

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CENTRO TECNOLÓGICO DE JOINVILLE  
CURSO DE ENGENHARIA DE INFRAESTRUTURA

CARLOS EDUARDO PSCHIEDT

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA E DIMENSIONAMENTO ASSOCIADO À  
IMPLEMENTAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM UMA EDIFICAÇÃO VERTICAL  
DE JOINVILLE

Joinville  
2017

CARLOS EDUARDO PSCHIEDT

ANÁLISE DA VIABILIDADE ECONÔMICA E DIMENSIONAMENTO ASSOCIADO À  
IMPLEMENTAÇÃO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS EM UMA EDIFICAÇÃO VERTICAL  
DE JOINVILLE

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
como requisito parcial para obtenção do título  
de Bacharel em Engenharia de Infraestrutura,  
no curso Engenharia de Infraestrutura da  
Universidade Federal de Santa Catarina,  
Centro Tecnológico de Joinville.

Orientadora: Prof. Dr. Andrea Holz  
Pfutzenreuter

Joinville  
2017

## RESUMO

Novas fontes de energia estão sendo estudadas e desenvolvidas no âmbito mundial. A energia solar ainda é a fonte menos explorada no Brasil, devido ao custo elevado no início da sua aplicação no cenário nacional. Todavia, nos últimos anos, novos meios de produção foram estabelecidos por lei, incentivando o uso da energia solar através de painéis fotovoltaicos em residências e edificações. A geração distribuída e a microgeração de energia são os dois parâmetros existentes na regulamentação que permite ao usuário ter sua produção de energia conectada diretamente à rede de distribuição elétrica e usá-la como banco de bateria. Tal fato reduz o custo do sistema e o torna atrativo a longo prazo. Esse trabalho tem como objetivo analisar o potencial de geração de energia através do sistema fotovoltaico para uma edificação vertical no município de Joinville, bem como realizar uma avaliação de custo e retorno de investimento. Com as demonstrações das condições climáticas da área de interesse, a irradiação solar como um dos fatores de maior relevância ao dimensionamento do sistema, analisando as perdas ocorridas pela análise de sombreamento, consolida-se o orçamento do sistema em R\$ 72.889,85, considerando os valores atuais de custos e instalação. Por fim é apresentado uma estimativa do tempo de retorno do investimento bem como o valor acumulado ao fim da vida útil do sistema.

**Palavras-chave:** Energia Solar. Geração Distribuída. Microgeração. Painéis Fotovoltaicos.

## **ABSTRACT**

New sources of energy are being studied and developed worldwide. Solar energy is still the least explored source in Brazil, due to the high cost at the beginning of its application in the national scenario. However, in recent years, new means of production have been established by law, encouraging the use of solar energy through photovoltaic panels in homes and buildings. The Distributed Generation and Micro-generation of energy are the two parameters connected to the regulation that allows the user to have their energy production connected directly to the electric distribution network and to use it as a battery bank. This reduces the cost of the system and makes it attractive in the long run. This work aims to analyze the economic feasibility of applying a photovoltaic panel system in a vertical building located in the city of Joinville, as well as conduct an assessment of cost and return on investment. With the demonstrations of climatic conditions of the area of interest, the solar irradiation as one of the factors of greater relevance to the system sizing, analyzing the losses occurred by the shading analysis, the system budget is consolidated at R\$ 72.889,85, considering the current values of costs and installation. Finally, a time estimation of return of the investment is presented, as well as the accumulated value at the end of the useful life of the system.

**Keywords:** Distributed generation. Solar Energy. Microgeneration. Photovoltaic panels.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço à minha orientadora Professora Andrea Holz Pfitzenreuter, por ter entregado sua confiança desde o início do trabalho e pela cumplicidade na solução dos problemas.

Agradeço à Mariane Hartmann Crespi, pela colaboração em solucionar diversas dúvidas que surgiram no decorrer do trabalho e pela disponibilidade oferecida em todos os momentos que precisei de ajuda.

À Natália Morales, pelas sugestões e apoio oferecido durante a elaboração do trabalho.

Agradeço ao Fábio da empresa Ecoa Energias Renováveis por todo suporte e auxílio oferecido em questões de grande importância na execução deste trabalho.

Agradeço ao Engenheiro Alessandro Inácio Costa e ao pessoal da Ihome Incorporadora por ter fornecido todo subsídio necessário para realização do trabalho.

Ao Professor Cassiano Augusto Isler, pela disponibilidade em auxiliar em todos os momentos que foi necessário.

Sou muito grato à minha mãe Eliane Seidel Pscheidt e ao meu pai Silvio Pscheidt, por me oferecerem todo suporte necessário e apoio nas horas que mais precisei, no decorrer da vida universitária. Sem vocês nada disso seria possível.

Aos amigos da família Triplo X, por tornarem a vida universitária mais prazerosa e vitoriosa, proporcionando momentos inesquecíveis.

A todos que, direta ou indiretamente, participaram da minha formação.

*"Dificuldades preparam  
pessoas comuns para destinos  
extraordinários."*

*C. S. Lewis*

---

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Solar FV Isolado. . . . .	17
Figura 2 – Sistema FV conectado à rede. . . . .	18
Figura 3 – Localização da edificação. . . . .	21
Figura 4 – Vista ampliada da área de projeto. . . . .	21
Figura 5 – Dados dos níveis de irradiação solar no local de projeto. . . . .	22
Figura 6 – Localização da edificação conforme a posição geográfica inserida no software SketchUp. . . . .	27
Figura 7 – Áreas destinadas para aplicação dos painéis fotovoltaicos. . . . .	28
Figura 8 – Aplicação dos painéis nas áreas de interesse. . . . .	29
Figura 9 – Caminho percorrido pelo sol conforme o software SketchUp. . . . .	30
Figura 10 – Simulação do sombreamento da área durante as estações do ano. . . . .	31
Figura 11 – Relatório de perdas gerado pela extensão Skeilon. . . . .	32
Figura 12 – Módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6X - 310P. . . . .	34
Figura 13 – Parâmetros de cálculo para arranjo ideal do sistema. . . . .	35
Figura 14 – Sugestão do arranjo ideal do sistema. . . . .	35
Figura 15 – Inversor Fronius IG Plus 150V. . . . .	37
Figura 16 – Parâmetros de condição climática e localização inseridos no simulador ABB. . . . .	38
Figura 17 – Dados de seleção do painel utilizado. . . . .	38
Figura 18 – Dados de seleção do modelo do inversor ABB. . . . .	39
Figura 19 – Resultado de arranjo ideal gerado a partir dos dados de entrada. . . . .	39
Figura 20 – Inversor ABB PVI - 10V. . . . .	40
Figura 21 – Escolha da inclinação e condição azimutal das placas. . . . .	41
Figura 22 – Caminho percorrido pelo sol conforme o software PVSyst. . . . .	42
Figura 23 – Escolha do painel e inversor utilizados no sistema fotovoltaico. . . . .	43
Figura 24 – Definição da quantidade de strings do sistema. . . . .	43
Figura 25 – Resultado de condições operacionais e potencial gerador do arranjo escolhido. . . . .	44
Figura 26 – Área necessária para aplicação dos módulos. . . . .	44
Figura 27 – Alteração do inversor para a marca ABB e modelo PVI-10.0V. . . . .	45
Figura 28 – Diagrama Unifilar. . . . .	46

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de cálculo para consumo de elevadores. . . . .	24
Tabela 2 – Dados do consumo mensal em KWh. . . . .	25
Tabela 3 – Dados do consumo mensal do Edifício American Garden em KWh. . . . .	26
Tabela 4 – Resultado do arranjo ideal do sistema. . . . .	36
Tabela 5 – Produção do sistema devido à inclinação dos módulos. . . . .	45
Tabela 6 – Itens e previsão de custo do sistema. . . . .	47
Tabela 7 – Reajuste da tarifa da Celesc. . . . .	48
Tabela 8 – Análise do investimento e tempo de payback. . . . .	49

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN Balanço Energético Nacional

CELESC Centrais Elétricas de Santa Catarina

CRESESB Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

FV Fotovoltaicos

GWh Gigawatt-hora

kW Quilowatt

kWh Quilowatt-hora

MIGDI Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica

MPPT Rastreador do Ponto de Máxima Potência

MW Megawatt

MWh Megawatt-hora

PDEE Plano Decenal de Expansão de Energia

PROCEL Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica

SIGFI Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente

SIN Sistema Interligado Nacional

TIR Taxa Interna de Retorno

TWh Terawatt-hora

VPL Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>11</b>
<b>1.1</b>	<b>Objetivo Geral</b>	<b>12</b>
<b>1.2</b>	<b>Objetivos Específicos</b>	<b>12</b>
<b>1.3</b>	<b>Estrutura do Trabalho</b>	<b>12</b>
<b>2</b>	<b>ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA</b>	<b>14</b>
<b>2.1</b>	<b>Caracterização do funcionamento</b>	<b>15</b>
<b>2.2</b>	<b>Sistemas Fotovoltaicos (FV)</b>	<b>16</b>
2.2.1	Sistemas FV isolados	16
2.2.2	Sistemas FV conectados direto a rede	17
2.2.3	Sistemas FV aplicados à edificações verticais	18
<b>2.3</b>	<b>Tecnologias existentes</b>	<b>19</b>
2.3.1	Silício Cristalino	19
2.3.2	Silício Amorfo	19
<b>3</b>	<b>ANÁLISE DAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO LOCAL</b>	<b>21</b>
<b>3.1</b>	<b>Níveis de irradiação solar no município de Joinville</b>	<b>22</b>
<b>3.2</b>	<b>Estudo de caso Residencial Palazzo Brunello</b>	<b>23</b>
3.2.1	Dados do consumo energético da unidade consumidora	23
3.2.2	Estudo do sombreamento da área	26
<b>4</b>	<b>PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO</b>	<b>33</b>
<b>4.1</b>	<b>Definição da marca do painel</b>	<b>33</b>
<b>4.2</b>	<b>Definição do Inversor</b>	<b>34</b>
4.2.1	Definição do arranjo utilizando um inversor Fronius Solar	34
4.2.2	Definição do arranjo utilizando um inversor ABB	37
<b>4.3</b>	<b>Dimensionamento do sistema fotovoltaico utilizando PVSyst</b>	<b>40</b>
<b>5</b>	<b>ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO E TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO</b>	<b>47</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>50</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>51</b>
	<b>APÊNDICE A</b>	<b>54</b>
	<b>APÊNDICE B</b>	<b>55</b>

<b>ANEXO A</b>	<b>56</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>58</b>
<b>ANEXO C</b>	<b>59</b>
<b>ANEXO D</b>	<b>61</b>
<b>ANEXO E</b>	<b>63</b>
<b>ANEXO F</b>	<b>64</b>
<b>ANEXO G</b>	<b>68</b>
<b>ANEXO H</b>	<b>69</b>
<b>ANEXO I</b>	<b>73</b>
<b>ANEXO J</b>	<b>76</b>

## 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 (PDEE) elaborado pelo Ministério de Minas e Energia (2014), o consumo de energia elétrica em 2024 será de 790,9 TWh. Considerando que no ano de 2015 o consumo foi de 525,5 TWh, temos um aumento de aproximadamente 33%. Em vista disso, observa-se a necessidade de desenvolvimento de novas fontes de energia para suprir essa demanda.

A fonte de energia mais utilizada atualmente no território nacional é a hidráulica, detendo 63,2% da energia total gerada (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016a). Todavia, de acordo com Montenegro (2013) a construção de novas usinas hidrelétricas é proveniente de um custo significativo e valor socioambiental, além do esgotamento potencial do setor em uma perspectiva de menos de 20 anos. Portanto, devem ser consideradas outras soluções mais viáveis para resolver esse problema.

Devido a esse déficit de geração de energia, o investimento em setores como a energia eólica e solar tem aumentado. Segundo o Balanço Energético Nacional (BEN) Ministério de Minas e Energia (2016b), no ano de 2015 a geração eólica teve um crescimento de 77,1% em relação ao ano anterior, produzindo 21,6 TWh. Ainda no ano de 2015, destaca-se a energia solar fotovoltaica, que atingiu os 59 GWh de geração. Esse crescimento é proveniente de ações regulatórias que possibilitaram a compensação de energia excedente produzida por sistemas microgeradores e minigeradores (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, 2012a)

Por estar situado no hemisfério sul, o território brasileiro é favorecido em relação à localização no que tange aos níveis de irradiação solar, que são superiores aos encontrados em países europeus e asiáticos. A Região Nordeste é classificada com maior potencial de geração de energia fotovoltaica do país devido à localização privilegiada. O Sul situa-se com grande capacidade de geração durante o verão, quando ocorrem grandes períodos de estiagem (MONTENEGRO, 2013).

Conforme Rüter (2004), os painéis fotovoltaicos são projetados para serem empregados em ambientes externos, sob ação dos agentes climáticos, como chuva e vento. É nesse âmbito que o sistema se torna adequado ao uso em edificações, que quando instalados podem ter dupla função: geração de energia elétrica e acabamento arquitetônico no exterior da edificação. Além disso, o potencial de geração pode se tornar ideal quando se obtém máxima irradiação solar coincidindo com máxima potência de ar-condicionado, pois o maior consumo de energia se dará no momento da maior geração, tendo assim mais eficiência no consumo.

A metodologia desta pesquisa está fundamentada em conceitos e dados obtidos através de bibliografias e órgãos governamentais. A escolha do tema surgiu a partir da possibilidade de aplicação do trabalho em uma edificação em construção. Com isso, o estudo se enquadra na pesquisa experimental, pois conforme define Gil (2002), escolhe-se o tema de pesquisa, e manipulam-se as variáveis com potencial influência sobre o assunto. O projeto será realizado através dos softwares SketchUP (2016) e PVSyst (2016) para posterior avaliação da viabilidade econômica do sistema fotovoltaico.

### **1.1 Objetivo Geral**

Analisar o potencial de geração de energia através do sistema fotovoltaico para uma edificação vertical no município de Joinville, bem como realizar uma avaliação de custo e retorno de investimento.

### **1.2 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos são:

- a. Demonstrar as etapas de implantação do sistema solar fotovoltaico em uma edificação vertical;
- b. Propor o dimensionamento das placas fotovoltaicas utilizando um software específico;
- c. Analisar a viabilidade econômica considerando o retorno do investimento e tempo de vida útil do sistema;

### **1.3 Estrutura do Trabalho**

Inicialmente, no capítulo 2, será realizada uma abordagem referente às características de um sistema fotovoltaico, apresentando as etapas contidas na geração de energia, caracterizando assim o funcionamento do sistema. Também serão apresentadas as tecnologias mais vendidas mercado nacional, citando as principais matérias primas pertencentes a cada sistema.

O capítulo 3 apresentará os dados referentes ao local de projeto, de forma a demonstrar as condições climáticas da área de interesse, sendo a irradiação solar um dos fatores de maior relevância. Em relação à unidade consumidora, será realizado um levantamento sobre o consumo mensal, permitindo assim o dimensionamento do sistema. Por fim, será demonstrado as perdas ocorridas no sistema através de uma análise de sombreamento, utilizando o software SketchUp.

O dimensionamento do sistema fotovoltaico utilizando os dados do local e as análises de resultados serão apresentados no capítulo 4, mostrando assim, todas as

etapas e considerações relevantes no projeto. Para a realização do dimensionamento será utilizado o software PVsyst. O diagrama unifilar também será mostrado neste capítulo.

No capítulo 5 será mostrado o orçamento do sistema, considerando dados e valores atuais de custos e instalação, e também uma estimativa do tempo de retorno (payback).

Por fim, no capítulo 6 será apresentada uma conclusão referente à viabilidade do projeto, considerando o valor final de projeto e o tempo de retorno.

## 2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Outros meios de gerar energia estão em constante desenvolvimento, como no caso da fonte solar, biomassa e eólica. Essas fontes de energia são consideradas como uma opção ecologicamente correta e tem seu potencial atrativo relacionado a substituir fontes de energias poluentes não renováveis e também à possibilidade do uso descentralizado, que nos últimos anos tem sido um fator determinante e incentivador no desenvolvimento por energias limpas (LOPO, 2010).

No Brasil, a energia solar é a menos utilizada quando comparada com outras fontes de energia como a eólica e hidráulica. Esta última detém um percentual de 63,2% do total de energia elétrica gerada em todo país (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2016a). Todavia a incidência solar presente no território nacional é consideravelmente superior aos níveis encontrados em países europeus que apresentam altos índices de aproveitamento da luz solar para geração de energia elétrica.

Em relação ao potencial energético da energia solar, cita-se o aproveitamento do calor e a conversão em energia elétrica. Em relação ao calor, este pode ser utilizado para o aquecimento de água e ambientes; e a luz solar para iluminar o ambiente e convertê-la em energia elétrica através do efeito fotovoltaico (ANTONIOLLI, 2015).

O efeito fotovoltaico provém do potencial de conversão de energia solar em energia elétrica. A incidência de radiação solar sobre o planeta é favorável para a aplicabilidade de sistemas de energia solar fotovoltaica. O processo de geração de energia é silencioso, possui um nível baixo de poluição e é renovável. Com isso, o sistema fotovoltaico é visto como uma solução sustentável de grande importância para o desenvolvimento de energias renováveis limpas (RÜTHER, 2004).

O sistema comumente utilizado no Brasil, precedente à aprovação da Resolução Normativa Nº 482/2012 da ANEEL, que regulamenta as condições de acesso à microgeração e macrogeração de energia, era por meio de banco de baterias que acumulavam a energia gerada excedente à consumida. Todavia esse sistema representa um alto custo inicial e também de manutenção, sendo mais apropriado a áreas afastadas da rede como ilhas, áreas rurais e aldeias indígenas. Contudo, após a normativa permitir compartilhamento da energia gerada com a própria rede elétrica, sendo essa classificada como uma espécie de bateria, houve um crescimento expressivo por tecnologia fotovoltaica devido à redução no custo do sistema e sua constante evolução.

## 2.1 Caracterização do funcionamento

O funcionamento de um sistema fotovoltaico ocorre basicamente a partir de painéis solares que convertem energia solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico, sem a geração de gases poluentes, ruídos e de maneira renovável (RÜTHER, 2004). Além disso, o sistema pode operar de maneira autônoma, operando com um banco de baterias destinadas a receber a energia excedente, ou de maneira descentralizada através do Sistema Interligado Nacional (SIN), utilizando a própria rede elétrica como bateria. Essa última forma de geração de energia, mais indicada às edificações residenciais no meio urbano, tem registrado expressivo aumento de utilização devido a economia gerada por dispensar o uso de dispositivos de estocagem (DÁVI, 2013) .

Conforme Rüter (2004) os painéis fotovoltaicos são fabricados de modo a resistir às diversas condições climáticas e possuem um tempo de manutenção de aproximadamente 30 anos. Além disso, esses dispositivos geradores podem ser utilizados de duas maneiras; a primeira como gerador de energia elétrica que é principal função do sistema; e com a função arquitetônica de fachada e cobertura para edificações, isto em virtude dos módulos solares estarem em constante evolução e melhora de eficiência.

Segundo a resolução NBR 10899 da ABNT (2013), os componentes de um sistema fotovoltaico dependem da aplicação do mesmo, porém independente da configuração, todos apresentam o gerador fotovoltaico. Os outros elementos que podem constituir o sistema são: “inversores, controladores de carga, dispositivos para controle, supervisão e proteção, armazenamento de energia elétrica, fiação, fundação e estrutura de suporte”.

O potencial gerador do painel fotovoltaico depende muito da inclinação e orientação em que o mesmo se encontra em relação à incidência solar. Os efeitos dessas disposições dependem da fração de albedo, que é a reflexão dos arredores, bem como da razão entre radiação direta e difusa local. Em relação a latitude, o ideal é que o sistema fotovoltaico se encontre inclinado na latitude local, e a orientação sempre voltada para a linha do equador (norte geográfico para instalações no hemisfério sul), pois o maior potencial de irradiação é encontrado nesses parâmetros (RÜTHER, 2004).

Vários fatores influenciam na perda de geração de energia fotovoltaica, e dentre eles destaca-se o fenômeno de sombreamento que geram significativas perdas em seu rendimento e por isso devem estar posicionados em locais livres de qualquer obstrução da incidência solar. Componentes comuns ao sombreamento são os postes de luz, montanhas ou a proximidade com edificações mais altas. Outro fator que diminui o potencial gerador é a sujeira no painel solar. Com a exposição aos diversos fatores climáticos o dispositivo tende a acumular sujeira, sendo apropriada então, uma

manutenção do elemento para melhorar o desempenho (RÜTHER, 2004).

## **2.2 Sistemas Fotovoltaicos (FV)**

Os sistemas fotovoltaicos podem atuar de duas maneiras, sendo isolados ou conectados direto à rede.

