



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO
ESCOLA DE MINAS
COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA DE
CONTROLE E AUTOMAÇÃO - CECAU**



FLÁVIO SILVEIRA STEFANI

**COMPARAÇÃO ENTRE O DIMENSIONAMENTO PRÁTICO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE E UM SOFTWARE DE
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO**

**MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE CONTROLE E
AUTOMAÇÃO**

OURO PRETO, 2018

FLÁVIO SILVEIRA STEFANI

**COMPARAÇÃO ENTRE O DIMENSIONAMENTO PRÁTICO DE UM SISTEMA
FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE E UM SOFTWARE DE
DIMENSIONAMENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO**

**Monografia apresentada ao
Curso de Engenharia de
Controle e Automação da
Universidade Federal de Ouro
Preto como parte dos requisitos
para a obtenção do Grau de
Engenheiro de Controle e
Automação.**

**Orientador: Prof. Dr. Paulo
Marcos de Barros Monteiro**

Ouro Preto

Escola de Minas – UFOP

Julho/2018

S816c Stefani, Flávio Silveira .
Comparação entre o dimensionamento prático de um sistema fotovoltaico conectado à rede e um software de dimensionamento de sistema fotovoltaico [manuscrito] / Flávio Silveira Stefani. - 2018.

74f.: il.: color; tabs; mapas; Anexos.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Marcos de Barros Monteiro.

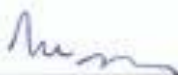
Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas. Departamento de Engenharia de Controle e Automação e Técnicas Fundamentais.

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. PVSyst. 3. Eficiência energética. I. Monteiro, Paulo Marcos de Barros. II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 681.5

Catálogo: ficha@sisbin.ufop.br

Monografia defendida e aprovada, em 03 de julho de 2018, pela comissão avaliadora constituída pelos professores:



Prof. Dr. Paulo Marcos de Barros Monteiro - Orientador



Prof. Dr. Luiz Fernando Rispoli Alves – Professor Convidado



Prof. Dr. Agnaldo José da Rocha Reis – Professor Convidado

RESUMO

Este trabalho busca apresentar um estudo comparativo sobre a eficiência do dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede teórico prático e o software PVSyst© de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. É apresentado um estudo sobre como trabalha um sistema fotovoltaico conectado à rede desde o efeito fotovoltaico até o rendimento energético do mesmo. Seus principais componentes são módulos fotovoltaicos de silício com células policristalinas e inversores de frequência interativos. Feito uma análise preliminar (ante projeto) do dimensionamento do sistema fotovoltaico, com análise solarimétrica utilizando o banco de dados do SWERA e o dimensionamento real do sistema fotovoltaico com o estudo teórico prático, utilizando o mesmo banco de dados e apresentando perdas do sistema e desempenho global calculado. No software é apresentado quais as principais funções utilizadas para o dimensionamento do sistema fotovoltaico conectado à rede, inserção de dados no banco de dados do sistema, exportação e importação de arquivos, entrada de dados das principais características do sistema em questão, desenho 3D da unidade consumidora em que será implantado o sistema e resultados apresentados pelo software. Ao final do estudo é calculado a precisão do software através de um cálculo comparativo entre os valores apresentados no resultado do estudo teórico prática e resultados apresentados pelo software de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chaves: PVSyst©, sistemas fotovoltaicos, efeito fotovoltaico, inversores de frequência interativos, módulos fotovoltaicos, SWERA, eficiência energética.

ABSTRACT

This task search is the performance of sizing of photovoltaic systems connected to the tech practice and PVSyst © sizing software for connected to network photovoltaic systems. It is a set of studies on the operation of a photovoltaic system. The main ones are the silicon photovoltaic functions with polycrystalline cells and interactive frequency inverters. A preliminary study was carried out on the design of the photovoltaic system, using solar-based analysis using the SWERA database and the actual design of the photovoltaic system with the theoretical-practical study, the data transfer and the calculated global system performance. No software was presented as main functions used to size the photovoltaic system connected to the network, insertion of data in the system database, export and import of files, input of data of the main resources of the system in question, 3D drawing of the consumer unit in that the system and the results will be implemented. At the end of the study the software is calculated through a comparative calculation between the values presented without result of the study, the software of sizing of photovoltaic systems presents the practice and the result.

Keywords: PVSyst ©, photovoltaic systems, photovoltaic effect, interactive frequency inverters, photovoltaic modules, SWERA, energy efficiency.

