FRONIUS 4210066 PRIMO 4KW MONOFASICO 220V 2 MPPT MONITORAMENTO	
DADOS DE ENTRADA	
Corrente de entrada máx. (I _{cc máx 1} /I _{cc máx 2}).	12.0 A / 12.0 A
Corrente curto-circuito máxima. (MPP1/MPP2).	18.0 A / 18.0 A
Tensão inicial de operação. (U _{cc start}).	80 V
Tensão de entrada máxima. (U _{cc max}).	1.000 V
Faixa de tensão MPP.	200 - 800 V
Números de rastreadores MPP.	2
Número de entradas CC.	2 + 2
Potência máx. dos módulos. (P _{cc máx}).	6 kWp
DADOS DE SAÍDA	
Potência nominal CA. (P _{ca,r}).	4.000 W
Potência de saída máxima. (VA).	4.000 VA
Corrente nominal de saída CA. (I _{ca nom}).	17.4 A
Conexão a rede (faixa de tensão).	1 ~ NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)
Frequência nominal. (HZ).	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)
Distorção harmônica total.	< 5 %
Fator de potência. (cos φ _{ac,r}).	0.85 - 1 ind. / cap.
DADOS GERAIS	
Eficiência máxima.	98,10%
Grau de proteção.	IP 65

Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

5.3 Estrutura de fixação

A estrutura destinada à fixação dos módulos e seus acessórios será anexada junto a este memorial, de acordo com os kits listados abaixo. Os módulos serão instalados no solo.

Apresentado suas características na Figura 6.

Figura 6: Descrição geral da estrutura de fixação. Características.

Descrição geral da estrutura de fixação
3 ESTRUTURA SOLAR ROMAGNOLE 411738 RS-232 ACESSORIOS TERRESTRE 4 PAINES
3 ESTRUTURA SOLAR ROMAGNOLE 412017 RS-232C 4 PAINES SOLO

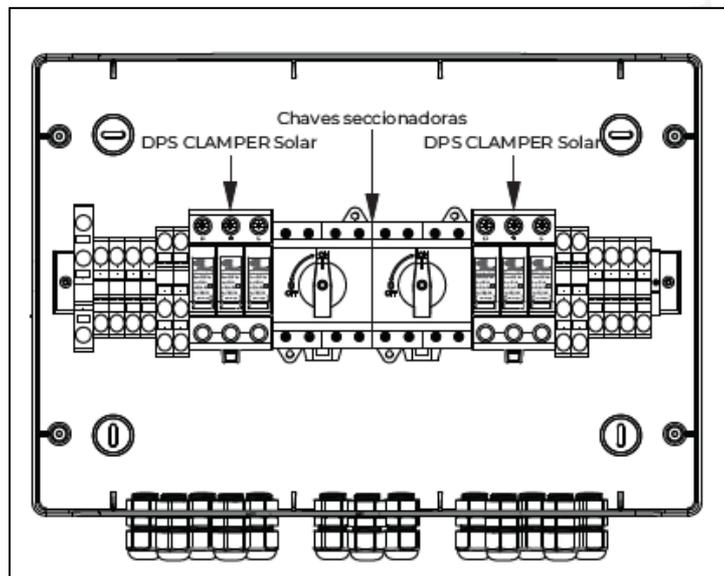
Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

5.4 Dispositivos de proteção

No lado de CC do inversor é instalada caixa de proteção – string box, o kit de proteção do sistema está discriminado abaixo, os demais detalhes serão anexados neste memorial (Diagrama unifilar do sistema), onde tem todas as informações dos itens utilizados, bem como suas especificações.

Ilustrado na Figura 7 e apresentado suas características na Figura 8.

Figura 7: kit de proteção. String Box. Marca:Clamper



Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

Figura 8: Descrição geral do kit de proteção. String Box. Marca:Clamper. Características.

Descrição geral das proteções
1 STRING BOX CLAMPER 017481 QUADRO 4 ENTRADAS 4 SAIDAS 1040V (2 MPPT)

Fonte: (Aldo solar, representante de venda do equipamento).

5.5 Aterramento

Todos os elementos que compõem o sistema de geração fotovoltaica deverão estar devidamente conectados a condutores de aterramento. Estes elementos estarão aterrados no próprio sistema de aterramento fornecido pela concessionária conforme subitem 5.1 da Norma ND 5.30 por condutor de 6,0 mm² do sistema de geração fotovoltaica até o terminal de aterramento central da instalação, com proteção UV, na cor verde e com isolamento de 0,6 / 1kV.

5.6 Placas de advertência

Junto ao padrão de entrada de energia próximo à caixa de medição, bem como junto ao inversor do sistema de geração fotovoltaica, deverá ser instalada uma placa de advertência com os dizeres “CUIDADO – RISCO DE CHOQUE ELÉTRICO – GERAÇÃO PRÓPRIA”.

A placa de advertência deverá ser confeccionada em PVC com espessura mínima de 1mm e dimensões de 25cm de largura por 18cm de altura, conforme subitem 5.3 da ND 5.30 da concessionária de energia. (Cemig).

Ilustrado na Figura 9.

Figura 9: Placa de advertência.



Fonte: (CEMIG, 2021).

5.7 Fotos

As fotos abaixo são referentes ao que é existente na instalação onde o sistema vai ser implantado. Ilustrados nas Figuras 10,11 e 12.

Figura 10: Transformador 15 KVA. Cemig.



Fonte: O autor.

Figura 11: Caixa CM2. Padrão de entrada. Cemig.



Fonte: O autor.

Figura 12: Disjuntor bipolar 63 A.



Fonte: O autor.

6. PREVISÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA

A previsão de geração da produção de energia pode ser feita da seguinte forma:

kw do gerador * Incidência de geração kwh/m² da região * 30 dias.

De acordo com as características informadas pelo distribuidor do equipamento ilustrado na Figura 13. O equipamento tem uma previsão de geração de 737 kwh/mês.

Figura 13: Tabela de produção média. Gerador.

REGIÃO	kw	kWh/M2	kWh/Mês
SUL	5,40	4,20	680
NORTE	5,40	4,55	737
CENTRO OESTE	5,40	5,25	851
SUDESTE	5,40	4,55	737
NORDESTE	5,40	5,60	907

O cálculo de produção de energia baseia-se na irradiação solar e pode ter alteração de cidade para cidade. Fatores como inclinação dos painéis fotovoltaicos, direção do telhado e sombra direta influenciam na produção de energia do gerador. Procure um instalador de confiança em sua região.

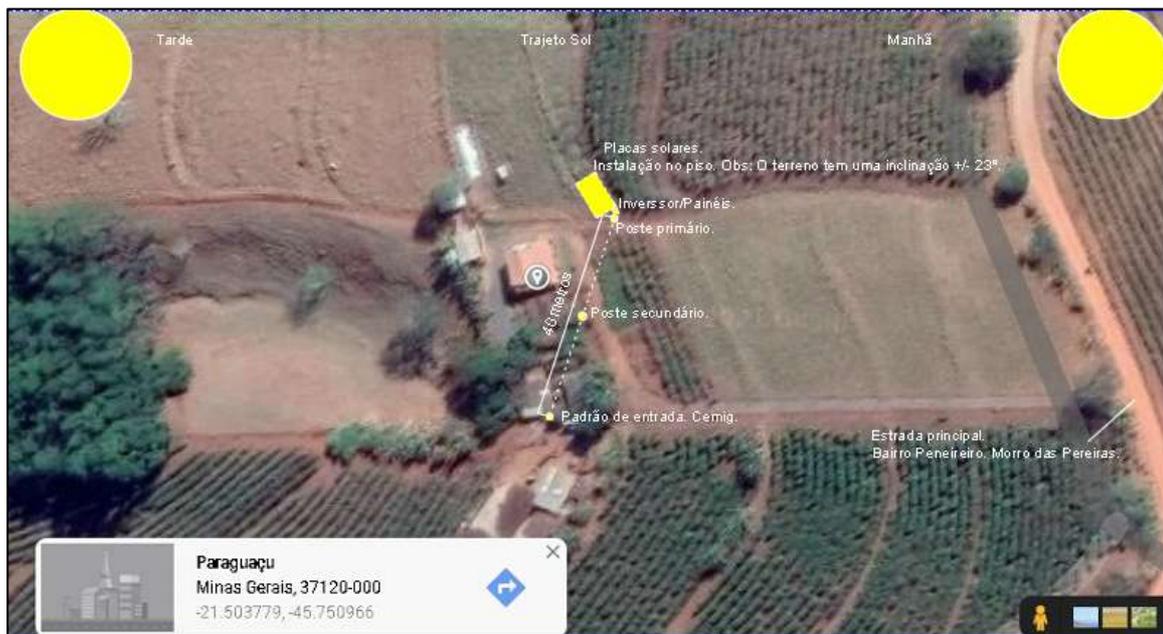
Fonte: Aldo solar, representante de venda do equipamento.

Será considerado uma estimativa inicial de geração de 800 (kwh/mês), de acordo com o levantamento local da instalação.

7. PLANTA DE SITUAÇÃO COM INDICAÇÃO DO PADRÃO CEMIG

A Figura 14 é ilustrado o local da instalação do sistema e a localização do padrão de entrada de energia.

Figura 14: Local de instalação do sistema fotovoltaico / padrão de entrada Cemig.



Fonte: O autor.

8. ANEXOS

Para a implantação do projeto junto a concessionária Cemig, é solicitado alguns documentos complementares, conforme relação abaixo:

8.1 Formulário de solicitação de acesso.

8.2 Diagrama unifilar do sistema.

8.3 ART do projeto.

8.4 Certificado de conformidade do inversor.

8.5 Estrutura de fixação.

Obs: Todos os anexos mencionados acima se encontram no final deste memorial descritivo e será apresentado para a concessionária de energia Cemig.

9. CÁLCULO DE QUEDA DE TENSÃO

Para a implantação do sistema será realizado o cálculo de queda de tensão para o circuito CA entre o painel do inversor até o medidor. Pois possui uma distância de 40 metros entre os componentes e o medidor de energia Cemig.

Cálculo de queda de tensão percentual. Circuitos Diversos.	
$\delta V\% = \frac{K \cdot \rho \cdot L \cdot I_b}{S \cdot V_x}$	
SV% = queda de tensão percentual.	1,95
K = constante em função do esquema do circuito.	200,00
Para circuitos com esquema F+N, F+F ou 2F+N o valor de K é 200.	
Para circuitos com esquema 3F+N ou 3F o valor de K é 173,2.	
ρ = constante do material aplicado.	0,0178
Para condutores do cobre o valor é 0,0178.	
Para condutores do alumínio o valor é 0,0292.	
L = comprimento do trecho entre os pontos analisados. (metros).	40,0
I _b = corrente de projeto entre dois pontos de um determinado trecho. (A).	17,40
S = seção inicial do condutor no trecho analisado. (mm ²).	10
V _x = tensão em volts. (V).	127
Para circuitos com esquema F+N é utilizado o valor de tensão de fase. (Vf).	
Para circuitos com esquema F+F, 2F+N, 3F+N ou 3F é utilizado o valor de tensão de linha. (Vl).	
Para quadros com esquema F+N, 2F+N ou 3F+N é utilizada a tensão de fase. (Vf).	
Para quadros com esquema F+F ou 3F é utilizada a tensão de linha. (Vl).	
6.2.7.2 Em nenhum caso a queda de tensão nos circuitos terminais pode ser superior a 4%.	

Obs: O circuito será alimentado com cabos para fase 2#10 / neutro 10 mm e terra 10 mm² / cabos com capacidade de condução de 50 A. Devido cálculo corretivo de queda de tensão. Disjuntor bipolar 20 A.

10. NOTAS IMPORTANTES DO PROJETO/OBSERVAÇÕES

JPH-MANUTENÇÃO

**FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MICROGERAÇÃO
DISTRIBUÍDA COM POTÊNCIA IGUAL OU INFERIOR A 10kW****Gerência de Relacionamento com Clientes de Geração Distribuída – GD – Revisão-e-29/03/2021****1 – IDENTIFICAÇÃO DA UNIDADE CONSUMIDORA – UC**

NÚMERO DO CLIENTE: 7009442874	NÚMERO DA INSTALAÇÃO ⁽¹⁾ : 7009442874
Titular da UC: Alexandre Luiz Aires	
Grupo ⁽²⁾ : <input type="checkbox"/> A <input checked="" type="checkbox"/> B Subgrupo: B2 Classe ⁽³⁾ : Rural	CPF/CNPJ: 076.412.826-44
Rua/Av.: Sítio Nossa Senhora Aparecida	Número:
Complemento:	Bairro: Penereiro
Município: Paraguaçu	CEP: -37120000
Telefone: () -	Celular: (35) 98832 - 2787
E-mail: jph-manutencao.alexandre@outlook.com	

2 – DADOS DA UNIDADE CONSUMIDORA

Localização em Coordenadas do Ponto de Conexão Com a Cemig (Ponto de Entrega) ⁽⁴⁾ : Coordenadas UTM: Fuso: E (Abscissa): 422216 (6 Dígitos) N (Ordenada): 7621909 (7 Dígitos)	
Carga Instalada Atual (kW) ⁽⁵⁾ : 4 Potência do Grupo Motor Gerador de Emergência em Paralelo com a Cemig - Diesel ou Gás (kVA) ⁽⁶⁾ :	
Clientes do Grupo A (Se Aplicável): Transformador particular (kVA) ⁽⁷⁾ : <input type="checkbox"/> 75 <input type="checkbox"/> 112,5 <input type="checkbox"/> 225 <input type="checkbox"/> 300 <input type="checkbox"/> 500 <input type="checkbox"/> 750 <input type="checkbox"/> 1000 <input type="checkbox"/> outro: Tipo de Subestação Conforme ND 5.3 ⁽⁸⁾ : <input type="checkbox"/> N°1 <input type="checkbox"/> N°2 <input type="checkbox"/> N°3 <input type="checkbox"/> N°4 <input type="checkbox"/> N°5 <input type="checkbox"/> N°6 <input type="checkbox"/> N°7 <input type="checkbox"/> N°8	
Tipo de Padrão de Entrada ⁽⁹⁾ : Disjuntor Individual Atual: 63A <input type="checkbox"/> Monopolar <input checked="" type="checkbox"/> Bipolar <input type="checkbox"/> Tripolar Disjuntor Individual Solicitado para Alteração de Carga ⁽¹⁰⁾ : A <input type="checkbox"/> Monopolar <input type="checkbox"/> Bipolar <input type="checkbox"/> Tripolar Disjuntor Geral do Padrão (Conforme ND 5.2): <input type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim A	
Tensão de Atendimento (V) ⁽¹¹⁾ : 240/110	Tipo de Ramal ⁽¹²⁾ : <input checked="" type="checkbox"/> Aéreo <input type="checkbox"/> Subterrâneo
Localização dos Módulos Solares ⁽¹³⁾ : <input checked="" type="checkbox"/> Edificação Individual <input type="checkbox"/> Edificação Coletiva ou Agrupamento	

Tipo de Solicitação ⁽¹⁴⁾ : <input type="checkbox"/> Ligação de Nova Unidade Consumidora COM Geração Distribuída. <input checked="" type="checkbox"/> Conexão de GD em Unidade Consumidora Existente SEM Alteração de Potência Disponibilizada. <input type="checkbox"/> Conexão de GD em Unidade Consumidora Existente COM Alteração de Potência Disponibilizada. <input type="checkbox"/> GD Existente COM Alteração de Potência Ativa Instalada Total – Pot. Atual: kW Nova Pot. Total: kW.	
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

Haverá Mudança de Local do Padrão de Entrada ⁽¹⁵⁾ : <input checked="" type="checkbox"/> Não <input type="checkbox"/> Sim

Caracterização ⁽¹⁶⁾ : <input type="checkbox"/> Consumo Local <input checked="" type="checkbox"/> Autoconsumo Remoto <input type="checkbox"/> Geração Compartilhada <input type="checkbox"/> Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras	
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--

3 – DADOS DA GERAÇÃO

Potência Ativa Instalada Total de Geração da Usina (kW) ⁽¹⁷⁾ : 4

Tipo de Fonte da GD – Modalidades de Geração ⁽¹⁸⁾ : <input checked="" type="checkbox"/> Solar <input type="checkbox"/> Hidráulica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Outra (Especificar):

Preencha o quadro a seguir somente se a usina possuiu **OUTORGA OU REGISTRO**.⁽¹⁹⁾
Se não aplicável, mantenha os campos vazios:

CEG do empreendimento - GGG.FF.UF.999999-9.VV	Nome da Usina	Tipo do Ato de Outorga ou Registro	Número do Ato de Outorga ou Registro	Ano do Ato de Outorga ou Registro

Preencher o quadro abaixo para projeto de **CENTRAL GERADORA FOTOVOLTAICA.** ⁽²⁰⁾

Potência Total Módulos (kW)	Quantidade de Módulos	Fabricante dos Módulos	Modelo dos Módulos	Potência Total Inversores (kW)	Quantidade de Inversores	Fabricante do Inversor	Modelo do Inversor	Área dos Arranjos (m ²)	Qtde de Instalações a receber o crédito (Inst. geradora + Inst. receptoras)
4	12	Jinko	JINKO JKM450M- 60HL4-V 60M HC 450W TIGER PRO MONO PERC 20,85% EFIC 120 CEL	4	1	Fronius	GF 5,4KWP JINKO TIGER PRO MONO 450W PRIMO 4KW 2MPPT MONO 220V	25	2

Preencher o quadro abaixo para projeto de **CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA - CGH.** ⁽²¹⁾

Potência Aparente (kVA)	Potência Instalada (kW)	Fator de Potência (Entre 0 e 1)	Tensão (kV)	Nome do Rio	Registro do Rio	Nível Operacional Normal de Montante (metros)	Nível Operacional Normal de Jusante (metros)	Qtde de Instalações a receber o crédito (Inst. geradora + Inst. receptoras)

Preencher o quadro abaixo para projeto de **CENTRAL GERADORA TÉRMICA** ⁽²²⁾

Combustível	Número do Despacho de qualificação	Data do Despacho	Potência Aparente (kVA)	Potência Instalada (kW)	Fator de Potência (Entre 0 e 1)	Ciclo Termodinâmico	Máquina Motriz	Qtde de Instalações a receber o crédito (Inst. geradora + Inst. receptoras)

Preencher o quadro abaixo para projeto de **CENTRAL GERADORA EÓLICA.** ⁽²³⁾

Potência Instalada (kW)	Fabricante dos Aerogeradores	Modelo dos Aerogeradores	Quantidade de Aerogeradores	Eixo do Rotor	Altura da Pá (metros)	Qtde de Instalações a receber o crédito (Inst. geradora + Inst. receptoras)

4 - DOCUMENTAÇÃO A SER ANEXADA OBRIGATÓRIA

- 1. ART ou TRT¹ do Responsável Técnico pelo projeto e instalação do sistema de microgeração.
- 2. Memorial descritivo da instalação contendo a planta de situação com indicação do local do padrão de entrada, conforme Normas Técnicas de Distribuição ND-5.1 e ND-5.2 e modelos disponibilizados no site da Cemig.
- 3. Diagrama unifilar contemplando Geração/Proteção (inversor, se for o caso)/Medição, conforme Normas Técnicas de Distribuição ND-5.1 e ND-5.2 e modelo disponibilizado no site da Cemig.
- 4. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro de concessão no Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.
- 5. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg.
- 6. Lista das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver), indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI ao VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012.
- 7. Documento que comprove o reconhecimento, pela Aneel, da cogeração qualificada (se houver).
- 8. Formulário de Análise de Carga, com os respectivos anexos necessários (para solicitação de Ligação Nova de Unidade Consumidora com GD ou conexão de GD com aumento ou redução de potência disponibilizada).

- 9. Documentos originais do titular da UC (RG ou outro documento oficial com foto e CPF) para pessoa física e, em caso de pessoa jurídica, dos documentos relativos à sua constituição e do(s) seu(s) representante(s) legal(is).
- 10. Cópia do instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver).
- 11. Quando se tratar de ligações novas, apresentar documento, com data, que comprove a propriedade ou posse do imóvel onde será implantada a central geradora, conforme Art. 27 da Resolução Normativa 414/2010.
- 12. Quando se tratar de ligações novas em imóveis rurais apresentar o documento de Cadastro Ambiental Rural – CAR. O CAR é um registro público eletrônico de âmbito nacional, Lei nº 12.651/2012, obrigatório para todos os imóveis rurais.
- 13. Documento que comprove a propriedade da unidade consumidora para a qual está sendo solicitada a ligação da usina particular pertencente a uma edificação coletiva ou agrupamento.
- 14. Documento fornecido pelo condomínio que comprove autorização de uso de área comum da edificação coletiva para instalação de usina de uso particular da unidade em questão.
- 15. Documento que comprove o direito de posse pelo proprietário da usina em casos de aluguel, cessão ou arrendamento de áreas, telhados ou estruturas.