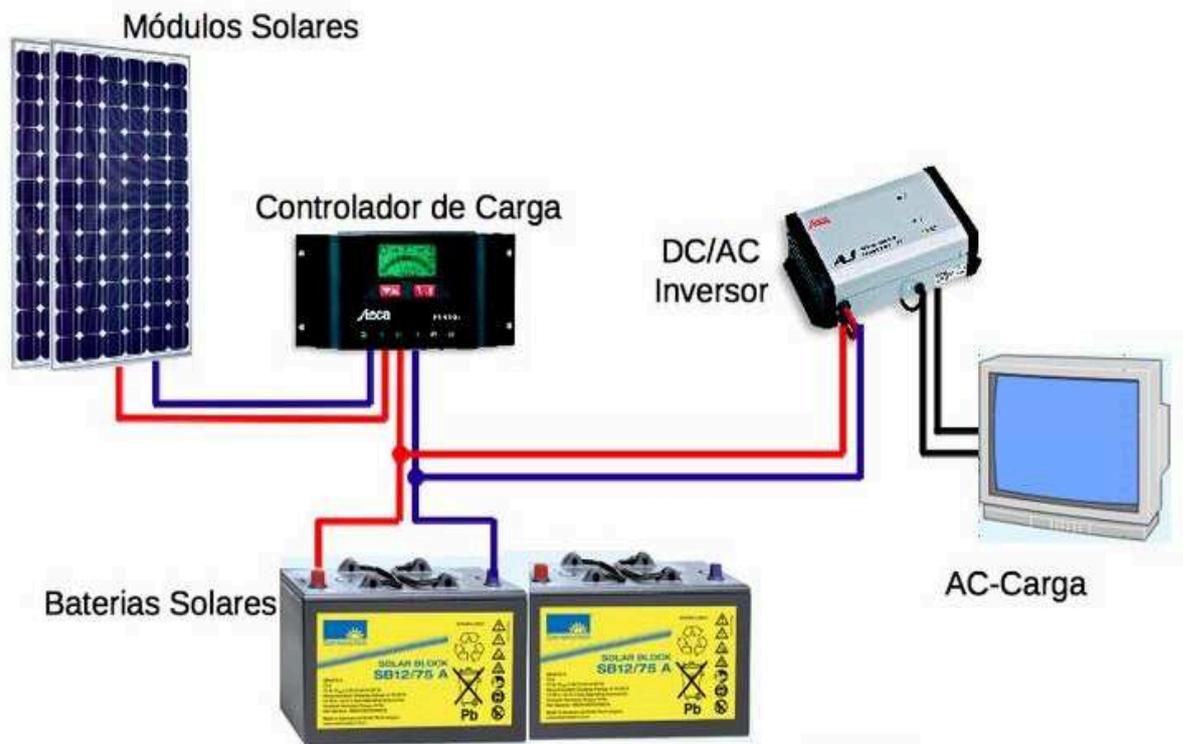
### **2.2.1 Sistemas FV isolados**

Os sistemas FV isolados podem ser puros ou híbridos, e tem como principal característica não serem conectados à rede pública de energia. Os sistemas considerados puros são aqueles que recebem somente energia solar e a transformam em energia elétrica. Os sistemas híbridos operam com uma energia auxiliar à solar, de forma simultânea e gerando também energia elétrica (ANTONIOLLI, 2015).

Conforme define Rüter (2004), os sistemas isolados operam com auxílio de um banco de baterias, que são utilizados para estocar a energia gerada em excesso, visto que a maior parcela da energia gerada ocorre durante o período em que o sol incide sobre os painéis solares, e o tempo de maior utilização da energia é no período noturno. Por essa razão se faz necessário armazenar a energia gerada durante o dia para utilização posterior. O problema desse sistema é a necessidade de uma área maior destinada a esse banco de baterias e o custo tanto de aquisição quanto de manutenção.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2012b), a Resolução Normativa Nº 493, de 5 de junho de 2012, define os sistemas isolados de geração através do Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) e do Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente (SIGFI). A Normativa Nº 493 determina o MIGDI como “sistema isolado de geração e distribuição de energia elétrica com potência instalada total de geração de até 100 kW” e o SIGFI como “ sistema de geração de energia elétrica, utilizado para o atendimento de uma única unidade consumidora, cujo fornecimento se dê exclusivamente por meio de fonte de energia intermitente”, sendo essa fonte de energia intermitente, um recurso energético que não pode ser armazenado na sua forma original. Ademais os sistemas isolados necessitam de controladores de carga, que tem a função de evitar sobrecargas ou descargas na bateria, contribuindo com o desempenho e vida útil do sistema. A figura 1 apresenta um esquema ilustrativo de funcionamento de um sistema isolado.

Figura 1 – Sistema Solar FV Isolado.



Fonte: Solvento Energia (2015).

### 2.2.2 Sistemas FV conectados direto a rede

Os sistemas FV conectados a rede elétrica, tem como principal característica dispensar o uso de baterias e dispositivos de estocagem, e com isso, torna-se mais atrativo economicamente para edificações residenciais, pois o custo com esses elementos de armazenagem é eliminado. A estocagem da energia gerada é feita pela própria rede pública de energia elétrica, que recebe a energia e converte em crédito para o consumidor. As leis que regem o uso desse tipo de geração são especificadas pela ANEEL através da Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, que determina a possibilidade da compensação de energia elétrica através da microgeração distribuída e minigeração distribuída. A normativa define esses aspectos da seguinte forma:

I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL;

III - sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou

minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora;

Os principais componentes desse sistema são os painéis fotovoltaicos e inversores, sendo dispensado então o uso de controladores de carga e baterias. O funcionamento do sistema pode ser observado na figura 2.

Figura 2 – Sistema FV conectado à rede.



Fonte: Microgeração de Energia (2017).

### 2.2.3 Sistemas FV aplicados à edificações verticais

Segundo Rüter (2004), a aplicabilidade dos sistemas FV em edificações tem se tornado cada vez mais praticável, visto que são projetados para resistir às diversas condições climáticas e ter dupla função em relação ao funcionamento, podendo ser instalados de forma integrada (telha/módulo) em telhados existentes e em fachadas como material de revestimento.

O avanço tecnológico tem apresentado uma grande variedade de materiais que se adequam as edificações, como o caso dos módulos flexíveis, semitransparentes, laminados em painéis de vidro entre outros. Esses são casos relacionados à aplicação arquitetônica, na qual os painéis solares são explorados duplamente, sendo assim, na questão principal que é a conversão de energia como em revestimento e acabamento de edificações (RÜTHER, 2004).

## 2.3 Tecnologias existentes

Novas tecnologias são desenvolvidas constantemente visando a melhoria na eficiência e estética das placas. O presente trabalho tem como objetivo a eficiência energética, visto que será instalado no telhado da edificação estudada. Portanto serão apresentadas duas soluções comercialmente utilizadas no Brasil e visando um melhor custo benefício relacionado à eficiência do sistema, não pensando em questões estéticas.

### 2.3.1 Silício Cristalino

O silício cristalino é um material semicondutor que é utilizado em painéis fotovoltaicos. Sua disposição é semelhante a um cristal, na qual os átomos são espaçados regularmente (PANATA, 2015).

Segundo Braga (2008), historicamente essa célula é a mais utilizada em parâmetros comerciais devido à sua conversão de luz solar em eletricidade e devido ao processo básico de conversão ser bem integrado. O processo de fabricação do material ocorre a partir extração do dióxido de silício, que posteriormente é desoxidado em altas temperaturas, purificado e soldado, formando assim o módulo. O grau de pureza que é possível atingir no processo é equivalente ao intervalo entre 98% e 99%, dessa forma, pode ser considerado eficiente energeticamente.

Conforme Panata (2015), o silício cristalino se divide em monocristalino e policristalino. Em relação ao monocristalino, este apresenta somente um cristal extremamente puro, que realiza o processo de conversão. Devido à pureza presente no cristal, essa tecnologia tem um custo maior, porém possui uma melhor eficiência energética e um maior tempo de vida útil, aproximadamente 30 anos. O silício policristalino é basicamente um bloco de células monocristalinas trabalhando em conjunto. Todavia, não é possível manter a pureza do cristal monocristalino e com isso há uma redução na eficiência energética e também no custo.

### 2.3.2 Silício Amorfo

O silício amorfo trata-se de uma tecnologia iniciada nos anos 70, relacionada aos filmes finos e utilizada em aparelhos que necessitavam pouca energia, como por exemplo, calculadoras, relógios, entre outros. Nas inovações tecnológicas esse tipo de energia foi desenvolvido em razão do seu bom desempenho para equipamentos com alto consumo energético (BRAGA, 2008).

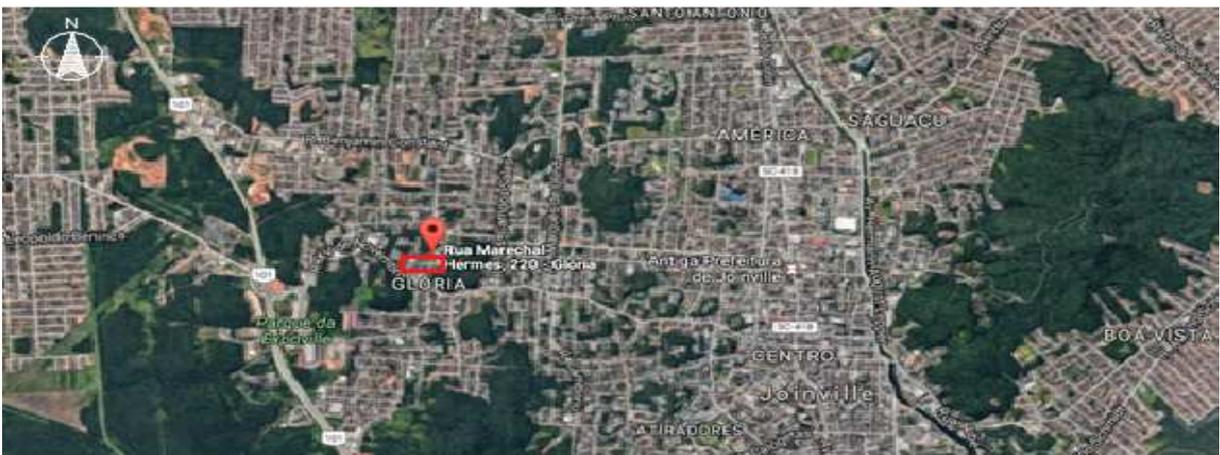
Braga (2008) explica que o arranjo dos átomos, diferentemente do silício cristalino, é desordenado. O baixo custo de fabricação é encarado com uma das principais vantagens do sistema, em contrapartida, o sistema não tem uma boa

eficiência energética e as células são degradadas com mais facilidade em relação ao outro sistema.

### 3 ANÁLISE DAS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS DO LOCAL

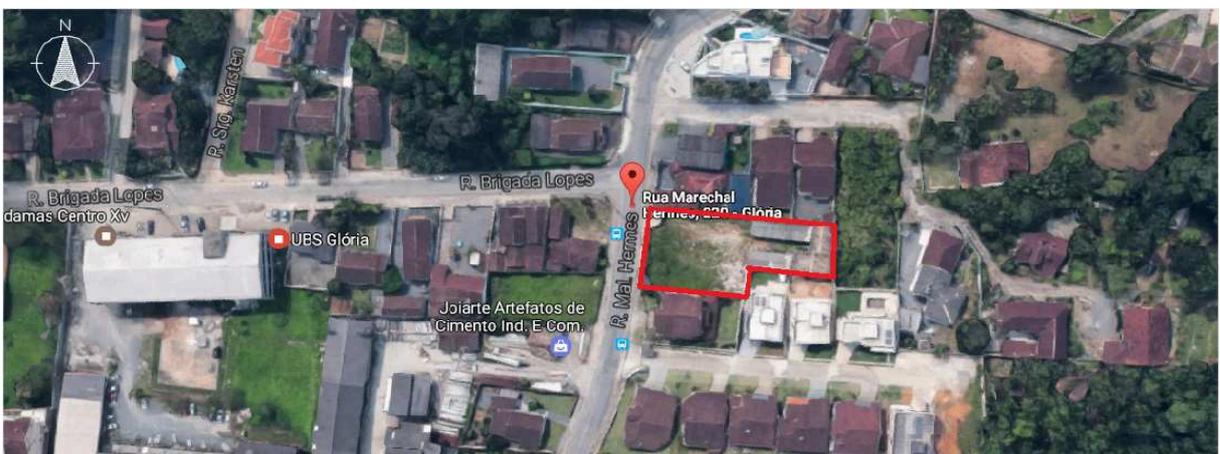
O local definido para o estudo está situado no município de Joinville no estado de Santa Catarina. A edificação trata-se de um edifício residencial localizado no bairro Glória, região centro-norte da cidade, conforme as figuras 3 e 4 obtidas no Google Maps (2016). Nesse capítulo será realizada uma análise em relação aos níveis de irradiação encontrados na área estudada, bem como a comparação entre os ângulos referentes à latitude que apresentam maior incidência solar.

Figura 3 – Localização da edificação.



Fonte: Fonte: Google Maps modificado pelo autor (2016).

Figura 4 – Vista ampliada da área de projeto.



Fonte: Google Maps modificado pelo autor (2016).

### 3.1 Níveis de irradiação solar no município de Joinville

O nível de irradiação solar é um parâmetro essencial na aprovação de uma área para implantação de um sistema fotovoltaico. Em razão disso, foi realizado um estudo referente à região de interesse, considerando as variáveis relevantes para um melhor aproveitamento da irradiação solar. Para atingir o maior potencial de irradiação é necessário que o sistema se encontre voltado para a Linha do Equador, nesse caso, para o norte geográfico em países do hemisfério sul, e inclinado de acordo com a inclinação local (RÜTHER, 2004).

Para determinar o nível de irradiação solar foram utilizados os dados do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB) (2016) através do software SunData. O software gerou um resultado referente às regiões próximas de Joinville, porém o resultado considerado para estudo foi do município de São Francisco do Sul que possui uma latitude de 26°14'36", valor mais próximo ao encontrado em Joinville, 26°17'10" conforme o Google Maps (2016), sendo este adotado como parâmetro de cálculo no dimensionamento do sistema. Na figura 5 são apresentadas as médias mensais e no gráfico obtido é possível avaliar a oscilação dos níveis de irradiação obtidos durante um ano.

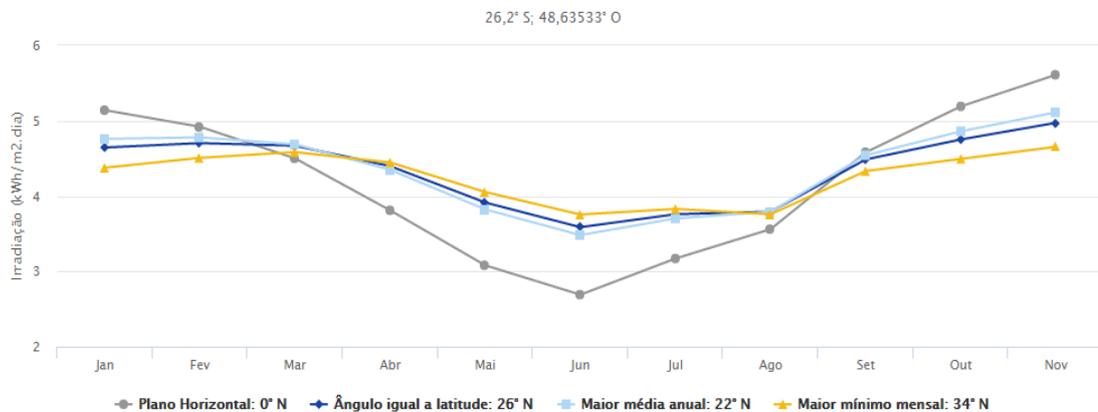
Figura 5 – Dados dos níveis de irradiação solar no local de projeto.

#### Cálculo no Plano Inclinado

Estação: São Francisco do Sul  
Município: São Francisco do Sul, SC - BRA  
Latitude: 26,2° S  
Longitude: 48,63533° O  
Distância do ponto de ref. (26,286° S; 48,994° O): 37,1 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m <sup>2</sup> .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,14	4,92	4,50	3,81	3,08	2,69	3,00	3,17	3,56	4,58	5,19	5,61	4,10	2,92
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	26° N	4,64	4,70	4,67	4,40	3,91	3,59	3,95	3,76	3,79	4,49	4,75	4,97	4,30	1,39
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	22° N	4,76	4,78	4,69	4,35	3,82	3,48	3,84	3,70	3,79	4,54	4,86	5,11	4,31	1,63
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	34° N	4,38	4,51	4,58	4,45	4,05	3,75	4,12	3,83	3,76	4,33	4,49	4,65	4,24	,90

Irradiação Solar no Plano Inclinado – São Francisco do Sul – São Francisco do Sul, SC – BRA



Fonte: CRESESB (2016).

Segundo o gráfico apresentado na figura acima, as maiores médias de irradiação solar anual são geradas pelas inclinações de 22° e 26°, com uma diferença

entre ambas inferior à 1%. Sendo assim, o valor adotado para critério de cálculo no dimensionamento do sistema será a média gerada pela inclinação de 26°, latitude local do município de Joinville, conforme recomenda Rütther (2004).

### **3.2 Estudo de caso Residencial Palazzo Brunello**

O pré-dimensionamento de um sistema fotovoltaico inicia com a coleta de dados referentes ao local de projeto. Informações como a área disponível, consumo energético mensal da unidade consumidora, localização geográfica e número de pavimentos são as informações de maior relevância nessa fase inicial, pois a partir desses dados é possível prever a viabilidade de aplicação do sistema.

O presente trabalho é um estudo de caso aplicado ao Residencial Palazzo Brunello, iniciando pela coleta dos dados e características da edificação, que estão dispostos da seguinte forma:

- Edifício residencial contendo 27 unidades;
- Área total do terreno 1.261,38 m<sup>2</sup>;
- 5 pavimentos tipo com 5 unidades em cada;
- 1 pavimento cobertura com 2 unidades
- 1 pavimento mezanino contendo garagens, academia, brinquedoteca, lan house, sauna, salão de festas;
- Altura da edificação em relação ao nível da rua de 51,715m;

#### **3.2.1 Dados do consumo energético da unidade consumidora**

O consumo energético da unidade consumidora definirá o tamanho do sistema a ser utilizado. Logo, a escolha do tamanho e potência das placas, do inversor e outros componentes do sistema estão diretamente relacionados com o consumo energético.

Em geral, nesta etapa ocorre a solicitação do histórico de consumo da unidade, e por meio deste, a empresa responsável pelo projeto, realiza um estudo e estima o valor de consumo. Entretanto, no caso do Residencial Palazzo Brunello, não foi possível obter o histórico de consumo da unidade, pois o mesmo se encontra em fase de construção. A estimativa foi gerada pelo levantamento de equipamentos elétricos que serão colocados nas áreas comuns da edificação, analisando se o projeto fotovoltaico é capaz de suprimir o consumo gerado. A tabela 2 apresenta os locais e equipamentos que serão utilizados, sendo que os dados de consumo em kWh de cada equipamento foram obtidos a partir da tabela de consumo elaborada pelo Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL (2006), apresentada no anexo A. A exceção em relação à tabela PROCEL foi o valor de consumo do elevador, que devido à variedade de marcas e características, não possui uma estimativa exata. Em razão disso, utilizou-se os dados disponibilizados pela ANEEL para o cálculo do

consumo do elevador, conforme a seguinte tabela.

Tabela 1 – Parâmetros de cálculo para consumo de elevadores.

<b>Número de Andares</b>	<b>Capacidade do elevador (em número de pessoas)</b>	<b>Consumo médio por viagem (KWh)</b>
3	6	0,15
6	6	0,25
10	8	0,45

Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016)

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2016), deve-se escolher a razão adequada presente na tabela e multiplicar esse valor pelo número de viagens mensais do elevador, para o caso de obtenção do consumo em KWh mensal, que é a unidade utilizada no cálculo do sistema fotovoltaico. No entanto, não há valores comuns ou consagrados de viagens, sendo necessário ajustar o mesmo de acordo com a característica de cada local. Para o Residencial Pallazo Brunello, considerou-se na razão de cálculo, os seguintes parâmetros:

- 2 pessoas por apartamento;
- 27 apartamentos, porém para o cálculo foram considerado 20 apartamentos, devido à mais pessoas utilizarem o elevador ao mesmo tempo;
- Nº de viagens diárias por pessoa = 2;
- Total de viagens mensais = 2400;
- Consumo médio por viagem = 0,25;
- Consumo total = 600 KWh;

Tabela 2 – Dados do consumo mensal em KWh.

Andar	Cômodo	Aparelhos	Quantidade	Consumo unitário médio mensal por item (KWh)	Consumo total médio mensal por item (KWh)
Térreo	Garagens	Luminária Fluorescente 2x28W	13	3,45	44,85
		Luminária Econômica 4x16W	2	3,45	6,9
		Arandela de sobrepor 26W	31	3,45	106,95
		Elevador	1	600	600
		Bomba de água	2	7,2	14,4
Mezanino	Hall	Luminária Pendente 1x100W	2	3,45	6,9
		Luminária Econômica 4x16W	2	3,45	6,9
		Luminária Fluorescente 2x28W	4	3,45	13,8
	Salão de Festas	Luminária Econômica 2x28W	3	3,45	10,35
		Geladeira	1	39,6	39,6
		Ar Condicionado 18000BTUS	2	28,8	57,6
		Microondas	1	13,98	13,98
	Vestiário	TV 32" LCD	1	14,25	14,25
		Luminária Fluorescente 2x28W	2	3,45	6,9
	Sauna	Luminária Econômica 2x28W	2	3,45	6,9
		Chuveiro	3	72	216
	Garagens	Luminária Fluorescente 2x28W	1	3,45	3,45
		Luminária Fluorescente 2x28W	10	3,45	34,5
Arandela de sobrepor 26W		6	3,45	20,7	
Luminária Fluorescente 2x28W		4	3,45	13,8	
Luminária Econômica 2x28W		1	3,45	3,45	
Ar Condicionado 12000BTUS		1	19,2	19,2	
Luminária Fluorescente 2x28W		4	3,45	13,8	
Brinquedoteca		Luminária Econômica 2x28W	4	3,45	13,8
		Ar Condicionado	1	19,2	19,2
Lan house		Luminária Fluorescente 2x28W	1	3,45	3,45
	Computador	3	15,12	45,36	
		Ar Condicionado 9000 BTUS	1	15,2	15,2
Consumo total médio mensal (KWh)					1372,19

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Para obter dados referenciais de estimativa, foi coletado o histórico de uma unidade consumidora com características semelhantes ao Residencial Palazzo Brunello. Neste caso, o edifício American Garden, que contém 30 apartamentos, academia, piscina e salão de festas. Na Tabela 3 é possível verificar os dados de consumo e no anexo B é apresentada a fatura desta edificação.

Tabela 3 – Dados do consumo mensal do Edifício American Garden em KWh.