Lista de Ilustrações

Figura 1: Efeito fotovoltaico em uma placa de silício.....	13
Figura 2: Célula monocristalina	14
Figura 3: Célula policristalina	14
Figura 4: Piranômetro usado para captação de dados.....	16
Figura 5: Estações Piranométricas e Actinográficas do Brasil.....	17
Figura 6: Média de radiação solar anual no Brasil.	18
Figura 7: Base de dados do SWERA.....	19
Figura 8: Cálculo do desvio azimutal	24
Figura 9: Interface do Radiasol 2	25
Figura 10: Gráfico gerado pelo Radiasol 2.....	26
Figura 11: Tabela gerada pelo Radiasol 2.	27
Figura 12: Grau de proteção IP	28
Figura 13: Mapa de situação da unidade consumidora.	30
Figura 14: Imagem direta do local onde os módulos serão instalados.	31
Figura 15: Exemplo de telha de amianto do tipo brasilit.....	31
Figura 16: Local da instalação dos inversores de frequência.	33
Figura 17: Foto do Ramal de entrada com enquadramento total.....	34
Figura 18: Foto com enquadramento do Disjuntor geral do ramal de entrada.	35
Figura 19: Medidor utilizado na unidade consumidora em São Sebastião do Paraíso.....	36
Figura 20: Datasheet MEMC SILVANTES 250W MODULE.....	40
Figura 21: Datasheet FRONIUS IG PLUS.....	41
Figura 22: Interface inicial do software PVSyst 6.4.3.....	45
Figura 23: Interface do banco de dados do PVSyst 6.4.3.....	46
Figura 24: Base de dados do SWERA no PVSyst 6.4.3.....	46
Figura 25: Inserção de dados meteorológicos no banco de dados do PVSyst 6.4.3.....	47
Figura 26: Sintetizador de dados horários de irradiação solar no PVSyst 6.4.3.....	48
Figura 27: Inserção de dados para os módulos fotovoltaicos no PVSyst 6.4.3.....	49
Figura 28: Inserção de dados dos inversores interativos no PVSyst 6.4.3.	50
Figura 29: Exportação de dados através do PVSyst 6.4.3.....	51
Figura 30: Interface da análise preliminar pelo PVSyst 6.4.3	52
Figura 31: Parametrização da análise preliminar de um SFCR pelo PVSyst 6.4.3.....	53
Figura 32: Resultados da análise preliminar do PVSyst 6.4.3.....	54
Figura 33: Interface da opção "Project design" do PVSyst 6.4.3.	55
Figura 34: Interface da opção "User's needs" do software PVSyst 6.4.3.....	56
Figura 35: Interface "System" do software PVSyst 6.4.3.....	57
Figura 36: Interface da opção "Detailed losses" do software PVSyst 6.4.3.....	59
Figura 37: Interface da opção "Near Shadings" do PVSyst 6.4.3.	60
Figura 38: Interface da opção "Results" do software PVSyst 6.4.3.	61

Lista de Tabelas

Tabela 1: Incidência Solar Anual em São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais.....	20
Tabela 2: Dados da unidade consumidora em São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais	22
Tabela 3: Cálculos da análise preliminar de projeto SFCR da unidade consumidora em São Sebastião do Paraíso	22
Tabela 4: Irradiação no Plano Inclinado para residência na Água Norte do telhado	37
Tabela 5: Irradiação no Plano Inclinado para residência na Água Sul do telhado.	37
Tabela 6: Perdas consideradas no projeto.....	43
Tabela 7: Média de temperaturas mensais.....	44

Lista de Anexos

ANEXO 1 – <i>Datasheet</i> MEMC SILVANTES 250W MODULE.....	60
ANEXO 2 – <i>Datasheet</i> FRONIUS GALVO 2.0-1	62
ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3.....	64

SUMÁRIO

1	Introdução.....	12
2	Objetivo.....	15
3	Análise Teórica e Prática.....	15
	3.1 Análises Preliminares do Projeto de SFCR.....	16
	3.1.1 Energia de compensação	16
	3.1.2 Potência de Pico Ideal do Gerador Fotovoltaico	16
	3.1.3 Quantidade de módulos fotovoltaicos	20
	3.1.4 Inversores Interativos	21
	3.2 Análise preliminar prática.....	22
	3.3 Análises técnica de edificações.....	22
	3.3.1 Eficiência solar em “águas” de telhados	23
	3.3.2 Acesso à edificação	23
	3.3.3 Desvio Azimutal	24
	3.3.4 Inclinação do telhado e dimensões do telhado	24
	3.3.5 Radasol 2	24
	3.3.6 Local dos inversores e ramal de entrada	27
	3.4 Análises técnica de edificações prática.....	30
	3.4.1 Informações Relevantes	30
	3.4.2 Local de instalação dos módulos fotovoltaicos	31
	3.4.3 Condições do local de instalação	32
	3.4.4 Área Total do local de instalação do arranjo fotovoltaico	32
	3.4.5 Perímetro do Local de instalação do arranjo fotovoltaico	32
	3.4.6 Quantidade Máxima de Módulos fotovoltaicos que o local comporta	32
	3.4.7 Local exato de fixação.	33
	3.4.8 Circuito elétrico para ligação do inversor	33
	3.4.9 Tipo e capacidade máxima de corrente do Medidor – Incrições no medidor	37
	3.4.10 Radiação Solar no Plano Inclinado dos Módulos Fotovoltaicos	37
	3.4.11 Adequação do Projeto do SFCR	38
	3.5 Análise de eficiência e perdas em um SFCR.....	38

