

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**  
**Universidade de São Paulo**

**Cesar Bastamante Soares**

**Conexão de Geração Distribuída**  
**Em**  
**Redes de Média Tensão**

**São Paulo**  
**2016**  
CESAR BASTAMANTE SOARES

CONEXÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
EM  
REDES DE MÉDIA TENSÃO

Monografia apresentada como forma  
de avaliação final do Curso de  
Especialização em Energias  
Renováveis, Geração Distribuída e  
Eficiência Energética.

Orientador: Prof. LD. José Aquiles  
Baesso Grimoni

São Paulo  
2016

Soares, Cesar Bastamante

**Conexão de Geração Distribuída em Redes de Média Tensão  
/ C. B. Soares. – São Paulo,  
2016. 49 p.**

**Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.**

**1. Palavras CHAVE Geração Distribuída; Geração Fotovoltaico; Acesso à Média Tensão**

**I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia II. t.**

**PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA**  
**Universidade de São Paulo**

FOLHA DE APROVAÇÃO

Cesar Bastamante Soares

Conexão de Geração Distribuída em Redes de Média Tensão

Monografia submetida ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da USP, como requisito para a conclusão do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

---

Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni PEA/USP  
Orientador

---

Prof. Dr. Gustavo de Andrade Barreto IEE/USP

---

Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira EP/USP

de modo especial aos meus pais *Antônio* e *Amélia*, que me apoiam e dão forças, e a minha noiva e companheira *Rafaela*, por permanecer ao meu lado nos momentos mais difíceis.

## **AGRADECIMENTOS**

Meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que de alguma forma doaram um pouco de si para que a conclusão deste trabalho se tornasse possível, em especial ao meu orientador Prof. Dr. José Aquiles Baesso Grimoni e ao coordenador do curso de Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética, Prof. Dr. José Roberto Simões Moreira, que sempre me atenderam prontamente, auxiliando em minhas dificuldades e mostrando-se solícitos às minhas necessidades na busca pelo conhecimento e execução deste trabalho.

De modo especial também agradeço a todos os meus amigos e companheiros de trabalho da MBM Engenharia, que vem me dando a oportunidade de colocar em prática grande parte do conhecimento adquirido ao longo de minha vida acadêmica.

Toda a nossa ciência comparada com a realidade, é primitiva e infantil - e, no entanto, é a coisa mais preciosa que temos.

Albert Einstein

## **Resumo**

Este trabalho apresenta uma proposta através de um estudo de caso para a interligação de geração distribuída para clientes que tem o ponto de conexão com a concessionária em média tensão. O estudo de caso apresenta duas áreas para a instalação de placas fotovoltaicas, sendo uma horizontal, na cobertura de um prédio administrativo, e outra na vertical, na fachada norte de uma torre da edificação.

Para o presente estudo apresenta-se um referencial teórico, e ao fim dispõem-se de um estudo de viabilidade econômica, que visa dar suporte a decisão de instalação ou não dos grupos de células fotovoltaicas de acordo com suas respectivas áreas.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída; Geração Fotovoltaico; Acesso à Média Tensão



## **Abstract**

This work presents a proposal through a case study for the interconnection of distributed energy generation for customers who have a medium voltage connection point with their electricity supplier. The case study presents two areas for the installation of photovoltaic panels, horizontally, on the roof of an administrative building, and vertically, on the north facade of a tower building.

A theoretical framework is presented in the study and at the end there is an economic viability analysis which aims to support the decision of whether to install or not the photovoltaic cell groups according to their respective areas.

**Keywords:** Distributed Generation; Photovoltaic Generation; Access to Medium Voltage

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Geração Centralizada. Fonte .....	19
Figura 2: Geração Distribuída. ....	20
Figura 3: Localização em Coordenadas Geográficas .....	26
Figura 4: Irradiação Solar nas Proximidades.....	27
Figura 5: Irradiação Solar no plano Inclinado .....	27
Figura 6 : Esquema Unifilar Funcional .....	34
Figura 7 : Esquema Unifilar Geral para Interligação das Gerações Distribuídas.....	35
Figura 8: Cálculo de Viabilidade Econômica para a Área 1 – 90° .....	41
Figura 9: Cálculo de Viabilidade Econômica para a Área 1 – 45° .....	41
Figura 10: Cálculo de Viabilidade Econômica para a Área 1 – 21° .....	41

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Níveis De Tensão Considerados para Conexão de Centrais.....	23
Tabela 2: Pontuação para Certificação LEED .....	26
Tabela 3: Irradiação Solar no plano Inclinado, Área 2.....	29
Tabela 4: Irradiação Solar no plano Inclinado, Área 1 – 90° .....	30
Tabela 5: Irradiação Solar no plano Inclinado, Área 1 – 45° .....	30
Tabela 6: Itens Componentes da Instalação Fotovoltaica na Área 1 – 90° .....	37
Tabela 7: Itens Componentes da Instalação Fotovoltaica na Área 1 – 45° .....	38
Tabela 8: Itens Componentes da Instalação Fotovoltaica na Área 2 – 21° .....	38

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>AC ou CA</b>	Alternating Current - Corrente alternada
<b>DC ou CC</b>	<i>Direct Current</i> - Corrente Direta
<b>PURPA</b>	<i>Public Utilities Regulatory Policy Act</i>
<b>GD</b>	Geração Distribuída
<b>PRODIST</b>	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
<b>VAC</b>	Ventilação e Ar Condicionado
<b>LEED</b>	<i>Leadership in Energy and Environmental Design</i>
<b>PROCEL EDIFICA</b>	Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações
<b>CRESESB</b>	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
<b>CPFL</b>	Companhia Paulista de Força e Luz
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>TUSD</b>	Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição
<b>TE</b>	Tarifa de Energia
<b>PIS</b>	Programas de Integração Social
<b>COFINS</b>	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
<b>ICMS</b>	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
<b>VPL</b>	Valor Presente Líquido
<b>VP</b>	Valor Presente
<b>VF</b>	Valor Futuro
<b>TIR</b>	Taxa Interna de Retorno
<b>FC</b>	Fluxo de Caixa

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	13
1.1	Objetivo .....	13
1.2	Justificativa e Motivação .....	13
1.3	Metodologia de desenvolvimento do Trabalho .....	14
1.4	Organização .....	14
2.	HISTÓRIA E LEGISLAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	16
2.1	Alternativas Técnicas e Econômicas .....	16
2.2	História da Geração Distribuída .....	18
2.3	Legislações da Geração Distribuída no Exterior .....	20
2.4	Legislações da Geração Distribuída no Brasil.....	22
3.	ESTUDO DE CASO .....	24
3.1	Caracterização do Projeto .....	24
3.2	Fonte de Energia Renovável.....	26
3.4	Disponibilidade de Área para Geração Fotovoltaica .....	28
3.5	Arranjo Técnico dos Equipamentos .....	31
3.5.1	Sistema de Geração Fotovoltaica .....	31
3.5.2	Sistema de Conversão CC - CA .....	32
3.5.3	Sistema Distribuição em Baixa Tensão .....	32
3.5.4	Interligação com a Rede da Concessionária .....	33
4.	VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA.....	36
4.1	Viabilidade Econômica .....	38
5.	CONCLUSÕES.....	44
6.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	46
7.	ANEXO I .....	49
8.	ANEXO II .....	51

# **1. INTRODUÇÃO**

## **1.1 Objetivo**

Este trabalho tem por objetivo dar suporte técnico e regulamentar para a implantação de projetos de geração de energia distribuída em redes de distribuição de média tensão, cujo valor eficaz entre fases é superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Este nível de tensão é caracterizado pela ANEEL para atendimento a consumidores que possuam demanda entre 75 e 2.500 kW, o que engloba grande parte dos empreendimentos de médio e grande porte conectados ao sistema de distribuição de energia.

## **1.2 Justificativa e Motivação**

Tendo em vista os recentes problemas gerados pela escassez hídrica no sistema energético brasileiro, composto por uma matriz energética onde a grande maioria dos recursos para suprimento de energia elétrica provém de usinas hidrelétricas, justifica-se a produção de energia a partir de fontes renováveis ou aproveitamentos energéticos de forma distribuída sobre todo território nacional.

Estando a maioria dos empreendimentos que contemplam espaços físicos e recursos financeiros para investimento na geração desta energia distribuída classificados em um consumo de energia que possui conexão com a concessionária de energia local, e com o sistema interligado nacional SIN, através de ramais de ligação em média tensão, um estudo mais aprofundado sobre como esta conexão é realizada sob os pontos de vista técnico e

regulamentar deverá trazer suporte para aqueles que buscam implementar esta tecnologia em tais empreendimentos.

### 1.3 Metodologia de desenvolvimento do Trabalho

Através de um estudo específico sobre as necessidades técnicas e de regulamentação para implementação de um projeto de geração distribuída, conectado à rede de distribuição, busca-se neste trabalho, demonstrar os resultados alcançados através de uma revisão bibliográfica sobre o assunto, realizada através de pesquisa bibliográfica baseada em livros, normalizações e sites relacionados com o tema e da apresentação de um estudo de caso de projeto de geração distribuída.

Para este estudo, apresenta-se também um estudo de viabilidade técnica e econômica, visando justificar técnica e financeiramente a implementação de tal sistema no empreendimento em questão.

Para o cálculo das potências irradiadas presentes nos planos inclinados das placas, utilizou-se uma rotina para cálculos de software da plataforma CAD. Embora a finalidade original desta rotina é fornecer a contribuição das fachadas e coberturas para o cálculo de carga térmica no estudo de conforto ambiental, sua utilização para este trabalho atende às necessidades encontradas.

### 1.4 Organização

Na introdução deste trabalho, apresenta-se a proposta de estudo de interligação de geração distribuída no sistema de distribuição de energia elétrica.

No segundo capítulo, é apresentado o referencial teórico, constituído de uma discussão sobre alternativas técnicas e econômicas para a geração distribuída, além de um breve histórico sobre o sistema deste tipo de geração. Também se apresenta neste capítulo, os modelos de regulamentação adotados pelo Brasil e por outros países ao redor do mundo.