<b>Edifício American Garten</b>	
<b>Mês</b>	<b>Consumo (KWh)</b>
Abr	1102
Mai	1170
Jun	1073
Jul	989
Ago	1011
Set	1249
Out	1115
Nov	1184
Dez	1074
Jan	1167
Fev	1056
Mar	1036
Abr	1151
Média	1102

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Após a obtenção dos dados por equipamento elétrico do Residencial Palazzo Brunello e da média de consumo mensal durante um ano da unidade consumidora de comparação, realizou-se a média dos dois valores encontrados alcançando o seguinte resultado: consumo mensal médio do Residencial Palazzo Brunello de 1372,19 KWh; consumo mensal médio do Edifício American Garden de 1102 KWh; consumo mensal estimado a partir da média das duas unidades consumidoras equivalente à 1240 KWh; o último valor informado servirá como base para os futuros dimensionamentos do sistema fotovoltaico. Ressalta-se que o projeto se enquadra na microgeração distribuída devido à potência solicitada ser inferior à 75 KW.

### 3.2.2 Estudo do sombreamento da área

O sombreamento é outro fator relevante no dimensionamento de um sistema fotovoltaico devido a ocorrência de perdas na geração energética, influenciando diretamente na eficiência do equipamento. Para a determinação da locação das placas em uma edificação, a análise do sombreamento é indispensável.

No estudo de sombreamento optou-se por utilizar o software SketchUp. Essa ferramenta computacional permite a modelagem tridimensional do projeto a ser avaliado, facilitando a visualização e entendimento do mesmo.

Inicialmente é necessário desenvolver o modelo da edificação no software e posteriormente alocá-lo na sua posição geográfica de acordo com a base do Google Maps, reconhecendo a orientação e as coordenadas da área de interesse, conforme a

figura 6.

Figura 6 – Localização da edificação conforme a posição geográfica inserida no software SketchUp.

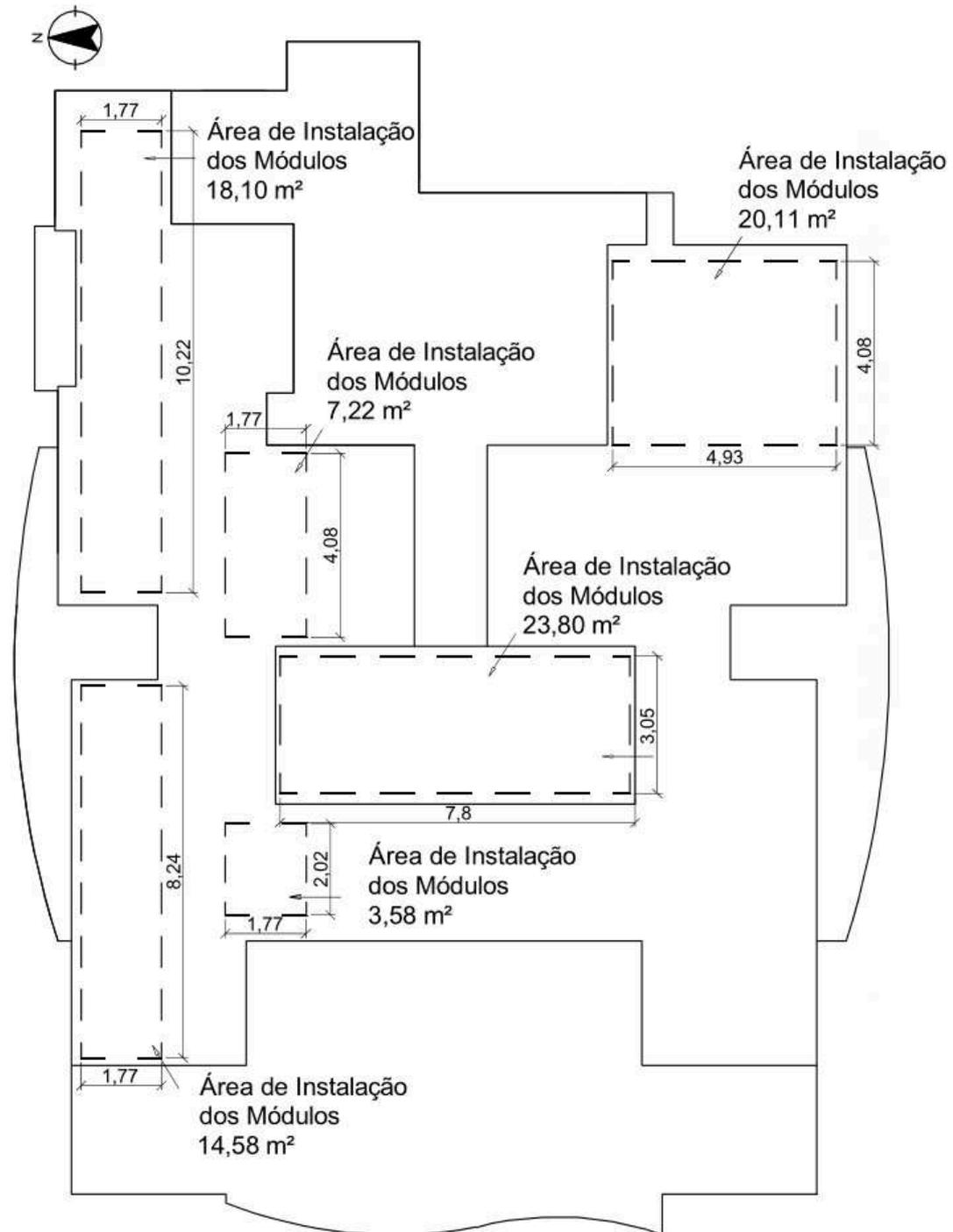


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

O software oferece extensões no âmbito de energia fotovoltaica. A extensão Skeilon (2016) é ferramenta que auxilia no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, viabilizando a inserção dos módulos de acordo com a marca e especificações de fábrica, bem como na definição da condição azimutal e angular em que os mesmos serão submetidos na área de interesse.

Na escolha do tamanho da placa foi considerado o melhor aproveitamento da área disponível em função da maior possibilidade de geração, visto que o consumo da unidade é significativo. Com isso, optou-se pelos módulos com dimensões de 1,97m de comprimento por 0,99m de largura, maior módulo disponível no mercado, que através de simulações na interface, gerou um melhor arranjo do sistema. Na figura 7 é possível observar a área de interesse com a aplicação dos painéis. A disponibilidade da área é de 242m<sup>2</sup> e devido às condições estruturais do telhado, foi dividida em 3 faces.

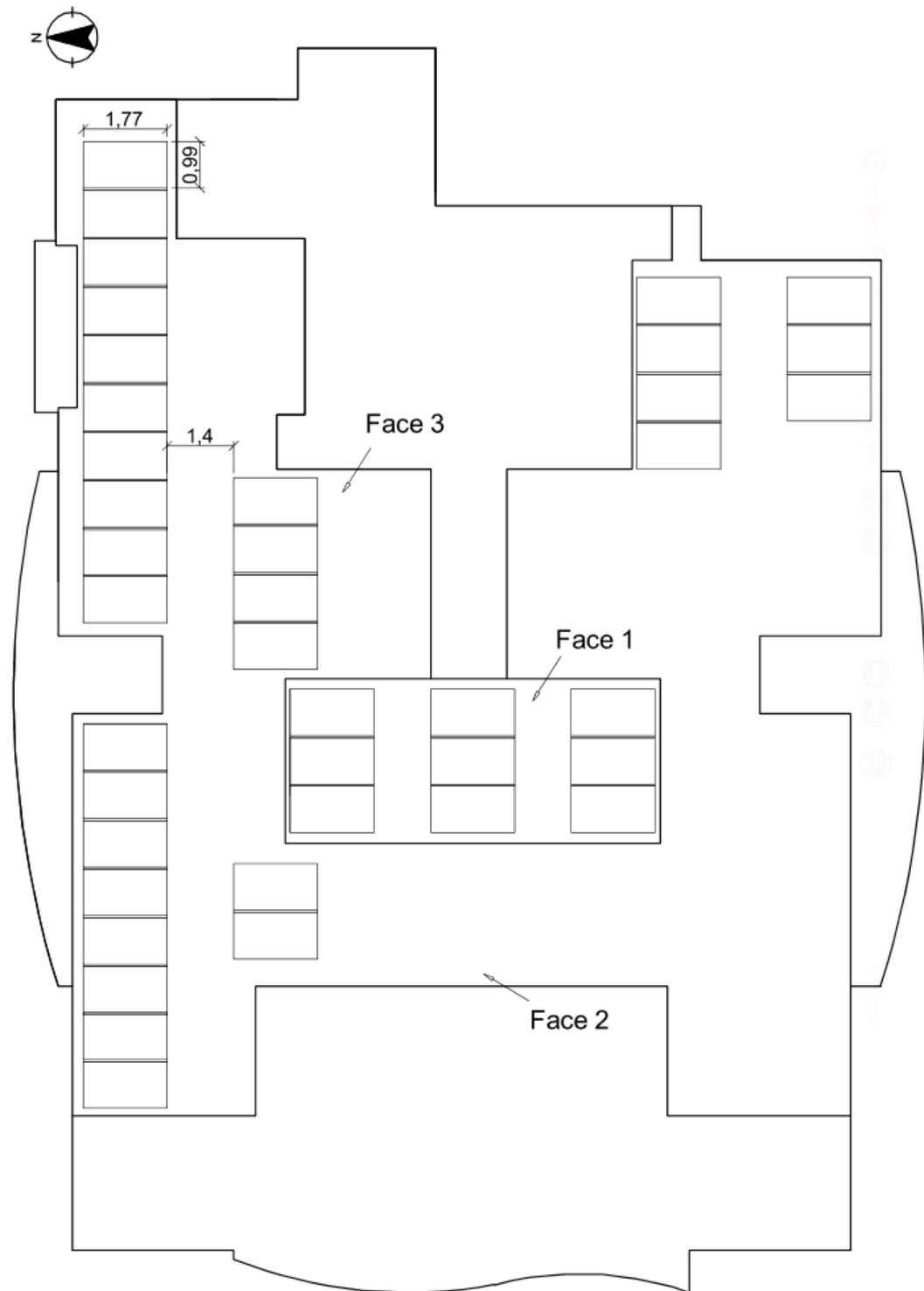
Figura 7 – Áreas destinadas para aplicação dos painéis fotovoltaicos.



Fonte:Elaborado pelo autor (2017).

Com a delimitação das áreas apresentadas na figura acima foi possível obter uma área total de aproximadamente 88m<sup>2</sup> destinados à aplicação dos módulos. Na figura 9 é possível observar as dimensões dos painéis aplicados ao projeto e a localização das faces.

Figura 8 – Aplicação dos painéis nas áreas de interesse.



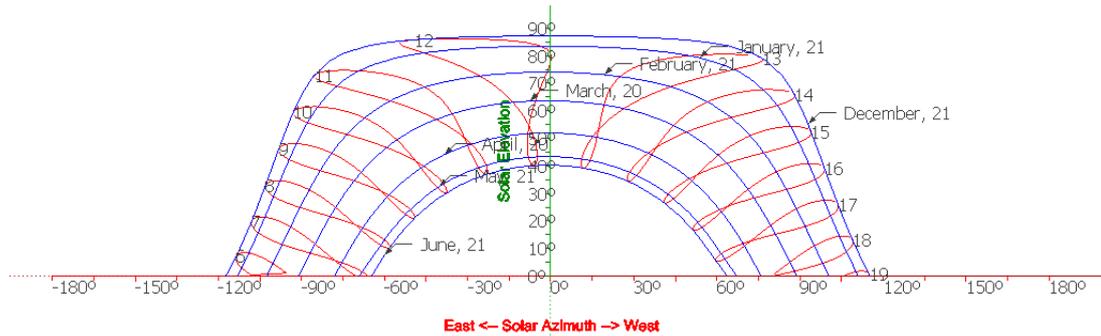
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Conforme a figura acima, na cota referente ao comprimento da placa de 1,77m, diz respeito ao valor em planta devido à inclinação de 26°, pois a largura real da

placa é 1,97m, e neste caso se torna o valor da hipotenusa. A largura permanece a mesma. O valor de 1,4 m refere-se ao espaçamento entre placas, tendo relevância no quesito sombreamento, pois impede que a altura de uma placa tenha influência de sombreamento sobre a outra localizada próxima.

Utilizando a extensão Skeilon, foi possível simular o caminho do sol ao longo das estações do ano, conforme a figura seguinte.

Figura 9 – Caminho percorrido pelo sol conforme o software SketchUp.

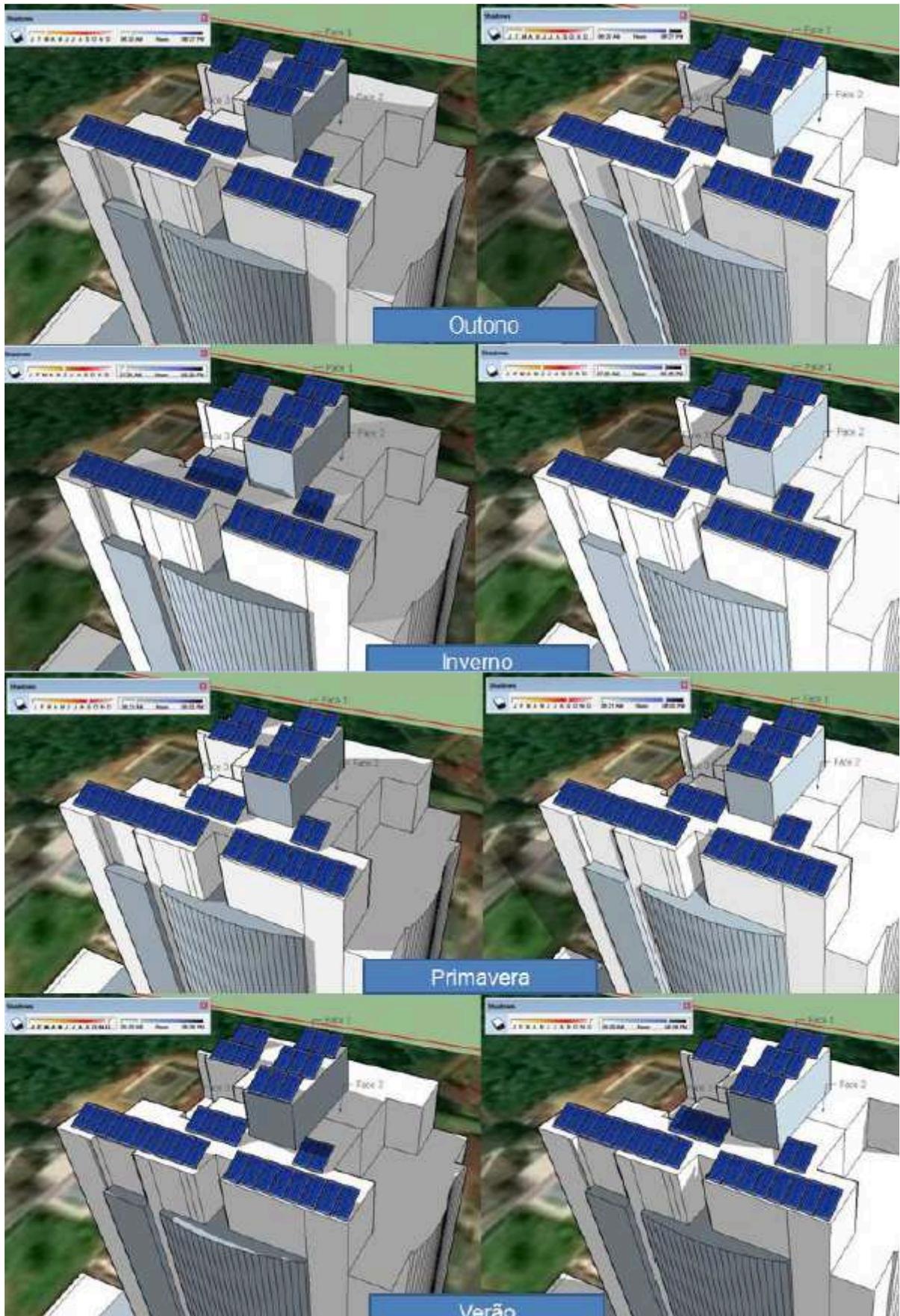


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Analisando a figura acima, é possível afirmar que o maior período de incidência solar sobre os módulos em questão ocorre no intervalo entre 10h e 15h, sendo que na estação verão esse intervalo é ainda mais expressivo e no inverno é observado um período mais curto de irradiação.

O software também possibilita realizar simulações de sombreamento sobre as placas em um modelo tridimensional. Sendo assim, foram realizadas quatro simulações referentes às quatro estações do ano. Nesta simulação ainda foi considerado o período da manhã e final da tarde para cada estação, gerando os seguintes resultados, apresentados na figura 10.

Figura 10 – Simulação do sombreamento da área durante as estações do ano.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

De acordo com as imagens acima, percebe-se relativo sombreamento gerado pelo barrilete. Tal fato, explica a localização das placas, pois os arranjos foram posicionados de forma que possuam menor índice de sombreamento. Para isso, foi necessário diminuir a quantidade de placas próximas ao barrilete e aumentar o número em locais que não possuem potencial de sombreamento. Nas imagens ainda é possível observar o espaçamento entre placas, favorecendo a diminuição de sombreamento.

Tendo a localização e quantidade das placas definidas, inicia-se o processo de simulação de perdas. A extensão Skeilon, através dos dados inseridos de referência geográfica, orientação, inclinação, quantidade das placas e objetos de sombreamento, gera um relatório de perdas. Na figura 11 é apresentado um resumo dos resultados, sendo que o relatório completo pode ser visualizado no Anexo C.

Figura 11 – Relatório de perdas gerado pela extensão Skeilon.

### Faces analysis

Latitude,Longitude: -26.293677116329835 -48.87289524078369  
Joinville (Santa Catarina) Brazil

Faces global results					
Solar panel model	Nº P.	P. power (Wp)	Power (kWp)	P. weight (kg)	Shading L. (%)
Yingli Solar:YL280P-35b	40	280,00	11,20	26,00	0,62

Results for solar arrays in each face									
Face	Model	NºP.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Azimuth	Tilt	Relative tilt	Weight (kg)	Shading L. (%)
1	Yingli Solar:YL280P-35b	9	280,00	2,52	5,90	26,00	26,00	234,00	0,00
2	Yingli Solar:YL280P-35b	7	280,00	1,96	5,90	26,00	26,00	182,00	2,10
3	Yingli Solar:YL280P-35b	24	280,00	6,72	5,90	26,00	26,00	624,00	0,42

Monthly Shading Losses (%)												
Face	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	1,11	2,69	5,64	5,70	5,86	4,16	1,88	0,00	0,00	0,00
3	0,97	0,51	0,02	0,02	0,02	0,25	0,26	0,01	0,00	0,23	0,98	1,54
Mean	0,32	0,17	0,38	0,90	1,89	1,98	2,04	1,39	0,63	0,08	0,33	0,51

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Conforme os valores informados no relatório, observa-se que a face mais afetada pelo sombreamento é a que está localizada anexa ao barrilete (face 2), sofrendo grande sombreamento durante o período da manhã. Tendo em vista o possível aumento de perda no referido local, destinou-se menos placas para esse local, de forma a favorecer o restante do sistema, localizado em regiões mais adequadas em questão de eficiência.

A importância da coleta desses dados será entendida no capítulo referente ao projeto fotovoltaico e nos resultados das simulações realizadas.

## **4 PROJETO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Após a obtenção dos dados obtidos da seção anterior, é necessário detalhar os locais de aplicação do sistema com valores de cotas reais, bem como apresentar os espaçamentos e detalhes da estrutura de sustentação do mesmo.

No caso do Residencial Palazzo Brunello, foi realizada uma consulta diretamente com a construtora iHome Incorporadora, que informou os dados necessários para prosseguir nesta etapa, referente ao telhado do topo do edifício, que por projeto tem característica duas águas, com inclinação de 10°. Entretanto, visando favorecer o sistema fotovoltaico, será permitida a alteração da inclinação e direção do telhado, se necessário.

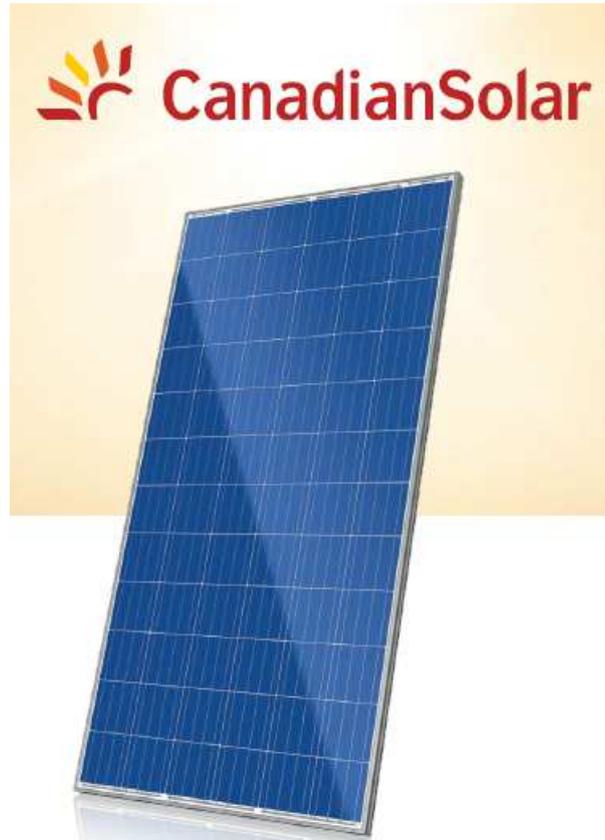
### **4.1 Definição da marca do painel**

Tendo em vista os parâmetros apresentados nos capítulos anteriores e a fim de maximizar o espaço disponível para alocação dos módulos fotovoltaicos, de acordo com as tecnologias existentes, definiu-se o emprego do silício policristalino. Esta opção atende consideravelmente as premissas do projeto, que sugerem um sistema com alta eficiência e com maior tempo de vida útil.

Haja vista, dentre as tecnologias existentes no mercado, os critérios de escolha estão relacionados ao reconhecimento do sistema pela ANEEL, conforme a resolução normativa Nº 482, bem como a disponibilidade e fabricação no mercado nacional, e optou-se pelos painéis produzidos pela Canadian Solar.