3.5.1	Tipos de perdas em um SFCR	38
3.5.2	Perdas antes dos módulos fotovoltaicos (PAM)	39
3.5.3	Perdas nos módulos fotovoltaicos (PNM)	39
3.5.4	Perdas depois dos módulos fotovoltaicos (PDM)	41
3.5.5	Energia Real de um SFCR	42
3.6	Análise de eficiência e perdas em um SFCR prática.....	42
4	Software PVSystem© 6.4.3.....	45
4.1	Databases (Banco de dados).....	46
4.1.1	Geographical sites (Sites geográficos)	46
4.1.2	Synthetic Hourly Data Generation(Fonte de dados horários)	47
4.1.3	PV modules (Módulos fotovoltaicos)	48
4.1.4	Inverter Grid (Inversores Interativos)	50
4.2	Files(Arquivos).....	51
4.3	Preliminary Design (Design preliminar)	51
4.4	Project Design (Design do projeto)	55
4.4.1	Opções mandatórias	56
4.4.2	Opções opcionais	60
4.5	Simulation & Results.....	61
5	Considerações Finais	62
6	Trabalhos Futuros	62
7	Bibliografia.....	63

1 Introdução

O planeta Terra é abundante em diversos recursos naturais, porém já é possível notar a sua escassez na última década. O uso abundante destes recursos tornou necessária uma conscientização da população global. O rodízio compulsório de água nas cidades grandes nos últimos tempos se faz necessário uma reflexão de alternativas para redução de recursos naturais no consumo de energia. É necessário cada vez mais reduzir o uso de energias não renováveis, sendo sempre necessária a preservação do planeta para prosperidade das futuras gerações. Embora a produção de energia elétrica através das usinas hidroelétricas seja um recurso abundante no Brasil esse tipo de produção ainda não é ideal, sendo o Brasil um país muito rico em recursos hídricos (GOLDEMBERG & LUCON, 2006). Observa-se o grande aumento das temperaturas durante o ano de 2017, diminuindo o nível dos rios e fazendo com que o custo da energia elétrica se torne mais caro.

Uma alternativa para substituir a produção de energia elétrica produzida pelas hidroelétricas são as usinas termoelétricas. Além de ser uma alternativa mais cara também é mais nociva ao meio ambiente, porém, dentre as opções que podem ser aplicadas no Brasil, essa se torna a segunda mais viável economicamente.

O Sol é um recurso abundante e de uso diário, podendo aproveitá-lo para a produção de energia solar e depois convertendo em energia elétrica, barateando os custos na produção de energia elétrica.

Em um estudo prévio, nota-se que, no Brasil, a radiação solar varia entre 8 a 22 MJ/m² por dia. Durante os meses de Maio, Junho e Julho podem registrar as mínimas de radiação, onde as estações solarimétricas registram de 8 a 18 MJ/m².dia (Tiba, 2000). Com um índice alto de radiação solar é possível aplicar os conceitos de energia solar para a produção de energia elétrica com menor custo.

A geração de energia elétrica é realizada por placas fotovoltaicas que convertem a luz em eletricidade. As placas são feitas com um material semicondutor, silício na maioria dos casos, que é capaz de converter a radiação solar em energia elétrica, também conhecido como efeito fotovoltaico (Pinho e Galdino, 2014).

O principal elemento químico usado nas placas fotovoltaicas para gerar o efeito fotovoltaico até o ano de 2018 é o silício. Dependendo da tecnologia empregada podem-se obter placas de silício monocristalino ou policristalino. Essa tecnologia é utilizada com mais frequência devido ao seu rendimento e por serem consideradas consolidadas e confiáveis. O efeito fotovoltaico, mostrado na Figura 1, se dá pela junção dos átomos “p” (elétrons) e “n” (nêutrons) que por meio de um feixe de luz são capazes de gerar corrente elétrica rompendo as ligações com os elétrons. (CAIRES,2014).