Nota¹: Os Técnicos em Eletrotécnica poderão projetar e dirigir instalações com potência até 800 kVA (Decreto nº 90.922/85).

5 – CONTATO NA DISTRIBUIDORA (preenchido pela Distribuidora)

Responsável / Área: Gerência de Relacionamento com Clientes de Geração Distribuída - RC/GD	Endereço: Av. Barbacena, 1200 - 8º Andar Ala A-2 CEP 30190-131 Belo Horizonte – MG
Telefone: 0800 721 0167	E-mail: GeracaoDistribuida@cemig.com.br

6 – SOLICITANTE:

Nome do Cliente ou Procurador Legal: Alexandre Luiz Aires Endereço de Correspondência: Rua das Acácias, Nº507, Bairro Costa do sol, Cidade paraguaçu MG, CEP37.120.000	
Telefone: (35) 98832 -2787	E-mail: jph-manutencao.alexandre@outlook.com
Local e data: 08-06-2021	Assinatura do Cliente/Responsável Legal:

Notas Explicativas:

¹ Número da Instalação: O número da Instalação na qual será instalada a Geração Distribuída. Caso tratar-se de ligação nova, não preencher.

² Grupo e Subgrupo: Informe o código de subgrupo aplicável conforme o nível de tensão para o grupo A ou finalidade para o grupo B.

Grupo A - grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV		Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV	
Subgrupo	Nível de Tensão	Subgrupo	Finalidade
A1	Igual ou superior a 230 kV	B1	Residencial
A2	88 kV a 138 kV	B2	Rural
A3	69 kV	B3	Industrial
A3a	30 kV a 44 kV	B3	Demais Classes
A4	2,3 kV a 25 kV	B4	Iluminação Pública

³ Classe: Informe a classificação da unidade consumidora em Residencial, Industrial, Comercial, Rural, Poder Público, Iluminação Pública, Ou Serviço Público.

⁴ Localização em Coordenadas: Informe as Coordenadas Geográficas da localização do ponto de entrega da energia no formato UTM Modelo: "6 dígitos numéricos, 7 dígitos numéricos". Obrigatório informar o Fuso, E (Abscissa) e N (Ordenada). A Central geradora deverá estar conectada a no máximo 5,0 metros da divisa da propriedade em áreas urbanas e a no máximo 30 metros da primeira estrutura na propriedade do consumidor em áreas rurais.

Sugestão de site para conversão de coordenadas geográficas: <http://sblink.cria.org.br/conversor>

⁵ Carga Instalada Atual (kW): Refere-se a carga instalada conectada onde estará instalada a central geradora da microgeração distribuída (consumo próprio). Conforme Ofício Circular nº 0010/2017 da Aneel, a solução de conexão informada no Parecer de Acesso considera exclusivamente a atividade de geração, sendo o consumo da unidade no ponto de conexão nulo. Assim, deve ser solicitada também o aumento de demanda contratada quando necessário.

⁶Grupo Motor Gerador de Emergência - Diesel ou Gás (kVA): Caso exista outra modalidade de geração, com operação em paralelo com a Cemig, e que não seja habilitada para o sistema de compensação de energia, tal como geração a diesel, ela deverá contar com disjuntor independente, com as funções de proteção ANSI conforme especificações da ND 5.30 e 5.31.

⁷Transformador particular (kVA): Informe a potência instalada de transformação da subestação de entrada ou o arranjo de transformadores utilizados.

⁸Tipo de Subestação Conforme ND 5.3: Para a construção da subestação de entrada de média tensão o cliente deve optar por um dos tipos de subestações, considerando suas aplicações e características, que podem ser consultadas no site da Cemig pelo endereço eletrônico: http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Clientes/Documents/Normas%20T%C3%A9cnicas/nd5_3_000001p.pdf

ATENÇÃO: O uso da subestação tipo Nº1 foi descontinuado das normas Cemig, portanto NÃO é permitida para ligação de novas Unidades Consumidoras usando esse padrão de construção.

As subestações tipo Nº 5 e Nº 8 somente são aplicáveis para potências de transformação até 300 kVA e não podem ser de uso compartilhado.

⁹Tipo de Padrão de Entrada: Neste campo deverá ser informado a capacidade em Ampères do disjuntor individual do padrão Cemig que atende à instalação e se existir disjuntor geral, no caso de mais de uma unidade consumidora, informe a corrente nominal do disjuntor geral instalado. Caso haja modificações no padrão de entrada de uso coletivo com disjuntor geral é necessário solicitar uma vistoria do quadro de medição coletivo antes do pedido de vistoria e conexão da GD.

¹⁰Disjuntor Solicitado para Alteração de Carga: Informe a capacidade do novo disjuntor, caso haja necessidade de alteração de carga. Vale destacar que deverá ser anexado também o formulário de alteração de carga com informações específicas.

¹¹Tensão de Atendimento (V): Tensão nominal do ponto de conexão com a rede da concessionária.

¹²Tipo de Ramal: Assinalar o tipo de ramal de ligação, se aéreo ou subterrâneo, no qual a unidade consumidora será atendida.

¹³Localização dos Módulos Solares:

De acordo com o item 3.2.2 da ND 5.30: "Conexão de microgeração particular em unidade consumidora pertencente ao empreendimento, para uso e benefício próprio desta única unidade consumidora, não envolvendo outras unidades do empreendimento: Nesta modalidade, deverá ser comprovada a propriedade do imóvel que abriga a unidade consumidora e as instalações de geração. Quando se tratar de empreendimentos com condomínio formalizado, e caso haja a utilização de áreas de uso comum para abrigar as instalações de geração, deverá ser comprovada a autorização do condomínio para utilização da área comum. Poderá ser utilizada a própria caixa de medição já existente na unidade consumidora, desde que esteja em bom estado de conservação e condições de segurança adequadas."

"Para os casos de aluguel, cessão ou arrendamento de áreas, telhados ou estruturas para instalação de microgeração em edificações coletivas e agrupamentos, deverá ser criada unidade consumidora adicional para conexão da usina e deverá ser comprovado o direito de posse do terreno, telhado ou estrutura pelo proprietário da usina. O titular da nova unidade consumidora com GD deverá ser o proprietário da usina."

Diante do exposto acima, será necessário apresentar documentação específica nos seguintes casos:

- Edificações Agrupadas: Comprovação de posse do proprietário do imóvel.
- Edificações de uso coletivo (Condomínio formalizado): Comprovação de posse do proprietário do imóvel + Autorização do condomínio.
- Aluguel, cessão ou arrendamento de áreas, telhados ou estruturas: Comprovação do direito de posse do terreno, telhado ou estrutura pelo proprietário da usina. Nestes casos será necessário criar uma unidade consumidora exclusiva para a microgeração, devendo ser provida caixa de medição adicional para abrigar o medidor bidirecional. Ao protocolar a solicitação de acesso, deve ser informado que se trata de uma ligação nova e devem ser atendidas as normas técnicas referentes a edificações coletivas (ND 5.2).

¹⁴Tipo de Solicitação: As ligações de novas unidades consumidoras são as que podem ser caracterizadas por pontos de conexão ainda não atendidos pela concessionária. No caso de solicitações de conexão de Geração Distribuída em Unidade Consumidora Existente com Aumento de Potência Disponibilizada informar também a capacidade em Ampères do novo disjuntor que está sendo solicitado para atendimento individualmente a instalação. Vale destacar que no caso de alteração de carga de BT é necessário anexar o formulário de análise de carga específico para unidades individuais ou atendimento coletivo. Potência Disponibilizada se refere a capacidade máxima da unidade consumidora (em kW) com base na tensão nominal, número de fases e corrente nominal do disjuntor. Verifique as tabelas nas normas técnicas da Cemig.

¹⁵Haverá Mudança de Local do Padrão de Entrada: Informe se haverá mudança de local do padrão de entrada de energia. Na planta de situação anexada indique o novo local da medição considerando os critérios permitidos nas normas técnicas da Cemig.

¹⁶Caracterização: Definição em relação a finalidade da unidade consumidora em relação a participação ao sistema de compensação de energia elétrica.

¹⁷Potência Ativa Instalada Total de Geração da Usina (kW): Corresponde à máxima potência ativa gerada pela planta de geração distribuída, em kW, ou seja, corresponde ao menor valor entre a “Potência Total dos Módulos” e a “Potência Total dos Inversores”.

Este é o valor de referência considerado na Resolução ANEEL 482/2012 o qual é utilizado para enquadramento no limite de unidade consumidora caracterizada como microgeração (Até 75kW).

Este valor será considerado para a elaboração dos estudos de planejamento e conexão com o sistema elétrico.

¹⁸Tipo de Fonte da GD – Modalidades de Geração

¹⁹Dados para Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD de Outorga Ou Registro.

²⁰Dados para Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD - Central Geradora Fotovoltaica.

Potência Total Módulos (kW): Informe a potência elétrica total, em kW, obtida a partir do efeito fotovoltaico, somando todos os módulos agrupados em arranjos.

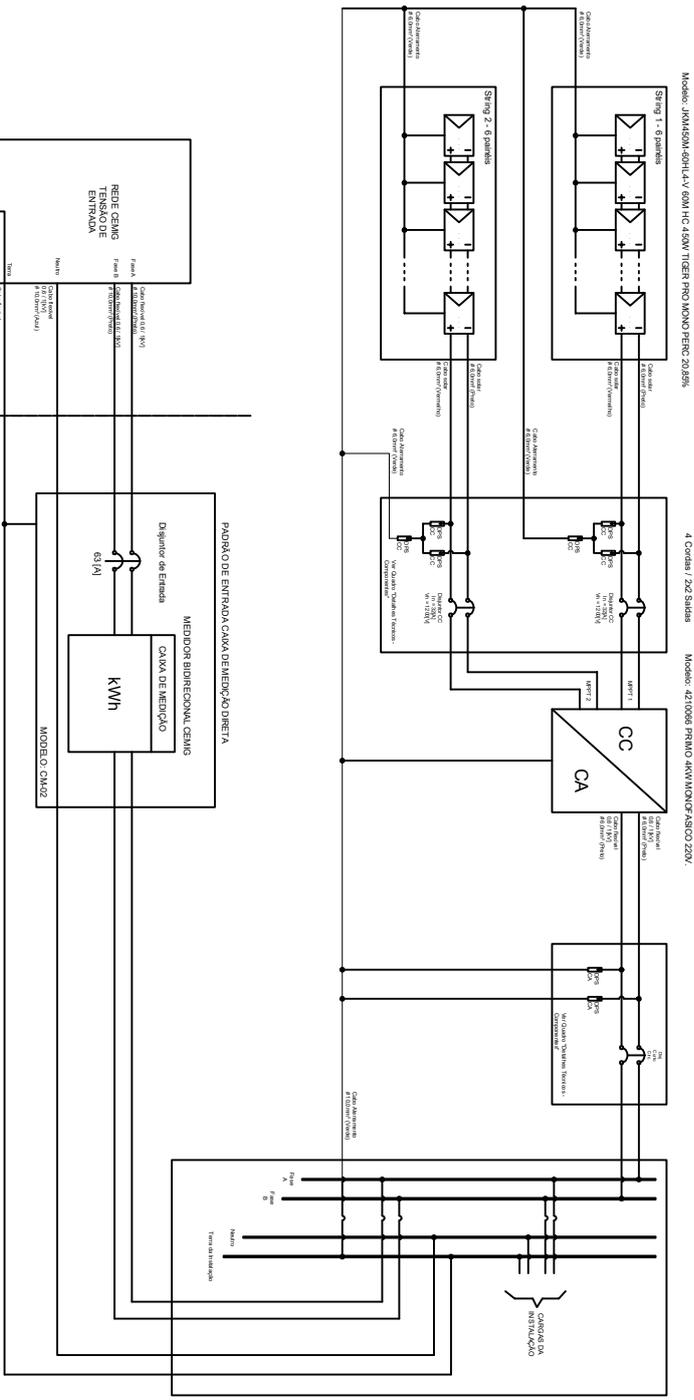
Potência Total Inversores (kW): Informe a potência nominal elétrica total, em kW, somando todas as saídas dos inversores, respeitadas limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas.

²¹Dados para Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD Central Geradora Hidrelétrica - CGH.

²²Dados para Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD de Central Geradora Térmica - UTE.

²³Dados para Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD de Central Geradora Eólica - EOL.

GERADORES SOLARES **PAINÉIS DE PROTEÇÃO CC** **INVERSORES** **PAINEL DE PROTEÇÃO CA** **QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO DE CIRCUITOS**



Notas

- O inversor deverá atender ao estabelecido na ABNT NBR IEC 62116 e NTC-71-Faixa 2;
- O aterramento do sistema de geração deverá ser conectado ao sistema de aterramento da unidade consumidora desde que este não seja compartilhado dentro das instalações da unidade, com o condutor neutro. Neste caso, o sistema de geração e seus componentes deverão contar com aterramento próprio.



Detalhes Técnicos - Componentes

Detalhamento dos módulos/sistema:

Volt: 41,18V
Isc: 3,85A
Classe: Injeção INVERTER Descrição geral: Gerador - Minm 4,0 L, N° Registro: 0013/2016
Eficiência: 20,65%

Capacidade de carga: 40,000 CA
SPM/27/401/2/10000715 VMS
UC = 270V_{ca}
max = 600A

Capacidade de carga: 80,000 CA
SPM/27/401/2/10000715 VMS
UC = 270V_{ca}
max = 600A

Capacidade de carga: 160,000 CA
SPM/27/401/2/10000715 VMS
UC = 270V_{ca}
max = 600A

Característica do disjuntor: Proteção Contra Corrente, Disjuntor Bipolar (Inversor), In = 20kA

SIMBOLOGIA

	Aterramento
	GPS - Dispositivo de Proteção contra Surtos
	Módulo Fotovoltaico
	Dispositivo de Proteção
	Inversor
	Medidor Bidirecional

DADOS DA OBRA

TÍTULO: Projeto de sistema para microgeração fotovoltaica.
Conectado a rede elétrica de baixa tensão.

NOTA/OBSERVAÇÕES:

PROJETO / DESENHO		CLIENTE / PROPRIETÁRIO	
NOME:		NOME:	
ENDEREÇO:		ENDEREÇO:	
TELEFONE:		TELEFONE:	
CONTATO:		CONTATO:	
CPF / CNPJ:		CPF / CNPJ:	
IE:		IE:	
CEP:		CEP:	
E-MAIL:		E-MAIL:	
ASSINATURA		ASSINATURA	
ESCALA: Sem escala	FOLHA: A 2	UNIDADE:	
DATA: 22-06-2021		PÁGINA: 1 / 1	

JP - MANUTENÇÃO

Atividade: Instalação e Manutenção de Sistemas de Energia Elétrica

Criado em: 20/06/2021

CPF: 37129400

Parque: - MG

Rua da Verdade, 97 - Casa da Sol

Telefone: (51) 3262-4100 / (51) 9.8832-2787

E-mail: jpanutencao@kumand@br.ibm.com



1. Responsável Técnico

Alexandre Luiz Aires

Registro:

Título profissional:

Engenheiro eletricitista

076.412.826-44

2. Dados do Contrato

Contratante: Alexandre Luiz Aires

CPF/CNPJ: 076.412.826-44

Logradouro: Rural

Nº: xxxx

Complemento: Residencial rural

Bairro: Penereiro

Cidade: Paraguaçu

UF: MG

CEP: 37.120-000

Contrato: 01-2021

Celebrado em: 08-06-2021

Valor: R\$5.500,00

Tipo de Contratante: Pessoa física

Ação Institucional: Atividade rural

4. Atividade Técnica

2016 - Execução	Quantidade	Unidade
80 - Projeto > ELETROTÉCNICA > SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA > DE SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA > #11.9.1.5 - SOLAR	4	KW
80 - Projeto > ELETROTÉCNICA > SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA > #11.9.4 - DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	4	KW
46 - Execução de instalação > ELETROTÉCNICA > SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA > DE SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA > #11.9.1.5 - SOLAR	4	KW
46 - Execução de instalação > ELETROTÉCNICA > SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA > #11.9.4 - DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	4	KW

Após a conclusão das atividades técnicas o profissional deve proceder a baixa desta ART

5. Observações

PROJETO E EXECUÇÃO DE INSTALAÇÃO DE SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (FOTOVOLTAICA) CONECTADO A REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

6. Declarações

- Declaro que estou cumprindo as regras de acessibilidade previstas nas normas técnicas da ABNT, na legislação específica e no decreto n. 5296/2004.

- Cláusula Compromissória: Qualquer conflito ou litígio originado do presente contrato, bem como sua interpretação ou execução, será resolvido por arbitragem, de acordo com a Lei no. 9.307, de 23 de setembro de 1996, por meio do Centro de Mediação e Arbitragem - CMA vinculado ao Crea-MG, nos termos do respectivo regulamento de arbitragem que, expressamente, as partes declaram concordar

- A Resolução nº 1.094/17, CONFEA, instituiu o Livro de Ordem de obras e serviços que será obrigatório para a emissão de Certidão de Acervo Técnico - CAT aos responsáveis pela execução e fiscalização de obras iniciadas a partir de 1º de janeiro de 2018. (Res. 1.094, Confea) .

7. Entidade de Classe

- SEM INDICAÇÃO DE ENTIDADE DE CLASSE



Anotação de Responsabilidade Técnica - ART
Lei nº 6.496, de 7 de dezembro de 1977

CREA-MG

ART OBRA / SERVIÇO

08-06-2021

Conselho Regional de Engenharia e Agronomia de Minas Gerais

INICIAL

8. Assinaturas

Declaro serem verdadeiras as informações acima

Alexandre Luiz Aires

Paraguaçu, 08 de junho de 2021

Local

data

Alexandre Luiz Aires

9. Informações

* A ART é válida somente quando quitada, mediante apresentação do comprovante do pagamento ou conferência no site do Crea.