No terceiro capítulo, é apresentado um estudo de caso, onde se desenvolve um projeto de geração distribuída para a interligação à rede de distribuição da concessionária local.

No quarto capítulo, é realizado um estudo de viabilidade técnica e econômica acerca do estudo de caso apresentado no capítulo anterior.

No quinto capítulo, conclui-se o trabalho, apresentando as vantagens obtidas na implementação do projeto de geração distribuída proposto.

No sexto capítulo, apresentam-se as referências bibliográficas utilizadas para o presente trabalho.



## **2. HISTÓRIA E LEGISLAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Embora a geração distribuída esteja em evidência nos dias atuais, sua utilização se iniciou juntamente com a utilização da própria eletricidade, porém não nos mesmos moldes que é utilizada hoje.

Atualmente existe a necessidade de uma regulamentação para que a geração distribuída possa ser utilizada compartilhando-se a mesma rede de distribuição em diversos pontos.

Neste capítulo recorda-se um pouco da história da geração, fazendo também uma breve explanação sobre a regulamentação deste setor.

### **2.1 Alternativas Técnicas e Econômicas**

Em alternativa à geração centralizada, a geração distribuída vem ganhando espaço em um mercado de energia onde a demanda é cada vez maior.

Diversas alternativas técnicas estão disponíveis para a geração distribuída, porém do ponto de vista do controle técnico por parte das concessionárias, e das aplicações econômicas, seja por parte dos clientes ou parte da concessionária, ainda existe um grande caminho a ser percorrido.

Para que um ponto de geração distribuída seja instalado, é necessário que a concessionária dê suporte técnico à ligação desta nova potência, ou seja, há necessidade de investimento nos ativos de rede, visto que a rede da concessionária, que antigamente suportava fluxo de energia em apenas um sentido, agora deve contar com recursos necessários para injeção de potência ao longo de seu percurso, o que aumenta a potência de

curto circuito da rede, além de poder impactar na necessidade de recabeamento, ou construção de alguns trechos de linha, que ou tinham sua ampacidade menor que a necessária, ou não existiam.

Além do custo de ligação, existe o custo da própria instalação da geração distribuída, sendo que para a instalação ser economicamente viável, o valor da energia gerada, deve, a um prazo determinado pagar os investimentos necessários.

Para a formulação deste prazo, e destes valores de retorno, é necessário que se leve em consideração a disponibilidade de energia na matriz brasileira, pois embora os equipamentos e instalações contem com uma eficiência energética cada vez maior, como o número de consumidores, bem como o consumo de energia per capita, vem aumentando, de acordo com a evolução de nossa economia (que embora em baixa a época deste trabalho, deve, mais cedo ou mais tarde, retomar o crescimento). Desta forma, deve-se embutir um custo evitado no futuro, para o desenvolvimento das redes de geração distribuída no presente.

Em alternativa aos investimentos imediatos nas redes de distribuição para a inserção das GDs, Manandhar et al apresenta em [18] um estudo pioneiro, onde a conexão da geração distribuída é realizada de maneira desconectável. Desta forma, cabe à concessionária de energia efetuar o desligamento das gerações distribuídas ou o pedido de conexão destas à rede, de acordo com a modulação da demanda ao longo do dia. De acordo com o estudo, esta comunicação se dá através de um protocolo de comunicação que obedece à norma IEC 61.850, sendo que a partir desta comunicação, a concessionária tem acesso a alguns equipamentos da geração distribuída do cliente.

Embora não seja foco do estudo apresentado em [18], esta poderia ser uma saída para um contrato intermediário, entre a concessionária e o cliente, dando assim tempo hábil para

a concessionária implementar projetos de reestruturação do seu SEP (Sistema Elétrico de Potência).

## 2.2 História da Geração Distribuída

Já em seus primórdios, a geração de energia elétrica estava associada aos centros de consumo, visto que no princípio a geração era realizada em corrente contínua, o que impossibilitava seu transporte por longas distâncias.

Neste contexto histórico, estabelecido entre os anos 1870 e 1880, os sistemas elétricos eram constituídos basicamente de pequenos sistemas isolados, constituídos para utilização em fábricas e algumas áreas urbanas (EDISON TECH CENTER, 2014).

Com o início da geração em corrente alternada, foi possível a elevação da tensão para distribuição, minimizando as perdas técnicas devido aos limites térmicos dos condutores, dando suporte para criação de usinas de geração de energia em locais onde a natureza torna tal processo mais favorável, uma ilustração deste tipo de geração, transmissão e consumo é demonstrada na figura 1.

Embora até recentemente a geração centralizada tenha sido suficiente para suprir os centros de carga e ainda exista potencial de geração hidrelétrica no sistema energético brasileiro – que, além de renovável, é considerada a fonte mais barata de energia elétrica - a maior parte dos recursos de exploração mais acessíveis já foram utilizados, sendo que as áreas restantes necessitam de empreendimentos de maior impacto ambiental e um maior custo de construção, para um menor aproveitamento energético, comparado ao que já foi construído e está atualmente em funcionamento.



**Figura 1: Geração Centralizada.** Fonte : <http://www.treinamentonr10.com/organizacao-do-sistema-eletrico-de-potencia-sepwww.tecnologia.terra.com.br>

Desta forma, é novamente plausível a utilização da geração distribuída para o suprimento das cargas do sistema. Porém esta geração contemporânea não deverá se dar através de sistemas ilhados, como os utilizados no início da exploração da energia elétrica, mas sim através de sistemas compartilhados, que devem ocasionar a concepção de um novo conceito para as redes elétricas de distribuição, as Smart Grids.

As Smart Grids são redes que permitem múltiplos pontos de injeção de energia, bem como múltiplos pontos de consumo, formando a geração distribuída, que pode ser observada na figura 2. Embora este conceito de utilização das redes de distribuição permita uma melhor exploração dos ativos da concessionária, o controle e supervisão necessários a tais sistemas são muito mais complexos do que os utilizados nas linhas de distribuição tradicionais.



**Figura 2: Geração Distribuída.**

Fonte : [http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/pt\\_PT/PT-Smart-Grid/Smart-Grid/](http://solutions.3m.com/wps/portal/3M/pt_PT/PT-Smart-Grid/Smart-Grid/)

### 2.3 Legislações da Geração Distribuída no Exterior

Internacionalmente a maioria dos países, ou não possui os mesmos recursos naturais que o Brasil para obtenção da energia elétrica, ou em analogia ao nosso país necessitam de fontes de energia complementares que devem ser instaladas de forma distribuída para suprir o sistema. De qualquer forma, a geração distribuída vem se mostrando como alternativa para os sistemas de fornecimento de energia elétrica ao redor do mundo.

Neste sentido, diversos países buscam adequar sua legislação, regulamentando este novo setor do mercado de energia.

No exemplo dos EUA, em 1978 foi implantado o mecanismo chamado PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), que estabeleceu que as companhias de energia deveriam comprar energia de fontes renováveis ou cogeração quando seus valores de comercialização fossem inferiores ao dos custos evitados (Valor agregado a compra de energia de origem

não renovável que traz impacto ao ambiente, seja devido ao consumo ou devido aos subprodutos da utilização da energia não renovável).[16]

Embora inicialmente os sistemas nos EUA necessitassem a instalação de 2 medidores para a conexão da GD à rede (Sistema denominado de Dual Metering), atualmente o modelo de medição de energia mais utilizado é o Net Metering, que emprega um medidor bidirecional, que registra o fluxo de energia nos dois sentidos.

Através do Net Metering diferentes abordagens são realizadas nos estados dos EUA para a comercialização de energia injetada ou consumida pelos clientes das concessionárias de energia. Enquanto em alguns estados, as concessionárias são obrigadas a comprar o excedente de energia do cliente, que é injetado na rede, ao valor que representaria a geração da mesma, em outros, a energia é cedida à concessionária na forma de crédito para a utilização no mês seguinte. [16]

No modelo Europeu, o mecanismo utilizado para a promoção das energias renováveis a fim de torna-las uma realidade ofertada para o mercado foi denominado de Feed-in tariffs.

As Feed-in tariffs, são tarifas propostas pelo governo europeu para que cada energia injetada na rede seja remunerada pela concessionária de acordo com sua origem, desta forma, valem tarifas diferentes para energia de cogeração, energia fotovoltaica, energia eólica, energia térmica, energia hidrelétrica, etc.

Assim, o mercado europeu impulsionou a entrada do sistema fotovoltaico e de energias alternativas, já que a remuneração desta pela concessionária seria maior que o remunerado pelo mercado convencional. [16]

## 2.4 Legislações da Geração Distribuída no Brasil

No caso do Brasil, a lei que regulamenta a entrada de energia geração distribuída através de fontes de energia alternativas é a resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.

Nesta resolução viabiliza-se a interligação de pontos de geração distribuída de forma que a concessionária de energia local adquira a energia do prosumidor através de um sistema de compensação de energia elétrica, na forma de empréstimo gratuito.

Embora dessa maneira a resolução normativa nº 482 dê amparo legal a uma interligação técnica, essa resolução é considerada pouco agressiva, por não obrigar que as concessionárias recompensem financeiramente aos clientes pela inserção da energia não utilizada no sistema, o que poderia tornar os investimentos em energia mais atrativos aos investidores.

A resolução normativa, regulamenta sobre a microgeração, geração até 500 kVA, e a minigeração, geração de 500 kVA a 1 MVA, e elege os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, como fonte para os aspectos técnicos a serem obedecidos para esta conexão.

Por sua vez o PRODIST, no módulo 3, aponta os níveis de tensão para acesso à rede de distribuição conforme a potência do acessante, de acordo com o demonstrado na tabela 1.