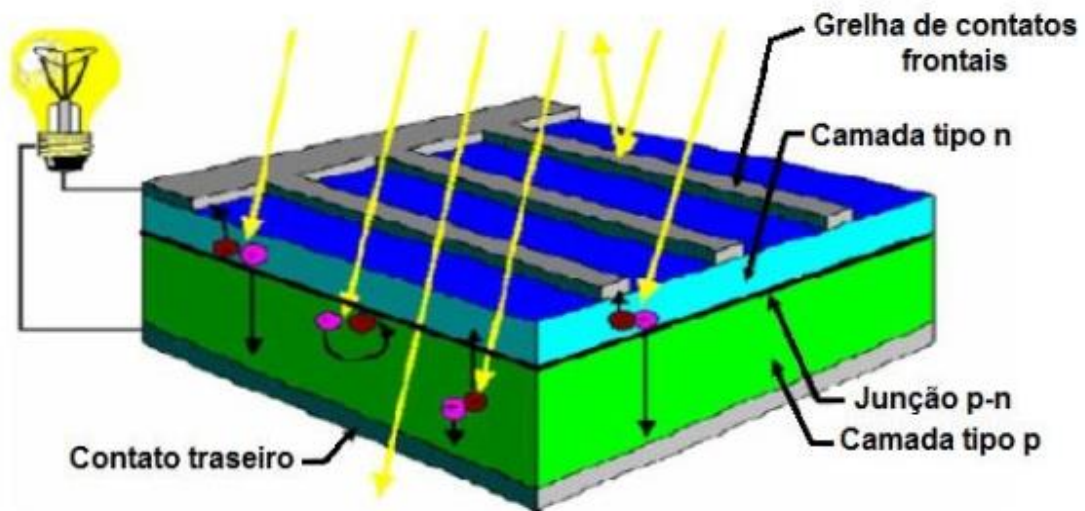


Figura 1: Efeito fotovoltaico em uma placa de silício.

Fonte: (CAIRES, 2014)

A célula monocristalina necessita de outros materiais semicondutores para que realize o processo do efeito fotovoltaico, já a célula policristalina exige um processo mais simples para que realize o mesmo efeito. Seu rendimento entretanto, é menor que o rendimento de uma monocristalina(CAIRES,2014). Apesar de apresentar um rendimento menor a célula policristalina é mais comum no mercado devido ao seu valor agregado ser menor que as células monocristalinas, devido ao seu processo ser menos rigoroso.

Visualmente não há grandes diferenças entre as placas monocristalinas e as policristalinas, como é possível observar nas Figuras 2 e 3.



Figura 2: Célula monocristalina

Fonte: (CAIRES, 2014).

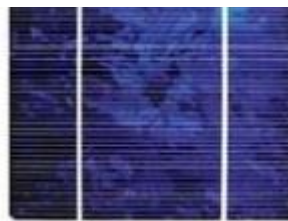


Figura 3: Célula policristalina

Fonte: (CAIRES, 2014).

Existem dois tipos de sistemas que podem ser adotados na produção de energia solar, os sistemas conectados à rede (On-Grid) e os sistemas isolados (Off-Grid).

É proposto um trabalho com os sistemas conectados à rede ou On-Grid, sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCCR). Este sistema é capaz de gerar energia elétrica através do efeito fotovoltaico que acontece nas células mono ou policristalinas. Através desse efeito gera-se energia elétrica, porém, no sistema conectado à rede, não é possível alimentar diretamente a unidade consumidora, pois a energia gerada é de corrente contínua. Após gerar uma energia com corrente contínua é necessário um inversor de frequência interativo para que se altere de corrente contínua para corrente alternada, que é o tipo de energia utilizada pelas distribuidoras de energia. Depois deste processo de transformação de energia o relógio o medidor de energia do consumidor passa a girar em sentido contrário ao de consumo de energia, ou seja, passa a reduzir o seu consumo conforme a geração de energia

Os sistemas isolados ou Off-Grid são ligados à baterias que são alimentadas e armazenam a energia para o consumo próprio. Estas baterias alimentam o quadro de distribuição central, fornecendo assim energia para toda a residência.

2 Objetivo

Neste trabalho é proposto fazer uma análise teórica de um projeto de sistema fotovoltaico conectado à rede, comparando com a simulação feita pelo software PVSyst© (versão 6.4.3) utilizado para projetos fotovoltaicos. Analisa-se assim a confiabilidade do software para aplicação e entende-se um pouco sobre o estudo de caso de um projeto de SFCR.

Para este propósito será realizado um estudo aprofundado sobre conversão de energia solar em elétrica e também análise dos diferentes fatores que podem inferir no desempenho das placas fotovoltaicas.

3 Análise Teórica e Prática

Entender todo o processo da geração de energia fotovoltaica faz parte de uma análise mais sucinta de seus subprocessos. Para realizar uma análise teórica do projeto de SFCR completa é feita primeiramente uma análise preliminar de projeto. A necessidade de entender todo o projeto e informações teóricas permitem facilitar a análise de como o software opera, fazendo com que seja mais fácil comparar um estudo de caso criado pelo software com uma análise teórica.