* O comprovante de pagamento deverá ser apensado para comprovação de quitação

10. Valor

Valor da ART: R\$ 88,78

Registrada em:

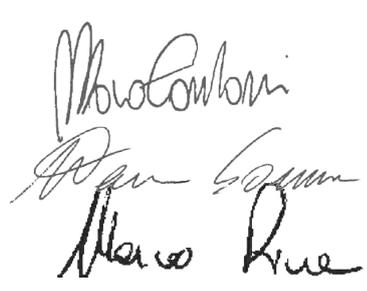
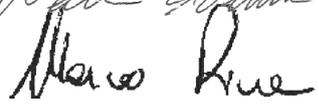
08-06-2021

Prüfbericht-Nr.: <i>Test Report No.:</i>	28108906 001	Auftrags-Nr.: <i>Order No.:</i>	8742244	Seite 1 von 1+61 <i>Page 1 of 1+61</i>	
Kunden-Referenz-Nr.: <i>Client Reference No.:</i>	8704834	Auftragsdatum: <i>Order date:</i>	05/02/2016		
Auftraggeber: <i>Client:</i>	FRONIUS International GmbH Guenter Fronius-Str.1 A-4600 Wels-Thalheim				
Prüfgegenstand: <i>Test item:</i>	Solar PV Grid Tied Inverter				
Bezeichnung / Typ-Nr.: <i>Identification / Type No.:</i>	Fronius: Primo 4.0-1				
Auftrags-Inhalt: <i>Order content:</i>	Rules for the connection				
Prüfgrundlage: <i>Test specification:</i>	INMETRO ordinances 357/2014 ANEXO III parte 2 INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE				
Wareneingangsdatum: <i>Date of receipt:</i>	25/02/2016				
Prüfmuster-Nr.: <i>Test sample No.:</i>	160080				
Prüfzeitraum: <i>Testing period:</i>	22/2/2016 – 4/3/2016				
Ort der Prüfung: <i>Place of testing:</i>	TÜV Rheinland Italia S.r.l. FRONIUS International GmbH				
Prüflaboratorium: <i>Testing laboratory:</i>	TÜV Rheinland Italia S.r.l.				
Prüfergebnis*: <i>Test result*:</i>	Pass				
geprüft von / tested by:	<i>Antonio Somma, Mario Comboni</i>				
Datum <i>Date</i>	Name / Stellung <i>Name / Position</i>	Unterschrift <i>Signature</i>	Datum <i>Date</i>	Name / Stellung <i>Name / Position</i>	Unterschrift <i>Signature</i>
04/03/2016	Antonio Somma, Mario Comboni / Tester		04/03/2016	Marco Piva / TC	
Sonstiges / Other:					
Zustand des Prüfgegenstandes bei Anlieferung: <i>Condition of the test item at delivery:</i>			Prüfmuster vollständig und unbeschädigt <i>Test item complete and undamaged</i>		
<p>* Legende: 1 = sehr gut 2 = gut 3 = befriedigend 4 = ausreichend 5 = mangelhaft P(ass) = entspricht o.g. Prüfgrundlage(n) F(ail) = entspricht nicht o.g. Prüfgrundlage(n) N/A = nicht anwendbar N/T = nicht getestet</p> <p>Legend: 1 = very good 2 = good 3 = satisfactory 4 = sufficient 5 = poor P(ass) = passed a.m. test specification(s) F(ail) = failed a.m. test specification(s) N/A = not applicable N/T = not tested</p>					
<p>Dieser Prüfbericht bezieht sich nur auf das o.g. Prüfmuster und darf ohne Genehmigung der Prüfstelle nicht auszugsweise vervielfältigt werden. Dieser Bericht berechtigt nicht zur Verwendung eines Prüfzeichens. <i>This test report only relates to the a. m. test sample. Without permission of the test center this test report is not permitted to be duplicated in extracts. This test report does not entitle to carry any test mark.</i></p>					

v04

TEST REPORT
Relatório de ensaios

INMETRO ordinances 357/2014

Report reference no.....: <i>Relatório número</i>	28108906 001	
Tested by (name + signature).....: <i>Testes realizados por (nome + assinatura)</i>	Mario Comboni / TESTER Antonio Somma / TESTER	
Approved by (name + signature).....: <i>Aprovado por (nome + assinatura)</i>	Marco Piva / TC	
Date of issue.....: <i>Data de emissão</i>	04/03/2016	
Total number of pages.....: <i>Número total de páginas</i>	61	
Testing Laboratory.....: <i>Laboratório de testes</i>	TÜV Rheinland Italia S.r.l.	
Address.....: <i>Direção (morada)</i>	Via Mattei 3 - 20010 - Pogliano Milanese (MI) – Italy	
Applicant's name.....: <i>Nome do requerente</i>	Fronius International GmbH	
Address.....: <i>Direção (morada)</i>	Guenter Fronius-Str.1 A-4600 Wels-Thalheim	
Test item description.....: <i>Descrição do item para ensaio</i>	Solar PV Grid Tied Inverter	
Trade Mark.....: <i>Marca comercial</i>		
Manufacturer.....: <i>Fabricante</i>	Fronius International GmbH	
Model/Type reference.....: <i>Modelo / Referência</i>	FRONIUS PRIMO 4.0-1	
Ratings.....: <i>Taxas</i>	Input : 210-800 Vdc 12.0 A; Output: 4000W 1 ~ NPE 220V 60 Hz Power Factor: 0.85 - 1 ind./cap	

Sample	Sample 1	Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site
Amostra	Sample 2	Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site
	Sample 3	Prototype – No serial number available Used for testing in Fronius International GmbH site
Samples received on	(Sample 1 and Sample 2)	25/02/2016
Data de recepção das amostras		
TUV reference samples	(Sample 1 and Sample 2)	160080
Amostras de referência TUV		
Samples tested n.	3	
Amostras ensaiadas		
Testing	TÜV Rheinland Italia S.r.l.	
Testes Laboratoriais		
Start Date:	22/2/2016	
Data de inicio		
End Date:	4/3/2016	
Data de finalização		
<p>I risultati del rapporto di prova si riferiscono esclusivamente ai campioni sotto test. Senza l'autorizzazione scritta di TÜV Rheinland Italia S.r.l., questo documento può essere riprodotto solo integralmente</p> <p><i>The results in this Test Report are exclusively referred to the tested samples. Without the written authorization of TÜV Rheinland Italia S.r.l., this document can be reproduced only integrally</i></p> <p><i>Os resultados do presente relatório referem-se em exclusivo as amostras ensaiadas. Sem autorização escrita por parte da TÜV Rheinland Italia S.r.l., este documento só pode ser reproduzido na sua totalidade.</i></p>		

Reference Standards:
Normativa de referência

INMETRO ordinances (portarias) 357/2014

ANEXO III parte 2 INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

ABNT NBR 16149 (01.03.2013)

Sistemas fotovoltaicos (FV)

Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

ABNT NBR 16150 (04.03.2013)

Sistemas fotovoltaicos (FV)

Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição

Procedimento de ensaio de conformidade

ABNT NBR IEC 62116: 2012

Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica

Testing procedure and testing location:		
<input checked="" type="checkbox"/> Testing Laboratory: Laboratório de testes:	TÜV Rheinland Italia S.r.l	
Testing location/ address..... : Direção do laboratório de testes / morada	Via Mattei 3 - 20010 - Pogliano Milanese (MI) – Italy	
<input type="checkbox"/> Associated Laboratory: Laboratório associado		
Testing location/ address..... : Direção do laboratório de testes / morada		
Tested by (name + signature)..... : Testes realizados por (nome + assinatura)		
Approved by (+ signature) : Aprovado por ((nome + assinatura)		
<hr/>		
<input checked="" type="checkbox"/> Testing procedure: TMP Procedimento de teste: TMP		
Testing location/ address..... : Direção do laboratório de testes / morada	Fronius International GmbH Guenter Fronius-Str.1 A-4600 Wels-Thalheim	
Tested by (name + signature)..... : Testes realizados por (nome + assinatura):	Antonio Somma / TESTER	(signature on first page) (Assinatura na primeira página)
	Mario Comboni / TESTER	(signature on first page) (Assinatura na primeira página)
Approved by (+ signature) : Aprovado por (nome + assinatura)	Marco Piva / TC	(signature page) on first (Assinatura na primeira página)
<hr/>		
<input type="checkbox"/> Testing procedure: WMT Procedimento de teste: WMT		
Testing location/ address..... : Direção do laboratório de testes / morada		
Tested by (name + signature)..... : Testes realizados por (nome + assinatura):		
Witnessed by (+ signature) : Testemunhado por (nome + assinatura):		
Approved by (+ signature) : Aprovado por (nome + assinatura)		

Testing procedure: SMT
Procedimento de teste: SMT

Testing location/ address..... :

Direção do laboratório de testes / morada

Tested by (name + signature)..... :
Testes realizados por (nome +
assinatura):

Approved by (+ signature) :
Aprovado por (nome + assinatura)

Supervised by (+ signature)..... :
Supervisionados por (nome +
assinatura)

Testing procedure: RMT
Procedimento de teste: RMT

Testing location/ address..... :

Direção do laboratório de testes / morada

Tested by (name + signature)..... :
Testes realizados por (nome +
assinatura):

Approved by (+ signature) :
Aprovado por (nome + assinatura)

Supervised by (+ signature)..... :
Supervisionados por (nome +
assinatura)

Summary of testing:

Resumo do teste:

1. Cintilação

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.1: ABNT NBR 16150:2013 <i>Flicker levels measurement</i>	4.3 ABNT NBR 16149:2013	IEC 61000-3-3 <16 A IEC 61000-3-11 16÷75 A	PASS	SAMPLE 1

2. Injeção de componente contínua

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.2: ABNT NBR 16150:2013 <i>DC Current injection and protection verification</i>	4.4 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1

3. Harmônicos e distorção de forma de onda

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.3: ABNT NBR 16150:2013 <i>Harmonics and waveform distortion measurement</i>	4.6 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1

4. Fator de potência

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.4.1: ABNT NBR 16150:2013 <i>Fix Power Factor verification</i>	4.7 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.4.2: ABNT NBR 16150:2013 <i>FP Curve</i>	4.7 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

5. Injeção/demanda de potência reativa

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.5: ABNT NBR 16150:2013 <i>Reactive Power Control</i>	4.7 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

6. Sobre/sub tensão

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.6.1: ABNT NBR 16150:2013 <i>Over Voltage</i>	5.2.1 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.6.1: ABNT NBR 16150:2013 <i>Over Voltage: Disconnection Time</i>	5.2.1 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.6.3: ABNT NBR 16150:2013 <i>Under Voltage</i>	5.2.1 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.6.4: ABNT NBR 16150:2013 <i>Under Voltage: Disconnection Time</i>	5.2.1 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

7. Sobre/sub frequência

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.7.1: ABNT NBR 16150:2013 <i>Over Frequency</i>	5.2.2 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.7.2: ABNT NBR 16150:2013 <i>Over Frequency: Disconnection Time</i>	5.2.2 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.7.3: ABNT NBR 16150:2013 <i>Under Frequency</i>	5.2.2 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3
6.7.4: ABNT NBR 16150:2013 <i>Under Frequency: Disconnection Time</i>	5.2.2 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

8. Controle da potência ativa em sobrefrequência				
Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.8: ABNT NBR 16150:2013 <i>Over frequency - Active Power Control</i>	5.2.2 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1

9. Reconexão				
Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.9: ABNT NBR 16150:2013 <i>Reconnection time after grid fault</i>	5.4 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

10. Religamento automático fora de fase				
Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.10: ABNT NBR 16150:2013 <i>Check of insensibility to the re- closures when phases are in discordance</i>	5.8 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1

11. Modulação de potência ativa				
Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.11: ABNT NBR 16150:2013 <i>Active Power Limitation</i>	6.1 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

12. Modulação de potência reativa				
------------------------------------------	--	--	--	--

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.12: ABNT NBR 16150:2013 <i>Reactive Power Command</i>	6.2 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

13. Desconexão do sistema fotovoltaico da rede

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.13: ABNT NBR 16150:2013 <i>Disconnection and reconnection to grid</i>	6.3 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 3

14. Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
6.14: ABNT NBR 16150:2013 <i>FRT Fault Ride Through</i>	7 ABNT NBR 16149:2013	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1

15. Proteção contra inversão de polaridade

Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
15: INMETRO ordinances 357/2014 <i>Protection against reversed polarity</i>	15 INMETRO ordinances 357/2014	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1 SAMPLE 2

16. Sobrecarga				
Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
16 INMETRO ordinances 357/2014 <i>Overload</i>	16 INMETRO ordinances 357/2014	INMETRO ordinances 357/2014	PASS	SAMPLE 1 SAMPLE 2

17. Anti-ilhamento (ABNT NBR IEC 62116:2012)				
Test (Teste)	§ INMETRO ordinances 357/2014 (Portarias Inmetro)	Ref. standard (Norma de referência)	Result (Resultado)	Sample (Amostra)
17 INMETRO ordinances 357/2014 <i>Anti islanding verification</i>	17 INMETRO ordinances 357/2014	ABNT NBR IEC 62116:2012	PASS	SAMPLE 3

Test item particulars	Grid tied Photovoltaic inverter
Detalhes do item para testes	
Equipment mobility	<input type="checkbox"/> movable <input type="checkbox"/> hand-held <input checked="" type="checkbox"/> stationary <input checked="" type="checkbox"/> fixed <input type="checkbox"/> transportable <input type="checkbox"/> for building-in
Mobilidade do equipamento	
Connection to the mains	<input type="checkbox"/> pluggable equipment <input type="checkbox"/> direct plug-in <input checked="" type="checkbox"/> permanent connection <input type="checkbox"/> for building-in
Ligação a rede	
Environmental category.....	<input checked="" type="checkbox"/> outdoor <input type="checkbox"/> indoor unconditional <input type="checkbox"/> indoor conditional
Categoria ambiental	
Over voltage category Mains	<input type="checkbox"/> OVC I <input type="checkbox"/> OVC II <input checked="" type="checkbox"/> OVC III <input type="checkbox"/> OVC IV
Categoria de sobre tensão de rede	
Over voltage category PV	<input type="checkbox"/> OVC I <input checked="" type="checkbox"/> OVC II <input type="checkbox"/> OVC III <input type="checkbox"/> OVC IV
Categoria de sobre tensão FV	
Mains supply tolerance (%).....	180 – 277 V _{L-N} 60Hz
Tolerância de fornecimento da rede	
Tested for power systems.....	TT or TN system
Ensaio para sistemas de geração de potencia	
IT testing, phase-phase voltage (V).....	N/A
Teste IT, fase-fase tensão (V)	
Class of equipment	<input checked="" type="checkbox"/> Class I <input type="checkbox"/> Class II <input type="checkbox"/> Class III <input type="checkbox"/> Not classified
Classe de equipamento	
Mass of equipment (kg)	28
Massa do equipamento	
Pollution degree	PD3 environment (PD2 inside the IP65 enclosure)
Grau de poluição	
IP protection class	IP65
IP Índice de proteção	
Testing	
Date of receipt of test item(s)	25/02/2016 Sample 1 & Sample 2
Data de recepção do item (s) para teste	
Dates tests performed.....	22/02/2016 – 04/03/2016
Data de realização dos testes	

Possible test case verdicts:
Possíveis resultados dos testes

- | | | |
|-----------------------------------------------------|---|----------|
| test case does not apply to the test object | : | N/A |
| O teste não se aplica ao objeto a ensaiar | | |
| test object does meet the requirement | : | Pass (P) |
| O objeto para ensaio cumpre com os requisitos | | |
| test object was not evaluated for the requirement : | | N/E |
| O objeto de ensaio não foi avaliado para requisito | | |
| test object does not meet the requirement | : | Fail (F) |
| O objeto de ensaio não cumpre com os requisitos | | |

General remarks:
Condições gerais

"(see Attachment #)" refers to additional information appended to the report.

“(ver anexo #) refere-se a informação adicional anexado ao relatório

"(see appended table)" refers to a table appended to the report.

“(Ver tabela em anexo) refere-se a tabela anexado ao relatório

The tests results presented in this report relate only to the object tested.

Os resultados dos testes no presente relatório referem-se em exclusivo ao objeto ensaiado

This report shall not be reproduced except in full without the written approval of the testing laboratory.

O presente relatório não deverá ser reproduzido ou duplicado sem autorização previa do laboratório

List of test equipment must be kept on file and available for review.

A lista dos equipamentos de ensaio deverá ser mantida e disponível para revisão

Additional test data and/or information provided in the attachments to this report.

Dados e/ou informação de testes fornecidos nos anexos ao relatório

Throughout this report a comma / [x] point is used as the decimal separator.

Ao longo do relatório o símbolo (,) virgula e utilizado como separador decimal

Name and address of factory (ies) :

Nome e morada da (s) fábrica (s)

 Fronius International GmbH
 Fronius Strasse 5
 4642 Sattledt
 Austria

GENERAL PRODUCT INFORMATION
Informações gerais do produto

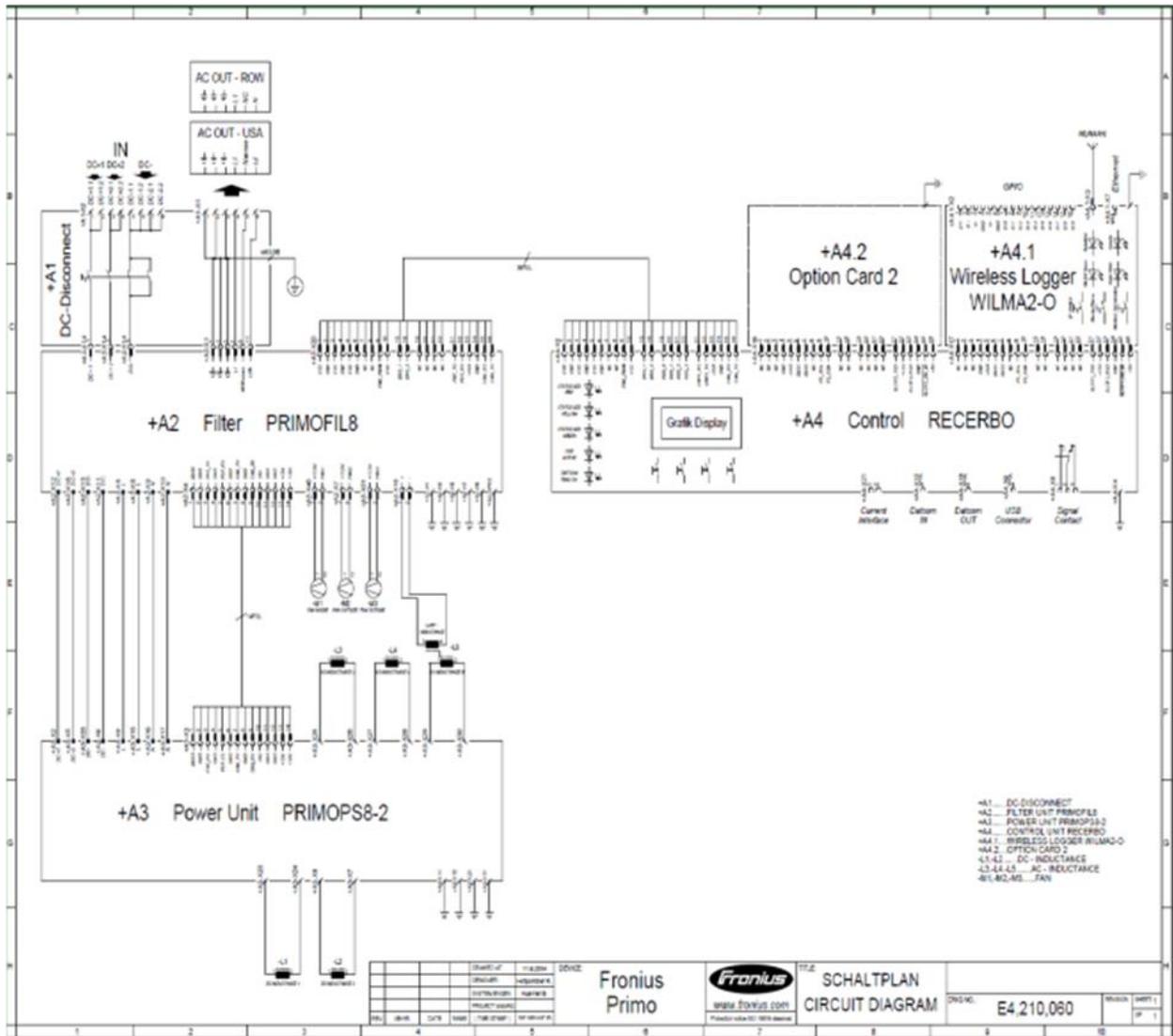
Description: Descrição:	Solar Grid Tied Inverter Inversores solares conectados à rede						
Manufacturer: Fabricante:	Fronius International GmbH						
Model: Modelo:	Fronius Primo 4.0-1						
Serial n°: Número de série:	<table border="0"> <tr> <td>Sample 1</td> <td>Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site</td> </tr> <tr> <td>Sample 2</td> <td>Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site</td> </tr> <tr> <td>Sample 3</td> <td>Prototype – No serial number available Used for testing in Fronius International GmbH site</td> </tr> </table>	Sample 1	Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site	Sample 2	Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site	Sample 3	Prototype – No serial number available Used for testing in Fronius International GmbH site
Sample 1	Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site						
Sample 2	Prototype – No serial number available Used for testing in TÜV Rheinland Italia S.r.l. site						
Sample 3	Prototype – No serial number available Used for testing in Fronius International GmbH site						
PV input: Entrada fotovoltaica:	Max input Voltage (V) =1000V Max input current MPPT1 / MPPT2 = 12 A						
Grid Output: Saída da rede:	1~NPE 220V Output current (A)= 17.4 60 Hz						
Rated power output: Potência nominal:	Nominal active power (cosφ=1) 4000W						
Number of phases Número de fases:	1~NPE						
Release Software: Versão de software:	<table border="0"> <tr> <td>RECERBO:</td> <td>0.3.9.1</td> </tr> <tr> <td>PRIFIL8ROW:</td> <td>0.6.26.4</td> </tr> <tr> <td>PRIMOPS8-2:</td> <td>0.18.38.3</td> </tr> </table>	RECERBO:	0.3.9.1	PRIFIL8ROW:	0.6.26.4	PRIMOPS8-2:	0.18.38.3
RECERBO:	0.3.9.1						
PRIFIL8ROW:	0.6.26.4						
PRIMOPS8-2:	0.18.38.3						