**Tabela 1: Níveis De Tensão Considerados para Conexão de Centrais. Fonte: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**

<b>Potência Instalada</b>	<b>Nível de Tensão de Conexão</b>
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico)
10 a 75 kW	Baixa Tensão (trifásico)
76 a 150 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
151 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 10 MW	Média Tensão / Alta Tensão
11 a 30 MW	Média Tensão / Alta Tensão
> 30 MW	Alta Tensão



### 3. ESTUDO DE CASO

Tendo em vista o cenário contemporâneo para a energia elétrica, durante a fase de projetos de um clube recreativo no município de Franca - SP, vislumbrou-se a oportunidade para a instalação de uma central de geração fotovoltaica no empreendimento, o que deveria ser concebido ainda na fase de projetos, para que a execução do empreendimento já contemplasse a instalação do sistema.

Utilizando-se do conhecimento adquirido ao longo do curso de especialização, e de experiências anteriores, busca-se neste capítulo a apresentar de um estudo de caso sobre tal instalação, que pretende sua conexão com o sistema de média tensão no papel de prosumidor.

#### 3.1 Caracterização do Projeto

De acordo com a caracterização do projeto serão detalhados a seguir, os aspectos das instalações de geração distribuída do clube recreativo em questão, que deverá ser construído no município de Franca - SP, a fim de se preservar os envolvidos no processo, foi omitido neste estudo a identificação de tal clube.

O estabelecimento é caracterizado como um clube recreativo de aproximadamente 20.229 m<sup>2</sup>, contendo quadras poliesportivas, parque aquático área de exposições e teatro para apresentações culturais. A utilização da cobertura do empreendimento foi dividida entre as seguintes utilidades técnicas:

- Instalações de VAC (Ventilação e Ar Condicionado)→ Ocupação de áreas técnicas na cobertura para locação de máquinas térmicas para troca de calor,

como chillers, bombas para circulação de água gelada e demais equipamentos de refrigeração.

- Instalações Hidráulica → Ocupação de áreas técnicas na cobertura para locação de placas solares térmicas para suprimento de parte da demanda de água quente do estabelecimento.
- Instalações Elétricas/ Geração Distribuída → Ocupação de áreas técnicas na cobertura para locação de placas solares fotovoltaicas, equipamentos para conversão de energia de DC para AC, e transformadores de potência para elevação da tensão.

Destas instalações, é tema deste estudo as instalações Elétricas/ Geração Distribuída. Além dos benefícios financeiros esperados com a implantação da geração fotovoltaica, que devem ser discutidos dos capítulos 4 e 5, a instalação desta geração distribuída visa conquistar pontuação nos sistemas de certificação LEED (*Leadership in Energy and Environmental Design*) e PROCEL EDIFICA (Programa Nacional de Eficiência Energética em Edificações), que confere pontuações atribuídas à geração distribuída conforme os seguintes critérios:

## PROCEL

Bonificação por:

- Energia eólica ou painéis fotovoltaicos devem proporcionar economia mínima de 10% no consumo anual de energia elétrica do edifício; [17]

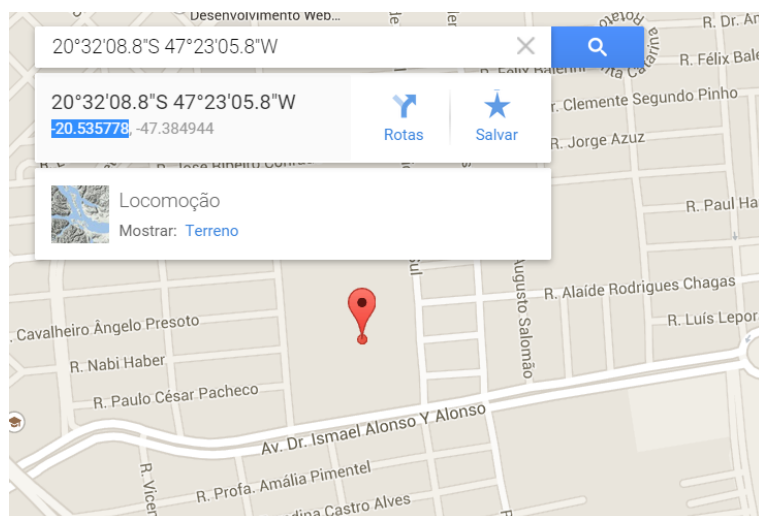
## LEED

Para o sistema de certificação LEED, os pontos oferecidos de acordo com a geração distribuída instalada no edifício são apresentados na tabela 2.

Tabela 2: Pontuação para Certificação LEED	
Geração local de energia renovável	
Porcentagem de Energia Renovável	Pontos
1% Energia Renovável	1
3% Energia Renovável	2
5% Energia Renovável	3
7% Energia Renovável	4
9% Energia Renovável	5
11% Energia Renovável	6
13% Energia Renovável	7

### 3.2 Fonte de Energia Renovável

Conforme discutido anteriormente, utilizou-se da disponibilidade de energia solar da localidade para a geração de energia elétrica. A localidade do empreendimento, bem como suas coordenadas geográficas, são demonstrados através de imagem retirada do “Google Maps” apresentada na figura 3.



**Figura 3: Localização em Coordenadas Geográficas**

Através de uma busca no site do CRESESB, chega-se à irradiação solar média nas proximidades do empreendimento. As figuras 4 e 5 apresentam os dados da irradiação nas proximidades e no plano inclinado respectivamente.

#### Localidades próximas

Latitude: 20,535778° S

Longitude: 47,384944° O

#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
✓	Franca	Franca	SP	BRA	20,5° S	47,400833° O	4,3	5,39	5,44	5,39	4,61	4,19	4,00	4,50	4,83	4,83	5,83	5,47	5,22	4,97	1,83
✓	Ribeirão Preto	Ribeirão Preto	SP	BRA	21,1814° S	47,810277° O	84,4	5,37	5,35	5,14	4,75	4,08	3,80	4,05	4,71	4,87	5,47	5,77	5,35	4,89	1,97
✓	São Simão	São Simão	SP	BRA	21,4° S	47,549629° O	97,7	5,39	5,25	5,36	4,78	4,33	3,86	4,33	4,86	4,81	5,50	5,72	5,47	4,97	1,86

#### Irradiação Solar no Plano Horizontal para Localidades próximas

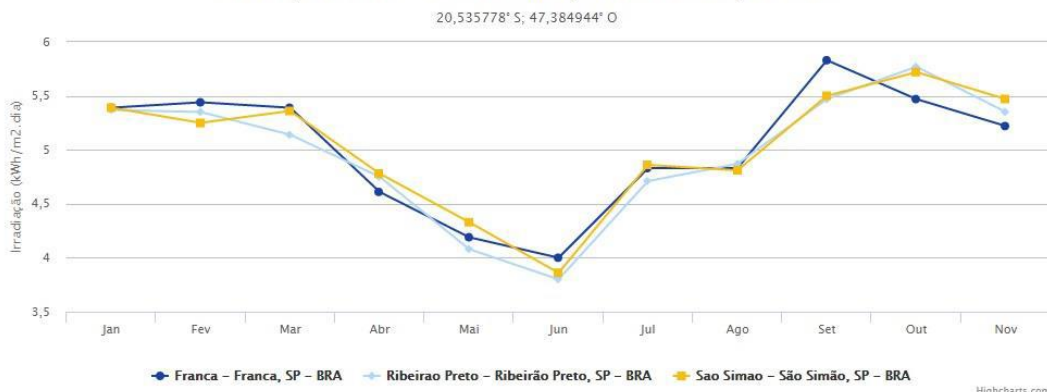


Figura 4: Irradiação Solar nas Proximidades

#### Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Franca

Município: Franca, SP - BRA

Latitude: 20,5° S

Longitude: 47,400833° O

Distância do ponto de ref. ( 20,535778° S; 47,384944° O ): 4,3 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]																		
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta					
✓	Plano Horizontal	0° N	5,39	5,44	5,39	4,61	4,19	4,00	4,50	4,83	4,83	5,83	5,47	5,22	4,97	1,83					
✓	Ângulo igual a latitude	21° N	4,90	5,19	5,51	5,13	5,08	5,09	5,69	5,62	5,09	5,68	5,03	4,70	5,23	,99					
✓	Maior média anual	21° N	4,90	5,19	5,51	5,13	5,08	5,09	5,69	5,62	5,09	5,68	5,03	4,70	5,23	,99					
✓	Maior mínimo mensal	16° N	5,06	5,29	5,53	5,05	4,92	4,88	5,46	5,48	5,07	5,76	5,18	4,86	5,21	,91					

#### Irradiação Solar no Plano Inclinado -Franca-Franca, SP-BRA

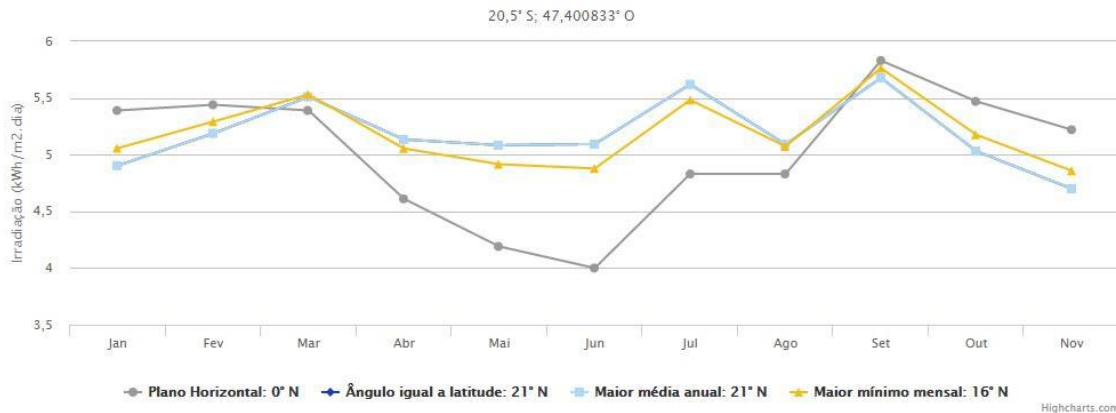


Figura 5: Irradiação Solar no plano Inclinado

### 3.4 Disponibilidade de Área para Geração Fotovoltaica

Para a utilização do potencial fotovoltaico descrito no item 3.2, de acordo com a arquitetura tem-se 2 áreas para a instalação de células fotovoltaicas sendo:

Área 1 – 90° - Localidade com área de 576 m<sup>2</sup> dispostos verticalmente na fachada norte da torre do teatro, onde deverá ser instalado o grupo 1 de células fotovoltaicas, cuja composição de equipamento é demonstrada no capítulo 4.