Após a definição da marca a ser utilizada o próximo passo é escolher a classificação do painel tendo em vista as características de operação e eficiência. Na figura 12 é possível observar o módulo Canadian Solar CS6X - 310 P, escolhido para ambos os arranjos. As características de eficiência do painel foram obtidos através da folha de dados do fabricante, e estão representados no anexo D.

Figura 12 – Módulo fotovoltaico Canadian Solar CS6X - 310P.



Fonte: Canadian Solar (2017).

## 4.2 Definição do Inversor

Considerando os dados explicitados anteriormente, nessa etapa deve-se escolher o inversor que será utilizado para cada arranjo. As tecnologias utilizadas nesta pesquisa são inversores da marca Fronius Solar (2017) e ABB (2017).

Optou-se por simular sistemas utilizando as duas marcas, para que ao final possa compará-las, em questão de custo e eficiência, e definir a opção mais adequada.

### 4.2.1 Definição do arranjo utilizando um inversor Fronius Solar

A marca Fronius Solar oferece uma tecnologia de monitoramento da geração de energia através de aplicativo para computadores e smartphones. No site da Fronius é possível simular arranjos ideais para os dados de entrada de interesse. Nesse caso, os valores e características da marca do painel, inversor e potência anual consumida em KWh da unidade, conforme apresentado na figura 13.

Figura 13 – Parâmetros de cálculo para arranjo ideal do sistema.

PV MODULE		INVERTER		GENERAL	
PV module manufacturer Canadian Solar Inc.		Country Brazil		Project name 2017-05-14_2105	
Model CS6X-310P		Series IG Plus		Storage Without	
Number of PV modules 40 12,400 W		Type IG Plus 150 V-3		Annual power consumption (kWh) 1240	
Module temperature (min. - max. / °C) -10      70		Inverter ratio (min. - max. / %) 80      120		Load profile Employed	

Fonte: Fronius Solar.web (2017).

Após o reconhecimento dos dados de entrada, o simulador gera sugestões de possíveis arranjos para o sistema de interesse, indicando a quantidade de módulos conectada por string que são suportadas pelo inversor; além de resultados de potência à temperaturas variadas, de forma a auxiliar o consumidor no potencial esperado para as condições climáticas do local de operação. Os resultados estão expressos na figura 14 e na tabela 4.

Figura 14 – Sugestão do arranjo ideal do sistema.

Sizing options						
	33	36	40	44	45	48
	10.23 kWp IR=80%	11.16 kWp IR=87%	12.40 kWp IR=97%	13.64 kWp IR=107%	13.95 kWp IR=109%	14.88 kWp IR=117%
	SL=35% OCL=4%	SL=35% OCL=4%	SL=35% OCL=4%	SL=35% OCL=3%	SL=35% OCL=3%	SL=35% OCL=3%
	A 3 x 11	A 3 x 12	A 4 x 10	A 4 x 11	A 5 x 9	A 4 x 12
		A 4 x 9	A 5 x 8			A 6 x 8

Fonte: Fronius Solar.web (2017).

Tabela 4 – Resultado do arranjo ideal do sistema.

<b>Detalhes do Arranjo</b>	
<b>MPPT A</b>	
Número de strings	4
Número de PV por string	10
Tensão MPP 70°C	301,36 V
Tensão circuito aberto -10°	497,72 V
Tensão MPP a 25°	364,00 V
Corrente de curto circuito a 25°C	36,32 A
Potência MPP a 25°C	12,40 KWp
<b>Geral</b>	
Relação de potência	97%
Potência MPP a 25°C	12,40 KWp

Fonte: Fronius Solar.web (2017).

De acordo com os resultados apresentados na tabela 4, para um sistema eficiente seria necessário utilizar somente um inversor com potência de 150V, IG Plus 150V, com um arranjo de 4 strings. Sendo que 10 módulos são conectados a cada string, totalizando o sistema de 40 módulos, conforme citado anteriormente. Na figura seguinte é possível visualizar a imagem da melhor opção de inversor da marca, sugerido pelo simulador Fronius, para o referido sistema. O relatório obtido pelo simulador Fronius Solar.web e os dados técnicos do equipamento estão apresentados nos anexos E e F.

Figura 15 – Inversor Fronius IG Plus 150V.



Fonte: Fronius Solar.web (2017).

#### 4.2.2 Definição do arranjo utilizando um inversor ABB

Os fatores de interesse na marca ABB são os mesmos citados para a marca Fronius. Algumas características do equipamento o diferem da marca Fronius, como a não existência do sistema de monitoramento da geração por aplicativo. Além disso, as características de geração também são diferentes, podendo ser positivas ou negativas, e este quesito só poderá ser avaliado no próximo capítulo, onde ocorre a simulação de cada inversor e seu potencial de geração devido às condições aplicadas.

No dimensionamento do sistema, a marca ABB também possui um site que permite a simulação da melhor condição de arranjo e indicação do modelo do inversor ideal para o sistema. Nas figuras seguintes são apresentados os dados de entrada fornecidos ao simulador e o resultado obtido.

Figura 16 – Parâmetros de condição climática e localização inseridos no simulador ABB.

**1 - LOCALIZAÇÃO** Help ?

Idioma: Português    Continente: South America    País: Brazil    Localização: Curitiba

Para solicitar uma nova localização Clique em "Nova Localização"

**Condições ideais para instalação:**

Ângulo ideal: 25°

Azimute: Norte

**Coordenadas Geográficas**

25 S

49 W

**2 - TEMPERATURA** Help ?

Seleção de temperatura da unidade: C

Tipo de Montagem: Montagem no telhado

ΔT Entre a temperatura Ambiente e a Temperatura da Célula: +35°C

**Temperatura Ambiente**  
Os valores iniciais são fornecidos apenas para referência

Mínimo: 0°C 32°F

Média: 23°C 73°F

Máximo: 40°C 104°F

**Valores de temperatura da célula utilizados para o cálculo**

0°C 32°F

58°C 136°F

75°C 167°F

Fonte: ABB Sizing Tool (2017).

Figura 17 – Dados de seleção do painel utilizado.

**3 - SELEÇÃO PAINEL PV** Help ?

Fabricante: Canadian Solar

Modelo: CS6X-310P

Não encontrou o módulo desejado?  
Entre em contato conosco e nos envie o datasheet para atualizarmos nosso banco de dados.

**DADOS DO PAINEL PV**

Verifique as especificações do painel na base de dados e compare com as informações do datasheet. Caso não encontre o módulo PV desejado, você pode editar manualmente as especificações clicando em "Editar" para completar a alteração de qualquer módulo PV, a alteração do painel não é guardada no nosso banco de dados, mas será válida para a sua simulação.

Fabricante: Canadian Solar

Modelo: CS6X-310P

Potência Nominal [W]: 310	Aterramento: N/D
Tensão de circuito aberto - Voc [V]: 44.9	Corrente de Curto Circuito - Isc [A]: 9.08
Tensão de máxima potência - Vmp [V]: 36.4	Corrente de Potência Máxima - Imp [A]: 8.52
Coefficiente de Temperatura. Voc [V/°C]: -0.153	Coefficiente de Temperatura. Isc [mA/°C]: 5.9
[%/°C]: -0.341	[%/°C]: 0.065
Tens. Max. Sist. (IEC) [V]: 1000	Coefficiente de Temperatura. Pmax [%/°K]:
Tens. Max. Sist. (UL) [V]: N/A	Tipo do Conector: N/A
Comprimento do Painel [mm]: N/A	Largura do Painel [mm]: N/A

Por favor, verifique no datasheet do painel PV sobre o conector

Fonte: ABB Sizing Tool (2017).

Figura 18 – Dados de seleção do modelo do inversor ABB.

**4 - SELEÇÃO DO INVERSOR:** Help ?

Grid:  Modelo:  BASE  Aterramento:

[Link para o site do produto](#)

O inversor selecionado não tem fusíveis de proteção. Propõe-se em fornecer um gerador fotovoltaico com um grupo de três strings ou mais grupos de três strings em paralelo, Favor avaliar a inclusão de fusíveis de proteção de tamanho adequado

DADOS DO INVERSOR	
ENTRADA	SAÍDA
Potência de Entrada Nominal ( $P_{DC,r}$ ) [W]: 10300	Potência ativa nominal ( $P_{AC,r}$ ) [W]: 10000
Potência Máxima de Entrada ( $P_{DC,max}$ ) [W]: 11400	Potência ativa máxima ( $P_{AC,max}@COS\phi=1$ ) [W]: 11000
Potência Máxima do MPPT ( $P_{MPPT,max}$ ) [W]: 6500	Potência aparente máxima ( $S_{max}$ ) [VA]: 11500
Tensão Máxima de Entrada ( $V_{IN,max(abc)}$ ) [V]: 900	Tensão Nominal ( $V_{AC,r}$ ) [V]: 400
Tensão de entrada mínima para MPPT em operação ( $V_{IN,min(mppt)}$ ) [V]: 70% $V_{start}$	Frequência Nominal (f) [Hz]: 50
Tensão de entrada máxima para MPPT em operação ( $V_{IN,max(mppt)}$ ) [V]: 850	Número de Fases ( $n_p$ ): 3
Tensão inicial (default) ( $V_{start,default}$ ) [V]: 360	Corrente Máxima ( $I_{AC,max}$ ) [A]: 16.6
Tensão inicia (range) ( $V_{start,range}$ ) [V]: 250 ÷ 500	Fator de Potência Nominal (COS $\phi$ ): 1
Número de MPPT ( $N_{MPPT}$ ): 2	Fator de Potência (range) (COS $\phi_{range}$ ): -0,8 ÷ 0,8
Corrente máxima do MPPT ( $I_{MPPT,max}$ ) [A]: 17	
Corrente de curto circuito do MPPT ( $I_{SC,max}$ ) [A]: 22	



Fonte: ABB Sizing Tool (2017).

Figura 19 – Resultado de arranjo ideal gerado a partir dos dados de entrada.

**5 - RESULTADOS - Todos os resultados de configurações apresentadas são compatíveis, por favor, marque a caixa com a configuração de strings desejada** Help ?

**MPPT EM PARALELO**  
Número de MPPT Independente: 1

MPPT Individual	Strings em paralelo	Painel PV/string											
		7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
		1									4650 (15)	4960 (18)	5270 (17)
2		4960 (18)	5580 (18)	6200 (20)	6820 (22)	7440 (24)	8060 (26)	8680 (28)	9300 (30)	9920 (32)	10540 (34)	11160 (36)	
3		8510 (21)	7440 (24)	8370 (27)	9300 (30)	10230 (33)	11160 (36)	12090 (36)					
4		8680 (28)	9920 (32)	11160 (36)	12400 (36)								
Notas		- Nota: Possibilidade de limitação da potência de saída. Número de strings em paralelo compatíveis com número de entradas no inversor - Número de strings em paralelo maior do que 2. Verifique a necessidade de instalar fusíveis para proteção de corrente reversa.											
Número de Painéis: 40						Potência DC Instalada: 12400							
Taxa de utilização do inversor:		$P_{PV(inst)}/P_{ACMAX}$ : 112,7% $P_{PV(inst)}/P_{ACR}$ : 124%					>> Clique aqui para gerar o relatório de configuração (pdf) <<						

Fonte: ABB Sizing Tool (2017).

Na figura 19 é possível visualizar as sugestões de arranjo geradas pelo simulador. Os valores de maior importância são encontrados com a coloração verde. Visto isso, o resultado para um sistema com maior eficiência é quando se utilizam 4 strings com 10 módulos conectadas a cada string, totalizando 40 placas fotovoltaicas. Nesse sistema é sugerido portanto somente um inversor, sendo o inversor ABB PVI 10.0/12.5 - TL, apresentado na figura seguinte, com o relatório gerado pelo ABB Sizing Tool e suas informações técnicas contidas nos anexos G e H.

Figura 20 – Inversor ABB PVI - 10V.



Fonte: ABB (2017).

Coincidentemente o número de strings para os 40 módulos é o mesmo obtido na simulação realizada com a marca Fronius, todavia uma das diferenças expressivas entre os dois modelos é o número de MPPT, que no inversor Fronius utiliza-se apenas uma MPPT e no inversor ABB são necessárias duas MPPT. O termo MPPT (maximum power point tracking), conforme afirma Sousa (2016), refere-se à um equipamento que opera no sentido de avaliar a potência de saída do módulo e estabelece a máxima corrente possível, dessa forma, melhorando a eficiência do sistema. Sousa (2016) ainda afirma que o número de MPPT tem grande influência sobre o rendimento do sistema, pois quanto maior o número de MPPT presente, mais fácil é o rastreamento do ponto de maior potência para os strings, sendo assim, apresenta considerável vantagens em relação a sistemas com somente uma MPPT.

Na seção seguinte serão avaliados os dois sistemas obtidos como resultado, e com isso será possível definir qual o melhor sistema a ser utilizado.

#### **4.3 Dimensionamento do sistema fotovoltaico utilizando PVSyst**

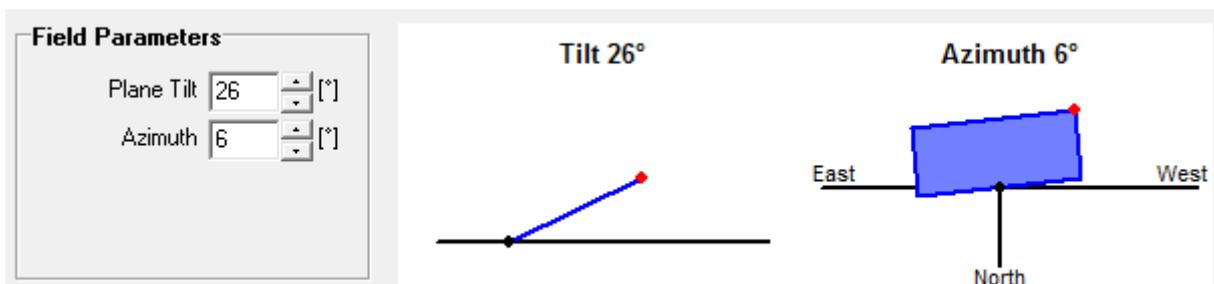
O PVSyst (2016) é um software desenvolvido para simulações de sistemas fotovoltaicos. Devido à sua grande base de dados e confiabilidade dos resultados, é um software utilizado mundialmente por empresas que trabalham no âmbito da energia solar. Um dos diferenciais do software é a possibilidade inserir os dados relativos ao sistema de interesse, e obter relatórios com gráficos e tabelas informando os resultados. Algumas das características do software são:

- Possibilidade de simular as perdas do sistema por sombreamento;
- Obter um gráfico do caminho percorrido pelo sol em diferentes períodos do ano, através dos dados de irradiação;
- Simular o rendimento de módulos, inversores e arranjos escolhidos;

No decorrer deste capítulo serão apresentadas imagens de ações e resultados obtidos na interface PVsyst, cabe ressaltar que as etapas aqui apresentadas utilizando o inversor Fronius serão as mesmas utilizadas para o inversor ABB, sendo que no final da simulação será realizada uma comparação dos resultados obtidos com cada equipamento.

Com isso, inicialmente é necessário informar os dados climáticos do local de aplicação do sistema contendo as irradiações anuais presentes no município. Para esta pesquisa, foram inseridos os dados de Joinville. Posteriormente devem ser inseridos os dados referentes à disposição dos módulos, no que diz respeito à condição azimutal e inclinação, conforme a figura 21.

Figura 21 – Escolha da inclinação e condição azimutal das placas.

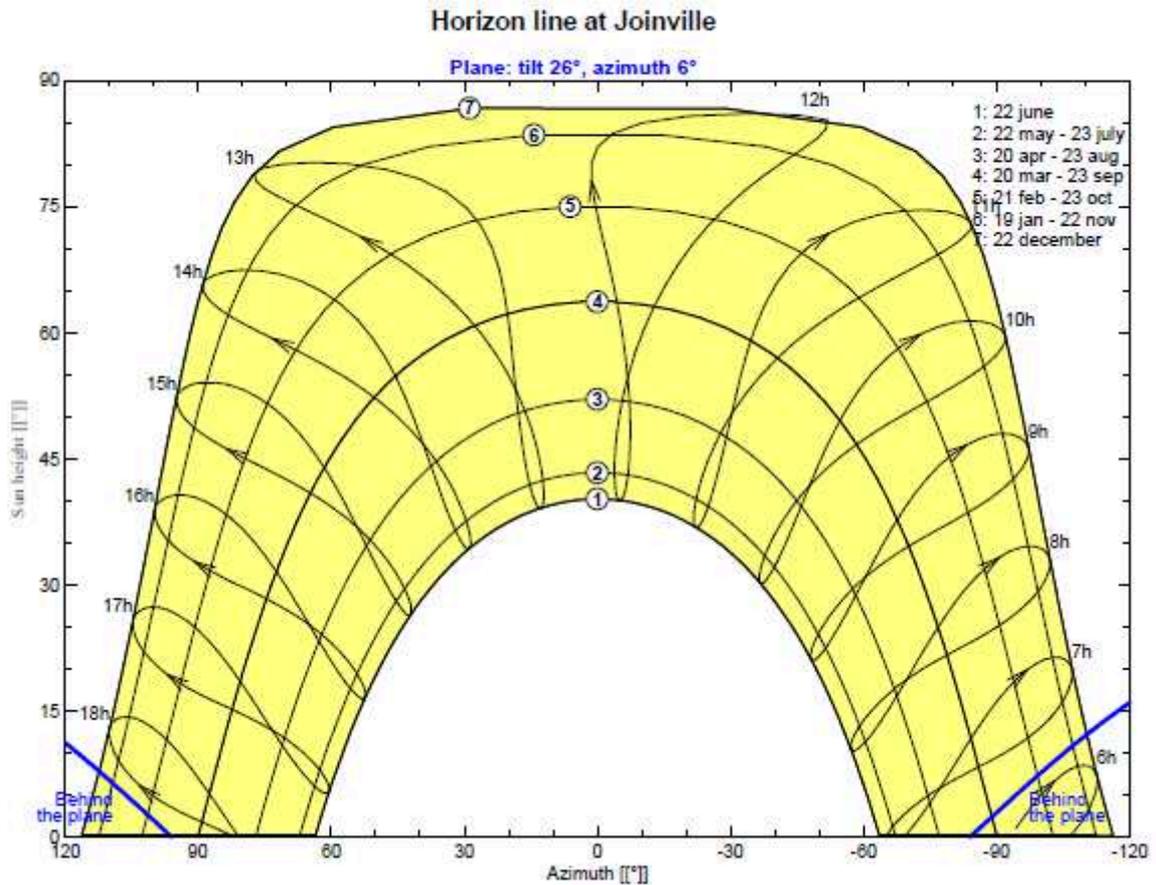


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Portanto na opção Plane Tilt, deve ser informado o valor de inclinação do módulo, nesse caso 26°, conforme explicado no capítulo anterior, e na opção Azimuth deve-se inserir o valor relativo ao azimute em que se encontra o painel, sendo para esse projeto o valor de 6°, valor obtido através do relatório Sketchup.

Na figura seguinte, é possível observar o caminho percorrido pelo sol durante os dias ao longo do ano, resultado obtido em razão da base informada.

Figura 22 – Caminho percorrido pelo sol conforme o software PVSyst.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Analisando o gráfico do caminho do sol, é possível visualizar em quais horários do dia ocorrem as máximas irradiações. Neste caso, o intervalo entre 10h e 15h é o mais favorável para geração de energia fotovoltaica nos meses de setembro a março, onde ocorre a primavera e verão. Entre abril e agosto observa-se uma queda nos níveis de irradiação, sendo que junho é o mês mais representativo negativamente.

A confirmação dos resultados é obtida quando compara-se o gráfico gerado pelo PVSyst com o gráfico gerado na extensão Skeilon do software SketchUp, pois os valores de saída são semelhantes, permitindo a confiabilidade do resultado obtido.

O próximo passo é definir os componentes do projeto. Deve-se então escolher a marca e modelo do painel e inversor utilizado, de acordo com a figura 23.

Figura 23 – Escolha do painel e inversor utilizados no sistema fotovoltaico.

**Select the PV module**

Available Now

Canadian Solar Inc. 310 Wp 31V Si-poly CS6X - 310P MIX Until 2017 Manufacturer 2C

Sizing voltages : Vmpp (60°C) 31.0 V  
Voc (-10°C) 50.0 V

Use Optimizer

**Select the inverter**

Available Now

Fronius International 12 kW 230 - 500 V HF Tr 50/60 Hz IG Plus 150 V-3 Since 2008

Nb. of inverters 1  Operating Voltage: 230-500 V Global Inverter's power 12.0 kWac  
Input maximum voltage: 600 V **"String" inverter with 6 inputs**

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na figura 23, é possível visualizar os dados de entrada inseridos na interface, sendo que para o painel optou-se pela marca Canadian Solar e modelo CS6X - 310P e para o inversor utilizou-se a marca Fronius e o modelo IG PLUS 150 V.

Por fim, a última etapa é definir o arranjo que será utilizado, devendo ser informados os valores referentes à quantidade de strings e módulos conectados em cada uma, conforme a figura a seguir.

Figura 24 – Definição da quantidade de strings do sistema.

**Design the array**

**Number of modules and strings**

Mod. in series 10  between 8 and 11

Nbre strings 4

Overload loss 0.0 %

Pnom ratio 1.03

**Nb. modules 40 Area 77 m²**

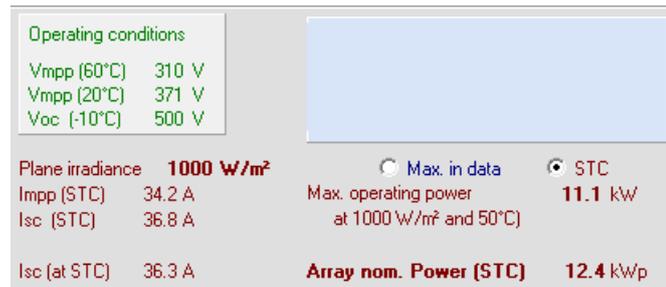
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na figura 24, primeiramente é informado o número de módulos por string no espaço (Mod. in series), e posteriormente a quantidade de strings utilizada na aba (Nbre strings.) Nessa etapa, um diferencial do software é possibilitar um resultado de acordo com o arranjo escolhido. Conforme a figura acima observa-se a diferença na coloração das palavras. O verde significa que o sistema está de acordo com a eficiência gerada, sendo que caso algum espaço esteja na coloração vermelha, significa que o sistema não está de acordo com os parâmetros exigidos, se tornando incompatível. No espaço Overload loss é informado a porcentagem de perda atingida em conformidade com o arranjo, sendo que quanto menos compatível o arranjo for, maior será a perda na eficiência. Conforme a figura acima, os dados de entrada estão coerentes e não há perda na eficiência do arranjo. Cabe ressaltar que os dados informados para quantidade

de strings e módulos foram obtidos por meio do simulador Fronius, conforme a figura 14 do capítulo anterior .