Para que seja realizado um projeto de SFCR é necessário entender o limite de potência de geração. O gerador deve ter potência de saída igual ou menor à potência da carga instalada na unidade consumidora. Esta potência é determinada pelo órgão de distribuição de energia em caso de residências e, no caso de estabelecimentos comerciais no qual se utiliza mais energia, pode-se contratar uma demanda extra.

As distribuidoras também devem adequar seus sistemas e normas técnicas para que seja feito o acesso à microgeração e minigeração distribuída, utilizando como referência os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional- PRODIST. Os sistemas de microgeração apresentam uma potência de até no máximo 75 quilowatts. Acima de 75 quilowatts até 5000 quilowatts, já é considerado minigeração, segundo a Resolução Normativa 482(ANEEL, 2012). Neste caso a potência representa a energia gerada diariamente pelo sistema e também a potência do inversor utilizado.

O projeto a ser analisado será de uma residência em São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais, no qual os dados sobre a residência serão fornecidos nas seções seguintes. Inicialmente é abordada a parte teórica do projeto e ao final de cada seção é apresentada uma análise para a unidade consumidora do projeto, visto a facilidade de se aplicar o conhecimento não somente a um ponto específico, mas para qualquer caso. Assim a análise teórica é feita seguida da análise prática, sendo essa última, necessária para estabelecer um estudo comparativo entre o software de projeto de sistema fotovoltaico e os valores calculados teoricamente. O projeto é dimensionado de acordo com a capacidade energética da residência, para fins comparativos com o software, pois a análise será feita com base nos valores

encontrados da energia gerada pela residência calculada pela prática e da energia gerada pela residência calculada pelo software.

3.1 Análises Preliminares do Projeto de SFCR

Mesmo que a unidade consumidora produza mais energia do que se é utilizado, a mesma ainda pagará o custo de distribuição mínimo determinado pela distribuidora. Sendo para uma unidade consumidora cuja rede é monofásica o valor em reais equivalente a 30KW/h, para as unidades cuja rede bifásica o valor em reais equivalente a 50 KW/h e para as unidades cuja rede é trifásica o valor em reais equivalente a 100 KW/h (ANEEL, 2016).

3.1.1 Energia de compensação

A energia de compensação é a energia utilizada menos o custo de distribuição cobrado pelas distribuidoras, sendo assim menor que o consumo médio mensal,

$$E_c = E_{mm} - CD \quad 3.1$$

onde, E_c é a energia compensada, E_{mm} é a energia média mensal e o CD é o custo de disponibilidade. O custo de disponibilidade para cada tipo de rede foi apresentado acima e segue um padrão nacional.

3.1.2 Potência de Pico Ideal do Gerador Fotovoltaico

Para o cálculo da potência de pico ideal de um gerador fotovoltaico é necessário entender como é calculado o número de módulos fotovoltaicos necessários para a unidade consumidora deste trabalho.

Analisando a incidência solar do local da unidade consumidora, é possível calcular uma média anual para o local. Locais com maior incidência solar apresentam maior eficiência energética, porém não são consideradas as perdas nessa análise preliminar de projeto, as mesmas serão apresentadas na subseção 3.5.1 deste trabalho.

Pode-se obter esse tipo de informação através do Atlas Solarimétrico do Brasil. O Atlas Solarimétrico utiliza como base de dados as Estações Piranométricas e Actinográficas, através desses dados é elaborada as Cartas de Isolinhas de Radiação, que mostram a radiação solar global, tanto diárias, médias mensais e anuais (TIBA, 2000). O aparelho utilizado para essa medição é o piranômetro.



Figura 4: Piranômetro usado para captação de dados.

Abaixo, na figura 2, é possível observar onde se encontram as Estações Piranométricas e Actinográficas do Brasil que utilizam os piranômetros como aparelhos de medidas para montar uma base de incidência solar em distintas regiões ao longo do território nacional.



Figura 5: Estações Piranométricas e Actinográficas do Brasil

Fonte: (TIBA, 2000).