Área 1 – 45° - Localidade com área de 576 m<sup>2</sup> dispostos verticalmente na fachada norte da torre do teatro, onde deverá ser instalado o grupo 1 de células fotovoltaicas, cuja composição de equipamento é demonstrada no capítulo 4. Para este item considerou-se a disposição das placas em um ângulo de 45°.

Área 2 - Localidade com área de 531 m<sup>2</sup> dispostos horizontalmente na cobertura do prédio administrativo, onde deverá ser instalado o grupo 2 de células fotovoltaicas, cuja composição de equipamento é demonstrada no capítulo 4.

Embora a capacidade de geração instalada através das placas fotovoltaicas seja de 171 kWp, o valor estimado para a produção máxima de energia deve ser corrigido de acordo com o potencial de energia solar presente no plano da placa solar de cada grupo de fotocélulas.

Para a Área 2, como a arquitetura do empreendimento nos disponibilizou uma área horizontal, pode-se dispor a células fotovoltaicas de forma que tenham um melhor aproveitamento através da exposição ao plano da eclíptica.

De acordo com a figura 5, pode-se identificar que a melhor média anual é a inclinação de 21° para a fotocélulas (5,23 kWh/m<sup>2</sup>.dia), utilizando o azimute de 350° com devido a inclinação da cobertura do projeto, tem-se demonstrado na tabela 3, os valores da irradiação em W/m<sup>2</sup> para a área do grupo 2.

**Tabela 3: Irradiação Solar no plano Inclinado, Área 2**

IRRADIAÇÃO - Area 2													
Azimute - 350 - Latitude 20,54° S - Inclinação 21° (W/m <sup>2</sup> )													
Dia\Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
22	0	0	46,25	187,4	318,96	413,83	458,11	445,98	378,64	264,8	123,88	5,49	0
53	0	0	138,18	305,91	453,27	557,4	605,55	592,13	518,13	391,28	227,65	60,7	0
81	0	74,46	443,34	443,34	601,66	711,94	762,55	748,22	669,74	533,96	354,25	153,28	1,55
111	0	0	29,37	163,85	291,45	383,98	427,28	415,47	349,82	239,25	104,1	0	0
142	59,48	251,77	460,21	652,97	810,45	918,41	0	953,04	875,74	740,99	558,64	341,87	105,72
173	80,55	278,78	486,53	677	832,07	938,19	986,3	972,07	895,98	763,27	583,33	368,47	131,21
203	58,83	250,88	459,33	652,14	809,69	917,71	0	952,36	875,03	740,22	557,8	340,99	104,91
234	13,36	172,21	376,09	570,94	732,07	843,19	893,88	879,26	799,96	662,05	476,77	260,48	41,67
265	0	69,64	249,62	436	593,93	704	754,54	740,24	661,91	526,46	347,35	147,72	0
295	0	0	125,12	289,83	435,4	538,5	586,23	572,95	499,7	374,31	213,23	51,63	0
325	0	0	39,61	178,22	308,28	402,26	446,17	434,16	367,46	254,86	116,13	2,54	0
356	0	0	14,38	142,21	265,88	356,09	398,42	386,93	322,94	215,64	86,24	0	0

Média Anual = 360,37 W/m<sup>2</sup>

Ou ainda, considerando as 12 horas apresentadas na tabela 3 tem-se 4,32 kWh/m<sup>2</sup>.dia, sendo que a diferença entre este valor e o mencionado no Site do CRESEB deve-se ao ângulo de rotação azimutal das placas.

Para a área 1, embora exista a possibilidade de se alocar um maior número de placas, a inclinação destas placas deve ser de 90°, alinhando-as com a fachada norte da torre do teatro do empreendimento, o que diminui a potência disponível no plano placas, conforme pode-se conferir na tabela 4.

Considerando-se as 12 horas apresentadas na tabela 4 tem-se 0,34 kWh/m<sup>2</sup>.dia, sendo que a diferença entre este valor e o mencionado no Site do CRESEB deve-se ao ângulo de rotação azimutal das placas.

**Tabela 4: Irradiação Solar no plano Inclinado, Área 1 – 90°**

IRRADIAÇÃO - Area 1													
Azimute - 350 - Latitude 20,54° S - Inclinação 90° (W/m²)													
Dia\Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
53	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54,3	4,2
111	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
142	51,5	47,9	5,32	0	0	0	0	54,97	129,02	207,41	272,69	292,67	177,1
173	77,69	86,68	52,18	20,18	6,36	16,73	51,97	108,74	179,98	254,53	315,12	330,3	215,31
203	50,7	46,66	3,8	0	0	0	0	53,21	53,21	205,87	147,91	183,72	175,87
234	0	0	0	0	0	0	0	0	0	69,46	147,91	183,72	76,52
265	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48,1	0
295	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
325	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
356	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Média Anual = 28,59 W/m²

Uma segunda opção foi estudada para a área 1, utilizando-se a fixação das placas em um ângulo de 45°. Na tabela 5 tem-se demonstrado, os valores da irradiação em W/m² para este estudo.

**Tabela 5: Irradiação Solar no plano Inclinado, Área 1 – 45°**

IRRADIAÇÃO - Area 1													
Azimute - 831W - Latitude 20,54° S - Inclinação 45° (W/m²)													
Dia\Hora	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
22	0	0	0	0	0	43,51	88,93	105,09	90,43	48,56	0	0	0
53	0	0	0	33,92	128,83	206,57	256,51	272,66	253,07	199,91	120,43	32,2	0
81	0	0	93,64	209,87	317,16	401,84	454,81	470,53	446,78	384,55	287,79	162,36	27,91
111	0	0	0	0	0	11,47	55,76	71,89	58,41	19,31	0	0	0
142	102,16	251,23	394,33	526,65	639,88	725,82	0	791,15	763,66	695,1	586,29	435,26	220,77
173	135,84	292,67	437,74	569,98	682,32	767,2	818,27	831,12	803,46	735,01	626,32	475,07	260,18
203	101,1	249,88	392,89	525,21	638,46	724,43	0	789,8	762,32	693,76	584,95	433,95	219,5
234	22,46	132,47	263,89	392,88	506,09	593,27	646,72	661,38	634,93	567,59	461,2	315,81	115,84
265	0	0	84,73	199,99	306,77	391,18	444,05	459,81	436,24	374,41	278,39	154,49	0
295	0	0	0	14,49	107,55	184,22	233,65	249,82	230,81	178,97	102,03	19,5	0
325	0	0	0	0	0	31,02	76,01	92,16	77,95	37,13	0	0	0
356	0	0	0	0	0	0	25,26	41,36	29,05	0	0	0	0

Média Anual = 225,73 W/m²

Considerando-se as 12 horas apresentadas na tabela 5 tem-se 2,71 kWh/m².dia, sendo que a diferença entre este valor e o mencionado no Site do CRESEB deve-se ao ângulo de rotação azimutal das placas.

### 3.5 Arranjo Técnico dos Equipamentos

Nesta seção, serão discutidos os equipamentos que farão a transformação de energia solar em energia elétrica, além de sua conversão de corrente contínua para corrente alternada. Também serão demonstrados os arranjos técnicos dos equipamentos necessários para interligação à rede da concessionária local de acordo com o nível de tensão citado na tabela 2.

Para a distribuição local, a média tensão da concessionária local é 13,8 kV (tensão de linha), desta maneira, os equipamentos para instalação em média tensão deverão possuir classe de isolamento 15 kV.

Para a aquisição dos equipamentos que configurarão a parte fotovoltaica do sistema, propriamente dita, foi realizada uma simulação de aquisição dos equipamentos através de canais de compra online, o que já contempla o fornecimento de todo o conjunto de itens necessários para uma determinada potência de pico. A este valor, foi estimado um custo de mão de obra para a instalação da ordem de 30% do custo dos produtos. Estes cálculos são demonstrados no capítulo 4 do presente estudo.

#### 3.5.1 Sistema de Geração Fotovoltaica

A conversão da energia solar pelas placas fotovoltaicas em corrente contínua (CC) deverá ser realizada por placas fotovoltaicas adquiridas na forma de acordo com o capítulo 4, de modo que sua marca e características são especificadas neste capítulo, e os manuais dos equipamentos são disposto nos anexos.

No próximo capítulo será demonstrado o cálculo para a definição da quantidade de inversores, de acordo com a possível potência máxima gerada por área.



### 3.5.2 Sistema de Conversão CC - CA

A conversão da energia fornecida pelas placas fotovoltaicas em corrente contínua (CC) deverá ser transformada em corrente alternada (CA) através de inversores de frequência especiais para aplicação fotovoltaica.

Para a aplicação do projeto em questão foram escolhidos os Inversores Solar Fotovoltaicos de acordo com os itens ofertados via internet, sendo que estes equipamentos têm suas folhas de dados apresentadas nos anexos.

No próximo capítulo será demonstrado o cálculo para a definição da quantidade de inversores, de acordo com a possível potência máxima gerada por área.

### 3.5.3 Sistema Distribuição em Baixa Tensão

Após ser transformada em corrente alternada, a energia deverá ser injetada nos barramentos blindados de baixa tensão. Os inversores de frequência deverão cuidar para que a energia injetada nestes barramentos esteja com a tensão sincronizada em modulo e fase, e com a mesma frequência, da energia da concessionária. Uma vez atendidos os requisitos de sincronização e paralelismo, os inversores deverão fornecer potência ativa e reativa aos barramentos blindados aos quais estão conectados.

Como estes barramentos também alimentam alguns centros de carga antes que se conectem aos transformadores de média para baixa tensão, na maioria do tempo, é previsto que a própria unidade deverá consumir a energia gerada, sendo que possivelmente só haverá excedente a ser injetado no sistema da concessionária nos dias em que o clube tiver suas atividades suspensas para manutenção. Fato que é previsto para acontecer semanalmente às segundas feiras.