Após informar os dados referentes ao arranjo fotovoltaico, o software calcula o potencial nominal de geração do sistema instalado e também as condições de operação à diferentes temperaturas, conforme a figura 25.

Figura 25 – Resultado de condições operacionais e potencial gerador do arranjo escolhido.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A área necessária para aplicação dos módulos é apresentada automaticamente pelo sistema, mostrado na figura seguinte.

Figura 26 – Área necessária para aplicação dos módulos.

Global system summary			
Nb. of modules	40	Nominal PV Power	12.4 kWp
Module area	77 m <sup>2</sup>	Maximum PV Power	11.9 kWdc
Nb. of inverters	1	Nominal AC Power	12.0 kWac

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Seguindo as mesmas etapas descritas até o presente momento, foram realizadas simulações com o inversor ABB PVI 10.0/12.5 V, de forma que a mudança nos dados de entrada é indicada na figura 27.

Figura 27 – Alteração do inversor para a marca ABB e modelo PVI-10.0V.

**Select the PV module**

Available Now

Canadian Solar Inc. 310 Wp 31V Si-poly CS6X - 310P MIX Until 2017 Manufacturer 2C Open

Sizing voltages : Vmpp (60°C) 31.0 V  
Voc (-10°C) 50.0 V

Use Optimizer

**Select the inverter**

Available Now

ABB 10 kW 175 - 850 V TL 50 Hz PVI-10.0-TL-OUTD Since 2008 Open

Nb of MPPT inputs 2  Operating Voltage: 175-850 V Global Inverter's power 10.0 kWac  
 Use multi-MPPT feature Input maximum voltage: 900 V **Inverter with 2 MPPT**

50 Hz  
 60 Hz

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na figura 27 é possível observar também a alteração no número de MPPT do sistema, o que neste caso altera alguns fatores na representação e operação do sistema. No caso de representação o diagrama unifilar é alterado e no quesito operacional, conforme citado anteriormente, as duas MPPT favorecem o sistema, pois o rastreamento do ponto de máxima corrente é facilitado.

Ao final da simulação o software gera um relatório completo das características do sistema como um todo, informando o potencial de geração de acordo com a base de dados fornecida e as perdas geradas do equipamento conforme o arranjo. Em vista disso, na tabela seguinte são apresentados os resultados obtidos para os dois inversores considerando diferentes inclinações, de maneira a estabelecer a melhor condição no que se refere à eficiência do sistema.

Tabela 5 – Produção do sistema devido à inclinação dos módulos.

Inclinação do módulo	Quantidade de módulos	Strings	Módulos/String	Produção (MWh)/ano	
				Fronius	ABB
0°	40	4	10	15,32	15,58
10°	40	4	10	15,97	16,24
15°	40	4	10	16,17	16,45
20°	40	4	10	16,28	16,56
26°	40	4	10	16,3	16,58

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

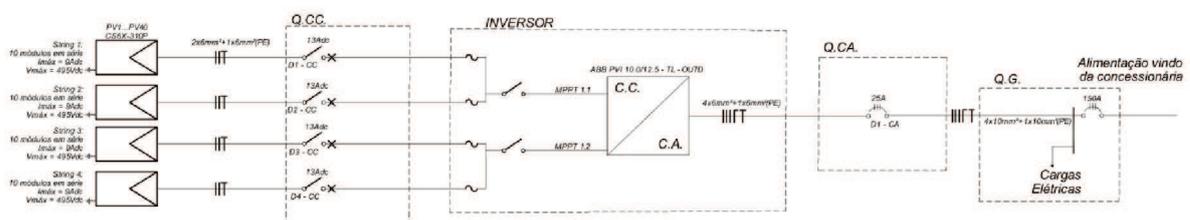
Conforme a tabela 5, constata-se que na inclinação equivalente a latitude local, no caso do município de Joinville de 26°, atinge-se o maior potencial de geração, sendo portanto a mais indicada para o sistema. Os relatórios completos gerados para ambos os inversores são apresentados nos anexos I e J.

O sistema mais eficiente utilizou o inversor ABB, devido a maior geração de energia e também ao número de MPPT presente no arranjo. Com isso define-se o inversor ABB como sendo o mais adequado para este projeto.

Nos valores informados na tabela 5 ainda não foram consideradas as perdas por sombreamento. Para isto, utilizou-se o relatório obtido através da extensão Skeilon, resultando no valor de produção de 16,48 MWh/ano, considerando a perda de 0,62% por sombreamento.

Por fim, é necessário representar o arranjo fotovoltaico esquematicamente, nesse caso, apresentar um diagrama unifilar do projeto. No apêndice A, é apresentado o dimensionamento de cabos e disjuntores utilizado no projeto. O diagrama unifilar é apresentado na figura 28.

Figura 28 – Diagrama Unifilar.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

## 5 ESTUDO DE VIABILIDADE ECONÔMICA DO PROJETO E TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO

A etapa do estudo de viabilidade econômica do projeto é realizado de acordo com o levantamento de todos os equipamentos necessários para implantação do sistema, sendo eles os disjuntores, módulos, inversores, conectores, cabeamento, entre outros elementos que compõem o sistema; realizando um orçamento para obter o custo final do projeto.

Esta etapa do projeto foi realizada considerando os dados fornecidos pela Ecoa Energias Renováveis, empresa localizada no município de Joinville, que trabalha no âmbito de energias renováveis, com enfoque nas energias fotovoltaica e eólica.

Na Tabela 6, é possível analisar os itens necessários para instalação do sistema e também o valor final sugerido pela Ecoa Energias Renováveis para o Residencial Palazzo Brunello.

Tabela 6 – Itens e previsão de custo do sistema.

Descrição	Quantidade	Valor Total
Modulo Solar 310 Wp	40	
Inversor Solar ABB PVI 10.0 380V	1	
Perfil alumínio ultralight 2mt	Conf. Proj.	
Junção para perfil em alumínio	Conf. Proj.	
Terminal final 39.41mm	Conf. Proj.	
Terminal intermediário 39.44mm	Conf. Proj.	
Porca m10 inox a2	Conf. Proj.	
Cabo solar 6mm preto	Conf. Proj.	
Cabo solar 6mm vermelho	Conf. Proj.	
Conectores fêmea multicontact	Conf. Proj.	
Conectores macho multicontact	Conf. Proj.	
Materiais elétricos diversos	Conf. Proj.	
		<b>R\$ 72.889,85</b>
		<b>Gerador fotovoltaico ECO-12,4k</b>

Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2017).

Os primeiros itens da tabela dizem respeito aos módulos e inversores. Posteriormente são apresentados itens referentes à estrutura metálica utilizada para fixação dos painéis na inclinação de interesse. Os itens na sequência referem-se ao cabeamento e conexões necessárias para realização do sistema. Por fim, nos dois últimos itens são considerados o custo do projeto e despesas adicionais previstas para

a realização do sistema, pois, no caso de cabeamento, a metragem é uma estimativa, podendo ter alterações na execução, assim como no quantitativo das conexões.

O valor final do sistema é de R\$ 72.889,85. Neste valor estão contidas todas as despesas relacionadas ao projeto e aplicação do sistema, bem como da ligação do mesmo ao órgão responsável do município.

Na análise do tempo de retorno de investimento (payback) são utilizadas as variáveis de Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). O valor presente líquido é uma variável que tem como objetivo fornecer um dado de ganho monetário que seria obtido através de um investimento realizado a determinada taxa de juros. A vantagem do método é capacidade de apresentar o quanto o projeto será lucrativo para a empresa (OLIVEIRA, 2008).

A taxa interna de retorno é aquela que torna o valor presente líquido de projeto um valor igual a zero, assim sendo, é uma taxa de desconto que iguala o valor presente de receita com o valor presente de desembolsos (OLIVEIRA, 2008). Com isso é possível obter o tempo de retorno de investimento e ainda prever o ganho final no ano de interesse.

Para o cálculo do payback, foram consideradas variáveis em relação ao reajuste das tarifas da CELESC, e para isto foi necessário identificar o subgrupo em que a unidade consumidora está especificada. Neste caso a unidade é classificada no subgrupo A4, pois se trata de um condomínio. Para isso utilizou-se no cálculo a média do reajuste dos últimos 5 anos, apresentada na tabela 8.

Tabela 7 – Reajuste da tarifa da Celesc.

Ano	Reajuste
2015	3,61%
2015E	24,77%
2014	22,63%
2013	13,75%
2013E	-19,13%
Média 5 anos	9,13%

Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2017).

Para o cálculo o tempo de retorno do investimento (payback) bem como do valor total atingido em 25 anos, foram consideradas todas as variáveis comentadas anteriormente. No Apêndice B é possível visualizar todos os cálculos realizados. Com isso obteve-se a seguinte tabela como resumo dos resultados.

Tabela 8 – Análise do investimento e tempo de payback.

Investimento	R\$ 72.889,85
Total das economias em 25 anos (nominal)	R\$ 676.728,07
Taxa de desconto anual (TMA)	7,50%
Taxa de desconto mensal (TMA)	0,60%
Valor presente das economias (sem reinvestimento)	R\$ 233.889,56
TIR (Taxa interna de retorno) nominal mensal do sistema (sem reinvestimento)	1,60%
TIR nominal anual (sem reinvestimento)	20,91%
Custo kWh atual	R\$ 0,61
Custo de energia COM o sistema FV (VP)	R\$ 72.889,85
Custo mesma qtdade energia SEM o sistema FV (VP)	R\$ 233.889,56
Total economia (VP)	R\$ 160.999,71
% de economia (VP)	68,84%
Energia gerada em 25 anos (kWh)	336.221,66
Estimativa R\$/kWh Sistema Fotovoltaico	R\$ 0,22
Estimativa R\$/kWh prox. ano sem sistema FV	R\$ 0,67
Rendimento anual	10,00%
Rendimento Mensal	0,80%
Montante final das economias investidas (nominal)	R\$ 1.927.768,38
Montante final das economias investidas a VP	R\$ 567.906,30
TIR nominal mensal do sistema (com reinvestimento)	2,19%
TIR nominal anual (com reinvestimento)	29,76%
TIR descontada mensal	1,58%
VPL final	R\$ 495.016,46
Payback simples	5 anos e 3 meses

Fonte: Ecoa Energias Renováveis (2017).

Conforme os cálculos anteriores, tendo um investimento de R\$ 72.889,85, estimou-se que em 25 anos de fluxo de caixa acumulado, gera uma economia à unidade consumidora de R\$ 1.927.768,38. A variação do fluxo de caixa neste período é apresentada no apêndice B. Em aplicações puramente financeiras, para se atingir as mesmas economias neste período, seria necessário um investimento hoje de R\$ 789.740,38. Logo nota-se um benefício no investimento no sistema fotovoltaico, haja vista a redução no investimento inicial.

Além da vantagem econômica do sistema, é relevante citar a importância ambiental do mesmo, pois devido à geração de energia renovável do sistema é possível chegar a valores equivalentes à 156 árvores plantadas, 1,64 toneladas de carbono não emitidas e 52.576 quilômetros rodados a menos, ambos relativos à um ano, conforme estimado pela Ecoa Energias Renováveis (2017).

## 6 CONCLUSÕES

O território nacional possui um grande potencial energético em relação a fontes renováveis e limpas. Destaca-se neste âmbito a energia fotovoltaica devido aos altos níveis de irradiação presentes no Brasil. Um dos objetivos deste trabalho foi portanto, apresentar uma alternativa de aproveitar esse potencial energético consolidando o interesse de viabilidade econômica e sustentabilidade do ponto de vista ambiental.

Para isto, inicialmente foram realizados estudos referentes aos níveis de irradiação no município de Joinville, sendo estes a base para o dimensionamento do projeto. Além disso, definiu-se a área adequada para o melhor aproveitamento das placas fotovoltaicas, considerando o seu posicionamento e as perdas por sombreamento.

O dimensionado do sistema foi realizado conforme as condicionantes do projeto, auxiliado pelo software PVSyst para simular o potencial de geração, dado o arranjo do sistema.

Para o estudo de viabilidade econômica do projeto, a base de dados foi fornecida pela Ecoa Energias Renováveis, visando obter um orçamento com valores próximos à realidade do município. Com isso, foi comprovada a viabilidade econômica do sistema, visto que o tempo de retorno de investimento (payback) foi de 5 anos e 3 meses. O sistema foi considerado um investimento significativamente vantajoso, quando comparado a investimentos em aplicações bancárias.

Além de economicamente viável o sistema apresentado nesse trabalho suscita e instiga a mudança em relação ao senso sustentável brasileiro, para promover o desenvolvimento e comprovação de utilização de fontes renováveis de energia por meio de placas fotovoltaicas.

Portanto, esse trabalho encerra afirmando a viabilidade econômica e sustentável do sistema fotovoltaico aplicado ao Residencial Palazzo Brunello, comprovando o potencial energético do país, mesmo na região com menores níveis de irradiação solar.

Sugere-se para trabalhos futuros, comparar o potencial de geração obtido com o painel da marca Canadian Solar, apresentada neste trabalho, com outra marca disponível no mercado nacional, analisando qual marca torna o sistema mais viável economicamente.

## REFERÊNCIAS

- ABB. **ABB PVI-10.0/12.5**. 2017. Folha de dados do fabricante. Disponível em: <<http://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=BCD.00378&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch>>. Acesso em: 28 mai. 2017.
- ABB SIZING TOOL. **String Sizer ABB**. 2017. Disponível em: <<http://stringsizer.abb.com/>>. Acesso em: 28 mai. 2017.
- ABNT. **Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia**. 2013. NBR 10899.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482, de 17/04/2012**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução Normativa Nº 493, de 05/06/2012**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012493.pdf>>. Acesso em: 10 out. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Elevadores**. 2016. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/aneel\\_luz/conteudo/elevadores.html](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/aneel_luz/conteudo/elevadores.html)>. Acesso em: 15 nov. 2016.
- ANTONIOLLI, A. F. G. **Avaliação do desempenho de geradores solares fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil**. 2015. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós – Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.
- BRAGA, R. P. **Energia solar fotovoltaica: Fundamentos e aplicações**. 2008. Monografia – Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.
- CANADIAN SOLAR. **MAXPOWER CS6X-310/315/320/325 P**. 2017. Folha de dados do fabricante. Disponível em: <[http://www.tehnosat.ro/pdf/PVmodules/CS6XP\\_Maxpower-310-320.pdf](http://www.tehnosat.ro/pdf/PVmodules/CS6XP_Maxpower-310-320.pdf)>. Acesso em: 28 mai. 2017.
- CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO BRITO (CRESESB). **Potencial Solar - Sundata**. 2016. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&>>. Acesso em: 15 out. 2016.
- DÁVI, G. A. **Avaliação do comportamento energético de um edifício residencial à energia neto positiva com sistema solar fotovoltaico conectado à rede (SFVCR)**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós – Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.
- FRONIUS SOLAR. **Fronius IG Plus 150 V-3**. 2017. Folha de dados do fabricante. Disponível em: <<http://www.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-E2A361E5-F8EDE740/>>

fronius\_international/SE\_DS\_Fronius\_IG\_Plus\_EN\_156927\_snapshot.pdf>. Acesso em: 28 mai. 2017.

FRONIUS SOLAR.WEB. **Fronius Solar Configurator**. 2017. Disponível em: <<https://www.solarweb.com/>>. Acesso em: 28 mai. 2017.

GIL, A. C. **Como elaborar projetos de pesquisa**. São Paulo: Editora Atlas S.A., 2002.

GOOGLE MAPS. 2016. Disponível em: <<https://maps.google.com.br/>>. Acesso em: 10 out. 2016.

LOPO, A. B. **Análise do desempenho térmico de um sistema de aquecimento solar de baixo custo**. 2010. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós – Graduação em Engenharia Mecânica – Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2010.

MICROGERAÇÃO DE ENERGIA. **Tudo sobre a microgeração EDP**. 2017. Disponível em: <<http://www.microgeracaodeenergia.com/geral/tudo-sobre-a-microgeracao-edp/>>. Acesso em: 23 abr. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. 2014. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%20%E2%80%93%20BEN/EPEDisponibilizaoRelat%C3%B3rioS%C3%ADnADntesedoBa%C3%A7oEnerg%C3%A9ticoNacional%E2%80%93%20BEN2016.aspx?CatCategoria=347>>. Acesso em: 27 set. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015**. 2016. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20El%C3%A9trica%202015.pdf>>. Acesso em: 27 set. 2016.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balço Energético Nacional de 2016**. 2016. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Estudos/Paginas/Balan%C3%A7o%20Energ%C3%A9tico%20Nacional%20%E2%80%93%20BEN/EPEDisponibilizaoRelat%C3%B3rioS%C3%ADnADntesedoBa%C3%A7oEnerg%C3%A9ticoNacional%E2%80%93%20BEN2016.aspx?CatCategoria=347>>. Acesso em: 27 set. 2016.

MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil**. 2013. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós – Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2013.

OLIVEIRA, M. H. F. **A avaliação econômico-financeira de investimentos sob condição de incerteza: uma comparação entre o método de Monte Carlo e o VPL Fuzzy**. 2008. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós – Graduação em Engenharia de Produção – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2008.

PANATA, L. H. **Estudo da viabilidade financeira para a instalação de uma unidade de microgeração fotovoltaica no Shopping Center Iguatemi Florianópolis**. 2015. Monografia – Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2015.

PROGRAMA NACIONAL DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - PROCEL. **Dicas de Economia de Energia**. 2006. Disponível em: <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View=%7BE6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000%7D>>. Acesso em: 15 abr. 2017.

PVSYST. **PVSYST v 6.62**. 2016. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/software/download>>. Acesso em: 10 out. 2016.

RÜTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil**. Florianópolis: Editora UFSC/LABSOLAR, 2004.

SKEILON. **Skelion v5.2.1**. 2016. Disponível em: <<http://skelion.com/en/download.htm?v1.0.0>>. Acesso em: 10 out. 2016.

SKETCHUP. **SketchUP MAKE**. 2016. Disponível em: <<https://www.sketchup.com/download>>. Acesso em: 10 out. 2016.

SOLVENTO ENERGIA. **Sistema Fotovoltaico Solar OFF-GRID com Baterias**. 2015. Disponível em: <<http://stringsizer.abb.com/>>. Acesso em: 23 abr. 2017.