Esse gráfico nos mostra quantidade e a localização de Estações Piranométricas e Actinográficas do Brasil, sendo possível observar que o Brasil possui um grande número de estações. Todos os estados, com exceção de Rondônia, apresentam pelo menos uma estação piranométrica e actinográfica, sendo capaz de obter informações pontuais para cada estado específico. As informações obtidas através dessas estações geram outro mapa com base na radiação solar medida pelos piranômetros. Apesar das informações geradas serem concretas, pode-se fazer o adendo de que esse mapa tem como relação às medidas de um único ano específico. No caso do Atlas Solarimétrico a base de dados dele é do ano de 2000, mesmo que a diferença na geração de energia seja pequena é melhor trabalhar com dados mais atualizados. A irradiação do sol pode ter aumentado em determinados locais, além de ter aumentado a irradiação solar, as temperaturas também subiram bastante, do ano 2000 até o ano de 2018, e posteriormente irá verificar que estas variações na temperatura fazem diferença em qualquer configuração fotovoltaica. A maior perda que se tem em um SFCR é devido à alta temperatura em que as placas se encontram. Apesar de muitos acharem que para um ótimo desempenho de um SFCR o lugar da instalação tem de sofrer com temperaturas

altas, mas na verdade, temperaturas altas tornam o sistema menos eficiente, onde será apresentada a eficiência de um SFCR na subseção 3.5.

A figura 6 pode-se conferir o mapa com a média de irradiação solar no Brasil no ano 2000. O gráfico de cores mostra a radiação solar de acordo com cada estado, em que a legenda representa o valor em MJ/m² por dia. Como nossa potência é dada em Watts a unidade de medida deve ser devidamente convertida para utilização posterior.

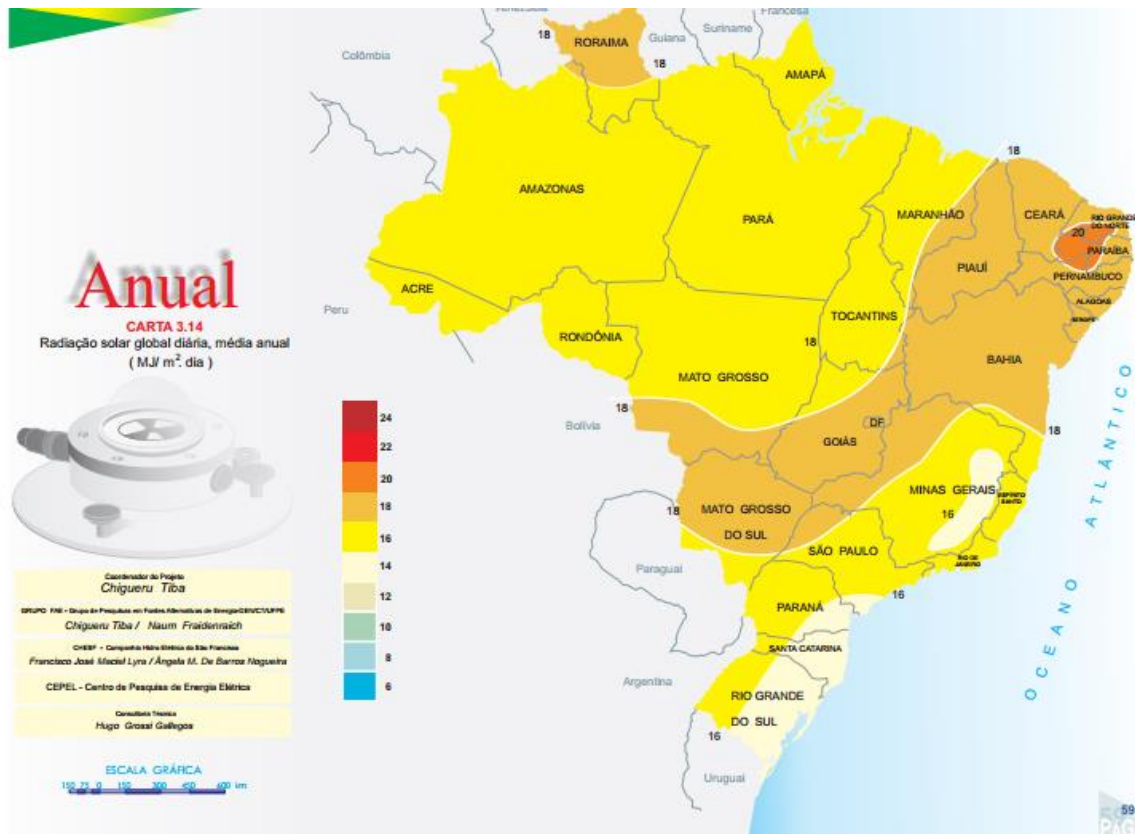


Figura 6: Média de radiação solar anual no Brasil.

Fonte: (TIBA, 2000)

Este foi apenas um exemplo de um banco de dados que se pode usar para fazer uma análise solar da unidade consumidora de acordo com o estado. Porém em 2018 já existem bancos de dados atualizados para fazer esta análise.

As informações destes bancos são transmitidas via satélite e além de apresentarem os dados de irradiação também apresentam valores de temperaturas do local, vento e outras variáveis. Será visto que informações como o valor de temperatura média anual será de grande importância quando for incorporado o programa PVSyst 6.4.3. Para uma análise sucinta, deve-se utilizar o mesmo banco de dados para o caso teórico e a análise do software.