THECNICAL INFORMATION:
Informação técnica

Model	Fronius Primo 4.0-1
DC input	
MPP voltage range (V)	210 - 800
Max input Voltage (V)	1000 V
Max input current MPPT1 / MPPT2	12
Max Short circuit current of the solar modules	18
AC output	
Nominal active power (W) @cosφ=0.9	3600
Nominal active power (W) @cosφ=1	4000
Maximum apparent power S _{max} (VA)	4000
Nominal grid Voltage (V)	1~NPE 220 / 230
Max Grid Voltage (V)	270
Rated output current (A)	17.4
Nominal Frequency Hz	50/60
Power factor cos phi	0.85 – 1 inductive / capacitive
Class of equipment	Class I
Degree of protection	IP65
Dimensions h x w x d	628 x 428 x 205 mm
Weight	21,6 kg
Permissible ambient temperature	- 40°C to +55°C
EMC emission	Class B
Overvoltage category DC / AC	II / III
DC disconnecter	integrated

Block diagram of the tested equipment:

Diagrama de blocos do equipamento



Copy of marking plate:

Example of marking plate

 Cópia da etiqueta / chapa de características
 Exemplo da etiqueta / chapa de características

 www.fronius.com					UAC nom 220 V 230 V f _{AC} nom 50 / 60 Hz Grid 1~NPE I _{AC} nom 18.2 A 17.4 A I _{AC} max 18.3 A S _{max} 4000 VA
Model No. Fronius Primo 4.0-1 Part No. 4,210,066,001 Ser. No. 19861234				OVC 3 OVC 2 P _{max} (cos φ=0.9) 3600 W cos φ 0.85-1 ind./cap. U _{DC} mpp 210 - 800 V U _{DC} max 1000 V I _{DC} max +1 / I _{DC} max +2 12.0 A / 12.0 A I _{sc} pv 36.0 A	
Light IEC62109-1/-2 / EN61000-3-2/-3 / EN61000-6-2/-3 / EN62233 CEI 0-21 VDE 0126-1-1 VDE-AR-N 4105 Safety Class 1 IP 65					
 www.fronius.com					UAC nom 220 V 230 V f _{AC} nom 50 / 60 Hz Grid 1~NPE I _{AC} nom 18.2 A 17.4 A I _{AC} max 18.3 A S _{max} 4000 VA
Model No. Fronius Primo 4.0-1 Part No. 4,210,066,001A Ser. No. 19861234				OVC 3 OVC 2 P _{max} (cos φ=0.9) 3600 W cos φ 0.85-1 ind./cap. U _{DC} mpp 210 - 800 V U _{DC} max 1000 V I _{DC} max +1 / I _{DC} max +2 12.0 A / 12.0 A I _{sc} pv 36.0 A	
Replacement Inverter Light IEC62109-1/-2 / EN61000-3-2/-3 / EN61000-6-2/-3 / EN62233 CEI 0-21 VDE 0126-1-1 VDE-AR-N 4105 Safety Class 1 IP 65					
 www.fronius.com					UAC nom 220 V 230 V f _{AC} nom 50 / 60 Hz Grid 1~NPE I _{AC} nom 18.2 A 17.4 A I _{AC} max 18.3 A S _{max} 4000 VA
Model No. Fronius Primo 4.0-1 Part No. 4,210,066A Ser. No. 19861234				OVC 3 OVC 2 P _{max} (cos φ=0.9) 3600 W cos φ 0.85-1 ind./cap. U _{DC} mpp 210 - 800 V U _{DC} max 1000 V I _{DC} max +1 / I _{DC} max +2 12.0 A / 12.0 A I _{sc} pv 36.0 A	
Replacement Inverter IEC62109-1/-2 / EN61000-3-2/-3 / EN61000-6-2/-3 / EN62233 CEI 0-21 VDE 0126-1-1 VDE-AR-N 4105 Safety Class 1 IP 65					
 www.fronius.com					UAC nom 220 V 230 V f _{AC} nom 50 / 60 Hz Grid 1~NPE I _{AC} nom 18.2 A 17.4 A I _{AC} max 18.3 A S _{max} 4000 VA
Model No. Fronius Primo 4.0-1 Part No. 4,210,066 Ser. No. 19861234				OVC 3 OVC 2 P _{max} (cos φ=0.9) 3600 W cos φ 0.85-1 ind./cap. U _{DC} mpp 210 - 800 V U _{DC} max 1000 V I _{DC} max +1 / I _{DC} max +2 12.0 A / 12.0 A I _{sc} pv 36.0 A	
WLAN / LAN / Webserver IEC62109-1/-2 / EN61000-3-2/-3 / EN61000-6-2/-3 / EN62233 CEI 0-21 VDE 0126-1-1 VDE-AR-N 4105 Safety Class 1 IP 65					

Example of production label

Exemplo de etiqueta em produção

This test report includes the following Appendixes:		
Appendix No. Apêndice N°.	Document description Descrição do documento	Page Numbers Números de pagina
1 (Not Attached) (Não Anexado)	Constructional data form (CDF) for electrical Appliance Constructional data Form. Includes: Notes for explicate the compliance to specific standards, Critical components list, PWB and schematics, Pictures CDF (Formulário de dados de construção) inclui: Notas explicativas do cumprimento normativo, lista de componentes críticos, PWB e esquemas, fotografias	7
3 (Attached) (Em Anexo)	Test Report Tuv Rheinland Italia 28107616 Photographic Documentation Documentação fotográfica	19

TABLE: FLICKER MEASUREMENT: Tabela: Medição Flicker (full power, 66% and 33% of max. power) (Potência total, 66% e 33% da potência máxima) <input type="checkbox"/> CEI EN 61000-3-3 <input checked="" type="checkbox"/> CEI EN 61000-3-11	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: Informação adicional Maximum Flicker results are in following table. Os resultados máximos do Flicker encontram-se na tabela seguinte	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date..... Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

Maximum Flicker results at 100% Pn
Resultados máximos do Flicker a 100% Pn

	L1	L2	L3	Limit	Result
Pst	0.303	--	--	1.00	PASS
Plt	0.303	--	--	0.65	PASS
dc [%]	0.009	--	--	3.30	PASS
dmax [%]	0.192	--	--	4.00	PASS
dt [s]	0.000	--	--	0.50	PASS

Maximum Flicker results at 66% Pn
Resultados máximos do Flicker a 66% Pn

	L1	L2	L3	Limit	Result
Pst	0.175	--	--	1.00	PASS
Plt	0.175	--	--	0.65	PASS
dc [%]	0.058	--	--	3.30	PASS
dmax [%]	1.106	--	--	4.00	PASS
dt [s]	0.000	--	--	0.50	PASS

Maximum Flicker results at 33% Pn
Resultados máximos do Flicker a 33% Pn

	L1	L2	L3	Limit	Result
Pst	0.371	--	--	1.00	PASS
Plt	0.239	--	--	0.65	PASS
dc [%]	0.028	--	--	3.30	PASS
dmax [%]	0.851	--	--	4.00	PASS
dt [s]	0.000	--	--	0.50	PASS

TABLE: DC INJECTION MEASUREMENTS: Tabela: Medição da Injeção DC (full power, 66% and 33% of max. power) (Potência total, 66% e 33% da potência máxima)	
Ambient temperature (°C) : Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) : Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list..... : Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty : Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site : Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

Operator : Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor : Supervisor	Marco Piva
Test Date : Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

TABLE: DC Injection / Check of protections against the DC current injection. Tabela: Injeção DC / Avaliação das proteções contra a injeção de corrente DC											
Power [%Pn VA] Potência	Power [W] Potência	Rated Voltage [Vrms] Tensão Nominal	Cosφ	Rated Current [Arms] Corrente Nominal			Intervention value D.C. Valor de intervenção D.C.			Trip Time (m sec) Tempo de viagem	Limit Limite
				R	S	T	[mA]	[%In]	I _{dc} >		
33± 5	1320	220	0.999	17.4	-	-	87	0.5	0.5% In	790	1
66± 5	2640	220	0.999	17.4	-	-	87	0.5		796	1
100 ± 5	4000	220	0.999	17.4	-	-	87	0.5		792	1

TABLE: HARMONICS AND WAVEFORM DISTORTION MEASUREMENT: Tabela: Medição de Harmônicos e distorção da forma da onda (full power. 75%. 50%. 30%. 20% and 10% of max. power) (Potência total, 66% e 33% da potência máxima)	
<input type="checkbox"/> CEI EN 61000-3-2 <input checked="" type="checkbox"/> CEI EN 61000-3-12	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list..... Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

Order Ordem	Frequency Frequência [Hz]	10% P/P _N	20% P/P _N	30% P/P _N	50% P/P _N	75% P/P _N	100% P/P _N	Limits [%P/P _N]	Result
4.7	TABLE: HARMONICS AND WAVEFORM DISTORTION MEASUREMENT: Tabela: Medição de Harmônicos e distorção da forma da onda								
1	60	2.54	4.18	6.12	9.50	13.44	17.59	-	-
2	120	0.16	0.20	0.21	0.20	0.24	0.18	1	Pass
3	180	0.10	0.10	0.10	0.12	0.11	0.10	4	Pass
4	240	0.01	0.02	0.07	0.08	0.11	0.07	1	Pass
5	300	0.05	0.06	0.05	0.06	0.09	0.02	4	Pass
6	360	0.04	0.05	0.04	0.02	0.07	0.04	1	Pass
7	420	0.04	0.05	0.06	0.05	0.06	0.04	4	Pass
8	480	0.03	0.04	0.03	0.04	0.06	0.02	1	Pass
9	540	0.03	0.01	0.03	0.04	0.06	0.04	4	Pass
10	600	0.02	0.03	0.02	0.03	0.04	0.02	0.5	Pass
11	660	0.02	0.03	0.02	0.03	0.05	0.04	2	Pass
12	720	0.02	0.02	0.02	0.02	0.04	0.01	0.5	Pass
13	780	0.02	0.02	0.02	0.02	0.04	0.03	2	Pass
14	840	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.01	0.5	Pass
15	900	0.02	0.03	0.02	0.03	0.04	0.03	2	Pass
16	960	0.01	0.01	0.01	0.01	0.03	0.00	0.5	Pass
17	1020	0.01	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03	1.5	Pass
18	1080	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.00	0.5	Pass
19	1140	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	1.5	Pass
20	1200	0.01	0.00	0.01	0.01	0.02	0.00	0.5	Pass
21	1260	0.01	0.01	0.01	0.02	0.03	0.04	1.5	Pass
22	1320	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02	0.00	0.5	Pass
23	1380	0.00	0.02	0.01	0.04	0.03	0.02	0.6	Pass
24	1440	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.5	Pass
25	1500	0.00	0.02	0.02	0.02	0.03	0.04	0.6	Pass
26	1560	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.5	Pass
27	1620	0.01	0.01	0.01	0.04	0.03	0.04	0.6	Pass
28	1680	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.5	Pass
29	1740	0.00	0.01	0.01	0.03	0.04	0.04	0.6	Pass
30	1800	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.5	Pass
31	1860	0.00	0.00	0.01	0.21	0.03	0.04	0.6	Pass
32	1920	0.00	0.00	0.00	0.12	0.01	0.00	0.5	Pass

Operator	Antonio Somma
Operador	Mario Comboni
Supervisor	Marco Piva
Supervisor	
Test Date.....	22/2/2016 – 4/3/2016
Data do teste	

TABLE: POWER FACTOR MEASUREMENT Tabela: Medição do fator de potência	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	Fronius International GmbH
Supplementary information: Reactive power command was given using "Fronius Solar Cert" PC software, communicating with inverter using a RS485 line. To allow this communication "Fronius Converter USB" accessory was used. Outras informações: Comando de potência reativa foi dada usando "Fronius Solar Cert" software PC, a comunicação com inversor utilizando uma linha RS485. Para permitir essa comunicação "Fronius conversor USB" foi usado acessórios.	
Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date..... Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.4.1					
Fix Power Factor = 1					
Power-bin Level Nível do depósito de potência	Active Power [W] Potência ativa	Measured Active Power [W] Potência ativa medida	Measured Power Factor [cosφ] Fator de potência medido	Limit [cosφ] Limite	Δcosφ
10	404	-87	0.98	±0.025	0.02
20	810	-89	0.99	±0.025	0.01
30	1210	-91	1.00	±0.025	0.00
40	1608	-95	1.00	±0.025	0.00
50	2009	-102	1.00	±0.025	0.00
60	2415	-106	1.00	±0.025	0.00
70	2812	-113	1.00	±0.025	0.00
80	3215	-117	1.00	±0.025	0.00
90	3616	-122	1.00	±0.025	0.00
100	4058	-126	1.00	±0.025	0.00

6.4.1					
Fix Power Factor = 0.9 (cap)					
Power-bin Level Nível do depósito de potência	Active Power [W] Potência ativa	Measured Active Power [W] Potência ativa medida	Measured Power Factor [cosφ] Fator de potência medido	Limit [cosφ] Limite	Δcosφ
10	403	-221	0.88	±0.025	0.02
20	807	-406	0.89	±0.025	0.01
30	1203	-598	0.90	±0.025	0.00
40	1601	-793	0.90	±0.025	0.00
50	2002	-990	0.90	±0.025	0.00
60	2405	-1189	0.90	±0.025	0.00
70	2801	-1387	0.90	±0.025	0.00
80	3202	-1590	0.90	±0.025	0.00
90	3603	-1787	0.90	±0.025	0.00
100	-	-	-	±0.025	-

6.4.1		Fix Power Factor = 0.9 (ind)			
Power-bin Level Nível do depósito de potência	Active Power [W] Potência ativa	Measured Active Power [W] Potência ativa medida	Measured Power Factor [cosφ] Fator de potência medido	Limit [cosφ] Limite	Δcosφ
10	406	192	0.90	±0.025	0.00
20	812	380	0.91	±0.025	-0.01
30	1214	574	0.90	±0.025	0.00
40	1615	765	0.90	±0.025	0.00
50	2017	956	0.90	±0.025	0.00
60	2424	1150	0.90	±0.025	0.00
70	2823	1340	0.90	±0.025	0.00
80	3227	1531	0.90	±0.025	0.00
90	3626	1723	0.90	±0.025	0.00
100	-	-	-	±0.025	-

6.4.2

Reactive Power Control
Controle da potência reativa

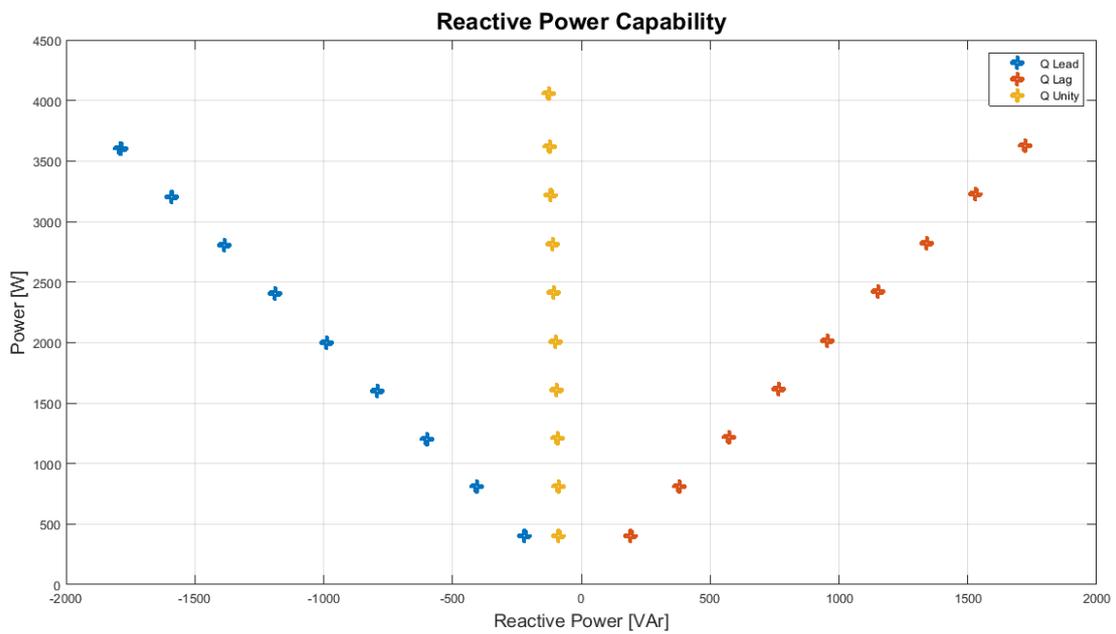
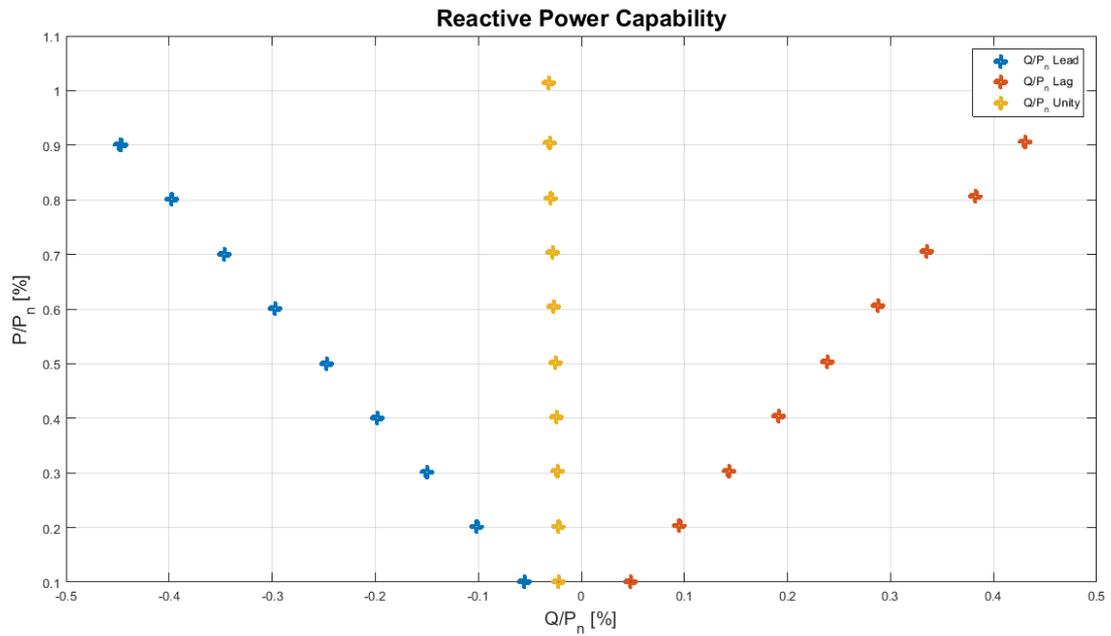


TABLE: POWER FACTOR MEASUREMENT Tabela: Medição do fator de potência	
Ambient temperature (°C) <i>Temperatura ambiente (C°)</i>	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) <i>Humidade (RH%)</i>	35%
Instrumentation list <i>Lista de equipamentos</i>	See table "Measurement equipment and instrumentation" <i>Consulte a tabela "Medição e instrumentação"</i>
Uncertainty <i>Incerteza</i>	See table "Testing Methods" <i>Consulte a tabela "métodos de ensaio"</i>
Site <i>Localização</i>	Fronius International GmbH
Supplementary information: <i>Outras informações:</i> Lock-out voltage: 220V	

Operator <i>Operador</i>	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor <i>Supervisor</i>	Marco Piva
Test Date <i>Data do teste</i>	22/2/2016 – 4/3/2016

6.4.2	FP Curve				
V/Vn%	V	P/Pn%	Active Power [W] <i>Potência ativa</i>	Reactive Power [Var] <i>Potência reativa</i>	cosφ
105	230	10	399	43	0.99
105	230	20	800	43	0.99
105	230	50	1996	72	0.99
105	230	75	2991	1008	0.94
105	230	100	3648	1637	0.91
100	220	100	3648	1637	0.91
95	210	100	3924	79	0.99

TABLE: REACTIVE POWER CONTROL Tabela: Controle da potência reativa	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	Fronius International GmbH
Supplementary information: Reactive power command was given using "Fronius Solar Cert" PC software, communicating with inverter using a RS485 line. To allow this communication "Fronius Converter USB" accessory was used. Outras informações: Comando de potência reativa foi dada usando "Fronius Solar Cert" software PC, a comunicação com inversor utilizando uma linha RS485. Para permitir essa comunicação "Fronius conversor USB" foi usado acessórios	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.5		Reactive Power Control					
Q _[CAP]							
Available power P/Pn [%] Potência disponível P/Pn	Active Power [W] Potência ativa	Reactive Power [VAR] Potência reativa	Q/Pn [%]	cosφ parameter value Valor do parâmetro	Q Aspected [VAR] Esperado	Delta [VAR]	limit [VAR] Limite
10	396	-1735	-43%	0.22	1742	-7	100
20	796	-1742	-44%	0.42	1742	0	100
30	1199	-1748	-44%	0.57	1742	5	100
50	1998	-1761	-44%	0.75	1742	19	100
75	3004	-1777	-44%	0.86	1742	35	100
100	3610	-1787	-45%	0.90	1742	45	100