SOUSA, Y. R. **Estudo do rastreamento do ponto de máxima potência - MPPT - Em sistemas de geração fotovoltaica**. 2016. Monografia – Graduação em Engenharia de Energia – Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

## APÊNDICE A - MEMORIAL DE CÁLCULO PARA DIAGRAMA UNIFILAR.

Cabo CA	
Corrente de projeto	17,4
K agrupamento	0,8
Corrente corrigida I	21,75
K temperatura	0,79
Corrente corrigida I	27,53165

Cabo escolhido:	#6mm <sup>2</sup> Flex 70º
-----------------	----------------------------

Capacidade de corrente do cabo	36
K agrupamento	0,8
K temperatura	0,79
Nova capacidade corrente	22,752

Disjuntor escolhido	25
---------------------	----

Cabo CC	
Corrente de projeto	9
K agrupamento	0,7
Corrente corrigida I	12,85714
K temperatura	0,71
Corrente corrigida I	18,10865

Cabo escolhido:	#6mm <sup>2</sup> SinteNax
-----------------	----------------------------

Capacidade de corrente do cabo	54
K agrupamento	0,7
K temperatura	0,71
Nova capacidade corrente	26,838

Disjuntor escolhido	13
---------------------	----

**APÊNDICE B - DEMONSTRATIVO FINANCEIRO DO INVESTIMENTO AO LONGO DE 25 ANOS.**

Ano	Geração kWh	Economia por Ano	Rendimentos Econ. Reaplicada	FdC Anual	FdCD anual (VP)	FdCD anual acumulado (VP)
0		R\$ -72.889,85	-	R\$ -72.889,85	R\$ -72.889,85	R\$ -72.889,85
1	14.827	R\$ 9.113,22	R\$ 483,92	R\$ 9.597,14	R\$ 9.223,45	R\$ -63.292,71
2	14.712	R\$ 9.867,85	R\$ 1.483,71	R\$ 11.351,55	R\$ 10.148,58	R\$ -51.941,15
3	14.598	R\$ 10.684,31	R\$ 2.662,22	R\$ 13.346,53	R\$ 11.099,82	R\$ -38.594,63
4	14.483	R\$ 11.567,60	R\$ 4.043,78	R\$ 15.611,39	R\$ 12.077,75	R\$ -22.983,24
5	14.368	R\$ 12.523,13	R\$ 5.655,67	R\$ 18.178,80	R\$ 13.082,96	R\$ -4.804,43
6	14.253	R\$ 13.556,73	R\$ 7.528,45	R\$ 21.085,18	R\$ 14.116,06	R\$ 16.280,74
7	14.138	R\$ 14.674,68	R\$ 9.696,34	R\$ 24.371,02	R\$ 15.177,66	R\$ 40.651,76
8	14.023	R\$ 15.883,77	R\$ 12.197,66	R\$ 28.081,43	R\$ 16.268,41	R\$ 68.733,19
9	13.908	R\$ 17.191,33	R\$ 15.075,24	R\$ 32.266,58	R\$ 17.388,95	R\$ 100.999,77
10	13.793	R\$ 18.605,26	R\$ 18.377,00	R\$ 36.982,26	R\$ 18.539,93	R\$ 137.982,03
11	13.679	R\$ 20.134,09	R\$ 22.156,43	R\$ 42.290,52	R\$ 19.722,02	R\$ 180.272,55
12	13.564	R\$ 21.787,00	R\$ 26.473,27	R\$ 48.260,27	R\$ 20.935,92	R\$ 228.532,82
13	13.449	R\$ 23.573,92	R\$ 31.394,21	R\$ 54.968,13	R\$ 22.182,31	R\$ 283.500,95
14	13.334	R\$ 25.505,54	R\$ 36.993,62	R\$ 62.499,16	R\$ 23.461,91	R\$ 346.000,11
15	13.219	R\$ 26.659,90	R\$ 42.637,17	R\$ 69.297,08	R\$ 24.797,53	R\$ 405.297,19
16	13.104	R\$ 29.849,88	R\$ 49.404,00	R\$ 79.253,88	R\$ 25.745,15	R\$ 484.551,07
17	12.989	R\$ 32.288,42	R\$ 57.458,92	R\$ 89.747,34	R\$ 27.119,99	R\$ 574.298,41
18	12.874	R\$ 34.923,45	R\$ 66.573,62	R\$ 101.497,07	R\$ 28.530,83	R\$ 675.795,47
19	12.760	R\$ 37.770,50	R\$ 76.874,56	R\$ 114.645,07	R\$ 29.978,44	R\$ 790.440,54
20	12.645	R\$ 40.846,35	R\$ 88.502,46	R\$ 129.348,81	R\$ 31.463,63	R\$ 919.789,35
21	12.530	R\$ 44.169,04	R\$ 101.613,84	R\$ 145.782,88	R\$ 32.987,21	R\$ 1.065.572,23
22	12.415	R\$ 47.757,99	R\$ 116.382,78	R\$ 164.140,78	R\$ 34.550,01	R\$ 1.229.713,00
23	12.300	R\$ 51.634,15	R\$ 133.002,77	R\$ 184.636,92	R\$ 36.152,87	R\$ 1.414.349,93
24	12.185	R\$ 55.820,04	R\$ 151.688,83	R\$ 207.508,87	R\$ 37.796,65	R\$ 1.621.858,79
25	12.070	R\$ 60.339,90	R\$ 172.679,84	R\$ 233.019,74	R\$ 39.482,24	R\$ 1.854.878,53

## ANEXO A - ESTIMATIVA DE CONSUMO MÉDIO MENSAL DE ELETRODOMÉSTICOS SEGUNDO O PROCEL.

Aparelhos Elétricos	Dias Estimados	Média
	Uso/Mês	Utilização/Dia
Aparelho de blu ray	8	2 h
Aparelho de DVD	8	2 h
Aparelho de som	20	3 h
Aquecedor de ambiente	15	8 h
Aquecedor de mamadeira	30	15 min
Aquecedor de marmita	20	30 min
Ar-condicionado tipo janela menor ou igual a 9.000 B	30	8 h
Ar-condicionado tipo janela de 9.001 a 14.000 BTU/h	30	8 h
Ar-condicionado tipo janela maior que 14.000 BTU/h	30	8 h
Ar-condicionado tipo split menor ou igual a 10.000 B <sup>1</sup>	30	8 h
Ar-condicionado tipo split de 10.001 a 15.000 BTU/h	30	8 h
Ar-condicionado tipo split de 15.001 a 20.000 BTU/h	30	8 h
Ar-condicionado tipo split de 20.001 a 30.000 BTU/h	30	8 h
Ar-condicionado tipo split maior que 30.000 BTU/h	30	8 h
Aspirador de pó	30	20 min
Batedeira	8	20 min
Boiler elétrico de 200 L	30	24 h
Bomba d'água 1/2 cv	30	30 min
Bomba d'água 1/3 cv	30	30 min
Cafeteira elétrica	30	1 h
Cafeteira expresso	30	1 h
Chaleira elétrica	30	1 h
Churrasqueira elétrica	5	4 h
Chuveiro elétrico - 4500 W	30	32 min
Chuveiro elétrico - 5500 W	30	32 min
Computador	30	8 h
Enceradeira	2	2 h
Espremedor de frutas	20	10 min
Exaustor fogão	30	2 h
Fax modem em stand by	30	24 h
Ferro elétrico automático a seco - 1050 W	12	1 h
Ferro elétrico automático a vapor - 1200 W	12	1 h
Fogão elétrico - cook top	30	1 h
Forno elétrico	30	1 h
Forno micro-ondas - 25 L	30	20 min
Freezer vertical/horizontal	30	24 h
Freezer vertical frost free	30	24 h
Frigobar	30	24 h
Fritadeira elétrica	15	30 min
Furadeira	4	1 h
Geladeira 1 porta	30	24 h
Geladeira 1 porta frost free	30	24 h
Geladeira 2 portas	30	24 h
Geladeira 2 portas frost free	30	24 h
Grill	10	30 min

Home theater - 350 W	8	2 h
Impressora	30	1 h
Lâmpada fluorescente compacta - 11 W	30	5 h
Lâmpada fluorescente compacta - 15 W	30	5 h
Lâmpada fluorescente compacta - 23 W	30	5 h
Lâmpada incandescente - 40 W	30	5 h
Lâmpada incandescente - 60 W	30	5 h
Lâmpada incandescente - 100 W	30	5 h
Lavadora de louças	30	40 min
Lavadora de roupas	12	1 h
Liquidificador	15	15 min
Máquina de costura	10	3 h
Modem de internet	30	8 h
Monitor	30	8 h
Monitor LCD	30	8 h
Multiprocessador	20	1 h
Nebulizador	16	2,5 h
Notebook	30	8 h
Panela elétrica	20	1 h
Prancha (chapinha)	20	30 min
Projektor	20	1 h
Rádio elétrico pequeno	30	10 h
Rádio relógio	30	24 h
Roteador	30	8 h
Sanduícheira	30	10 min
Scanner	30	1 h
Secador de cabelo - 1000 W	30	10 min
Secadora de roupa	8	1 h
Tanquinho	12	1 h
Telefone sem fio	30	24 h
Torneira elétrica - 3250 W	30	30 min
Torradeira	30	10 min
TV em cores - 14" (tubo)	30	5 h
TV em cores - 29" (tubo)	30	5 h
TV em cores - 32" (LCD)	30	5 h
TV em cores - 40" (LED)	30	5 h
TV em cores - 42" (LED)	30	5 h
TV portátil	30	5 h
Ventilador de mesa	30	8 h
Ventilador de teto	30	8 h
Videogame	15	4 h

## ANEXO B - FATURA DO CONSUMO DO EDIFÍCIO AMERICAN GARDEN.

FAT-01-20172819694913-11  
Nota Fiscal/Conta de Energia Elétrica Série Única 2041139

**Celesc**  
Distribuição S.A.

Mes/Ano - Fatura	No. Unidade Consumidora
04/2017	42427691

**Dados do Consumidor**

EDIFÍCIO AMERICAN GARDEN CPJ: 14716341000172  
R GAL ANWADE NEVES, 127 - CD CX1  
89200418-AMERICA - JVE-JOINVILLE-SC  
Loc/Etapa/Liu:0301\_13\_003346 - Medidor: 2386378 - TENSÃO NOMINAL: 220v - 380v - GRUPO B  
Classificacao: 03 - COMERCIAL, SERVICOS, OUTRAS ATIVIDADES - CONVENCIONAL - TRIFASICO  
Cod. Fiscal de Operacao: 5,253 Tipo do Disjuntor: 40 AS [1.0.123.7]

**Descrição de Consumo**

Medidor	Consumo Med/Fat	1102/1102	Unidade de Medida	Kwh	
Leit. Atual	17411	Numero de Dias Faturado	30	Origem da Leitura	LIDA
Leit. Anter	16389	Consumo Medio Diario (kwh)	36,73	Fator de Potencia	
				Fator de Multiplicacao	1,00

**Datas Importantes**

Leit. Anterior	21/03/2017	DEZ/16	Meta Mensal	Meta Trim.	Meta Anual	Realizado
Leit. Atual	20/04/2017	DIC	5,07	10,15	20,30	2,40
Emissao/Representacao	20/04/2017	FIC	3,23	6,47	12,95	1,00
Prox. Leitura	19/05/2017	DVIC	2,86			0,00

Conj. ANEEL, JOINVILLE IV CH (R\$): 178,43

**Historico de Consumo**

ABR/17	MAR/17	FEV/17	JAN/17	DEZ/16	NOV/16	OUT/16	SET/16	AGO/16	JUL/16	JUN/16	MAI/16	ABR/16
1192	1170	1073	989	1011	1249	1115	1184	1074	1167	1056	1056	1151

**Discriminação do Faturamento**

Item	Quant.	Tarifa	Total (R\$)
CONSUMO	1102	0,573702	632,22
ADICIONAL BAND. AMARELA			10,43
ADICIONAL BAND. VERMELHA			31,33
Subtotal 1			673,98
COSIP			10,90
Subtotal 2			10,90

Composicao do Preço (Art. 31 Resolucao 166/2005)

ENERGIA	246,32	DISTRIBUICAO	100,51
TRANSMISSAO	14,45	TRIBUTOS	199,88
ENC. SETORIAIS	112,82	SOMA DEMONSTRATIVO	673,98

**Tributos (Incluídos) no Total a Pagar**

ICMS	Base de Calculo (R\$)	Alíquota (%)	Valor (R\$)
PIS/PASEP	673,98	20	166,48
COFINS			6,59
			26,81

**Mensagens**

Atendendo Lei 12.007/2009, declaramos quitadas as faturas emitidas em seu nome no(s) ano(s) de 2016, substituídas por esse recibo.  
Períodos Band.Tarif.: Amarela:22/03-31/03 Vermelha:01/04-20/04  
FATURA DO MES 03/2017 ARRECADADA POR DEBITO AUTOMATICO  
REU ANEEL 2.214/2017: de 30-30/Abril a Tarifa sera reduzida em 0,0367R\$/kwh para reverter a previsao do Encargo EER da Usina Angra III. O efeito na fatura de cada uc se dara conforme seu ciclo de leitura/faturamento. Mais informacoes www.aneel.gov.br  
Lugar de crianca e na escola. Diga nao ao trabalho infantil.  
Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 167 - Ligacao Gratuita de telefones fixos e moveis.  
Cancela Convenios a qualquer momento na Celesc e solicite nova fatura sem estas cobranças.

PAGAMENTO EM ATRASO	Data de Vencimento	Valor Total a Pagar
Multa de 2% + Correcao Monetaria pelo IGP/I (pro rata die) e Juros de Mora 1% ao mes (pro rata die) a serem cobrados em fatura posterior.	09/05/2017	R\$ 684,78

Reservado ao Fisco Período Fiscal: 19/04/2017

**D973 . B9D7 . B64F . C250 . FA1C . FE5E . 8482 . 3A91**

AS [1.0.123.7]

**Celesc**  
Distribuição S.A.

Comprovante de Arrecadação		
Autenticacao no Verso		
17411-1102-00-103828		
Mes/Ano - Fatura	Data de Vencimento	
04/2017	09/05/2017	
Numero da Fatura	No. Unidade Consumidora	Valor Total a Pagar
01-20172819694913-11	42427691	R\$ 684,78

NAO RECEBER. DEBITO AUTOMATICO - BANCO - 237 - AGENCIA - 0358  
CASO NAO OCORRA O DEBITO UTILIZE O CODIGO ABAIXO PARA PAGAMENTO  
83:640000006 0 84780162000 0 00101020172 9 81969491311 5

## ANEXO C - RELATÓRIO DE PERDAS GERADO PELA EXTENSÃO SKEILON.

Basic report

Page 1 of 3



### Basic report

Latitude,Longitude: -26.293677116329835 -48.87289524078369  
Joinville (Santa Catarina) Brazil

### Faces analysis

Faces global results					
Solar panel model	Nº p.	P. power (Wp)	Power (kWp)	P. weight (kg)	Shading L. (%)
Yingli Solar:YL280P-35b	40	280,00	11,20	26,00	0,62

Results for solar arrays in each face									
Face	Model	Nºp.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Azimuth	Tilt	Relative tilt	Weight (kg)	Shading L. (%)
1	Yingli Solar:YL280P-35b	9	280,00	2,52	5,90	26,00	26,00	234,00	0,00
2	Yingli Solar:YL280P-35b	7	280,00	1,96	5,90	26,00	26,00	182,00	2,10
3	Yingli Solar:YL280P-35b	24	280,00	6,72	5,90	26,00	26,00	624,00	0,42

Monthly Shading Losses (%)												
Face	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	1,11	2,69	5,64	5,70	5,86	4,16	1,88	0,00	0,00	0,00
3	0,97	0,51	0,02	0,02	0,02	0,25	0,26	0,01	0,00	0,23	0,98	1,54
<b>Mean</b>	<b>0,32</b>	<b>0,17</b>	<b>0,38</b>	<b>0,90</b>	<b>1,89</b>	<b>1,98</b>	<b>2,04</b>	<b>1,39</b>	<b>0,63</b>	<b>0,08</b>	<b>0,33</b>	<b>0,51</b>



## Groups analysis

Groups global results				
Solar panel model	Nº P.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Shading L. (%)
Yingli Solar:YL280P-35b	40	280,00	11,20	0,62

Results for solar panels grouped by same tilt, azimuth and panel model							
Group	Model	Nº P.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Azimuth	Tilt	Shading L. (%)
1	Yingli Solar:YL280P-35b	40	280,00	11,20	5,90	26,00	0,62

Monthly Shading Losses (%)												
Group	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
1	0,58	0,31	0,20	0,48	1,00	1,15	1,18	0,73	0,33	0,14	0,59	0,93
<b>Mean</b>	0,58	0,31	0,20	0,48	1,00	1,15	1,18	0,73	0,33	0,14	0,59	0,93

## ANEXO D - MÓDULO CANADIAN SOLAR CS6X - 310P - FOLHA DE DADOS DO FABRICANTE.



### MAXPOWER CS6X-310 | 315 | 320 | 325 P

The high quality and reliability of Canadian Solar's modules is ensured by 15 years of experience in module manufacturing, well-engineered module design, stringent BOM quality testing, an automated manufacturing process and 100% EL testing.

#### KEY FEATURES

-  Excellent module efficiency of up to 16.94 %
-  Outstanding low irradiance performance of up to 96.0 %
-  **No. 1 PTC** High PTC rating of up to 91.97%
-  IP67 junction box for long-term weather endurance
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa

**25 years** linear power output warranty

**10 years** product warranty on materials and workmanship

#### MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES\*

ISO 9001:2008 / 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: TÜV-Rheinland / VDE / CE / CEC AU / MCS / KEMCO / INMETRO / JET / CQC  
UL 1703 / IEC 61215 performance: CEC listed (US)  
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE  
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1  
IEC 60068-2-68: SGS / Take-e-way



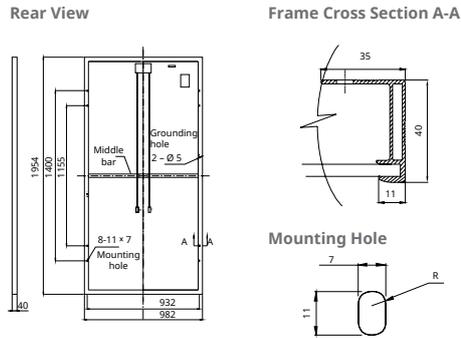
\* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

**CANADIAN SOLAR INC.** is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 17 GW deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

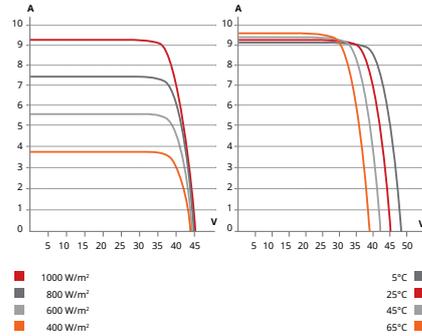
#### CANADIAN SOLAR INC.

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)



## CS6X-320P / I-V CURVES



## ELECTRICAL DATA | STC\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	310 W	315 W	320 W	325 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.4 V	36.6 V	36.8 V	37.0 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.52 A	8.61 A	8.69 A	8.78 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.9 V	45.1 V	45.3 V	45.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.08 A	9.18 A	9.26 A	9.34 A
Module Efficiency	16.16%	16.42%	16.68%	16.94%
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 (IEC 61730)			
Max. Series Fuse Rating	15 A			
Application Classification	Class A			
Power Tolerance	0 ~ + 5 W			

\* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

## MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6 x 12)
Dimensions	1954 x 982 x 40 mm (76.9 x 38.7 x 1.57 in)
Weight	22 kg (48.5 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm <sup>2</sup> (IEC) or 4 mm <sup>2</sup> & 12 AWG 1000V (UL), 1150 mm
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 620 kg (1366.9 lbs)
Per Container (40' HQ)	624 pieces

## ELECTRICAL DATA | NOCT\*

CS6X	310P	315P	320P	325P
Nominal Max. Power (Pmax)	225 W	228 W	232 W	236 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.2 V	33.4 V	33.6 V	33.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.77 A	6.84 A	6.91 A	6.98 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.3 V	41.5 V	41.6 V	41.8 V
Short Circuit Current (Isc)	7.36 A	7.44 A	7.50 A	7.57 A

\* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m<sup>2</sup>, spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

## TEMPERATURE CHARACTERISTICS

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

## PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m<sup>2</sup> and 200 W/m<sup>2</sup> (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.

## PARTNER SECTION



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



## ANEXO E - RELATÓRIO DE ARRANJO IDEAL GERADO PELA FRONIUS SOLAR.WEB.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



PROJECT	
Country	Brazil
Project name	2017-05-14_2105
Annual power consumption	1,240 kWh
Load profile	Working

PV MODULE	
Modul manufacturer	Canadian Solar Inc.
Model	CS6X-310P
Min. / Max. module temperature	-10°C / 70°C

INVERTER	
Inverter type	IG Plus 150 V-3
Min. / Max. inverter ratio	80% / 120%

SUMMARY	
Inverter ratio	97%
Pmpp STC	12.40 kWp
MPPT A	4x10

MPPT A DETAILS	
String (str. x mod.)	4 x 10
Isc STC	36.32 A
Ump at 70 °C	301.36 V
Uoc at -10 °C	497.72 V
Ump at STC	364.00 V
Pmpp at STC	12.40 kWp

FRONIUS International GmbH accepts no guarantee for the completeness of the module and inverter data used or any false configurations created by the configurator, or faulty or inefficient system sizing. All liability claims against Fronius relating to damages of a material or conceptual type which were caused through the use of the Solar.configurator are basically excluded unless there is any demonstrably deliberate or grossly negligent fault on the part of Fronius.  
The Quick sizing is based on the following assumptions: No country-specific consideration of cosPhi, AC voltage, unbalanced loading or capacity limitation.  
Place of installation < 2000m. Specific yield for storage calculation = 1000 kWh/kWp.

## ANEXO F - INVERSOR FRONIUS IG - PLUS 150V - FOLHA DE DADOS DO FABRICANTE.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



SHIFTING THE LIMITS

### FRONIUS IG PLUS

/ The allrounder with maximum yield.



/Fronius MIX™ technology



/HF transformer switchover



/WLAN interface



/ Smart Grid Ready



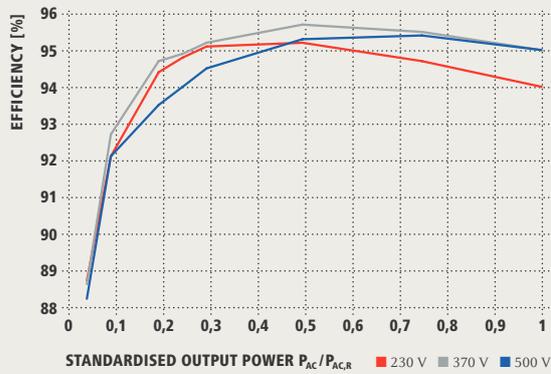
/ The Fronius IG Plus generation of inverters represents an evolution of the proven Fronius IG product family. Power categories from 3.5 to 12 kW promise suitability for every possible system size. With a maximum efficiency of 95.9 %, the Fronius IG Plus range achieves one of the highest values for transformer inverters.