Sendo assim um banco de dados da internet apresenta uma maior precisão devido à data em que os dados se encontram e, além disso, o banco de dados também é capaz de localizar o local exato onde a unidade consumidora se encontra. Logo é proposto o banco de dados do site SWERA pela sua facilidade de uso e disponibilidade de aplicação tanto no caso teórico quanto no software PVSyst 6.4.3. O banco de dados do SWERA é apresentado na Figura7.



Figura 7: Base de dados do SWERA

Fonte: (SWERA, 2018).

O banco de dados do SWERA apresenta a irradiância solar no plano horizontal de todo o planeta, em que o parâmetro de medição utilizado por este banco de dados é a média de horas de sol pico, ou seja, o quanto de tempo o sol incidente nesta superfície horizontal um dia inteiro durante os meses do ano, sendo feita uma média anual posteriormente. A sigla *HSP* é utilizada para representar Horas de Sol Pico. Depois de feita a análise do banco de dados solarimétrico do SWERA, obtendo-se a seguinte tabela, para a localização de São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais:

Energia Solar no Plano Horizontal	
Janeiro	6,788 HSP
Fevereiro	6,038 HSP
Março	5,594 HSP
Abril	5,763 HSP
Mai	4,571 HSP
Junho	3,632 HSP
Julho	3,508 HSP
Agosto	4,970 HSP
Setembro	5,698 HSP
Outubro	6,812 HSP
Novembro	6,123 HSP
Dezembro	6,291 HSP
Média Anual	5,48 HSP

Tabela 1: Incidência Solar Anual em São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais.

Após obter os dados através de um banco de dados solar é calculada qual é a potência ideal para a unidade consumidora em questão. Visto que a potência pico necessária é a energia de compensação, que é o consumo mensal retirando o custo de distribuição, dividido pelo valor de Horas de Sol Pico obtido

$$P_{pico} = \frac{E_c}{HSP} \quad 3.2$$

3.1.3 Quantidade de módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos disponíveis na atualidade apresentam características físicas e eficiência distintas uns dos outros. Cada módulo tem um valor de potência pico que representa a quantidade de energia em Watts que é possível gerar através daquele módulo. Através do valor da potência pico da unidade consumidora e do valor da potência pico de cada módulo é possível definir a quantidade de módulos necessária para o local. Vale lembrar que essa é uma análise preliminar e posteriormente serão apresentados outros fatores que influenciam no número de módulos fotovoltaicos para qualquer unidade consumidora.

Desta forma, a fórmula do cálculo da quantidade de módulos fotovoltaicos para uma unidade consumidora genérica é

$$Nm = \frac{Ppico}{Wp} \quad 3.3$$

sendo, Nm o número de módulos fotovoltaicos necessários, $Ppico$ a potência pico necessária para a unidade consumidora e Wp a potência pico de cada inversor. Vale lembrar que a equação acima representa o valor da potência pico em quilowatts, ou seja, deve-se ter muito cuidado ao aplicar essa fórmula, devido a maioria das contas de energia (se não sua totalidade) apresentarem seu valor em quilowatts e não em watts. Porém para uma análise prática recomenda-se que se utilize a constante multiplicativa com o valor agregado de mil unidades, obtendo a fórmula

$$Nm = \frac{Ppico*1000}{Wp} \quad 3.4$$

3.1.4 Inversores Interativos

Os módulos fotovoltaicos em si são capazes de converter a energia solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico. Essa energia é perdida se não for utilizada e/ou armazenada devidamente. Depois do efeito fotovoltaico realizado a energia é gerada em corrente contínua. Como nosso sistema é um sistema fotovoltaico conectado à rede é necessário que toda energia utilizada apresente o mesmo tipo de energia da distribuidora. Nos sistemas brasileiros de distribuição essa energia é a energia que apresenta uma corrente alternada. Utiliza-se corrente alternada devido ao fato de sua facilidade de transporte, seu menor custo, menor arranjo para a distribuição de energia e perdas consideravelmente menores. Desta forma é necessário que a energia gerada em corrente contínua seja convertida para corrente alternada, já que se utiliza a mesma rede do distribuidor.

Existem dois tipos de inversores comercialmente disponíveis, os comutados com a rede e os auto comutados. No caso dos inversores interativos, são classificados como auto comutados e a diferença está na potência que é tratada. Como a potência tratada para uma unidade consumidora é baixa então se usa o inversor auto comutado, em casos de alta potência seria necessário utilizar os inversores comutados à rede. A maioria dos inversores interativos possui uma tabela programada interna que é capaz de calcular o formato da corrente de saída. Estes inversores possuem diferentes circuitos para a conversão de energia CC em CA, dependendo do fabricante o mesmo pode apresentar características diferentes como capacitores de desacoplamento, capacitores de baixa ou alta frequência, interface com a rede elétrica e presença de transformadores (URBANETZ e RUTHER, 2011).