6.5		Reactive Power Control Controle da potência reativa					
Q _[IND]							
Available power P/Pn [%] Potência disponível P/Pn	Active Power [W] Potência ativa	Reactive Power [VAR] Potência reativa	Q/Pn [%]	cosφ parameter value Valor do parâmetro (Unity)	Q Aspected [VAR] Esperado	Delta [VAR]	limit [VAR] Limite
10.00	427	1758	44%	0.24	1742	16	100
20.00	825	1749	44%	0.43	1742	7	100
30.00	1228	1742	44%	0.58	1742	-1	100
50.00	2026	1729	43%	0.76	1742	-13	100
75.00	3031	1718	43%	0.87	1742	-25	100
100.00	3633	1715	43%	0.90	1742	-28	100

6.5		Reactive Power control					
Q=0							
Available power P/Pn [%] Potência disponível P/Pn	Active Power [W] Potência ativa	Reactive Power [VAR] Potência reativa	Q/Pn [%]	cosφ parameter value Valor do parâmetro (Unity)	Q Aspected [VAR] Esperado	Delta [VAR]	limit [VAR] Limite
10.00	411	-76	-1.89%	0.98	0	76	100
20.00	810	-78	-1.96%	1.00	0	78	100
30.00	1211	-70	-2.00%	1.00	0	70	100
50.00	2011	-73	-2.27%	1.00	0	73	100
75.00	3017	-78	-2.62%	1.00	0	78	100
100.00	4059	-76	-2.91%	1.00	0	76	100

6.4.2

Reactive Power Control
Controle da potência reativa

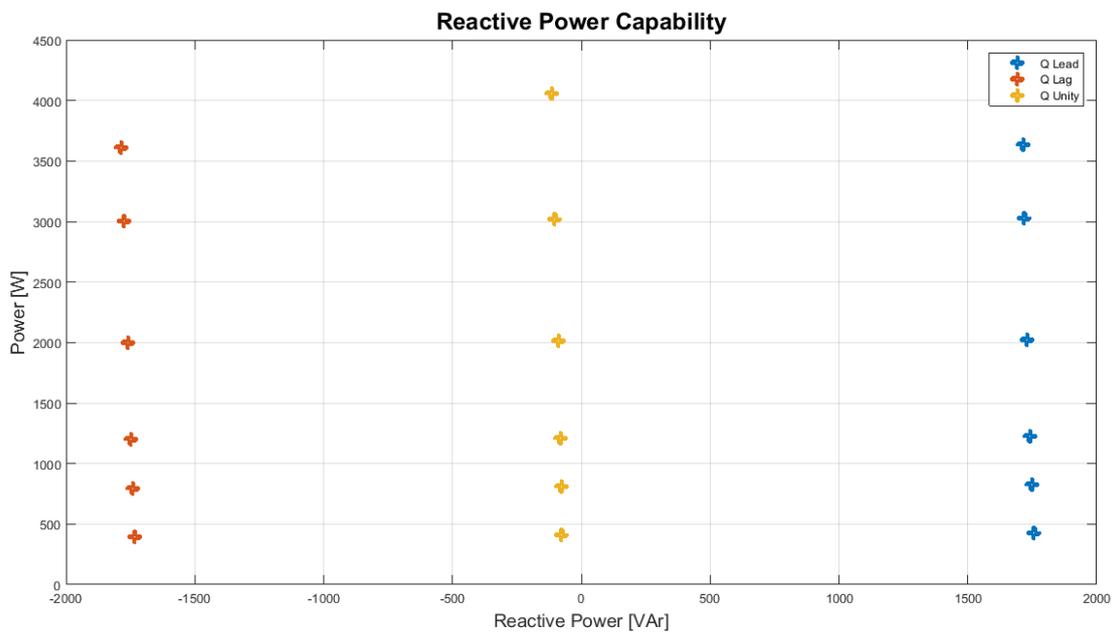
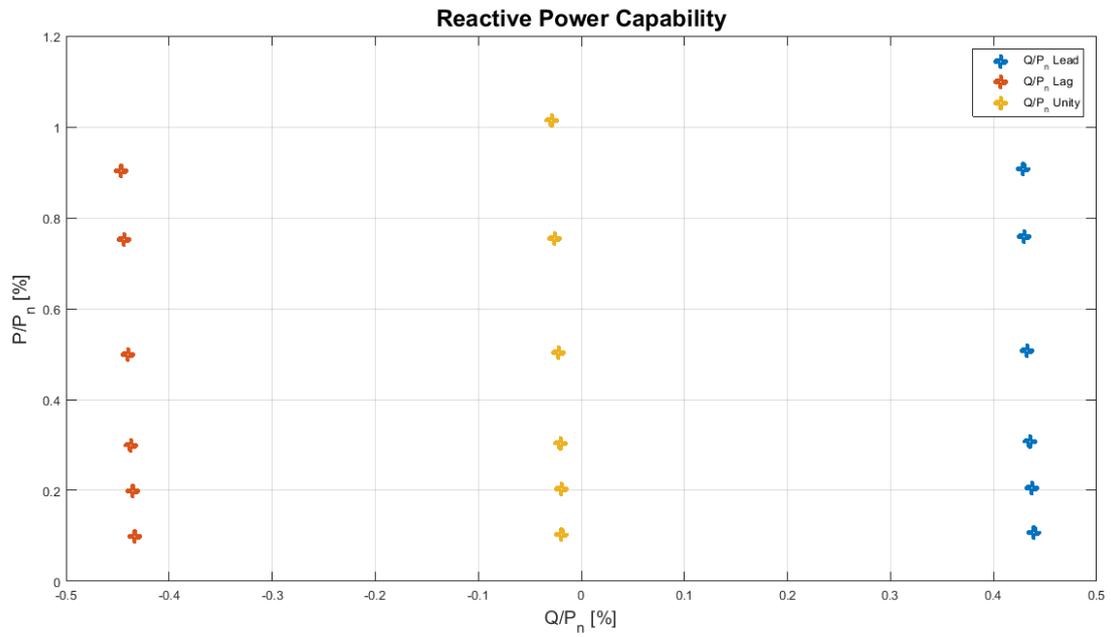


TABLE: VOLTAGE VARIATION <i>Tabela: Variação da tensão</i>	
Ambient temperature (°C) <i>Temperatura ambiente (C°)</i>	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) <i>Humidade (RH%)</i>	35%
Instrumentation list <i>Lista de equipamentos</i>	See table "Measurement equipment and instrumentation" <i>Consulte a tabela "Medição e instrumentação"</i>
Uncertainty <i>Incerteza</i>	See table "Testing Methods" <i>Consulte a tabela "métodos de ensaio"</i>
Site <i>Localização</i>	Fronius International GmbH
Supplementary information: None <i>Outras informações: Nenhum</i>	

Operator <i>Operador</i>	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor <i>Supervisor</i>	Marco Piva
Test Date <i>Data do teste</i>	22/2/2016 – 4/3/2016

6.6 Table of Voltage Variation				
Test <i>Teste</i>	Disconnection value <i>Valor de desconexão</i>	Limit <i>Limite</i>	Trip Time [ms] <i>Tempo da viagem</i>	Trip Time Limit [ms] <i>Limite do tempo de viagem</i>
Over Voltage <i>Sobre tensão</i>	243.3	242	178	200
Under Voltage <i>Sub tensão</i>	176.4	176	378	400

TABLE: FREQUENCY VARIATOION <i>Tabela: Variação da Frequência</i>	
Ambient temperature (°C) <i>Temperatura ambiente (C°)</i>	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) <i>Humidade (RH%)</i>	35%
Instrumentation list <i>Lista de equipamentos</i>	See table "Measurement equipment and instrumentation" <i>Consulte a tabela "Medição e instrumentação"</i>
Uncertainty <i>Incerteza</i>	See table "Testing Methods" <i>Consulte a tabela "métodos de ensaio"</i>
Site <i>Localização</i>	Fronius International GmbH
Supplementary information: None <i>Outras informações: Nenhum</i>	

Operator <i>Operador</i>	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor <i>Supervisor</i>	Marco Piva
Test Date <i>Data do teste</i>	22/2/2016 – 4/3/2016

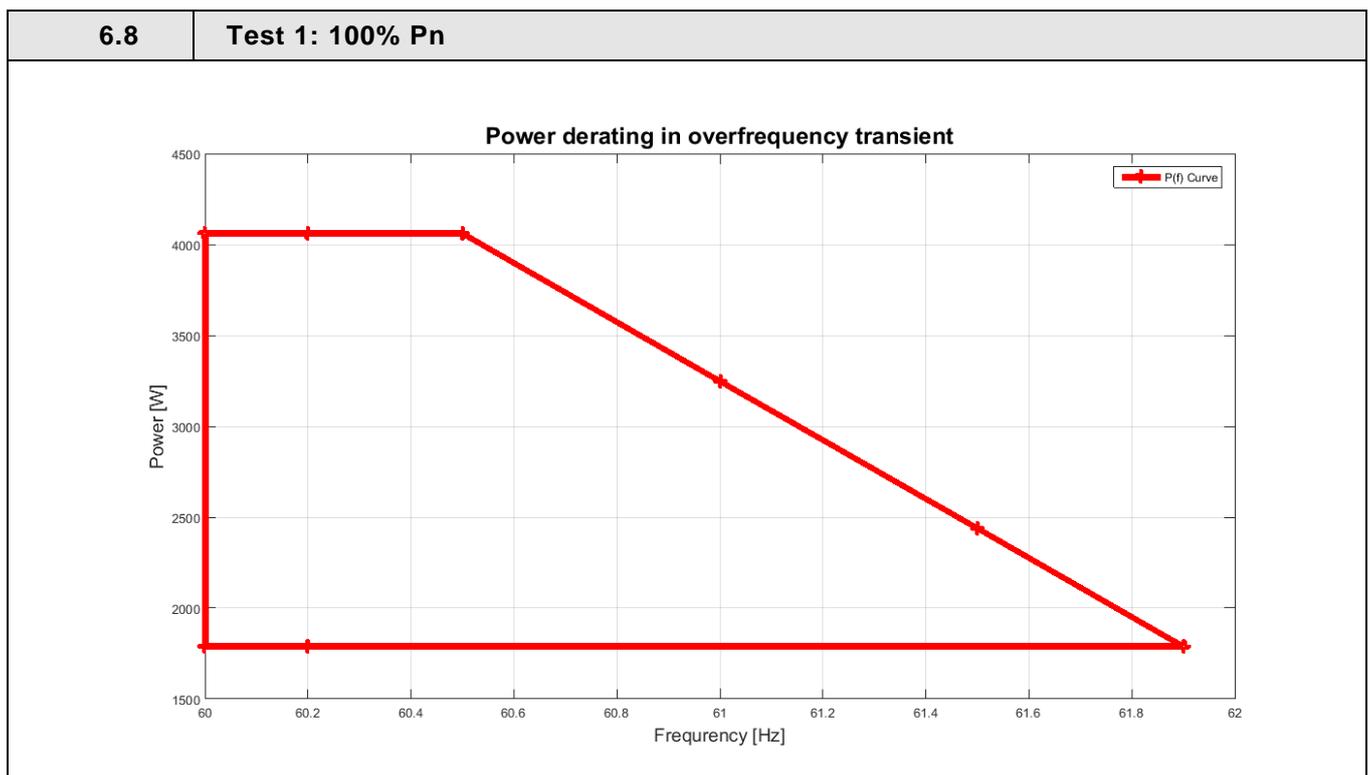
6.7 TABLE: FREQUENCY VARIATOION				
Test <i>Teste</i>	Disconnection value <i>Valor de desconexão</i>	Limit <i>[V]</i> <i>Limite</i>	Trip Time <i>[ms]</i> <i>Tempo da viagem</i>	Trip Time Limit <i>[ms]</i> <i>Limite do tempo de viagem</i>
Over frequency <i>Sobre Frequência</i>	62.01	62.00	198.4	200
Under Frequency <i>Sub Frequência</i>	57.50	57.50	199.2	200

TABLE: ACTIVE POWER CONTROL IN OVER FREQUENCY
Tabela: Controle da potência ativa em sobre frequência

Ambient temperature (°C): Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %): Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list: Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty: Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site: Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

Operator: Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor: Supervisor	Marco Piva
Test Date: Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.8 Test 1: 100% Pn Teste 1: 100% Pn							
Step Etapa	Set output power [%] Valor da potência de saída	Frequency [Hz] Frequência	Expected power value [W] Valor de potência esperado	Actual power values [W] Valores de potência reais	Delta value Valores Delta	Limits ± 2.5% Pn Limites	Graph point Ponto do gráfico
1	100	60.00	4000	4060	-60	100	P1
2	100	60.20	4000	4060	-60	100	P2
3	100	60.50	4000	4060	-60	100	P3
4	100	61.00	3200	3250	-50	100	P4
5	100	61.50	2400	2439	-39	100	P5
6	100	61.90	1760	1788	-28	100	P6
7	100	60.20	1760	1788	-28	100	P7
8	100	60.00 (30 sec.)	1760	1788	-28	100	P8
9	100	60.00 (300 sec.)	4000	4060	-60	100	P9



6.8		Test 2: 50% Pn					
Step Etapa	Set output power [%] Valor da potência de saída	Frequency [Hz] Frequência	Expected power value [W] Valor de potência esperado	Actual power values [W] Valores de potência reais	Delta value Valores Delta	Limits ± 2.5% Pn Limites	Graph point Ponto do gráfico
1	50	60.00	2000	2021	-21	100	P1
2	50	60.20	2000	2021	-21	100	P2
3	50	60.50	2000	2024	-24	100	P3
4	50	61.00	1600	1628	-28	100	P4
5	50	61.50	1200	1211	-11	100	P5
6	50	61.90	880	899	-19	100	P6
7	50	60.20	880	899	-19	100	P7
8	50	60.00 (30 sec.)	880	899	-19	100	P8
9	50	60.00 (300 sec.)	2000	2021	-21	100	P9

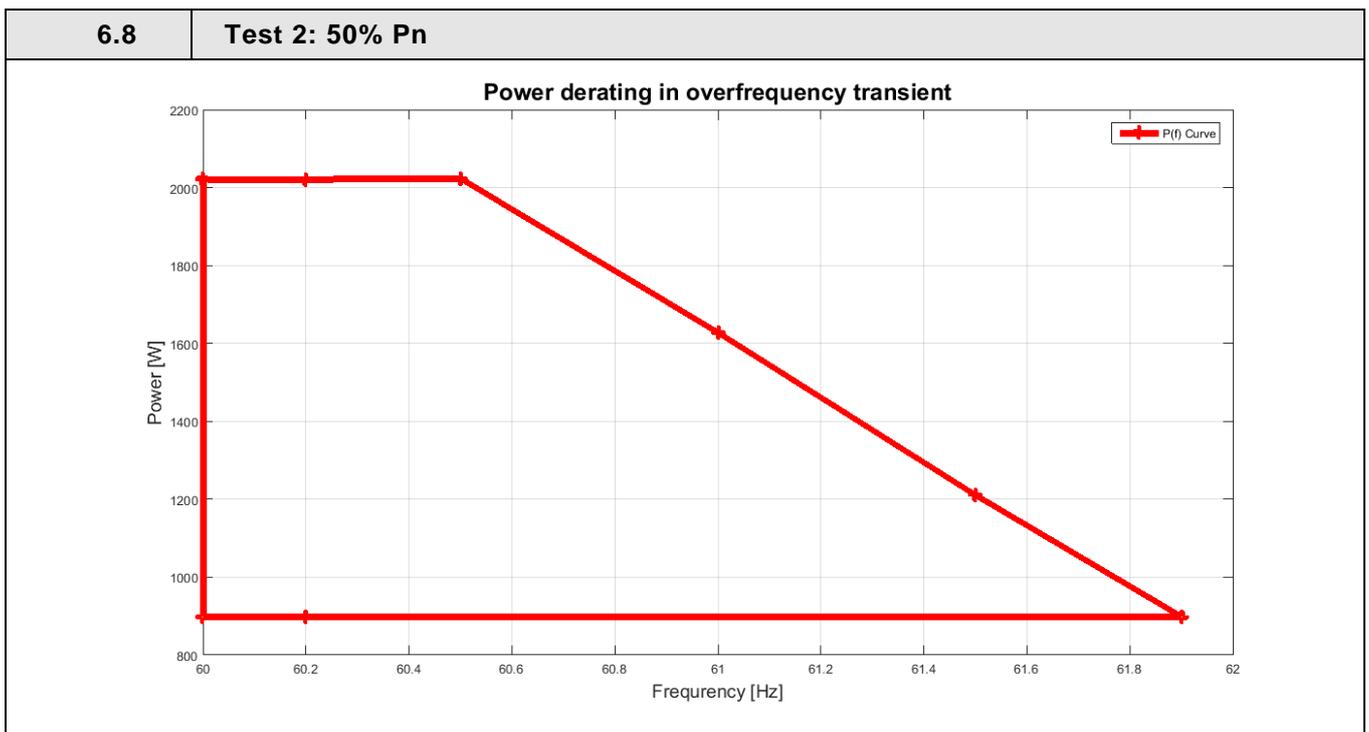


TABLE: RECONNECTION TIME Tabela: Tempo de reconexão	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.9 Table: Reconnection Time		
Fault Falha	Time for check before connection to grid after fault (s) Tempo de avaliação antes de reconectar a rede depois da falha	Limit > 20÷300 (s) before reconnection Limite > 20÷300 antes de reconectar
Over Frequency Sobre frequência	55.8	Pass
Under Frequency Sub Frequência	58.2	Pass
Over voltage Sobre tensão	85.2	Pass
Under voltage Sub tensão	70.6	Pass

TABLE: VERIFICATION OF INSENSIBILITY TO THE RECLOSURES WHEN PHASES ARE IN DISCORDANCE
Tabela: Verificação da insensibilidade a reconectar quando as fases estão em discordância

Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

Test Teste	Output Power during phase shift [W] Potência de saída durante a mudança de fase	Phase displacement [°] Deslocamento da fase	Result Resultado
1	4021	+90°	No damage inverter
2	4022	-90°	No damage inverter
3	2131	+180°	No damage inverter
4	3314	180°	No damage inverter