#### TECHNICAL DATA FRONIUS IG PLUS (35 V-1, 50 V-1, 55 V-1, 60 V-1, 55 V-2)

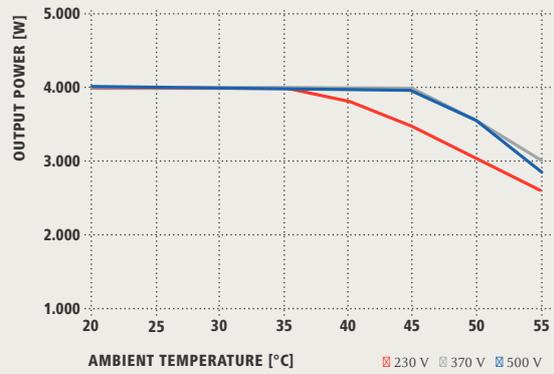
INPUT DATA	35 V-1	50 V-1	55 V-1	60 V-1	55 V-2
DC maximum power at $\cos \varphi = 1$	3,710 W	4,260 W	5,260 W	6,320 W	5,260 W
Max. input current ( $I_{dc,max}$ )	16.2 A	18.6 A	22.9 A	27.5 A	22.9 A
Max. array short circuit current	24.3 A	27.9 A	34.4 A	41.3 A	34.4 A
Min. input voltage ( $U_{dc,min}$ )			230 V		
Feed in start voltage ( $U_{dc,start}$ )			260 V		
Nominal input voltage ( $U_{dc,n}$ )			370 V		
Max. input voltage ( $U_{dc,max}$ )			600 V		
MPP voltage range ( $U_{mpp,min}$ - $U_{mpp,max}$ )			230 - 500 V		
Number of DC inputs			6		
OUTPUT DATA	35 V-1	50 V-1	55 V-1	60 V-1	55 V-2
AC nominal output ( $P_{ac,n}$ )	3,500 W	4,000 W	5,000 W	6,000 W	5,000 W
Max. output power	3,500 VA	4,000 VA	5,000 VA	6,000 VA	5,000 VA
Max. output current ( $I_{ac,max}$ )	15.2 A	17.4 A	21.7 A	26.1 A	10.9 A
Grid connection ( $U_{ac,n}$ )			1-NPE 230 V		2-NPE 400 V / 230 V
Min. output voltage ( $U_{ac,min}$ )			180 V		
Max. output voltage ( $U_{ac,max}$ )			270 V		
Frequency ( $f_r$ )			50 Hz / 60 Hz		
Frequency range ( $f_{min}$ - $f_{max}$ )			46 - 65 Hz		
Distortion factor			< 3 %		
Power factor ( $\cos \varphi_{ac,t}$ )			0.75 1 ind. / cap. <sup>1)</sup>		
GENERAL DATA	35 V-1	50 V-1	55 V-1	60 V-1	55 V-2
Dimensions (height x width x depth)	673 x 434 x 250 mm			968 x 434 x 250 mm	
Weight	23.8 kg			36.9 kg	
Degree of protection	IP 54 <sup>2)</sup>				
Protection class	1				
Oversvoltage category (DC / AC)	2 / 3				
Night time consumption	ca. 1 W				
Inverter concept	HF transformer				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	from 20°C to +55°C				
Permitted humidity	0 % to 95 %				
DC connection technology	Screw terminal connection 1.5 mm <sup>2</sup> - 16 mm <sup>2</sup>				
AC connection technology	Screw terminal connection 2.5 mm <sup>2</sup> - 35 mm <sup>2</sup>				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE V 0126 1 1, ÖVE / ONORM E 8001 4 712, UTE C15 712 1, EN 50438, G83, G59, C 10 / 11, CER 06 190, CEI 0 21, AS 4777 1, AS 4777 2, AS 4777 3, VDE AR N 4105, Generating systems on the medium voltage network (BDEW)				

Fronius IG Plus 55 V 1, Fronius IG Plus 55 V 2 and Fronius IG Plus 60 V 1 devices do not comply with the German medium voltage directive. Fronius IG Plus 55 V 1 and Fronius IG Plus 60 V 1 are not certified in accordance with the German low voltage directive. Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).  
<sup>1)</sup> country specific <sup>2)</sup> Please refer to the information in the operating instructions regarding correct installation of the inverter (e.g. IP 44 applies to Australia).

### FRONIUS IG PLUS 50 V-1 EFFICIENCY CURVE



### FRONIUS IG PLUS 50 V-1 TEMPERATURE DERATING



### TECHNICAL DATA FRONIUS IG PLUS (35 V-1, 50 V-1, 55 V-1, 60 V-1, 55 V-2)

EFFICIENCY	35 V-1	50 V-1	55 V-1	60 V-1	55 V-2
Max. efficiency	95.7 %	95.7 %	95.7 %	95.7 %	95.7 %
European efficiency ( $\eta_{EU}$ )	95.0 %	95.0 %	94.9 %	95.0 %	94.9 %
$\eta$ at 5 % $P_{ACr}^{1)}$	88.2 / 88.1 / 87.4 %	88.7 / 88.6 / 88.2 %	89.7 / 90.3 / 89.6 %	90.2 / 91.0 / 90.0 %	89.7 / 90.3 / 89.6 %
$\eta$ at 10 % $P_{ACr}^{1)}$	91.6 / 92.3 / 91.5 %	92.1 / 92.7 / 92.1 %	91.4 / 91.8 / 90.8 %	92.3 / 92.2 / 91.6 %	91.4 / 91.8 / 90.8 %
$\eta$ at 20 % $P_{ACr}^{1)}$	94.1 / 94.6 / 93.4 %	94.4 / 94.7 / 93.5 %	93.9 / 94.1 / 92.9 %	94.6 / 94.5 / 93.7 %	93.9 / 94.1 / 92.9 %
$\eta$ at 25 % $P_{ACr}^{1)}$	94.6 / 94.8 / 93.7 %	94.8 / 94.9 / 94.0 %	94.4 / 94.6 / 93.6 %	94.8 / 94.9 / 94.2 %	94.4 / 94.6 / 93.6 %
$\eta$ at 30 % $P_{ACr}^{1)}$	94.9 / 95.0 / 94.1 %	95.1 / 95.2 / 94.5 %	94.6 / 94.6 / 94.0 %	95.0 / 95.2 / 94.7 %	94.6 / 94.6 / 94.0 %
$\eta$ at 50 % $P_{ACr}^{1)}$	95.3 / 95.7 / 95.3 %	95.2 / 95.7 / 95.3 %	94.9 / 95.5 / 94.7 %	95.3 / 95.5 / 94.9 %	94.9 / 95.5 / 94.7 %
$\eta$ at 75 % $P_{ACr}^{1)}$	94.9 / 95.6 / 95.4 %	94.7 / 95.5 / 95.4 %	95.0 / 95.6 / 94.9 %	95.1 / 95.7 / 95.3 %	95.0 / 95.6 / 94.9 %
$\eta$ at 100 % $P_{ACr}^{1)}$	94.4 / 95.2 / 95.1 %	94.0 / 95.0 / 95.0 %	95.1 / 95.7 / 95.2 %	94.7 / 95.5 / 95.3 %	95.1 / 95.7 / 95.2 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
PROTECTIVE EQUIPMENT	35 V-1	50 V-1	55 V-1	60 V-1	55 V-2
DC insulation measurement	Warning/shutdown (depending on country setup) at $R_{ISO} < 600 \text{ k}\Omega$				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC circuit breaker	Integrated				
INTERFACES	35 V-1	50 V-1	55 V-1	60 V-1	55 V-2
Optional with Fronius Datamanager	WLAN, Ethernet, Modbus TCP, 6 digital inputs, 4 digital inputs/outputs, Datalogger, Webservice				

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

<sup>1)</sup> and at  $U_{mpp \text{ min}} / U_{dc,x} / U_{mpp \text{ max}}$ .

### TECHNICAL DATA FRONIUS IG PLUS (60 V-3 / 80 V-3 / 100 V-3 / 120 V-3 / 150 V-3)

INPUT DATA	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
DC maximum power at $\cos \varphi = 1$	6,300 W	7,360 W	8,430 W	10,590 W	12,770 W
Max. input current ( $I_{dc \max}$ )	27.5 A	32.0 A	36.7 A	46.2 A	55.6 A
Max. array short circuit current	41.3 A	48.0 A	55.1 A	69.3 A	83.4 A
Min. input voltage ( $U_{dc \min}$ )	230 V				
Feed in start voltage ( $U_{dc \text{ start}}$ )	260 V				
Nominal input voltage ( $U_{dc \text{ n}}$ )	370 V				
Max. input voltage ( $U_{dc \max}$ )	600 V				
MPP voltage range ( $U_{mpp \min}$ - $U_{mpp \max}$ )	230 - 500 V				
Number of DC inputs	6				
OUTPUT DATA	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
AC nominal output ( $P_{ac \text{ n}}$ )	6,000 W	7,000 W	8,000 W	10,000 W	12,000 W
Max. output power	6,000 VA	7,000 VA	8,000 VA	10,000 VA	12,000 VA
Max. output current ( $I_{ac \max}$ )	8.7 A	10.2 A	11.6 A	14.5 A	17.4 A
Grid connection ( $U_{ac \text{ n}}$ )	3-NPE 400 V / 230 V				
Min. output voltage ( $U_{ac \min}$ )	180 V				
Max. output voltage ( $U_{ac \max}$ )	270 V				
Frequency ( $f_r$ )	50 Hz / 60 Hz				
Frequency range ( $f_{\min}$ - $f_{\max}$ )	46 - 65 Hz				
Distortion factor	< 3 %				
Power factor ( $\cos \varphi_{ac \text{ n}}$ )	0.75 1 ind. / cap. <sup>1)</sup>				
GENERAL DATA	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
Dimensions (height x width x depth)	1,263 x 434 x 250 mm				
Weight	49.2 kg				
Degree of protection	IP 54 <sup>2)</sup>				
Protection class	1				
Overvoltage category (DC / AC)	2 / 3				
Night time consumption	ca. 1 W				
Inverter concept	HF transformer				
Cooling	Regulated air cooling				
Installation	Indoor and outdoor installation				
Ambient temperature range	from 20°C to +55°C				
Permitted humidity	0 % to 95 %				
DC connection technology	Screw terminal connection 1.5 mm <sup>2</sup> - 16 mm <sup>2</sup>				
AC connection technology	Screw terminal connection 2.5 mm <sup>2</sup> - 35 mm <sup>2</sup>				
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE V 0126 1 1. ÖVE / ÖNORM E 8001 4 712. UTE C15 712 1. EN 50438. G83. G59. C 10 / 11. CER 06 190. CEI 0 21. AS 4777 1. AS 4777 2. AS 4777 3. VDE AR N 4105. Generating systems on the medium voltage network (BDEW)				

Fronius IG Plus 60 V 3 and Fronius IG Plus 80 V 3 devices do not comply with the German medium voltage directive.

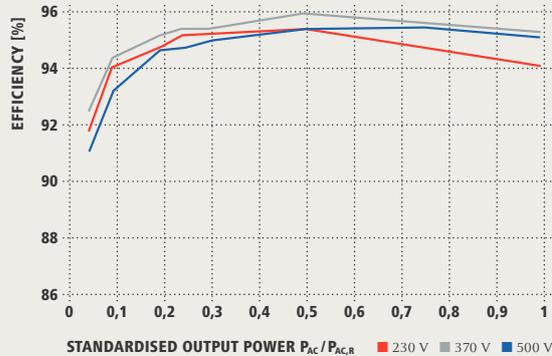
Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).

<sup>1)</sup> country specific

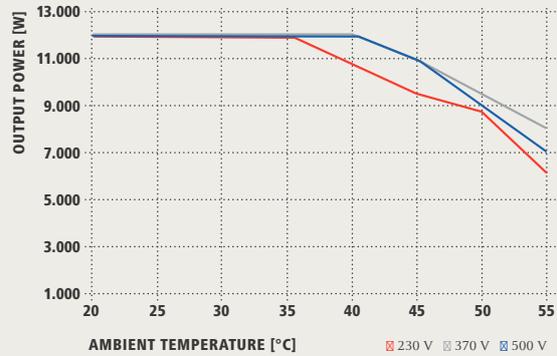
<sup>2)</sup> Please refer to the information in the operating instructions regarding correct installation of the inverter (e.g. IG 44 applies to Australia).

**BROAD 3-PHASE INVERTER  
RANGE FROM 6 BIS 12 KW!**

### FRONIUS IG PLUS 150 V-3 EFFICIENCY CURVE



### FRONIUS IG PLUS 150 V-3 TEMPERATURE DERATING



### TECHNICAL DATA FRONIUS IG PLUS (60 V-3 / 80 V-3 / 100 V-3 / 120 V-3 / 150 V-3)

EFFICIENCY	60 V-3	80 V-3	100 V-3	120 V-3	150 V-3
Max. efficiency	95.9 %	95.9 %	95.9 %	95.9 %	95.9 %
European efficiency ( $\eta_{EU}$ )	95.0 %	95.1 %	95.3 %	95.4 %	95.4 %
$\eta$ at 5 % $P_{AC,r}^{(1)}$	90.7 / 91.6 / 90.1 %	90.8 / 91.8 / 90.2 %	91.7 / 91.9 / 90.3 %	91.5 / 92.2 / 90.7 %	91.8 / 92.5 / 91.1 %
$\eta$ at 10 % $P_{AC,r}^{(1)}$	91.8 / 92.5 / 91.1 %	92.1 / 92.8 / 91.5 %	93.1 / 93.1 / 92.0 %	93.4 / 93.7 / 92.6 %	94.0 / 94.3 / 93.2 %
$\eta$ at 20 % $P_{AC,r}^{(1)}$	94.1 / 94.3 / 93.2 %	94.2 / 94.5 / 93.6 %	94.3 / 94.9 / 94.2 %	94.6 / 95.2 / 94.5 %	94.7 / 95.1 / 94.6 %
$\eta$ at 25 % $P_{AC,r}^{(1)}$	94.4 / 94.7 / 93.8 %	94.6 / 94.9 / 94.3 %	94.6 / 95.2 / 94.5 %	94.7 / 95.3 / 94.7 %	95.1 / 95.3 / 94.7 %
$\eta$ at 30 % $P_{AC,r}^{(1)}$	94.5 / 95.0 / 94.4 %	94.6 / 95.2 / 94.6 %	94.7 / 95.2 / 94.5 %	95.0 / 95.4 / 94.7 %	95.1 / 95.3 / 94.9 %
$\eta$ at 50 % $P_{AC,r}^{(1)}$	95.1 / 95.4 / 94.6 %	95.1 / 95.5 / 94.9 %	95.3 / 95.8 / 95.0 %	95.3 / 95.9 / 95.1 %	95.3 / 95.9 / 95.3 %
$\eta$ at 75 % $P_{AC,r}^{(1)}$	95.3 / 95.7 / 95.0 %	95.3 / 95.9 / 95.1 %	95.3 / 95.9 / 95.3 %	95.0 / 95.5 / 95.4 %	94.7 / 95.6 / 95.4 %
$\eta$ at 100 % $P_{AC,r}^{(1)}$	95.3 / 95.9 / 95.3 %	95.1 / 95.7 / 95.4 %	94.9 / 95.7 / 95.4 %	94.6 / 95.5 / 95.3 %	94.0 / 95.2 / 95.1 %
MPP adaptation efficiency	> 99.9 %				
<b>PROTECTIVE EQUIPMENT</b>	<b>60 V-3</b>	<b>80 V-3</b>	<b>100 V-3</b>	<b>120 V-3</b>	<b>150 V-3</b>
DC insulation measurement	Warning/shutdown (depending on country setup) at $R_{ISO} < 600 \text{ k}\Omega$				
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation				
DC circuit breaker	Integrated				
<b>INTERFACES</b>	<b>60 V-3</b>	<b>80 V-3</b>	<b>100 V-3</b>	<b>120 V-3</b>	<b>150 V-3</b>
Optional with Fronius Datamanager	WLAN, Ethernet, Modbus TCP, 6 digital inputs, 4 digital inputs/outputs, Datalogger, Webserver				

Further information regarding the availability of the inverters in your country can be found at [www.fronius.com](http://www.fronius.com).  
<sup>1)</sup> and at  $U_{mpp \text{ min}} / U_{dc,r} / U_{mpp \text{ max}}$ .

/ 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 3,300 employees worldwide, we shift the limits of what's possible - our record of over 900 granted patents is 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)

v05 May 2015 EN

Fronius India Private Limited  
 GAT no 312, Nanekarwadi  
 Chakan, Taluka - Khed District  
 Pune 410501  
 India  
 pv-sales-india@fronius.com  
 www.fronius.in

Fronius Australia Pty Ltd.  
 90-92 Lambeck Drive  
 Tullamarine VIC 3043  
 Australia  
 pv-sales-australia@fronius.com  
 www.fronius.com.au

Fronius UK Limited  
 Maidstone Road, Kingston  
 Milton Keynes, MK10 0BD  
 United Kingdom  
 pv-sales-uk@fronius.com  
 www.fronius.co.uk

Fronius International GmbH  
 Froniusplatz 1  
 4600 Wels  
 Austria  
 pv-sales@fronius.com  
 www.fronius.com

## ANEXO G - RELATÓRIO DE ARRANJO IDEAL GERADO PELA ABB SIZING TOOL.

Power and productivity  
for a better world™



### ABB Stringsizer™ - Relatório de Configuração

<b>Localização</b>	<b>Temperatura (°C) Amb Célula</b>	<b>Método de Montagem</b>
<b>CONTINENTE</b> South America	<b>Mínimo</b> 0°C 0°C	Montagem no telhado
<b>PAIS</b> Brazil	<b>Média</b> 23°C 58°C	
<b>LOCALIZAÇÃO</b> Curitiba	<b>Máximo</b> 40°C 75°C	

<b>Modelo do Inversor:</b> PVI-10.0-TL-OUTD BASE	
<b>Potência AC Nominal [kW]/ Tensão AC Nominal [V]</b> 10000 / 400	
<b>Configuração do MPPT</b> MPPT EM PARALELO (Número de MPPT independentes.: 1)	
<b>Número total de módulos PV</b> 40	
<b>Potência DC instalada (STC) [kW]</b> 12400	
<b>Notas</b> O inversor selecionado não tem fusíveis de proteção. Propõe-se em fornecer um gerador fotovoltaico com um grupo de três strings ou mais grupos de três strings em paralelo, Favor avaliar a inclusão de fusíveis de proteção de tamanho adequado	

<b>Painel FV (Fabricante / Modelo)</b> Canadian Solar / CS6X-310P	
<b>Tecnologia</b>	
<b>Potência Nominal[W]</b> 310	
<b>Tensão de Circuito Aberto - Voc [V]</b> 44.9	
<b>Corrente de Curto Circuito - Isc [A]</b> 9.08	
<b>Tensão de Máxima Potência - Vmp [V]</b> 36.4	
<b>Corrente de Máxima Potência - Imp [A]</b> 8.52	
<b>Coefficiente de Temperatura - Voc [V/°C]</b> -0.153	
<b>Coefficiente de Temperatura - Isc [mA/°C]</b> 5.9	

	MPPT1	MPPT2
<b>Painel PV/String</b>	10	n/a
<b>Número de Strings em Paralelo</b>	4	n/a
<b>Número total de módulos FV</b>	40	n/a
<b>Notas</b>	1, 2, 3	n/a
<b>Potência DC Instalada (STC) [kW]</b>	12.40	n/a
<b>Potência Máxima/MPPT [kW]</b>	11.40	n/a
<b>PPV(INST),MPPT1/PPPTMAX</b>	108.8%	n/a
<b>PPV(INST)/PACR</b>	124.0%	n/a
<b>PPV(INST)/PACMAX</b>	112.7%	n/a
<b>Máxima Tensão do Sistema de Paineis FV [Vdc]</b>	1000	n/a
<b>Máxima Tensão de Entrada do Inversor [Vdc]</b>	900	n/a
<b>Voc max @0°C [Vdc]</b>	487.3	n/a
<b>Voc min @75°C [Vdc]</b>	372.5	n/a
<b>Tensão de Ativação do Inversor (default) [Vdc]</b>	360	n/a
<b>Tensão de Ativação Recomendada do Inversor [Vdc]</b>	Default (360)	n/a
<b>Vmp max @0°C [Vdc]</b>	395.0	n/a
<b>Vmp typ @58°C [Vdc]</b>	323.1	n/a
<b>Vmp min @75°C [Vdc]</b>	302.0	n/a
<b>Faixa de Operação do MPPT* [Vdc]</b>	252 - 850	n/a
<b>Corrente Máxima de Curto Circuito do Gerador FV @75°C [Adc]</b>	37.5	n/a
<b>Corrente Máxima de Curto Circuito do Inversor/MPPT [Adc]</b>	44	n/a
<b>Corrente do MPP do gerador FV @75°C [Adc]</b>	35.3	n/a
<b>Corrente máxima na entrada do MPPT do Inversor[Adc]</b>	34	n/a
<b>Notas Explicativas</b>	*) Faixa para o MPPT operar considerando a tensão de ativação predefinida.; 1)- Nota: Possibilidade de limitação da potência de saída.; 2)Número de strings em paralelo compatíveis com número de entradas no inversor; 3)- Número de strings em paralelo maior do que 2. Verifique a necessidade de instalar fusíveis para proteção de corrente reversa.	

Termos e Condições de Uso: Ao usar essa ferramenta de projetos você concorda que as configurações estimadas dos strings serão usadas apenas com inversores ABB.A ABB não garante exatidão na previsão e desempenho do seu sistema FV ou do inversor ou conformidades com códigos e normas em vigor na localização do seu projeto.

Todas as configurações devem ser verificadas por um engenheiro qualificado para o cumprimento dos parâmetros operacionais e normas em vigor no local de instalação. Ao usar essa ferramenta o usuário é responsável por sua utilização e a ABB LTDA. não se responsabiliza por quaisquer danos advindos de sua utilização.

Power and productivity  
for a better world™



## ANEXO H - INVERSOR ABB PVI - 10/12.5 - TL - FOLHA DE DADOS DO FABRICANTE.



SOLAR INVERTERS

### ABB string inverters

PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

10 to 12.5 kW



01

—  
01  
PVI-10.0/12.5-TL-OUTD  
outdoor string inverter

The high speed and precise Maximum Power Point Tracking (MPPT) algorithm provides real-time power tracking and improved energy harvesting.

#### Two independent MPPTs and efficiency ratings up to 97.8%

This transformerless device has two independent MPPTs and efficiency ratings of up to 97.8%.

Flat efficiency curves ensure high efficiency at all output levels ensuring consistent and stable performance across the entire input voltage and output power range.

The wide input voltage range makes the inverter suitable for low power installations with reduced string size.

Designed for commercial usage, the PVI-10/12.5, three-phase inverter is highly unique in its ability to control the performance of the PV panels, especially during periods of variable weather conditions.