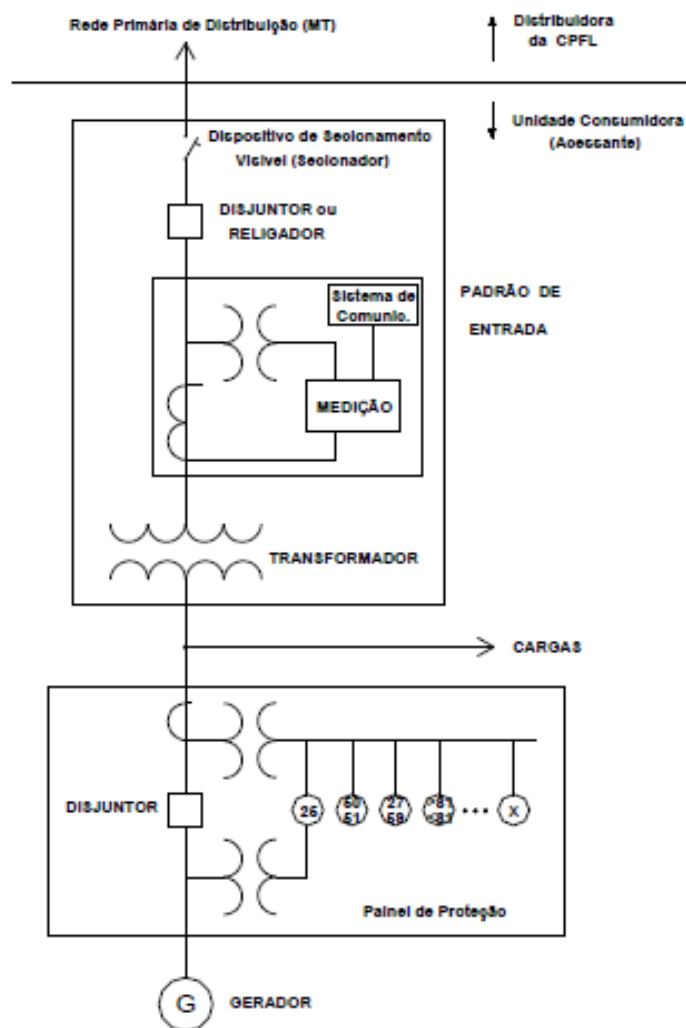
### 3.5.4 Interligação com a Rede da Concessionária

A concessionária local da região onde ocorrerá a construção do empreendimento é a Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL, que através do esquema representado pela figura 6, demonstra o modo como deve ser realizada a conexão entre cargas, entrada de energia e geração distribuída.

Em cada um dos dois grupos, a energia deverá ser injetada no barramento de baixa tensão local, a fim de se suprir as cargas mais próximas a esta geração. O eventual excedente de cargas deverá percorrer pelas instalações de baixa tensão, até a cabine de transformação, onde encontrará a rede de média tensão da concessionária.

Devido à entrada de energia do empreendimento já se realizar em média tensão, e existirem transformadores rebaixadores (MT/BT) para o atendimento das cargas da instalação, estes mesmos transformadores deverão funcionar como transformadores de acoplamento, entre a geração distribuída e a rede da concessionária.

A figura 7 mostra um esquema geral do modo de ligação da instalação do clube, conforme exigido pela concessionária local CPFL.



**Figura 6 : Esquema Unifilar Funcional - Conexão à Rede Primária da CPFL (MT) de Central de Micro ou Minigeração Distribuída em Unidade Consumidora. Fonte: Norma 15.303 - CPFL**



#### 4. VIABILIDADE TÉCNICA E ECONOMICA

Neste capítulo demonstra-se a existência ou não de viabilidade técnica e econômica para a implantação do projeto em questão.

De acordo com o apresentado anteriormente, a viabilidade para o projeto será também dividida em duas áreas, desta forma pode-se optar pela execução de apenas uma delas.

Como para ambas as áreas é previsto o encaminhamento de barramento blindado até as proximidades dos pontos de injeção de energia, é considerado que para a implantação do projeto de geração distribuída seja necessário apenas os elementos da geração e conversão de energia, ou seja, placas solares, inversores solares, cabos elétricos, elementos de fixação, e mão de obra especializada.

Na determinação da quantidade de inversores e placas necessários, deve-se utilizar a potência máxima possível da geração, de acordo com o demonstrado nas tabelas 3 e 4, e de acordo com a eficiência de 16,16% fornecida pelo fabricante das placas, e de 95% para os inversores que contemplam a montagem da geração solar fotovoltaica. Ainda de acordo com as folhas de dados das placas solares fotovoltaicas, chega-se a dimensão de 1,608 m<sup>2</sup> por placa. Assim chega-se aos seguintes valores para o máximo de potência gerada para cada conjunto de placas:

Área 1 - 90°, 576 m<sup>2</sup>:

Número de placas necessárias: 358 Placas

330 (W/m<sup>2</sup>) x 576 (m<sup>2</sup>) x 16,16(%) x 95(%)

Potência Máxima Área1: 29,18 kW

Quantidade Inversores: 3 x 12,5 kWp

Área 1 - 45°, 576 m²:

Número de placas necessárias: 358 Placas

831 (W/m²) x 576 (m²) x 16,16(%) x 95(%)

Potência Máxima Área1: 73,48 kW

Quantidade Inversores: 6 x 12,5 kWp

Area 2 - 21°, 531 m²:

Número de placas necessárias: 330 Placas

986 (W/m²) x 531 (m²) x 16,16(%) x 95(%)

Potência Máxima Área1: 80,38 kW

Quantidade Inversores: 6 x 12,5 kWp

Para as áreas 1 (Torre do Teatro) com as placas inclinadas em 90° e 45° e 2 (Cobertura do Prédio Administrativo) tem-se as quantidades, descrições dos equipamentos, bem como os valores atribuídos a estes e sua instalação (adotado como 30% do custo dos equipamentos) através das tabelas 6, 7 e 8 apresentadas a seguir, sendo que para os valores dos equipamentos foram adotados valores praticados no mercado, de acordo com sites de venda via internet.

**Tabela 6: Itens Componentes da Instalação Fotovoltaica na Área 1 – 90°**

<b>Equipamentos Area 1 - 90°</b>			
Equipamentos	Quantidade	Valor	Total
Painéis solares fotovoltaicos Canadian CSI CS6P-260P (260Wp) ou equivalente	358	R\$ 959,00	343.322,00
Inversor Fronius Simo 12.5-3-M (12.500W) com sistema de monitoramento integrado	3	R\$ 22.490,00	67.470,00
Cabo Solar Prysmian preto 6mm (m)	300	R\$ 6,46	1.938,00
Cabo Solar Prysmian vermelho 6mm (m)	300	R\$ 6,46	1.938,00
Instalação e Ferragens para Fixação	30%	30%	124.400,40
Total			539.068,40

**Tabela 7: Itens Componentes da Instalação Fotovoltaica na Área 1 – 45°**

<b>Equipamentos Area 1 - 45°</b>			
Equipamentos	Quantidade	Valor	Total
Painéis solares fotovoltaicos Canadian CSI CS6P-260P (260Wp) ou equivalente	358	R\$ 959,00	343.322,00
Inversor Fronius Simo 12.5-3-M (12.500W) com sistema de monitoramento integrado	6	R\$ 22.490,00	134.940,00
Cabo Solar Prysmian preto 6mm (m)	300	R\$ 6,46	1.938,00
Cabo Solar Prysmian vermelho 6mm (m)	300	R\$ 6,46	1.938,00
Instalação e Ferragens para Fixação	30%	30%	144.641,40
Total			626.779,40

**Tabela 8: Itens Componentes da Instalação Fotovoltaica na Área 2 – 21°**

<b>Equipamentos Area 2 - 21°</b>			
Equipamentos	Quantidade	Valor	Total
Painéis solares fotovoltaicos Canadian CSI CS6P-260P (260Wp) ou equivalente	330	R\$ 959,00	316.470,00
Inversor Fronius Simo 12.5-3-M (12.500W) com sistema de monitoramento integrado	7	R\$ 22.490,00	157.430,00
Cabo Solar Prysmian preto 6mm (m)	300	R\$ 6,46	1.938,00
Cabo Solar Prysmian vermelho 6mm (m)	300	R\$ 6,46	1.938,00
Instalação e Ferragens para Fixação	30%	30%	143.332,80
Total			621.108,80

#### 4.1 Viabilidade Econômica

De acordo com o item anterior, tem-se o custo de implantação estimado em R\$ 539.068,40 para a área 1, utilizando-se as placas em uma inclinação de 90°, um custo de R\$ 626.779,40 para a área 1, utilizando-se as placas em uma inclinação de 45° e R\$ 621.108,80 para a área 2, utilizando-se as placas em uma inclinação de 21°

Para a área 1, de acordo com as tabelas 4 e 5, tem-se uma média anual de 28,59 W/m<sup>2</sup>, e 225,73 W/m<sup>2</sup>, para as inclinações de 90° e 45° respectivamente, enquanto que para a área 2 tem-se a média anual de 360,37 W/m<sup>2</sup>.

Assim, tem-se prevista a seguinte geração anual para as áreas 1 e 2:

Area 1 - 90°:

12 (horas/dia) x 365 (dias/ ano) x 576 (m<sup>2</sup>) x 16,16(%) x 95(%) x 28,59 (W/m<sup>2</sup>)

Total de energia gerada de 11.073,27 kWh/ano ou 11,07 MWh/ano.

Area 1 - 45°:

12 (horas/dia) x 365 (dias/ ano) x 576 (m<sup>2</sup>) x 16,16(%) x 95(%) x 225,73 (W/m<sup>2</sup>)

Total de energia gerada de 87.428,06 kWh/ano ou 87,43 MWh/ano.