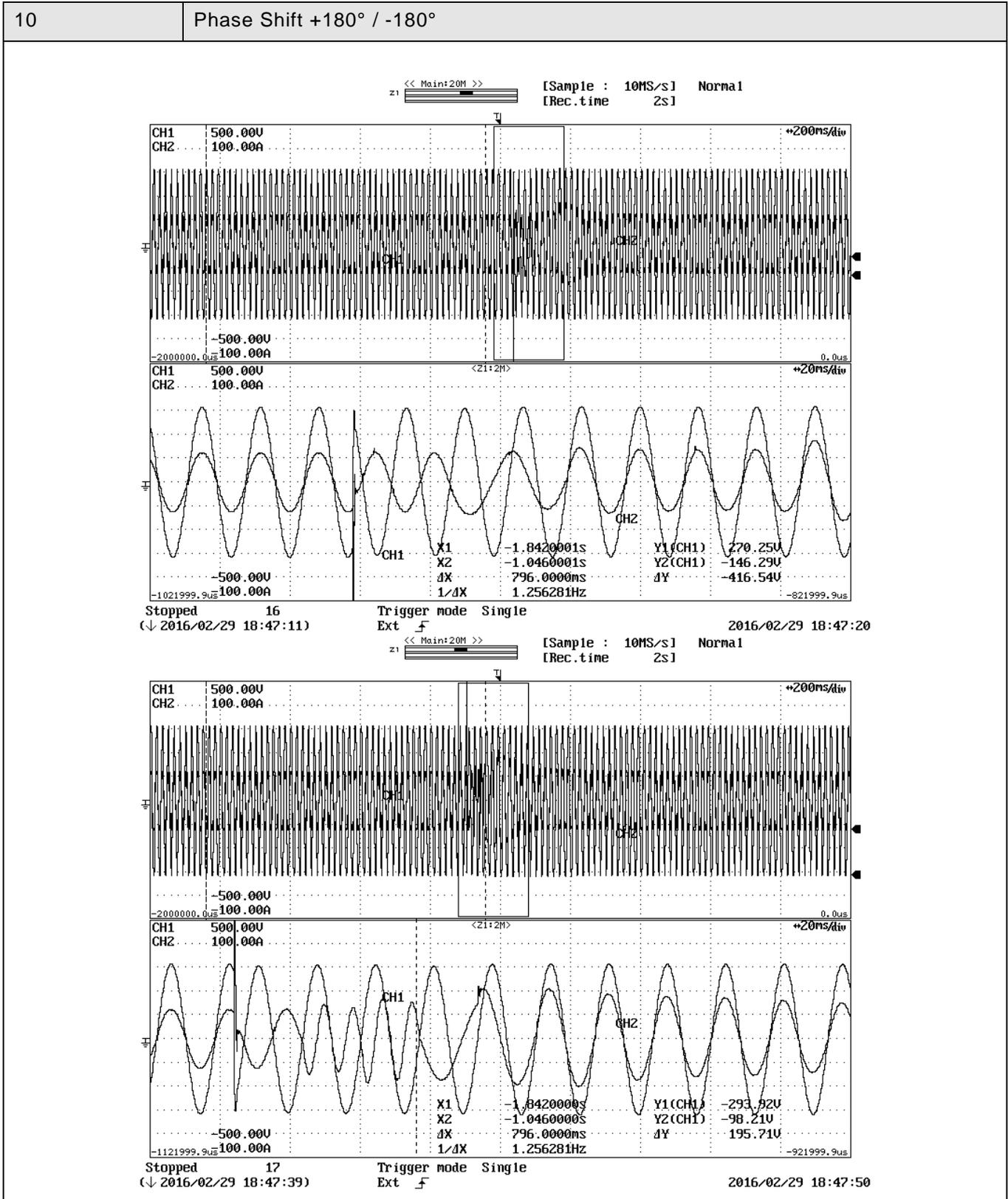


TABLE: ACTIVE POWER LIMITATION Tabela: Limitação da potência ativa	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	Fronius International GmbH
Supplementary information: Active power command was given using "Fronius Solar Cert" PC software, communicating with inverter using a RS485 line. To allow this communication "Fronius Converter USB" accessory was used. Outras informações: Comando de potência foi dada usando "Fronius Solar Cert" software PC, a comunicação com inversor utilizando uma linha RS485. Para permitir essa comunicação "Fronius conversor USB" foi usado acessórios.	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.11 Table of Active Power Limitation Tabela de limitação da potência activa				
P/Pn %	Active Power Potência Reais [W]	P/Pn %	Active Power Potência Reais [W]	P/Pn %
10	405	400	5	100
20	810	800	10	100
30	1210	1200	10	100
40	1608	1600	8	100
50	2009	2000	9	100
60	2415	2400	15	100
70	2812	2800	12	100
80	3215	3200	15	100
90	3617	3600	17	100
100	4057	4000	57	100

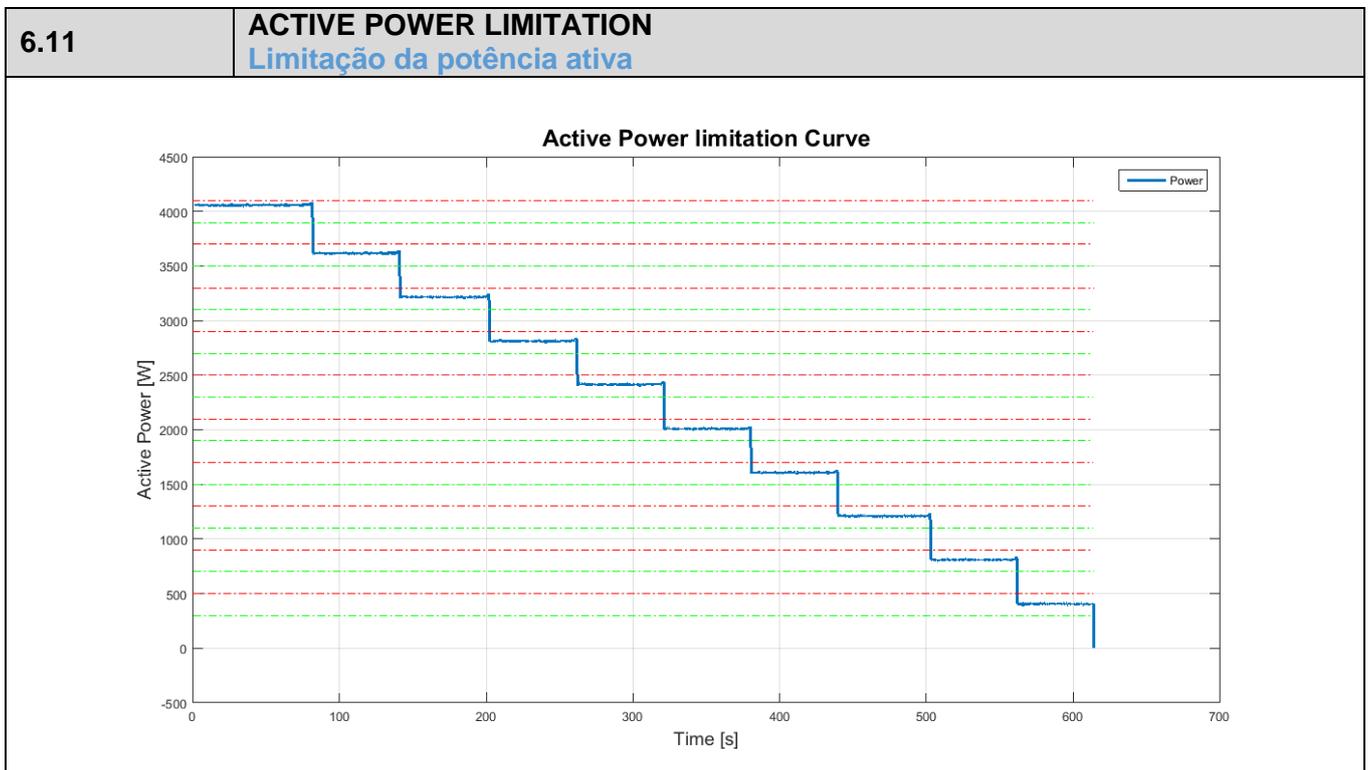


TABLE: REACTIVE POWER COMMAND Tabela: Comando da potência reativa	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	Fronius International GmbH
Supplementary information: Reactive power command was given using "Fronius Solar Cert" PC software, communicating with inverter using a RS485 line. To allow this communication "Fronius Converter USB" accessory was used. Outras informações: Comando de potência reativa foi dada usando "Fronius Solar Cert" software PC, a comunicação com inversor utilizando uma linha RS485. Para permitir essa comunicação "Fronius conversor USB" foi usado acessórios.	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.12 Reactive Power Command Comando da potência reativa				
Step Passo	Command Comando	Step Passo	Command Comando	Step Passo
1	-0.75	2026.341	-1780.49	0.75
2	1	2009.756	-58.0488	1
3	0.75	1999.024	1740.488	0.75

TABLE: DISCONNECTION AND RECONNECTION TO GRID
Tabela: Desconexão e reconexão à rede

Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	Fronius International GmbH
Supplementary information: Shut Down command was given using "Fronius Solar Cert" PC software, communicating with inverter using a RS485 line. To allow this communication "Fronius Converter USB" accessory was used. Outras informações: Comando de encerramento foi dada usando "Fronius Solar Cert" software PC, a comunicação com inversor utilizando uma linha RS485. Para permitir essa comunicação "Fronius conversor USB" foi usado acessórios.	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.13
Table: Reconnection Time
Tabela: Desconexão e reconexão à rede

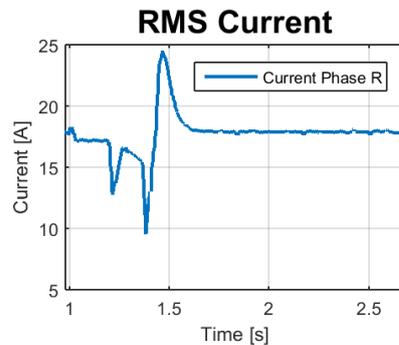
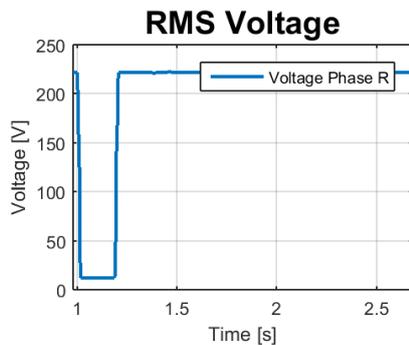
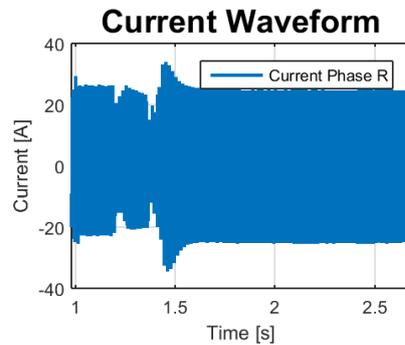
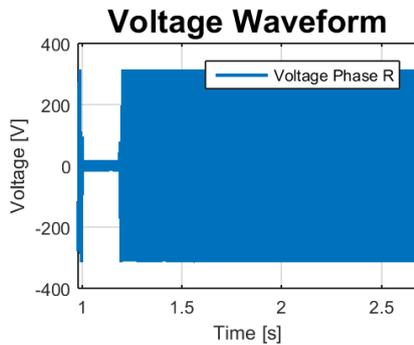
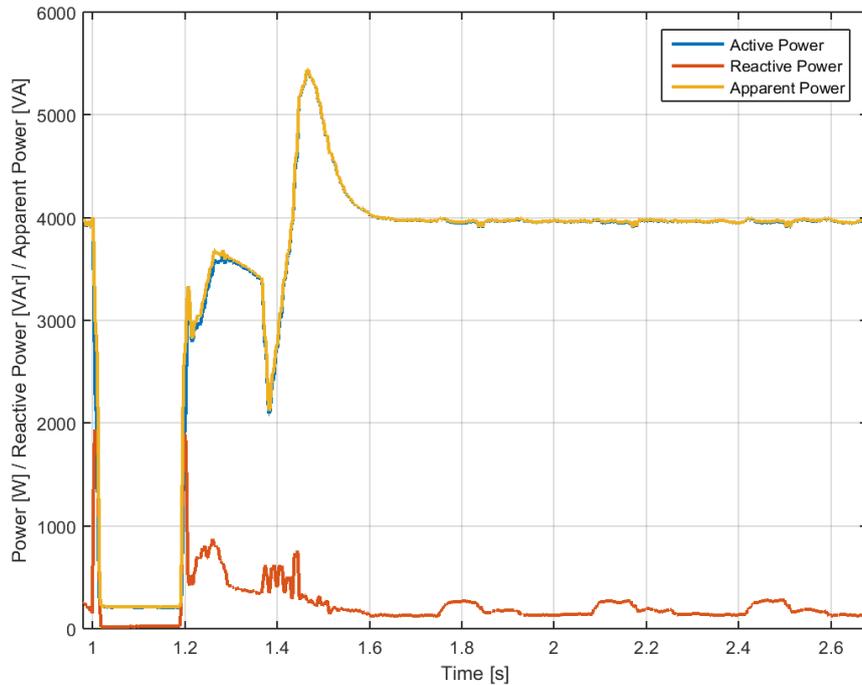
Command Comando	Inverter status Estado do Inversor	Result Resultado
Off	Disconnection Desligado	Pass
On	Connection after 30 sec. Conectado após 30 segundos	Pass

TABLE: FAULT RIDE THROUGH (FRT) Tabela: Falha de passagem	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

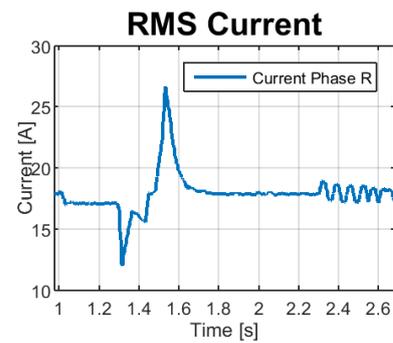
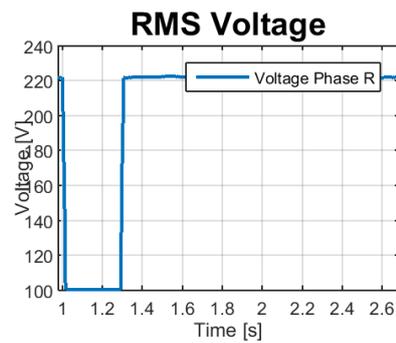
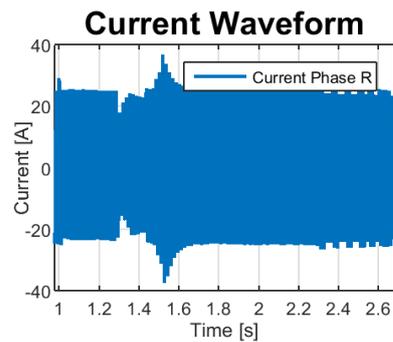
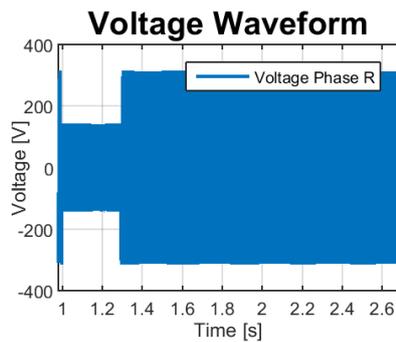
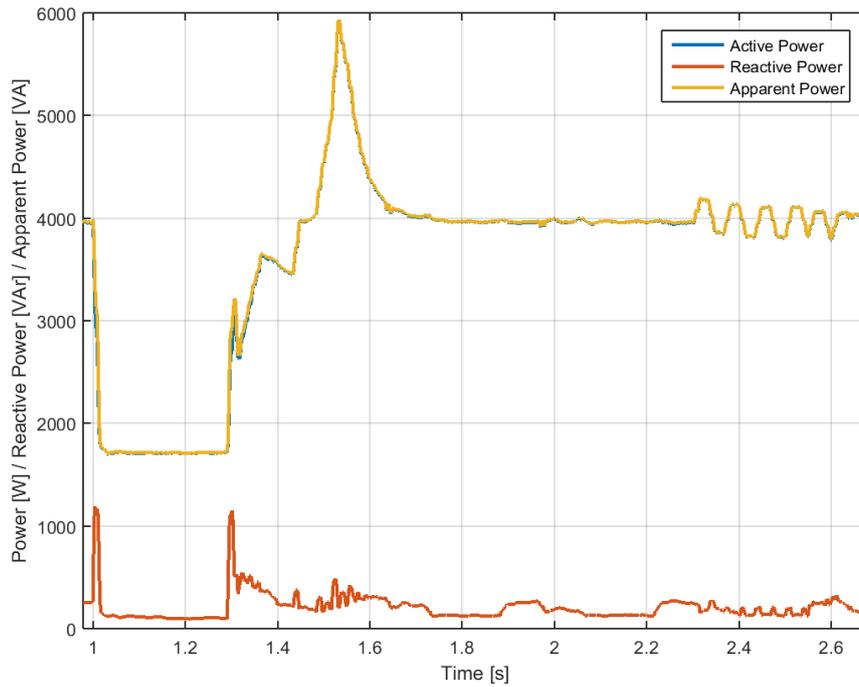
Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.14		TABLE: FAULT SPECIFICATION Tabela: Especificação das falhas					
TEST	FAULT	VOLTAGE P-N (% Vn)			PHASE SHIFT		
		Phase 1	Phase 2	Phase 3	Φ1	Φ2	Φ3
3	5%	87% ± 5%	87% ± 5%	5% ± 5%	27°	-147°	113°
4	45%	90% ± 5%	90% ± 5%	45% ± 5%	15°	-135°	115°

6.14 Test 1: V= 5% Vn for 190 ms Sym

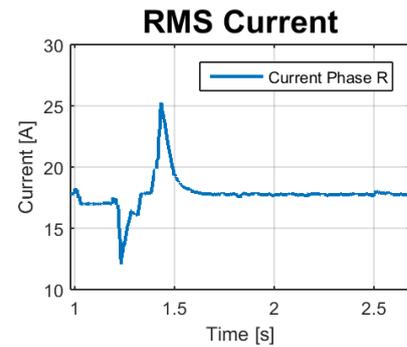
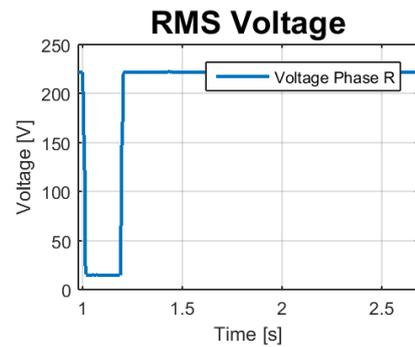
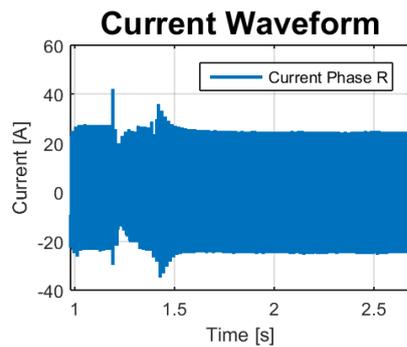
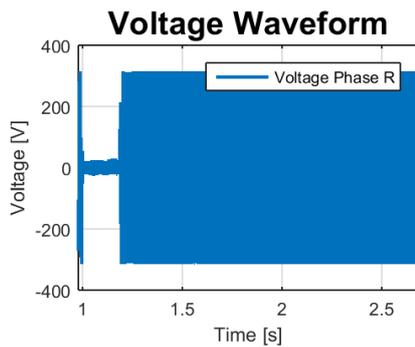
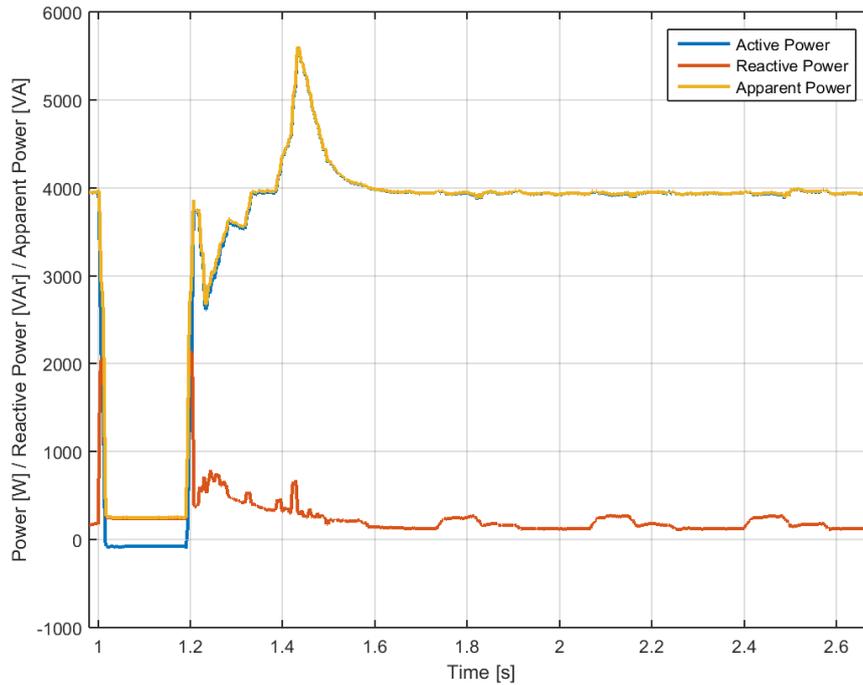