#### Highlights

- True three-phase bridge topology for DC/AC output converter
- Transformerless topology
- Each inverter is set on specific grid codes which can be selected in the field
- Wide input voltage range
- Dual input section with independent MPPT allows optimal energy harvesting from two sub-arrays oriented in different directions
- Integrated DC disconnect switch in compliance with international standards (-S and -FS versions)
- Natural convection cooling for maximum reliability
- Outdoor enclosure for unrestricted use under any environmental conditions
- RS-485 communication interface (for connection to laptop or datalogger)

# ABB string inverters

## PVI-10.0/12.5-TL-OUTD

### 10 to 12.5 kW

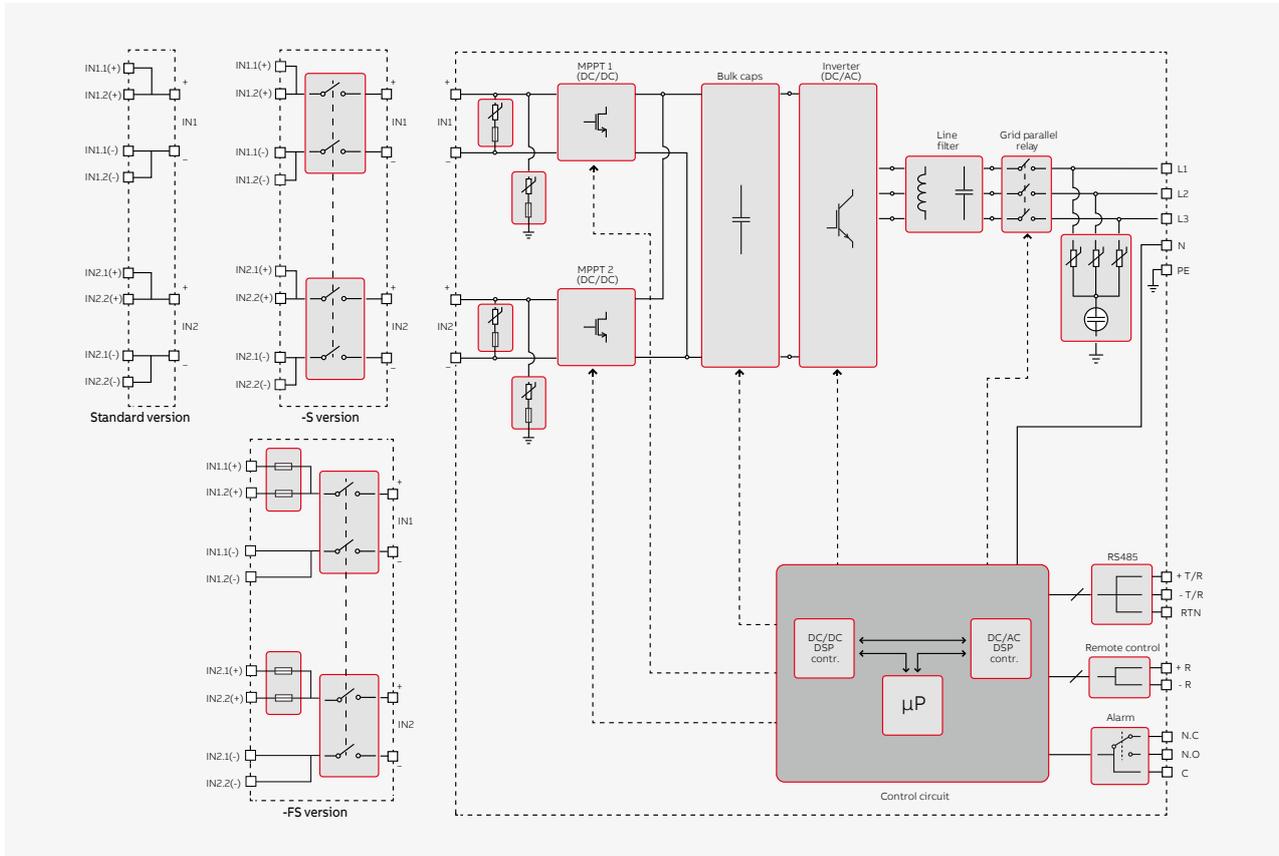


#### Technical data and types

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
<b>Input side</b>		
Absolute maximum DC input voltage ( $V_{max,abs}$ )	900 V	
Start-up DC input voltage ( $V_{start}$ )	360 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ( $V_{dcmin}...V_{dcmax}$ )	0.7 x $V_{start}...850$ V (min 200 V)	
Rated DC input voltage ( $V_{dc}$ )	580 V	
Rated DC input power ( $P_{dc}$ )	10300 W	12800 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ( $P_{MPPTmax}$ )	6500 W	8000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at $P_{acr}$	300...750 V	360...750 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [750 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 850 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at $P_{acr}$ , max unbalance example	6500 W [380 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V] the other channel: $P_{dc}$ - 6500 W [225 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V]	8000 W [445 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V] the other channel: $P_{dc}$ - 8000 W [270 V ≤ $V_{MPPT}$ ≤ 750 V]
Maximum DC input current ( $I_{dcmax}$ ) / for each MPPT ( $I_{MPPTmax}$ )	34.0 A / 17.0 A	36.0 A / 18.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	22.0 A	
Number of DC input pairs for each MPPT	2	
DC connection type	PV quick fit connector <sup>3)</sup>	
<b>Input protection</b>		
Reverse polarity protection	Inverter protection only, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	25 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
<b>Output side</b>		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power ( $P_{acr}$ @ $\cos\phi=1$ )	10000 W	12500 W
Maximum AC output power ( $P_{acmax}$ @ $\cos\phi=1$ )	11000 W <sup>4)</sup>	13800 W <sup>5)</sup>
Maximum apparent power ( $S_{max}$ )	11500 VA	13800 VA
Rated AC grid voltage ( $V_{acr}$ )	400 V	
AC voltage range	320...480 V <sup>1)</sup>	
Maximum AC output current ( $I_{ac,max}$ )	16.6 A	20.0 A
Contributory fault current	19.0 A	22.0 A
Rated output frequency (f)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ( $f_{min}...f_{max}$ )	47...53 Hz / 57...63 Hz <sup>2)</sup>	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=10.0$ kW, ± 0.8 with max 11.5 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with $P_{acr}=12.5$ kW, ± 0.8 with max 13.8 kVA
Total current harmonic distortion	< 2%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland M40	
<b>Output protection</b>		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	25.0 A	
Output overvoltage protection - varistor	3 plus gas arrester	
<b>Operating performance</b>		
Maximum efficiency ( $\eta_{max}$ )	97.8%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	97.1% / -	97.2% / -
Feed in power threshold	30.0 W	
Night consumption	< 1.0 W	
<b>Communication</b>		
Wired local monitoring	PVI-USB-RS232_485 (opt.)	
Remote monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.), VSN700 Data Logger (opt.)	
Wireless local monitoring	VSN300 Wifi Logger Card (opt.)	
User interface	16 characters x 2 lines LCD display	

**PRODUCT FLYER FOR PVI-10.0/12.5-TL-OUTD ABB SOLAR INVERTERS**

**ABB PVI-10.0/12.5-TL-OUTD string inverter block diagram**



**Technical data and types**

Type code	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
<b>Environmental</b>		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 55°C (131°F)	-25...+60°C (-13...+140°F) with derating above 50°C (122°F)
Relative humidity	0...100% condensing	
Sound pressure level, typical	50 dBA @ 1 m	
Maximum operating altitude without derating	2000 m / 6560 ft	
<b>Physical</b>		
Environmental protection rating	IP65	
Cooling	Natural	
Dimension (H x W x D)	716 mm x 645 mm x 224 mm / 28.2" x 25.4" x 8.8"	
Weight	< 41.0 kg / 90.4 lbs	
Mounting system	Wall bracket	
<b>Safety</b>		
Isolation level	Transformerless	
Marking	CE (50 Hz only), RCM	
Safety and EMC standard	EN 50178, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, AS/NZS 3100, AS/NZS 60950.1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, C10/11, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS/NZS 4777, IEC 61727, IEC 62116, BDEW, MEA, NRS 097-2-1, VFR 2014	
Grid standard (check your sales channel for availability)		
<b>Available products variants</b>		
Standard	PVI-10.0-TL-OUTD	PVI-12.5-TL-OUTD
With DC switch	PVI-10.0-TL-OUTD-S	PVI-12.5-TL-OUTD-S
With DC switch and fuse	PVI-10.0-TL-OUTD-FS	PVI-12.5-TL-OUTD-FS

<sup>1)</sup> The AC voltage range may vary depending on specific country grid standard

<sup>2)</sup> Limited to 10000 W for Belgium and Germany

<sup>2)</sup> The Frequency range may vary depending on specific country grid standard

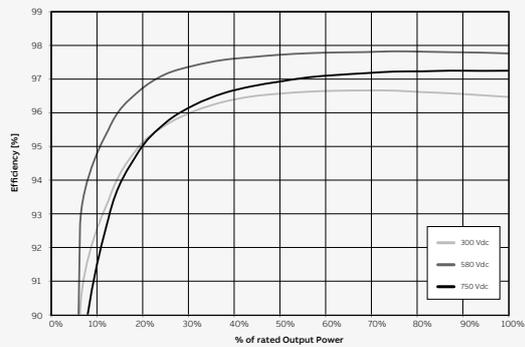
<sup>3)</sup> Limited to 12500 W for Germany

<sup>3)</sup> Please refer to the document "String inverters – Product manual appendix" available at [www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters) for information on the quick-fit connector brand and model used in the inverter

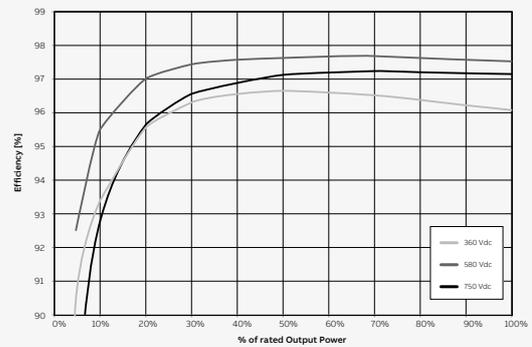
Remark. Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product



Efficiency curves of PVI-10.0-TL-OUTD



Efficiency curves of PVI-12.5-TL-OUTD



For more information please contact your local ABB representative or visit:

[www.abb.com/solarinverters](http://www.abb.com/solarinverters)  
[www.abb.com](http://www.abb.com)

We reserve the right to make technical changes or modify the contents of this document without prior notice. With regard to purchase orders, the agreed particulars shall prevail. ABB AG does not accept any responsibility whatsoever for potential errors or possible lack of information in this document.

We reserve all rights in this document and in the subject matter and illustrations contained therein. Any reproduction, disclosure to third parties or utilization of its contents – in whole or in parts – is forbidden without prior written consent of ABB AG. Copyright © 2017 ABB. All rights reserved.



## ANEXO I - RELATÓRIO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA GERADA COM O INVERSOR FRONIUS UTILIZANDO O PVSYST.

PVSYST V6.62		14/05/17	Page 1/3						
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>									
Project :	project 1								
Geographical Site	J oinville	Country	Brazil						
Situation	Latitude -26.32é S	Longitude	-48.81é W						
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	2 m						
Meteo data:	J oinville	Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic							
Simulation variant :	New simulation variant								
	Simulation date	14/05/17 21h28							
<b>Simulation parameters</b>									
Collector Plane Orientation	Tilt	26é	Azimuth 6é						
Models used	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm						
Horizon	Free Horizon								
Near Shadings	No Shadings								
<b>PV Array Characteristics</b>									
PV module	Si-poly	Model	CS6X - 310P MIX						
Original PVsyst database		Manufacturer	Canadian Solar Inc.						
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 4 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	40	Unit Nom. Power 310 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	12.40 kWp	At operating cond. 11.13 kWp (50éC)						
Array operating characteristics (50éC)	U mpp	326 V	I mpp 34 A						
Total area	Module area	76.8 m <sup>2</sup>	Cell area 70.1 m <sup>2</sup>						
<b>Inverter</b>									
Original PVsyst database	Model	IG Plus 150 V-3							
Characteristics	Manufacturer	Fronius International							
	Operating Voltage	230-500 V	Unit Nom. Power 12.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 12.0 kWac						
<b>PV Array loss factors</b>									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	160 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 1.1 %						
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile									
	10é	20é	30é	40é	50é	60é	70é	80é	90é
	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000
User's needs :	Unlimited load (grid)								

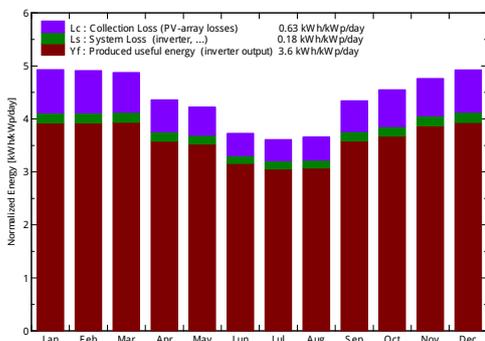
### Grid-Connected System: Main results

Project : project 1  
 Simulation variant : New simulation variant

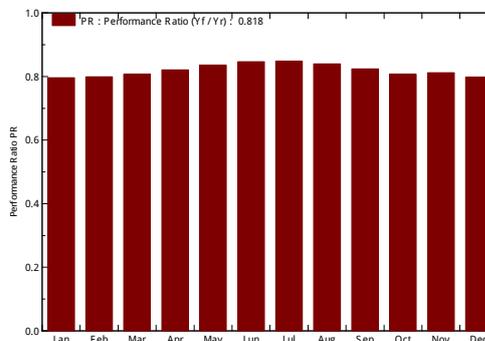
Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	26°	azimuth	6°
PV modules	Model	CS6X - 310P MIX	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	40	Pnom total	12.40 kWp
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom	12.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Main simulation results	System Production	Produced Energy	16.30 MWh/year	Specific prod.	1314 kWh/kWp/year
		Performance Ratio PR	81.77 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 12.40 kWp



Performance Ratio PR



#### New simulation variant Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	
January	167.3	83.50	25.20	152.8	148.9	1.583	1.509	0.796
February	140.3	76.80	24.80	137.5	134.2	1.430	1.362	0.799
March	144.3	84.10	24.30	151.2	147.6	1.587	1.514	0.807
April	114.5	64.50	21.50	130.8	127.9	1.396	1.332	0.821
May	100.4	45.30	18.30	130.8	128.2	1.420	1.356	0.836
June	84.2	41.70	16.50	111.9	109.8	1.231	1.175	0.846
July	87.0	42.80	15.00	111.9	109.8	1.233	1.175	0.847
August	95.9	54.40	16.70	113.4	110.9	1.239	1.181	0.840
September	117.3	58.20	18.00	130.3	127.5	1.398	1.333	0.824
October	139.9	69.10	21.10	141.1	137.7	1.483	1.413	0.808
November	153.2	88.20	22.40	142.9	138.9	1.509	1.439	0.812
December	168.9	85.80	24.50	152.7	148.7	1.586	1.511	0.798
Year	1513.2	794.40	20.67	1607.5	1570.1	17.094	16.299	0.818

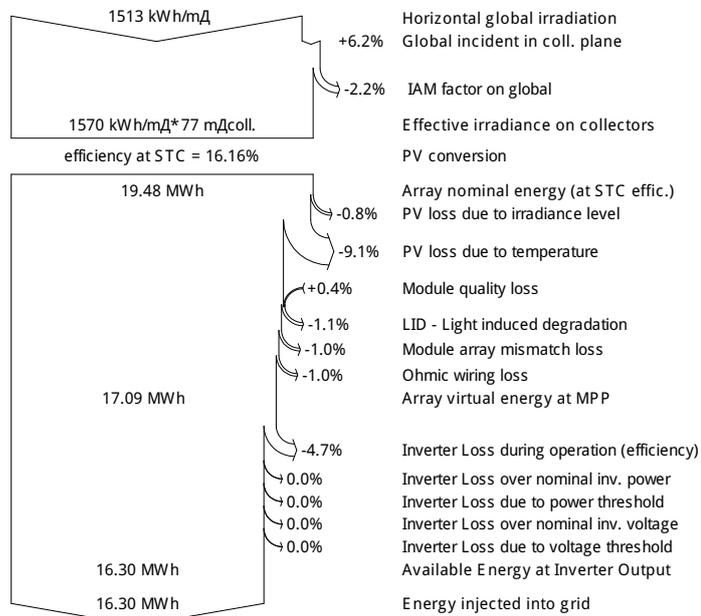
Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings
	DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
	GlobInc	Global incident in coll. plane	PR	Performance Ratio

### Grid-Connected System: Loss diagram

Project : project 1  
 Simulation variant : New simulation variant

Main system parameters	System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation	tilt	26°	azimuth	6°
PV modules	Model	CS6X - 310P MIX	Pnom	310 Wp
PV Array	Nb. of modules	40	Pnom total	12.40 kWp
Inverter	Model	IG Plus 150 V-3	Pnom	12.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



## ANEXO J - RELATÓRIO DA PRODUÇÃO ENERGÉTICA GERADA COM O INVERSOR ABB UTILIZANDO O PVSYS.

PVSYS V6.62		27/05/17	Page 1/3						
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>									
<b>Project :</b>	<b>project 1</b>								
<b>Geographical Site</b>	<b>Joinville</b>	<b>Country</b>	<b>Brazil</b>						
<b>Situation</b>	Latitude -26.32° S	Longitude	-48.81° W						
Time defined as	Legal Time Time zone UT-3	Altitude	2 m						
<b>Meteo data:</b>	<b>Joinville</b>	Meteonorm 7.1 (1900-1900), Sat=100% - Synthetic							
<b>Simulation variant :</b>	<b>New simulation variant</b>								
	Simulation date	27/05/17 10h51							
<b>Simulation parameters</b>									
<b>Collector Plane Orientation</b>	Tilt 26°	Azimuth	6°						
<b>Models used</b>	Transposition Perez	Diffuse	Perez, Meteonorm						
<b>Horizon</b>	Free Horizon								
<b>Near Shadings</b>	No Shadings								
<b>PV Array Characteristics</b>									
<b>PV module</b>	Si-poly	Model	<b>CS6X - 310P MIX</b>						
Original PVSyst database	Manufacturer	Canadian Solar Inc.							
Number of PV modules	In series	10 modules	In parallel 4 strings						
Total number of PV modules	Nb. modules	40	Unit Nom. Power 310 Wp						
Array global power	Nominal (STC)	<b>12.40 kWp</b>	At operating cond. 11.13 kWp (50°C)						
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	326 V	I mpp 34 A						
Total area	Module area	<b>76.8 m<sup>2</sup></b>	Cell area 70.1 m <sup>2</sup>						
<b>Inverter</b>									
Original PVSyst database	Model	<b>PVI-10.0-TL-OUTD</b>							
Characteristics	Manufacturer	ABB							
	Operating Voltage	175-850 V	Unit Nom. Power 10.0 kWac						
Inverter pack	Nb. of inverters	2 * MPPT 50 %	Total Power 10.0 kWac						
<b>PV Array loss factors</b>									
Thermal Loss factor	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (wind) 0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s						
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	160 mOhm	Loss Fraction 1.5 % at STC						
LID - Light Induced Degradation			Loss Fraction 1.1 %						
Module Quality Loss			Loss Fraction -0.4 %						
Module Mismatch Losses			Loss Fraction 1.0 % at MPP						
Incidence effect (IAM): User defined IAM profile									
	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
	0.998	0.998	0.995	0.992	0.986	0.970	0.917	0.763	0.000
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)								

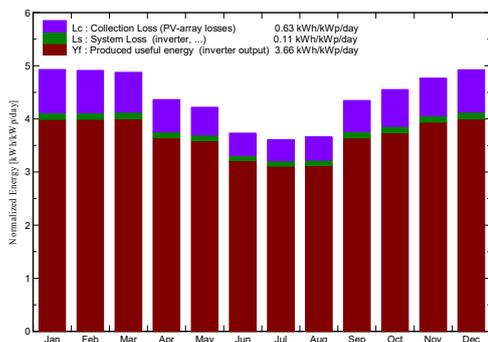
### Grid-Connected System: Main results

**Project :** project 1  
**Simulation variant :** New simulation variant

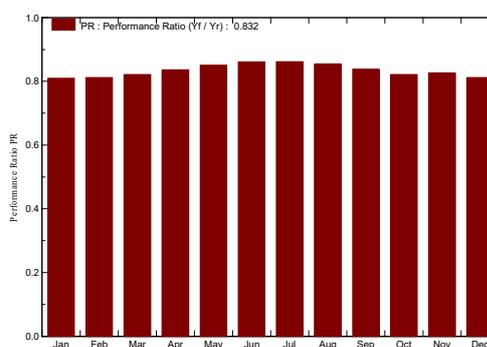
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
PV Field Orientation	tilt	26°	azimuth 6°
PV modules	Model	CS6X - 310P MIX	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules	40	Pnom total <b>12.40 kWp</b>
Inverter	Model	PVI-10.0-TL-OUTD	Pnom 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

**Main simulation results**  
 System Production **Produced Energy 16.58 MWh/year** Specific prod. 1337 kWh/kWp/year  
**Performance Ratio PR 83.18 %**

**Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 12.40 kWp**



**Performance Ratio PR**



**New simulation variant  
Balances and main results**

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>January</b>	167.3	83.50	25.20	152.8	148.9	1.583	1.534	0.810
<b>February</b>	140.3	76.80	24.80	137.5	134.2	1.429	1.385	0.812
<b>March</b>	144.3	84.10	24.30	151.2	147.6	1.587	1.541	0.822
<b>April</b>	114.5	64.50	21.50	130.8	127.9	1.396	1.356	0.836
<b>May</b>	100.4	45.30	18.30	130.8	128.2	1.420	1.379	0.850
<b>June</b>	84.2	41.70	16.50	111.9	109.8	1.231	1.195	0.861
<b>July</b>	87.0	42.80	15.00	111.9	109.8	1.233	1.195	0.861
<b>August</b>	95.9	54.40	16.70	113.4	110.9	1.239	1.201	0.854
<b>September</b>	117.3	58.20	18.00	130.3	127.5	1.397	1.355	0.838
<b>October</b>	139.9	69.10	21.10	141.1	137.7	1.483	1.437	0.821
<b>November</b>	153.2	88.20	22.40	142.9	138.9	1.509	1.464	0.826
<b>December</b>	168.9	85.80	24.50	152.7	148.7	1.586	1.537	0.812
<b>Year</b>	1513.2	794.40	20.67	1607.5	1570.1	17.092	16.579	0.832

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation      GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation      EArray Effective energy at the output of the array  
 T Amb Ambient Temperature      E\_Grid Energy injected into grid  
 GlobInc Global incident in coll. plane      PR Performance Ratio

### Grid-Connected System: Loss diagram

**Project :** project 1  
**Simulation variant :** New simulation variant

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Grid-Connected</b>	
PV Field Orientation	tilt	26°	azimuth 6°
PV modules	Model	CS6X - 310P MIX	Pnom 310 Wp
PV Array	Nb. of modules	40	Pnom total <b>12.40 kWp</b>
Inverter	Model	PVI-10.0-TL-OUTD	Pnom 10.00 kW ac
User's needs	Unlimited load (grid)		

#### Loss diagram over the whole year