Area 2 - 21°:

12 (horas/dia) x 365 (dias/ ano) x 531 (m<sup>2</sup>) x 16,16(%) x 95(%) x 360,37 (W/m<sup>2</sup>)

Total de energia gerada de 128.671,46 kWh/ano ou 128,67 MWh/ano.

Ainda, de acordo com a concessionária local, tem-se o valor da energia atualmente em R\$ 447,19 composto da soma de R\$ 175,48/MWh de Tarifa de Utilização do Sistema de Distribuição (TUSD), e R\$ 271,71/MWh de Tarifa de Energia (TE).[19].

Deve-se ainda considerar os encargos tributários que incidem sobre a tarifa de energia, sendo estes iguais a 1,65 % e 7,60 % para PIS e COFINS, respectivamente, e 18 % para ICMS, totalizando um encargo de 27,25%.[20]

Assim, o valor a se considerar pelo MWh produzido pela geração fotovoltaica é R\$ 569,05.



Desta forma pode-se considerar as seguintes contribuições para amortização da implantação do projeto:

Area1 – 90°: R\$ 6.299,38/Ano

Area1 – 45°: R\$ 49.752,04/Ano

Area2 – 21°: R\$ 73.219,66/Ano

As figuras 8, 9 e 10 apresentadas a seguir, demonstram o estudo de amortização da geração solar, conforme suas respectivas áreas de instalação.

TIR é a taxa que iguala o VP de todos os Fluxos de Caixa futuros com o Investimento Inicial resultando num  $VPL = 0$ .

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0 = 0 \quad \rightarrow \quad \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = II_0$$

$TIR$  = Taxa Interna de Retorno  
 $r$  = Taxa de desconto que satisfaz  $VPL = 0$ , ( $r = TIR$ )  
 $FC_t$  = Fluxos de Caixa  
 $II_0$  = Investimento Inicial em  $t = 0$

41

VPL é a diferença entre o Valor Presente de todos os Fluxos de Caixa do projeto e seu Investimento Inicial.

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

Obs: esta fórmula só é válida para Investimento Inicial

TIR é a taxa que iguala o VP de todos os Fluxos de Caixa futuros com o Investimento Inicial resultando num VPL = 0.

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - II_0 = 0 \quad \Rightarrow \quad \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = II_0$$

TIR = Taxa Interna de Retorno

$r$  = Taxa de desconto que satisfaz  $VPL = 0$ , ( $r = TIR$ )

$FC_t$  = Fluxo de Caixa

42



## 5. CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma proposta de instalação de geração distribuída através da implementação de um projeto de energia fotovoltaica em um clube a ser localizado no município de Franca-SP. Os estudos se basearam em uma breve revisão bibliográfica e um estudo de caso propriamente dito.

Embora exista viabilidade técnica para a instalação das placas fotovoltaicas, em ambas as áreas estudadas, concluiu-se que de acordo com a taxa do aumento de energia anunciada pela concessionária CPFL para o ano de 2016, que é de 6,56% [21], e considerando-se que esta taxa seja mantida durante o horizonte do estudo, não há viabilidade econômica para a instalação do grupo de placas na área 1 com inclinação de 90°, pois para esta área, e este ângulo de inclinação tem-se um *payback descontado* de 61,8 anos, enquanto para a esta mesma área 1, com inclinação das placas em 45°, tem-se um *payback descontado* de 9,6 anos, sendo considerado que existe a viabilidade econômica.

Já para a área 2, o *payback descontado* foi calculado em 6,7 anos sendo esta a área de maior retorno financeiro, lembrando que a expectativa de vida útil do sistema é da ordem de 25 anos.

Assim, para o clube é interessante que seja instalado o conjunto de placas da área 2, com ângulo de inclinação de 21°, e o conjunto de placas da área 1, considerando-se a instalação com as placas inclinadas em um ângulo de 45°.

Devido aos custos para a instalação terem sido estimados, e devido ao projeto envolver um grande número de placas, acredita-se que a instalação do projeto possa ser realizada com um valor inferior ao apresentado, o que reduziria o tempo de retorno do investimento. Além deste fato, tem-se que a tarifa da energia elétrica (TE) apresentada, estava na bandeira

tarifária verde [19], sendo que mudanças de bandeira também colaboram para a diminuição do tempo de retorno do investimento.

## **6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- [1] DECRETO Nº 2.003, de 10 de setembro de 1996
- [2] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 77, de 18 de agosto de 2004
- [3] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 167, de 10 de outubro de 2005
- [4] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 235, de 14 de novembro de 2006
- [5] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 247, de 21 de dezembro de 2006
- [6] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, de 17 de abril de 2012
- [7] RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, de 24 de novembro de 2015
- [8] GED 15.303 Conexão de Micro e Mini geração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica, Concessionária de Energia CPFL.
- [9] GED-2855 Fornecimento em Tensão Primária 15kV, 25kV e 34,5kV- Volume 1, Concessionária de Energia CPFL.
- [10] ABNT NBR 5410 - 2005 - Instalações de Baixa Tensão.
- [11] NBR 14039 - 2005 – Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0kV a 36,2kV
- [12] Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulos 1 a 9.

[13] Mamede Filho, João. Livro - Manual Equipamentos Elétricos 4ª Edição.

[14] CRESESB. Energia solar fotovoltaica. 2008. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/content.php?cid=321>>. Acesso em: 13 de fevereiro de 2013.

[15] EDISON TECH CENTER. The History of Electrification, 2014  
Disponível em: <<http://edisontechcenter.org/HistElectPowTrans.html>>. Acesso em: 05 de abril de 2016.

[16] Cervantes, C., Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. 118 p. Dissertação (Mestrado)

[17] Portaria n.º 372, de 17 de setembro de 2010. INMETRO

[18] Manandhar, T. et al, Flexible Plug And Play Project: System integration using iec 61850 over the radio frequency mesh network to actively manage distribution generation, CIRED Workshop - Rome, 11-12 June 2014 Paper 0372.

[19] TAXAS E TARIFAS

Disponível em:

<<http://servicosonline.cpfl.com.br/servicosonline/taxasetarifas/taxasetarifas.aspx>>.

Acesso em: 13 de junho de 2016.

[20] CPFL Paulista – Tributos Municipais, Estaduais e Federais

Disponível em: <<http://servicosonline.cpfl.com.br/tributos.aspx>>. Acesso em: 18 de julho de 2016.



[21] CPFL Paulista - Reajuste Tarifário Anual 2016

Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br/releases/Paginas/cpfl-paulista-reajuste-tarifario-anual-2016.aspx>>. Acesso em: 13 de junho de 2016.

## 7. ANEXO I



### QUARTECH CS6P-260 | 265 | 270P

Canadian Solar's new Quartech modules have significantly raised the standard of module efficiency in the solar industry. They introduced innovative four busbar cell technology, which demonstrates higher power output and higher system reliability. Worldwide, our customers have embraced this next generation of modules for their excellent performance, superior reliability and enhanced value.

#### NEW TECHNOLOGY

- Reduces cell series resistance
- Reduces stress between cell interconnectors
- Improves module conversion efficiency
- Improves product reliability

#### KEY FEATURES



##### Higher energy yield

- Outstanding performance at low irradiance
- Maximum energy yield at low NOCT
- Improved energy production through reduced cell series resistance



##### Increased system reliability

- Long-term system reliability with IP67 junction box
- Enhanced system reliability in extreme temperature environment with special cell level stress release technology



##### Extra value to customers

- Positive power tolerance of up to 5 W
- Stronger 40 mm robust frame to hold snow load up to 5400 Pa and wind load up to 2400 Pa
- Anti-glare project evaluation
- Salt mist, ammonia and blowing sand resistance apply to seaside, farm and desert environments\*

 **CanadianSolar**



\*Black frame product can be provided upon request.



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / Quality management system  
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system  
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system  
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

#### PRODUCT CERTIFICATES\*

IEC 61215 / IEC 61730: VDE / MCS / CE / JET / SII / CEC AU / INMETRO / CQC  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US) / FSEC (US Florida)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / IEC 60068-2-68: SGS  
Take-e-way / UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1

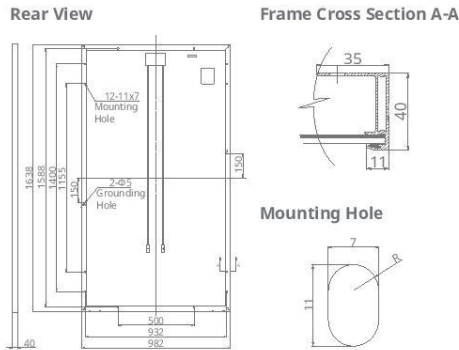


**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 14 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

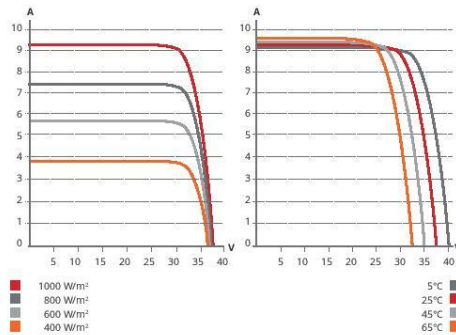
#### CANADIAN SOLAR INC.

545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, [www.canadiansolar.com](http://www.canadiansolar.com), [support@canadiansolar.com](mailto:support@canadiansolar.com)

## ENGINEERING DRAWING (mm)



## CS6P-265P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA / STC\*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	260 W	265 W	270 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	30.4 V	30.6 V	30.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.56 A	8.66 A	8.75 A
Open Circuit Voltage (Voc)	37.5 V	37.7 V	37.9 V
Short Circuit Current (Isc)	9.12 A	9.23 A	9.32 A
Module Efficiency	16.16 %	16.47 %	16.79 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C		
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)		
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC61730)		
Max. Series Fuse Rating	15 A		
Application Classification	Class A		
Power Tolerance	0 ~ + 5 W		

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

## ELECTRICAL DATA / NOCT\*

CS6P	260P	265P	270P
Nominal Max. Power (Pmax)	189 W	192 W	196 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	27.7 V	27.9 V	28.1 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.80 A	6.88 A	6.97 A
Open Circuit Voltage (Voc)	34.5 V	34.7 V	34.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.39 A	7.48 A	7.55 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 96.5 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1638×982×40 mm (64.5×38.7×1.57 in)
Weight	18 kg (39.7 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in) (650 mm (25.6 in) is optional)
Connectors	Friends PV2a (IEC), Friends PV2b (IEC / UL)
Standard Packaging	26 pieces, 515 kg (1135.4 lbs) (quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

## PARTNER SECTION



Scan this QR-code to discover solar projects built with this module



## 8. ANEXO II

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



# FRONIUS SYMO

/ Maximum flexibility for the applications of tomorrow.