6.14 Test 2: V = 45% Vn for 290 ms Sym





6.14 Test 3:V= 5% Vn for 190 ms Asym



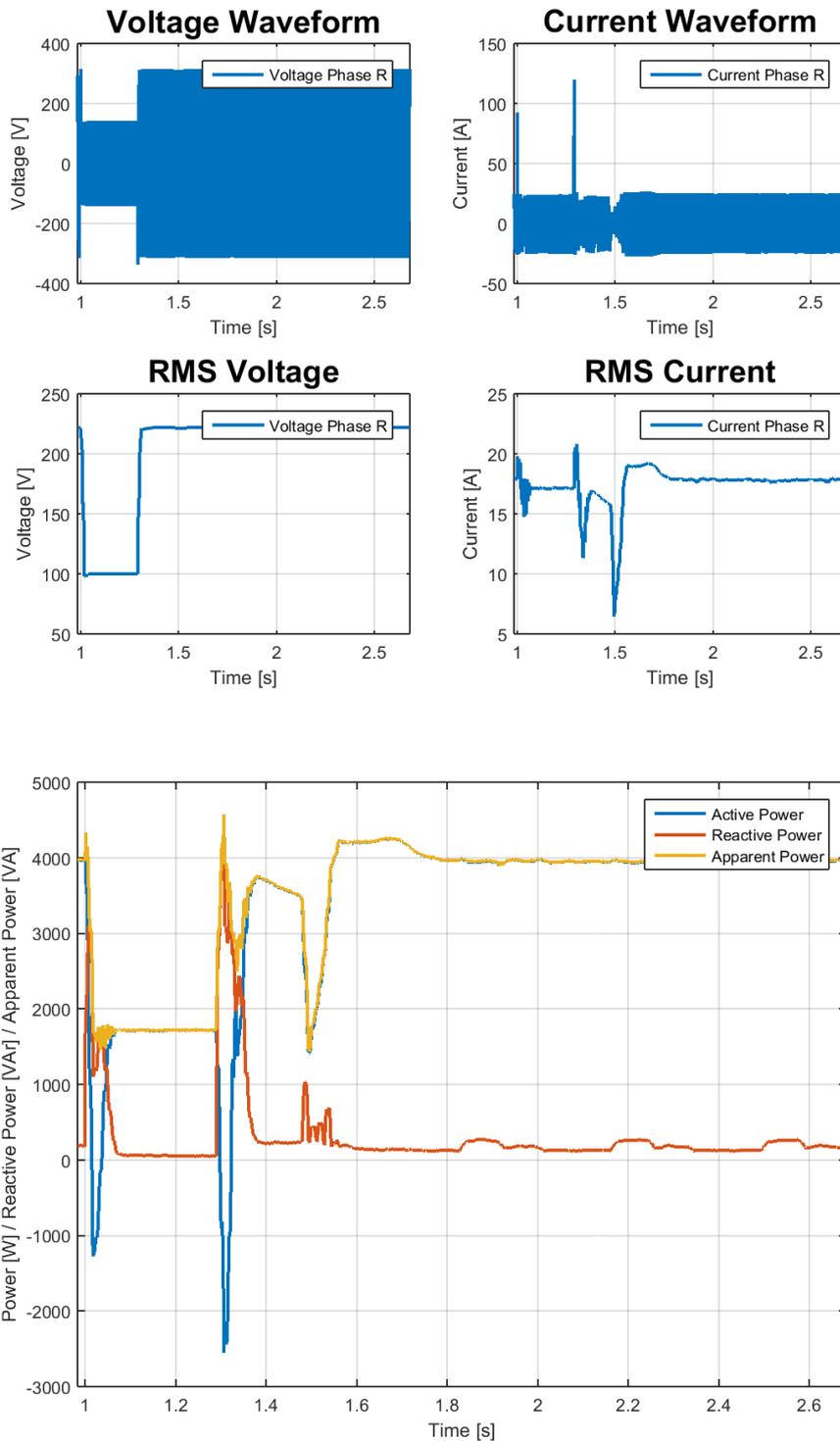
6.14
Test 4: V = 45% Vn for 290 ms Asym


TABLE : PROTECTION AGAINST REVERSED POLARITY
Tabela: Proteção contra polaridade inversa

Ambient temperature (°C) <i>Temperatura ambiente (C°)</i>	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) <i>Humidade (RH%)</i>	35%
Instrumentation list <i>Lista de equipamentos</i>	See table "Measurement equipment and instrumentation" <i>Consulte a tabela "Medição e instrumentação"</i>
Uncertainty <i>Incerteza</i>	See table "Testing Methods" <i>Consulte a tabela "métodos de ensaio"</i>
Site <i>Localização</i>	TÜV Rheinland Italia S.r.l.

Supplementary information:

Test performed with array simulator programmed to provide maximum inverter's dc input power and dc input voltage.

Inverter output supplied with nominal input voltage, 60Hz (and resistive load set to 110% of inverter's maximum dc input power).

Test performed on SAMPLE 1 :

- During fault application the E.U.T doesn't connect to the grid.
- No damage was found on inverter.
- After removing the fault, the inverter works regularly.

Test performed on SAMPLE 2 :

- During fault application the E.U.T doesn't connect to the grid.
- No damage was found on inverter.
- After removing the fault, the inverter works regularly.

(see reference to serial number and part number on page 1)

Outras informações:

Teste realizado com simulador de matriz programado para fornecer potência máxima de entrada do inversor DC e tensão de entrada CC.

A saída do inversor alimentado com tensão nominal de entrada, 60Hz (e carga resistiva definido para 110% do inversor de potência máxima de entrada dc).

Teste realizado na Amostra 1:

- Durante a aplicação culpa E.U.T não se conectar à rede.
- Nenhum dano foi encontrado no inversor.
- Depois de remover a falha, o inversor funciona regularmente.

Teste realizado na Amostra 2:

- Durante a aplicação culpa E.U.T não se conectar à rede.
- Nenhum dano foi encontrado no inversor.
- Depois de remover a falha, o inversor funciona regularmente.

(Ver referência ao número e parte do número de série na página 1)

Operator	Antonio Somma
Operador	Mario Comboni
Supervisor	Marco Piva
Supervisor	
Test Date	22/2/2016 – 4/3/2016
Data do teste	

TABLE : OVERLOAD

Tabela: Sobre carga

Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	TÜV Rheinland Italia S.r.l.

Supplementary information:

Test performed with array simulator programmed to provide 120% of maximum inverter's dc input power. Inverter output supplied with nominal input voltage, 60Hz (and resistive load set to 130% of inverter's maximum dc input power).

Test performed on SAMPLE 1 :

- During the test have been applied overload on DC side for fifteen minute .
- The inverter has limited the output power at 4000 W.
- No damage was found on inverter.
- After removing the fault, the inverter works regularly.

Test performed on SAMPLE 2 :

- During the test have been applied overload on DC side for fifteen minute .
- The inverter has limited the output power at 4000 W.
- No damage was found on inverter.
- After removing the fault, the inverter works regularly.

Outras informações:

Teste realizado com simulador de matriz programado para fornecer 120% da potência máxima de entrada do inversor DC.

A saída do inversor alimentado com tensão nominal de entrada, 60Hz (e carga resistiva definido para 130% do inversor de potência máxima de entrada dc).

Teste realizado na Amostra 1:

- Durante o teste foram sobrecarga aplicada no lado DC para 15 minutos.
- O inversor tem limitado o poder de saída em 4000 W.
- Nenhum dano foi encontrado no inversor.
- Depois de remover a falha, o inversor funciona regularmente.

Teste realizado na Amostra 2:

- Durante o teste foram sobrecarga aplicada no lado DC para 15 minutos.
- O inversor tem limitado o poder de saída em 4000 W.
- Nenhum dano foi encontrado no inversor.
- Depois de remover a falha, o inversor funciona regularmente.

Operator	Antonio Somma
Operador	Mario Comboni
Supervisor	Marco Piva
Supervisor	
Test Date	22/2/2016 – 4/3/2016
Data do teste	

TABLE: ANTI ISLANDING PROTECTION Tabela: Proteção Anti Içamento	
Ambient temperature (°C) Temperatura ambiente (C°)	23 °C ± 2 °C
Humidity (RH %) Humidade (RH%)	35%
Instrumentation list Lista de equipamentos	See table "Measurement equipment and instrumentation" Consulte a tabela "Medição e instrumentação"
Uncertainty Incerteza	See table "Testing Methods" Consulte a tabela "métodos de ensaio"
Site Localização	Fronius International GmbH
Supplementary information: None Outras informações: Nenhum	

Operator Operador	Antonio Somma Mario Comboni
Supervisor Supervisor	Marco Piva
Test Date Data do teste	22/2/2016 – 4/3/2016

6.17	Table of Anti Islanding Protection
	Tabela: Proteção Anti Ihamento

No.	P _{EUT} ¹⁾ (% of EUT rating)	Reactive load (% of Q _L in 6.1.d)1)	P _{AC} ²⁾ (% of nominal)	Q _{AC} ³⁾ (% of nominal)	Run on time (ms)**	P _{EUT} (W)	V _{DC} (V)	Remarks ⁴⁾	Verdict
1	100	100	0.000	0.000	306	3975	773	Test A at BL	Pass
2	66	66	0.000	0.000	339	2186	525	Test B at BL	Pass
3	33	33	0.000	0.000	142	995	278	Test C at BL	Pass
4	100	100	-200.000	-200.000	210	3972	773	Test A at IB	Pass
5	100	100	-200.000	0.000	66	3978	773	Test A at IB	Pass
6	100	100	-200.000	200.000	296	3976	773	Test A at IB	Pass
7	100	100	0.000	-200.000	66	3975	773	Test A at IB	Pass
8	100	100	0.000	200.000	96	3973	773	Test A at IB	Pass
9	100	100	200.000	-200.000	257	3978	773	Test B at IB	Pass
10	100	100	200.000	0.000	270	3974	773	Test A at IB	Pass
11	100	100	200.000	200.000	187	3973	773	Test B at IB	Pass
12	66	66	0.000	-110.000	278	2188	525	Test B at IB	Pass
13	66	66	0.000	-88.000	249	2189	525	Test B at IB	Pass
14	66	66	0.000	-66.000	192	2187	525	Test B at IB	Pass
15	66	66	0.000	-44.000	231	2186	525	Test B at IB	Pass
16	66	66	0.000	-22.000	79	2188	525	Test B at IB	Pass
17	66	66	0.000	22.000	341	2184	525	Test B at IB	Pass
18	66	66	0.000	44.000	112	2183	525	Test B at IB	Pass
19	66	66	0.000	66.000	367	2183	525	Test B at IB	Pass
20	66	66	0.000	88.000	75	2184	525	Test A at IB	Pass
21	66	66	0.000	110.000	180	2183	525	Test B at IB	Pass
22	33	33	0.000	-50.000	314	991	278	Test B at IB	Pass
23	33	33	0.000	-40.000	276	992	278	Test B at IB	Pass
24	33	33	0.000	-30.000	213	992	278	Test B at IB	Pass
25	33	33	0.000	-20.000	185	994	278	Test B at IB	Pass
26	33	33	0.000	-10.000	67	993	278	Test B at IB	Pass
27	33	33	0.000	10.000	75	997	278	Test B at IB	Pass
28	33	33	0.000	20.000	120	993	278	Test B at IB	Pass
29	33	33	0.000	30.000	337	996	278	Test B at IB	Pass
30	33	33	0.000	40.000	298	991	278	Test B at IB	Pass
31	33	33	0.000	50.000	179	997	278	Test B at IB	Pass

¹⁾ P_{EUT}: EUT output power

²⁾ P_{AC}: Real power flow at S1 as in Figure 1. Positive value means the power from EUT to utility. Nominal value is the 0% test condition value.

³⁾ Q_{AC}: Reactive power flow at S1 as in Figure 1. Positive value means the power from EUT to utility. Nominal value is the 0% test condition value

⁴⁾ BL: Balance condition. IB: Imbalance condition

*: Needs to be measured if any of the recorded run-on times at imbalanced condition are longer than the one recorded for the rated balance condition at test condition A

** "Run on time" must be < 2s

The filled out switch-off time values the highest among the three phase

TESTING INSTRUMENT LIST

Lista de equipamentos e instrumentos

Measurement equipment and instrumentation Equipamentos e instrumentos de medição				
INSTRUMENTS Instrumentos		MANUFACTURER Fabricante	MODEL Modelo	TÜV RHEINLAND ITALIA Ref. Referência TÜV RHEINLAND ITALIA
<input checked="" type="checkbox"/>	Power Analyzer	YOKOGAWA	WT500	87020193
<input type="checkbox"/>	Power Analyzer	YOKOGAWA	WT230	87010027
<input checked="" type="checkbox"/>	Power Quality Analyzer (with 6 probes)	Chauvin Arnoux	C.A 87334B	87010232
<input checked="" type="checkbox"/>	Power Analyzer	Elspec	G4500	87020817
<input type="checkbox"/>	Current Shunt DC	RS	100A dc	98020198
<input type="checkbox"/>	Oscilloscope	YOKOGAWA	DLM2054	87020194
<input type="checkbox"/>	Current probe	YOKOGAWA	7011930	87020195
<input type="checkbox"/>	Differential voltage probe	YOKOGAWA	7011926	87020196
<input checked="" type="checkbox"/>	Scope corder	YOKOGAWA	SL 1400	87020239
<input checked="" type="checkbox"/>	Current probe	YOKOGAWA	96033	87020240 87020241 87020242
<input checked="" type="checkbox"/>	RLC Load	N.B.N AUTOMATION RLC	Load	87020226
<input checked="" type="checkbox"/>	Grid Simulator	AMETEK	MX30	87010273
<input checked="" type="checkbox"/>	Dc Power Supply	REGATRON	Top Con Quadro	87010278
<input checked="" type="checkbox"/>	Harmonics and Flicker analyzer	EM Test	DPA503	87010274
<input type="checkbox"/>	Artificial lumped impedance for flicker	EM Test	AIF503N32	87010275
<input type="checkbox"/>	Digital Multimeter	AGILENT TECHNOLOGIES	U1242A	87010022
<input type="checkbox"/>	Current Clamp For Digital Multimeter	ALCRON	DT-98	87010033
<input type="checkbox"/>	Digital Multimeter	ISO-TECH	IDM 305	87020142
<input type="checkbox"/>	Test Fingernail	ATS GALBUSERA	01.10	87010127
<input type="checkbox"/>	Safety Tester	FLUKE	601PRO XL	87010179

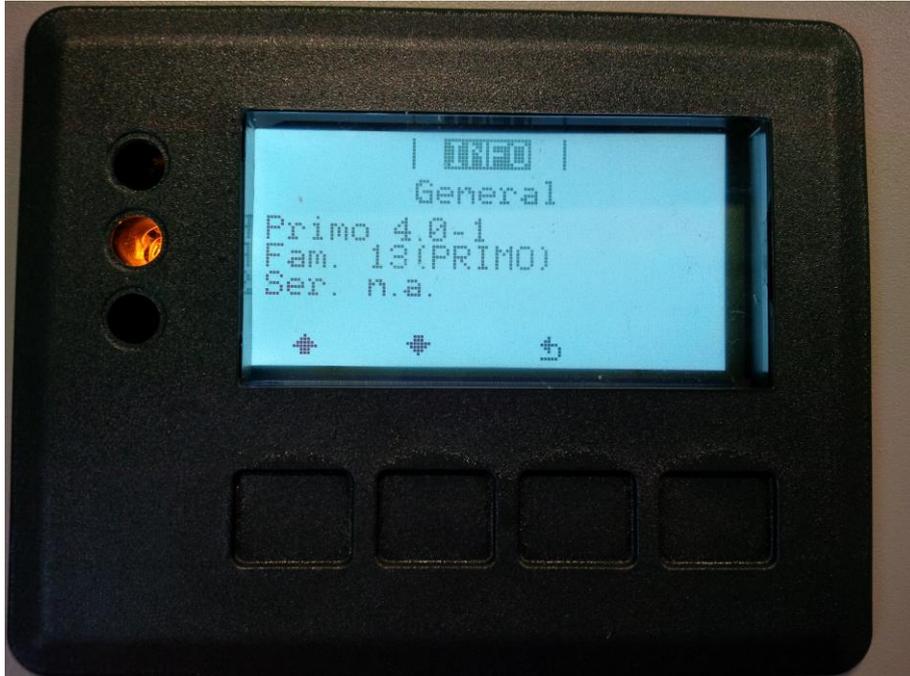
Measurement equipment and instrumentation <i>Equipamentos e instrumentos de medição</i>				
INSTRUMENTS <i>Instrumentos</i>		MANUFACTURER <i>Fabricante</i>	MODEL <i>Modelo</i>	TÜV RHEINLAND ITALIA Ref. <i>Referência TÜV RHEINLAND ITALIA</i>
<input type="checkbox"/>	Data Acquisition Unit	AGILENT TECHNOLOGIES	34970A	87010205
<input type="checkbox"/>	Probe For Oscilloscope	GMW	GE 3121	87010220
<input type="checkbox"/>	Earth Continuity Tester	KIKUSUI	TOS6210	87010238
<input type="checkbox"/>	HV Tester	SCHLEICH	GLP1-e HV-AC	87010239
<input type="checkbox"/>	Dummy Load For HV Tester	SCHLEICH	4000987	87010240
<input type="checkbox"/>	Surge Generator	EMTEST	VSS 500 N6	87010269
<input type="checkbox"/>	Load Cell	LAUMAS ELETTRONICA	CTL 200	87010245
<input type="checkbox"/>	Phono-meter	BRÜEL & KJÆR	2236	87020108
<input type="checkbox"/>	Thermal chamber	VÖTSCH	VT4004	87020091
<input type="checkbox"/>	Thermal chamber	Angelantoni Industrie	Higros 50	87020030
<input type="checkbox"/>	Thermal chamber	Weiss Technik	SB22/300/40	87020044
<input type="checkbox"/>	Thermal chamber	Vötsch	VT7012S2	87020094
<input type="checkbox"/>	Thermal chamber	Vötsch	VCV4057-5	87020093
<input type="checkbox"/>	Caliper	MITUTOYO	CD-6"C	87020051

Testing Methods <i>Metodos de ensaio</i>		
Metodi di Prova <i>/Testing Methods.</i> <i>Métodos de ensaio</i>	Incertezza <i>/Uncertainty</i> <i>Incerteza</i>	Fattore di copertura k <i>/coverage factor K</i> <i>Fator de correção K</i>
Misura di Tensione in Continua <i>/direct voltage measurement</i>	0.50% lett	2.00
Misura di Corrente in Continua <i>/direct current measurement</i>	0.35% lett	2.00
Misura di Tensione Alternata in regime Dinamico <i>/Alternate Voltage measurement (Dynamic regime)</i>	0.75% lett	2.10
Misura di Tensione Alternata in regime Statico <i>/Alternate Voltage measurement (Static regime)</i>	0.40% lett	2.00
Misura di Corrente Alternata in regime Dinamico <i>/Alternate current measurement (Dynamic regime)</i>	0.75% lett	2.10
Misura di Corrente Alternata in regime Statico <i>/Alternate Current measurement (Static regime)</i>	0.35% lett	2.00
Misura di Potenza Attiva/Reattiva/Apparente in regime dinamico <i>/Active/Reactive/Apparend power measurement (Dynamic regime)</i>	1.4% lett	2.20
Misura di Potenza Attiva/Reattiva/Apparente in regime statico <i>/Active/Reactive/Apparend power measurement (Static regime)</i>	0.40% lett	2.00
Misura del fattore di potenza <i>/Power factor measurement</i>	0.014	2.20
Prova di Riscaldamento - Misura mediante Termocoppie <i>/Heating test – Thermocouples method</i>	4.1 °C	2.20
Prova di Riscaldamento – Misura della Variazione di Resistenza <i>/Heating test – change of resistance method</i>	4.5 °C	2.00
Prova di Riscaldamento nel triedro di prova <i>/Heating on test corner</i>	3.3 °C	2.16
Prova di Rigidità Dielettrica <i>/Dielectric strength test</i>	2.4% lett	2.00
Misura della Resistenza di Isolamento <i>/insulation resistance test</i>	2.5% lett	2.00
Misura della Continuità di Terra <i>/Earth continuity test</i>	2.3% lett	2.05
Misura della Corrente di Dispersione <i>/Leakage current test</i>	3.0% lett	2.00
Misura della Tensione Residua ai Capi della Spina <i>/Residual voltage test</i>	5.2%	2.06
Prova di Freddo IEC/EN 60068-2-1 /Cold test	1.9 °C	2.05
Prova di Caldo Secco IEC/EN 60068-2-2 <i>/Dry heat test</i>	2.3 °C	2.11
Prova di Caldo Umido IEC/EN 60068-2-78 <i>/Humidity test</i>	5.7%RH	2.00

Testing Methods <i>Metodos de ensaio</i>		
Metodi di Prova <i>/Testing Methods.</i> <i>Métodos de ensaio</i>	Incertezza <i>/Uncertainty</i> <i>Incerteza</i>	Fattore di copertura k <i>/coverage factor K</i> <i>Fator de correção K</i>
Prova del Filo Incandescente (Glow Wire test)	11.2 °C	2.11
Prova di Resistenza alla Fiamma ad Ago <i>/Niddle flame resistance</i>	0.63 sec	2.23
Prova di Vibrazioni Sinusoidali IEC/EN 60068-2-6 <i>/Sinusoidal vibration test</i>	3.5% acc.gen.	2.00
Prova di Nebbia Salina IEC/EN 60068-2-11 <i>/Salt mist test</i>	2.3 °C	2.11
Prova del cambio di temperatura IEC/EN 60068-2-14 <i>/Change of temperature test</i>	2.3 °C	2.11
Misura della Correnti Armoniche IEC/EN 61000-3-2 e IEC/EN 61000-3-12 <i>/Harmonics current test IEC/EN 61000-3-2 and IEC/EN 61000-3-12</i>	4.1% lett	2.00
Misura delle Fluttuazioni di Tensione e dei Flicker IEC/EN 61000-3-3 e IEC/EN 61000-3-11 <i>/Flicker test IEC/EN 61000-3-3 and IEC/EN 61000-3-11</i>	5.0%	2.00
Misura dei Tempi / Frequenza <i>/Time measurement - frequency</i>	0.025%	2.13
Prova dell'Impulso di tensione (Surge test)	4.2% Vset	2.00
	90 ns salita	2.23
	1.9 us emival	2.23
Grado di Protezione IPX3 <i>/ Degrees of protection IPX3</i>	4.0 % lett.	2.00
Grado di Protezione IPX4 <i>/ Degrees of protection IPX4</i>	1.7 % lett.	2.00
Grado di Protezione IPX5 <i>/ Degrees of protection IPX5</i>	3.5 % lett.	2.00
Grado di Protezione IPX6 <i>/ Degrees of protection IPX6</i>	2.9 % lett.	2.00
Tutte le incertezze sopra riportate sono espresse normalmente con livello di fiducia 95%. All the above mentioned uncertainties are expressed with a coverage probability of 95%.		