/ Boasting power categories ranging from 3.0 to 20.0 kW, the transformerless Fronius Symo is the three-phase inverter for systems of every size. Owing to the SuperFlex Design, the Fronius Symo is the perfect answer to irregularly shaped or multi-oriented roofs. The standard interface to the internet via WLAN or Ethernet and the ease of integration of third-party components make the Fronius Symo one of the most communicative inverters on the market. Furthermore, the meter interface permits dynamic feed-in management and a clear visualisation of the consumption overview.

### TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

INPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. input current ( $I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}^{1)}$ )	16.0 A / 16.0 A					
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> <sup>2)</sup> )	24.0 A / 24.0 A					
Min. input voltage ( $U_{dc \min}$ )	150 V					
Feed-in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )	200 V					
Nominal input voltage ( $U_{dc N}$ )	595 V					
Max. input voltage ( $U_{dc \max}$ )	1,000 V					
MPP voltage range ( $U_{\text{mpp min}} - U_{\text{mpp max}}$ )	200 - 800 V	250 - 800 V	300 - 800 V	150 - 800 V		
Number MPP trackers	1			2		
Number of DC connections	3			2+2		
OUTPUT DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
AC nominal output ( $P_{ac N}$ )	3,000 W	3,700 W	4,500 W	3,000 W	3,700 W	4,500 W
Max. output power	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA	3,000 VA	3,700 VA	4,500 VA
Max. output current ( $I_{ac \max}$ )	4.8 A	5.9 A	7.2 A	4.8 A	5.9 A	7.2 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)					
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)					
Total harmonic distortion	< 3 %					
Power factor ( $\cos \varphi_{ac N}$ )	0.70 - 1 ind. / cap.			0.85 - 1 ind. / cap.		
GENERAL DATA	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm					
Weight	16.0 kg			19.9 kg		
Degree of protection	IP 65					
Protection class	1					
Overvoltage category (DC / AC) <sup>3)</sup>	2 / 3					
Night time consumption	< 1 W					
Inverter design	Transformerless					
Cooling	Regulated air cooling					
Installation	Indoor and outdoor installation					
Ambient temperature range	-25 - +60 °C					
Permitted humidity	0 - 100 %					
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)					
DC connection technology	3x DC+ and 3x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			4x DC+ and 4x DC- screw terminals 2.5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>3)</sup>		
Mains connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>			5-pole AC screw terminals 2.5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>3)</sup>		
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4:712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777 <sup>3)</sup> , CEI 0-21 <sup>3)</sup>					

<sup>1)</sup> This applies to Fronius Symo 3.0-3-M, 3.7-3-M and 4.5-3-M.

<sup>2)</sup> According to IEC 62109-1.

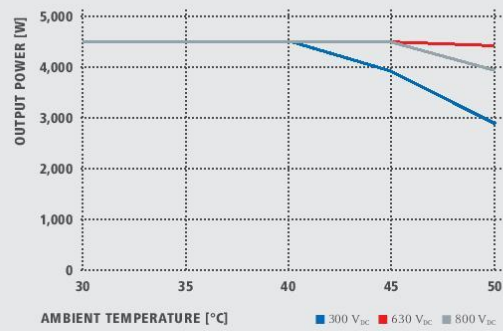
<sup>3)</sup> 16 mm<sup>2</sup> without wire end ferrules. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).



### FRONIUS SYMO 4.5-3-S EFFICIENCY CURVE



### FRONIUS SYMO 4.5-3-S TEMPERATURE DERATING



### TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (3.0-3-S, 3.7-3-S, 4.5-3-S, 3.0-3-M, 3.7-3-M, 4.5-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
Max. efficiency	98.0 %					
European efficiency (η <sub>EU</sub> )	96.2 %	96.7 %	97.0 %	96.5 %	96.9 %	97.2 %
η at 5 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	80.3 / 83.6 / 79.1 %	83.4 / 86.4 / 80.6 %	84.8 / 88.5 / 82.8 %	79.8 / 85.1 / 80.8 %	81.6 / 87.8 / 82.8 %	83.4 / 90.3 / 85.0 %
η at 10 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	87.8 / 91.0 / 86.2 %	90.1 / 92.5 / 88.7 %	91.7 / 93.7 / 90.3 %	86.5 / 91.6 / 87.7 %	87.9 / 93.6 / 90.5 %	89.2 / 94.1 / 91.2 %
η at 20 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	92.6 / 95.0 / 92.6 %	93.7 / 95.7 / 93.6 %	94.6 / 96.3 / 94.5 %	90.8 / 95.3 / 93.0 %	91.9 / 96.0 / 94.1 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %
η at 25 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	93.4 / 95.6 / 93.8 %	94.5 / 96.4 / 94.7 %	95.2 / 96.8 / 95.4 %	91.9 / 96.0 / 94.2 %	92.9 / 96.6 / 95.2 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %
η at 30 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	94.0 / 96.3 / 94.5 %	95.0 / 96.7 / 95.4 %	95.6 / 97.2 / 95.9 %	92.8 / 96.5 / 95.1 %	93.5 / 97.0 / 95.8 %	94.2 / 97.3 / 96.3 %
η at 50 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	95.2 / 97.3 / 96.3 %	96.9 / 97.6 / 96.7 %	96.4 / 97.7 / 97.0 %	94.3 / 97.5 / 96.5 %	94.6 / 97.7 / 96.8 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %
η at 75 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	95.6 / 97.7 / 97.0 %	96.2 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 98.0 / 97.4 %	94.9 / 97.8 / 97.2 %	95.0 / 97.9 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %
η at 100 % P <sub>AC,R</sub> <sup>1)</sup>	95.6 / 97.9 / 97.3 %	96.2 / 98.0 / 97.5 %	96.6 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.4 %	95.1 / 98.0 / 97.5 %	95.0 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %					

<sup>1)</sup> And at U<sub>mpp,min</sub> / U<sub>dc,r</sub> / U<sub>mpp,max</sub>

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
DC insulation measurement	Yes					
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation					
DC disconnect	Yes					
INTERFACES	SYMO 3.0-3-S	SYMO 3.7-3-S	SYMO 4.5-3-S	SYMO 3.0-3-M	SYMO 3.7-3-M	SYMO 4.5-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)					
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver					
USB (A socket) <sup>2)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive					
2x RS422 (R)45 socket) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net, interface protocol					
Signalling output <sup>2)</sup>	Energy management (potential-free relay output)					
Datalogger and Webserver	Included					
External input	50-Meter Interface / Input for overvoltage protection					
RS485 <sup>2)</sup>	Modbus RTU SunSpec or meter connection					

<sup>2)</sup> Also available in the light version. <sup>3)</sup> Available from autumn 2014.

# **TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)**

INPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )	16.0 A / 16.0 A			
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	24.0 A / 24.0 A			
Min. input voltage ( $U_{dc\ min}$ )	150 V			
Feed-in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )	200 V			
Nominal input voltage ( $U_{dcN}$ )	595 V			
Max. input voltage ( $U_{dc\ max}$ )	1,000 V			
MPP voltage range ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )	163 - 800 V	195 - 800 V	228 - 800 V	267 - 800 V
Number MPP trackers	2			
Number of DC connections	2 + 2			
OUTPUT DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
AC nominal output ( $P_{ACN}$ )	5,000 W	6,000 W	7,000 W	8,200 W
Max. output power	5,000 VA	6,000 VA	7,000 VA	8,200 VA
Max. output current ( $I_{ac\ max}$ )	8.0 A	9.6 A	11.2 A	13.1 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)			
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)			
Total harmonic distortion	< 3 %			
Power factor ( $\cos \phi_{ac,t}$ )	0.85 - 1 ind. / cap.			
GENERAL DATA	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Dimensions (height x width x depth)	645 x 431 x 204 mm			
Weight	19.9 kg			21.9 kg
Degree of protection	IP 65			
Protection class	1			
Overvoltage category (DC / AC) <sup>1)</sup>	2 / 3			
Night time consumption	< 1 W			
Inverter design	Transformerless			
Cooling	Regulated air cooling			
Installation	Indoor and outdoor installation			
Ambient temperature range	-25 - +60 °C			
Permitted humidity	0 - 100 %			
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)			
DC connection technology	4x DC+ and 4x DC- Screw terminals 2.5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>2)</sup>			
Mains connection technology	5-pole AC Screw terminals 2.5 - 16mm <sup>2</sup> <sup>2)</sup>			
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-21			

<sup>1)</sup> According to IEC 62109-1.

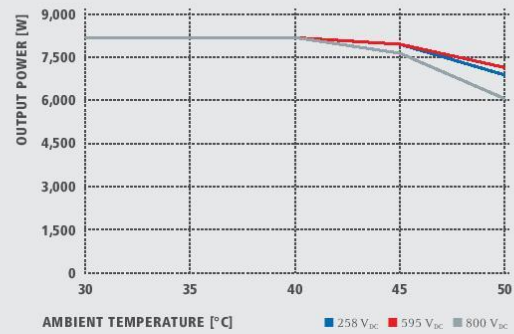
<sup>2)</sup> 16 mm<sup>2</sup> without wire end ferrules.

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

### FRONIUS SYMO 8.2-3-M EFFICIENCY CURVE



### FRONIUS SYMO 8.2-3-M TEMPERATURE DERATING



### TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (5.0-3-M, 6.0-3-M, 7.0-3-M, 8.2-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
Max. efficiency	98.0 %			
European efficiency ( $\eta_{EU}$ )	97.3 %	97.5 %	97.6 %	97.7 %
$\eta$ at 5 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	84.9 / 91.2 / 85.9 %	87.8 / 92.6 / 87.8 %	88.7 / 93.1 / 89.0 %	89.8 / 93.8 / 90.6 %
$\eta$ at 10 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	89.9 / 94.6 / 91.7 %	91.3 / 95.6 / 93.0 %	92.0 / 95.9 / 94.7 %	92.8 / 96.1 / 94.5 %
$\eta$ at 20 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	93.2 / 96.7 / 95.4 %	94.1 / 97.1 / 95.9 %	94.5 / 97.3 / 96.3 %	95.0 / 97.6 / 96.6 %
$\eta$ at 25 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	93.9 / 97.2 / 96.0 %	94.7 / 97.5 / 96.5 %	95.1 / 97.6 / 96.7 %	95.5 / 97.7 / 97.0 %
$\eta$ at 30 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	94.5 / 97.4 / 96.5 %	95.1 / 97.7 / 96.8 %	95.4 / 97.7 / 97.0 %	95.8 / 97.8 / 97.2 %
$\eta$ at 50 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	95.2 / 97.9 / 97.3 %	95.7 / 98.0 / 97.5 %	95.9 / 98.0 / 97.5 %	96.2 / 98.0 / 97.6 %
$\eta$ at 75 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	95.3 / 98.0 / 97.5 %	95.7 / 98.0 / 97.6 %	95.9 / 98.0 / 97.6 %	96.2 / 98.0 / 97.6 %
$\eta$ at 100 % $P_{AC,R}$ <sup>1)</sup>	95.2 / 98.0 / 97.6 %	95.7 / 97.9 / 97.6 %	95.8 / 97.9 / 97.5 %	96.0 / 97.8 / 97.5 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %			

<sup>1)</sup> And at  $U_{mpp,min} / U_{dcr} / U_{mpp,max}$

PROTECTIVE DEVICES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
DC insulation measurement	Yes			
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation			
DC disconnecter	Yes			

INTERFACES	SYMO 5.0-3-M	SYMO 6.0-3-M	SYMO 7.0-3-M	SYMO 8.2-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 inputs and 4 digital in/out	Interface to ripple control receiver			
USB (A socket) <sup>2)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2x RS422 (RJ45 socket) <sup>3)</sup>	Fronius Solar Net, interface protocol			
Signalling output <sup>2)</sup>	Energy management (potential-free relay output)			
Datalogger and Webserver	Included			
External input	SO-Meter Interface / Input for overvoltage protection			
RS485 <sup>3)</sup>	Modbus RTU SunSpec or meter connection			

<sup>2)</sup> Also available in the light version. <sup>3)</sup> Available from autumn 2014.

### TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

INPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. input current ( $I_{dc \max 1} / I_{dc \max 2}$ )	27.0 A / 16.5 A		33.0 A / 27.0 A		
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )	40.5 A / 24.8 A		49.5 A / 40.5 A		
Min. input voltage ( $U_{dc \min}$ )	200 V				
Feed-in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )	200 V				
Nominal input voltage ( $U_{dc0}$ )	600 V				
Max. input voltage ( $U_{dc \max}$ )	1,000 V				
MPP voltage range ( $U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$ )	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Number MPP trackers	2				
Number of DC connections	3+3				
OUTPUT DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
AC nominal output ( $P_{ac0}$ )	10,000 W	12,500 W	15,000 W	17,500 W	20,000 W
Max. output power	10,000 VA	12,500 VA	15,000 VA	17,500 VA	20,000 VA
Max. output current ( $I_{ac \max}$ )	16.0 A	19.9 A	23.9 A	27.9 A	31.9 A
Grid connection (voltage range)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequency (Frequency range)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Total harmonic distortion	< 2 %				
Power factor ( $\cos \phi_{ac,1}$ )	0 - 1 ind. / cap.				
GENERAL DATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensions (height x width x depth)	725 x 510 x 225 mm				
Weight	34.8 kg		43.4 kg		
Degree of protection	IP 66				
Protection class	I				
Overvoltage category (DC / AC) <sup>1)</sup>	2 / 3				
Night time consumption	< 1 W				
Inverter design	Transformerless				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	-25 - +60 °C				
Permitted humidity	0 - 100 %				
Max. altitude	2,000 m / 3,400 m (unrestricted / restricted voltage range)				
DC connection technology	6x DC+ and 6x DC- screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Mains connection technology	5-pole AC screw terminals 2.5 - 16 mm <sup>2</sup>				
Certificates and compliance with standards	ÖVE / ÖNORM E 8001-4:712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, G59/3, UNE 206007-1, S1 4777, CEI 0-16, CEI 0-21				

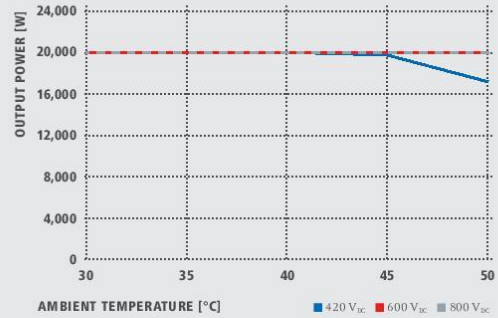
<sup>1)</sup> According to IEC 62109-1. DIN rail for optional overvoltage protection (type 2) is included.  
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).



### FRONIUS SYMO 20.0-3-M EFFICIENCY CURVE



### FRONIUS SYMO 20.0-3-M TEMPERATURE DERATING



### TECHNICAL DATA FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

EFFICIENCY	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Max. efficiency	98.0 %		98.1 %		
European efficiency (η <sub>EU</sub> )	97.4 %	97.6 %	97.8 %	97.8 %	97.9 %
η at 5 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	87.9 / 92.5 / 89.2 %	88.7 / 93.1 / 90.1 %	91.2 / 94.8 / 92.3 %	91.6 / 95.0 / 92.7 %	91.9 / 95.2 / 93.0 %
η at 10 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	91.2 / 94.9 / 92.8 %	92.9 / 96.1 / 94.6 %	93.4 / 96.0 / 94.4 %	94.0 / 96.4 / 95.0 %	94.8 / 96.9 / 95.8 %
η at 20 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	94.6 / 97.1 / 96.1 %	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.9 / 97.4 / 96.7 %	96.1 / 97.6 / 96.9 %	96.3 / 97.8 / 97.1 %
η at 25 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	95.4 / 97.3 / 96.6 %	95.6 / 97.6 / 97.0 %	96.2 / 97.6 / 97.0 %	96.4 / 97.8 / 97.2 %	96.7 / 97.9 / 97.4 %
η at 30 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	95.6 / 97.5 / 96.9 %	95.9 / 97.7 / 97.2 %	96.5 / 97.8 / 97.3 %	96.6 / 97.9 / 97.4 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
η at 50 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	96.3 / 97.9 / 97.4 %	96.4 / 98.0 / 97.5 %	96.9 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %
η at 75 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 98.0 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.8 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %
η at 100 % P <sub>ACR</sub> <sup>1)</sup>	96.5 / 98.0 / 97.6 %	96.5 / 97.8 / 97.6 %	97.0 / 98.1 / 97.7 %	96.9 / 98.1 / 97.6 %	96.8 / 98.0 / 97.6 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE DEVICES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
DC insulation measurement	Yes				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC disconnect	Yes				
INTERFACES	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP, SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs and 4 digital inputs/outputs	Interface to ripple control receiver				
USB (A socket) <sup>2)</sup>	Datalogging, inverter update via USB flash drive				
2x RS422 (RJ45-socket) <sup>2)</sup>	Fronius Solar Net, interface protocol				
Signalling output <sup>3)</sup>	Energy management (potential-free relay output)				
Datalogger and Webserver	Included				
External input	S0-Meter Interface / Input for overvoltage protection				
RS485 <sup>3)</sup>	Modbus RTU, SunSpec or meter connection				

<sup>1)</sup> And at U<sub>mpp min</sub> / U<sub>dcr</sub> / U<sub>mpp max</sub> <sup>2)</sup> Also available in the light version. <sup>3)</sup> Available from autumn 2014.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

### WE HAVE THREE DIVISIONS AND ONE PASSION: SHIFTING THE LIMITS OF POSSIBILITY.

/ Whether welding technology, photovoltaics or battery charging technology – our goal is clearly defined: to be the innovation leader. With around 3,000 employees worldwide, we shift the limits of what's possible – our more than 850 active patents are testimony to this. While others progress step by step, we innovate in leaps and bounds. Just as we've always done. The responsible use of our resources forms the basis of our corporate policy.

Further information about all Fronius products and our global sales partners and representatives can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com)

v.02 Feb 2014 EN

Fronius India Private Limited  
GAT no 312, Nanekarwadi  
Chakan, Taluka - Khed District  
Pune 410501  
India  
[pv-sales-india@fronius.com](mailto:pv-sales-india@fronius.com)  
[www.fronius.in](http://www.fronius.in)

Fronius Australia Pty Ltd.  
90-92 Lambeck Drive  
Tullamarine VIC 3043  
Australia  
[pv-sales-australia@fronius.com](mailto:pv-sales-australia@fronius.com)  
[www.fronius.com.au](http://www.fronius.com.au)

Fronius UK Limited  
Maidstone Road, Kingston  
Milton Keynes, MK10 0BD  
United Kingdom  
[pv-sales-uk@fronius.com](mailto:pv-sales-uk@fronius.com)  
[www.fronius.co.uk](http://www.fronius.co.uk)

Fronius International GmbH  
Froniusplatz 1  
4600 Wels  
Austria  
[pv-sales@fronius.com](mailto:pv-sales@fronius.com)  
[www.fronius.com](http://www.fronius.com)

Text and images correspond to the current state of technology at the time of printing. Subject to modifications. All information is without guarantee in spite of careful editing. Liability excluded. Copyright © 2011 Fronius®. All rights reserved. M.06.0092.2 EN v.11 Aug. 2014 as 17