PICTURES RELEASE

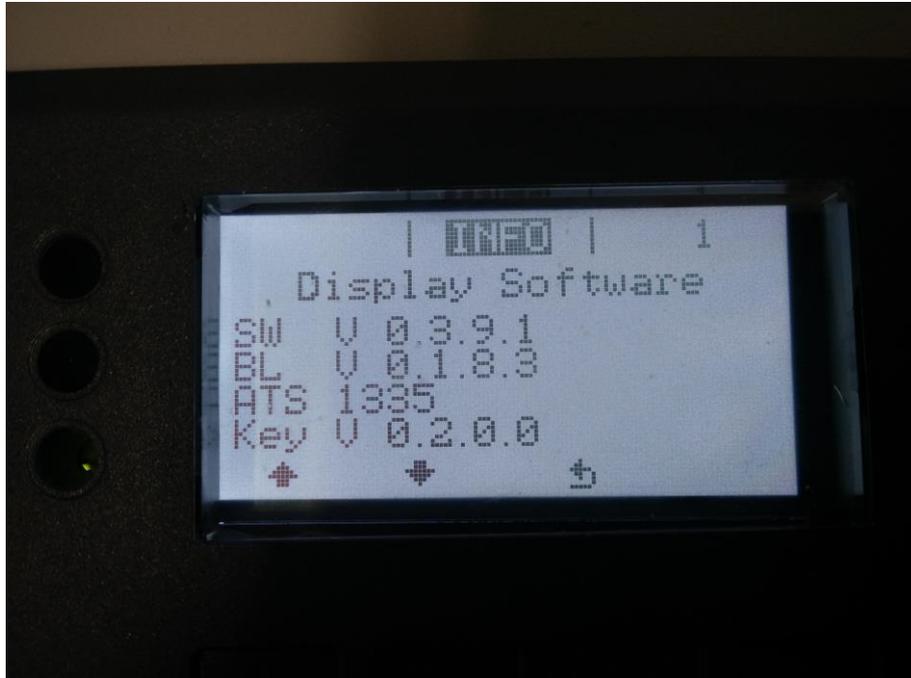
Fotos



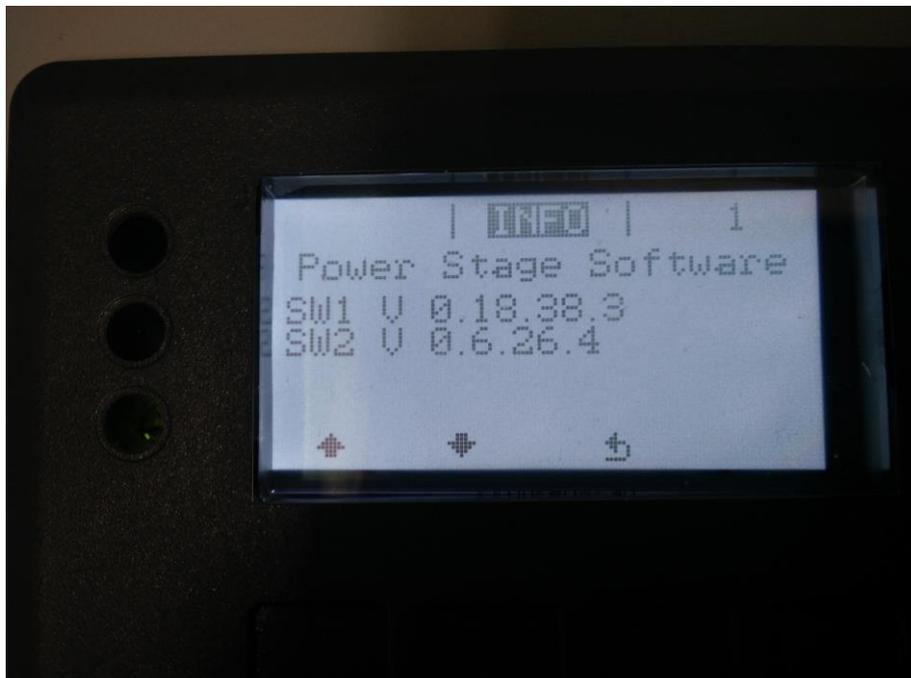
Product information



Country setup



Firmware version RECERBO



Firmware version Power Stage and Filter Board (PRFIL8ROW PRIMOPS8-2)

END TEST REPORT

Final do relatório de ensaios

MANUAL DE INSTALAÇÃO**Estrutura Terrestre Monoposte – RS232C**

4 módulos fotovoltaicos
Longarina 4800mm

**Composição do Suporte**

Perfil C

Fixador Central
(Mid Clamp)Fixador Final
(End Clamp)**Ferramentas/Equipamentos**

- Chave de boca para parafuso sextavado M10;
- Chave de boca para parafuso sextavado M12;
- Parafusadeira/furadeira com bocal para parafuso auto atarrachante 6.3mm;
- Transferidor de graus ou equipamento que faça função similar.

Torque de Aperto

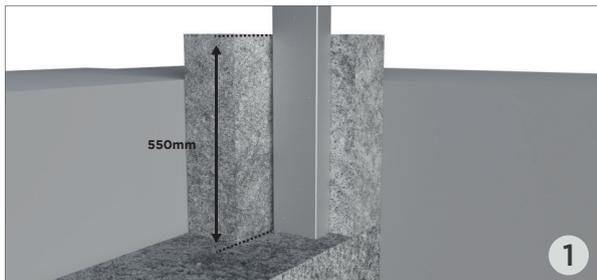
- Parafuso M12 - 5daN.m;
- Parafuso M10 - 1,5daN.m.
- Parafuso 6.3x38mm - 0.5daN.m

! Cuidados

- Verificar o correto esquadreamento da estrutura;
- Ao final da instalação realizar inspeção visual, a fim de verificar a correta fixação de todos os elementos.

Conectando a estrutura

- Verifique no manual do módulo quais as distâncias de fixação;



- 1 Concretar as pilastras com 550mm de profundidade obedecendo as distâncias entre os pés;
- 2 Conectar as travessas utilizando o parafuso M12;
- 3 Instalar as longarinas utilizando parafusos M10. Regular o ângulo da estrutura utilizando o transferidor ou equipamento que faça função similar;

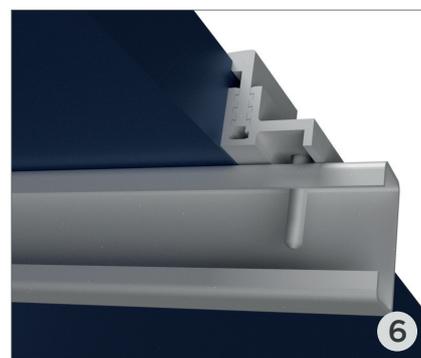
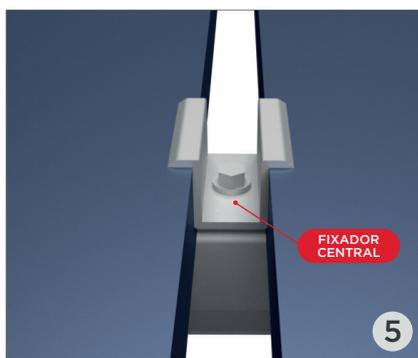
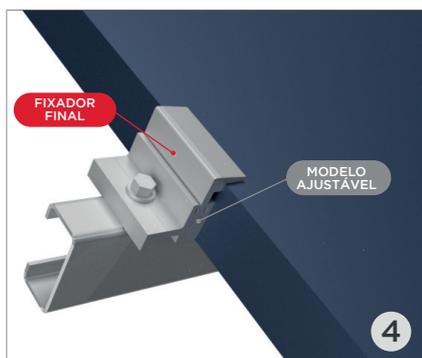
Travar a estrutura apertando o parafuso M10 do oblongo de regularem.

APLICAÇÃO CORRETA DO TORQUE DE APERTO DO PARAFUSO AUTO BROCANTE



Instalação das placas

- Coloque o módulo sobre as longarinas de aço;

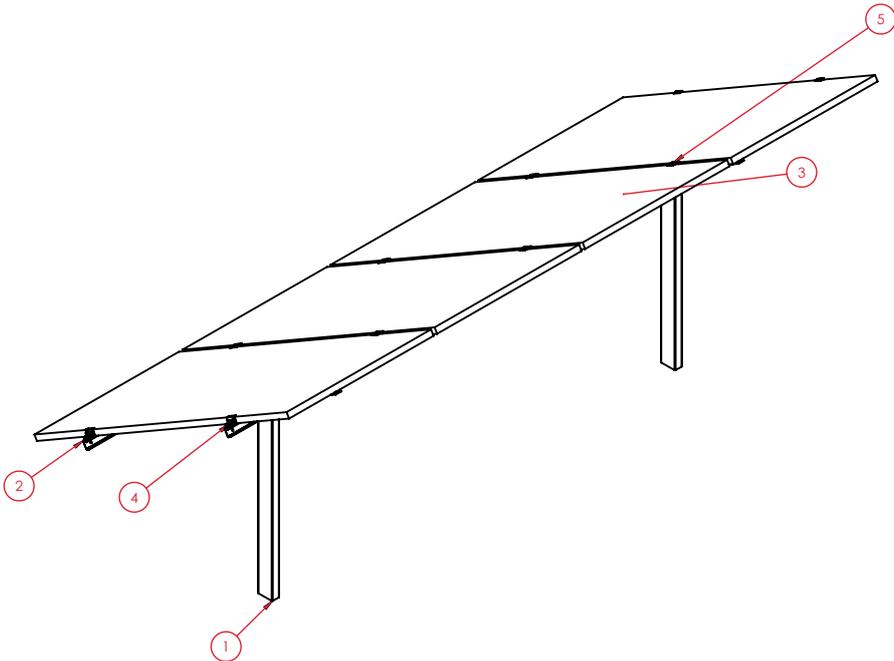


- 4 Faça primeiro a fixação da lateral do módulo através do fixador final. O furo em que o parafuso é fixado, é feito através da ponta de brocagem do mesmo;
- 5 Coloque o segundo módulo e faça a fixação utilizando o fixador central. O furo em que o parafuso é fixado, é feito através da ponta de brocagem do mesmo;
- 6 Após a instalação de todos os módulos no trilho, coloque o fixador final.

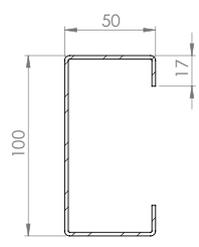
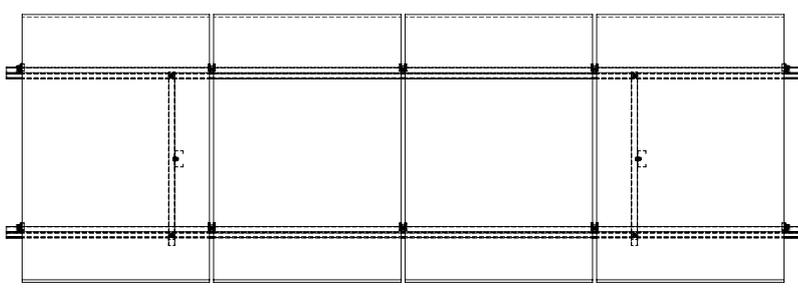
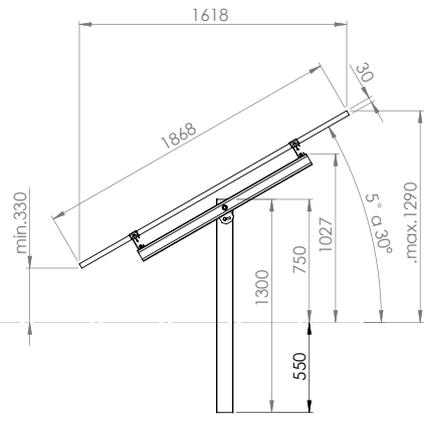
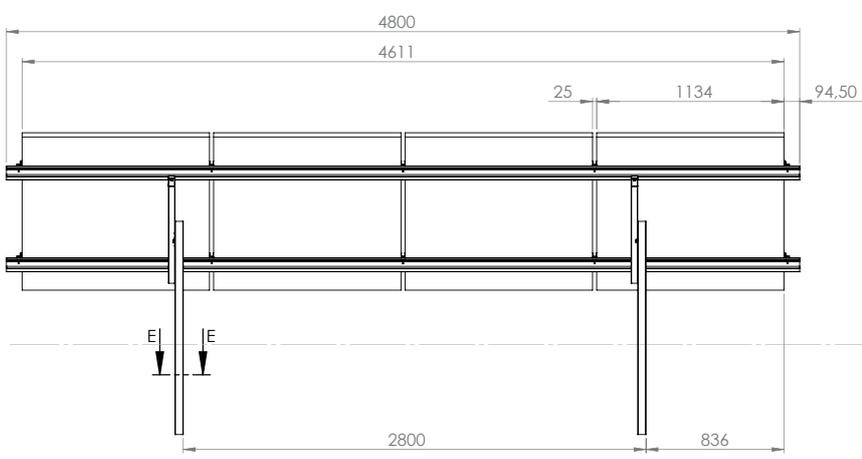
Obs 1. Os fixadores final e central, atendem a módulos com altura de 30 a 40mm.

Obs 2. Proteção garantida por zincagem a fogo, permitindo áreas descobertas de zinco de até 1 cm², sem perda de proteção (isto inclui furos necessários para fixação dos módulos, arranhões e descascados acidentais).

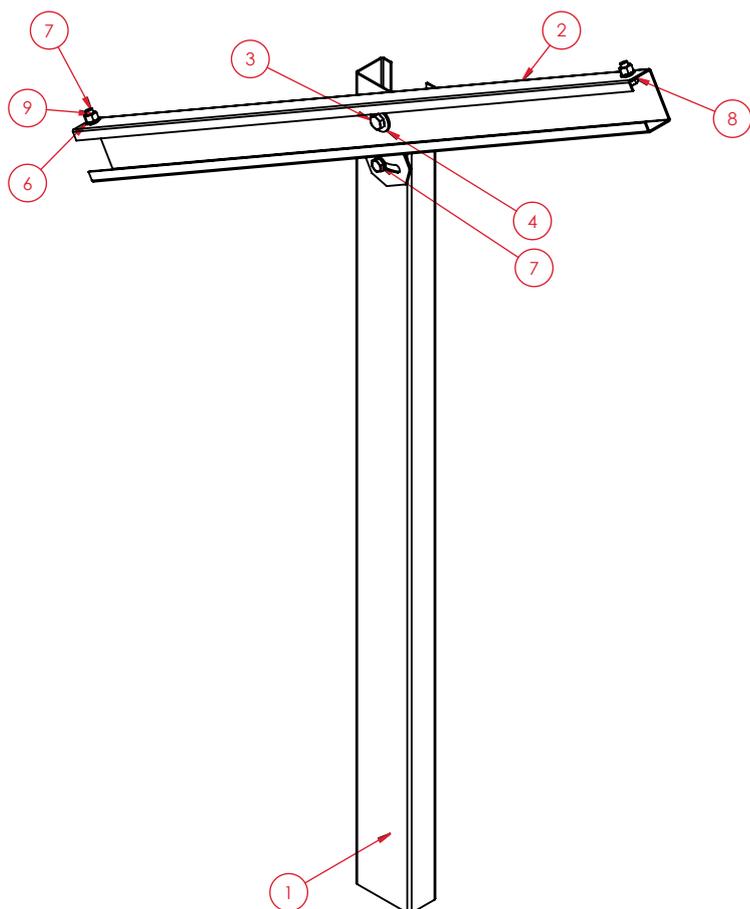
Projeto executivo



Nº	Referência	QTD.
1	tesoura	2
2	longarina	2
3	módulo	4
4	fixador final	4
5	fixador central	6

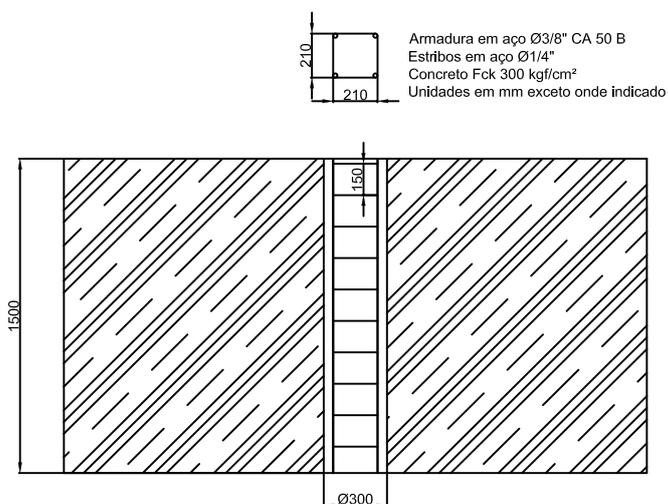
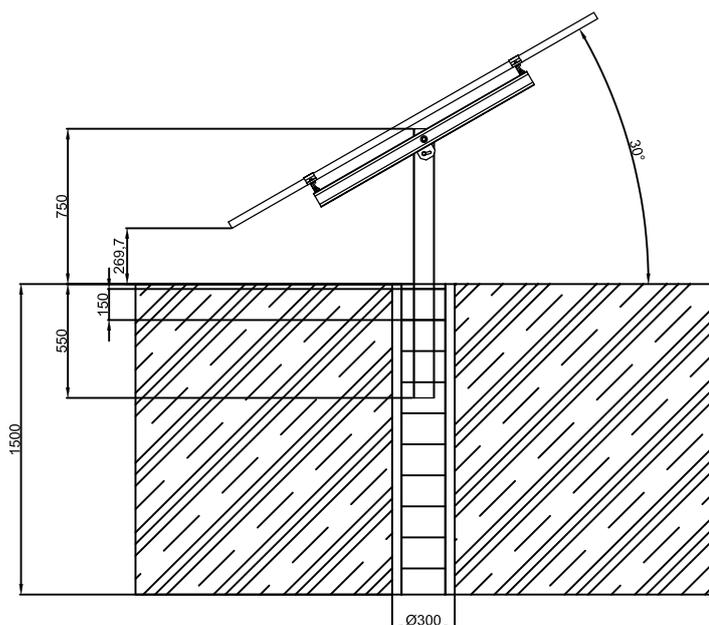


Projeto executivo



Nº	Referência	QTD.
1	pilastra	1
2	travessa	1
3	parafuso sextavado M12x25	1
4	arruela circular 32x3x14	2
5	porca sextavada M12	1
6	arruela circular 19,48x1,8x10,5	6
7	parafuso sextavado M10x25	3
8	arruela de pressão M10	3
9	porca sextavada M10	3
10	arruela de pressão M12	1

Sugestão de fundação



Armadura em aço Ø3/8" CA 50 B
 Estribos em aço Ø1/4"
 Concreto Fck 300 kgf/cm²
 Unidades em mm exceto onde indicado