Os inversores que possuem transformador interno apresentam uma perda de eficiência de 2% comparado aos que não possuem transformador interno (HAEBERLIN, 2001). Quando o inversor não apresenta um transformador interno e o sistema não é capaz de adaptar a tensão

gerada com a tensão da rede, é necessário que se use um transformador externo. Neste caso é fácil observar que uma perda de eficiência de 2% é pequena em vista a sua adaptação para o mesmo fim do inversor com transformador embutido. Para calcular qual será a potência necessária do inversor é feito novamente o cálculo da potência de pico do sistema pela equação

$$P_{pico} = \frac{E_c}{HSP}$$

Na análise preliminar do projeto, ou anteprojeto, é considerada essa potência de pico como sendo exatamente a potência necessária do inversor interativo. Porém, no caso deste projeto, é visto que uma adaptação desse sistema é necessária para que ele se enquadre no conjunto de módulos fotovoltaicos necessários para alimentação da unidade consumidora.

3.2 Análise preliminar prática

Segue abaixo o anteprojeto da unidade consumidora localizada em São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais.

Localidade do Imóvel:	São Sebastião do Paraíso- MG
Tipo do Cliente:	Grupo B(Residêncial)
Tipo de Ligação:	Monofásica
Concessionária:	CEMIG
Consumo mensal(CMM)(KW):	106
Banco de dados de incidência solar:	SWERA
Radiação Solar (HSP):	5,67
Potência-pico modelo fotovoltaico(Wp):	245

Tabela 2: Dados da unidade consumidora em São Sebastião do Paraíso, Minas Gerais

Cálculos(Monofásico)	Valor	Unidade
Energia de Compensação(Ec):	76,000	KWh/mês
Energia de Compensação Diária(Ecd):	2,53333	KWh/dia
Potência de pico do Gerador(Wp):	0,44680	KWp
Número de módulos fotovoltaicos:	2	Unidades
Potência do Inversor Interativo(Preencher):	0,5	Kw

Tabela 3: Cálculos da análise preliminar de projeto SFCR da unidade consumidora em São Sebastião do Paraíso

3.3 Análises técnica de edificações

Para que seja instalado um sistema fotovoltaico em qualquer unidade consumidora é necessário antes adequar à unidade de acordo com as conformidades que o SFCR exige. Para isso, é feito uma análise técnica do local para observar se a edificação possui os requisitos necessários para a instalação do SFCR. Muitas vezes é necessário adequar o sistema para casos específicos, em outros casos a unidade consumidora já apresenta todos os atributos necessários para a instalação. De qualquer forma, para analisar se os requisitos estão ou não

dentro do que é exigido, é necessário que seja feita uma inspeção do local para proteger melhor o SFCR.

Dentro dos requisitos para a instalação de um SFCR, estão fatores como: localização geográfica da unidade consumidora, local para a instalação do arranjo fotovoltaico, local de instalação dos inversores, ramal de entrada da unidade consumidora, radiação solar no plano dos módulos fotovoltaicos e adequação do projeto de SFCR.

Dentro desses quesitos, se encontram diversos outros itens que serão apresentados a subseções seguintes. Isso torna necessária uma inspeção no local para analisar se a instalação está adequada a receber um sistema fotovoltaico e qual será a eficiência do mesmo. Os quesitos não estarão apresentados na mesma ordem citada anteriormente, e sim por relevância de assunto.

3.3.1 Eficiência solar em “águas” de telhados

Um dos principais pontos de eficiência de um SFCR é a maneira que o sol incide sobre as placas e a melhor eficiência de um sistema é quando os raios solares incidem perpendicularmente sobre as placas (CAIRES, 2014). Existem dois tipos de sistemas: os estáticos e os não estáticos. Pela própria nomenclatura, um sistema estático é aquele em que as placas são instaladas de maneira fixa no telhado da unidade consumidora, e um sistema não estático acompanha os raios solares durante o dia. Um sistema não estático consegue ter um maior ganho energético, pois sempre está fazendo com que as placas se movimentem a ponto de os raios solares incidirem perpendicularmente sobre elas, quando o sol está presente. Porém um sistema não estático possui um valor agregado muito maior do que um sistema estático, pois envolve um sistema mais complexo, devido ao sistema ser controlado para se movimentar de acordo com o melhor ângulo de incidente solar. (CAIRES,2014).

Quando se pensa em implantar um sistema fotovoltaico, pensa-se também no custo benefício do projeto, não adiantando o sistema ter um rendimento muito alto e não ser viável economicamente. Sendo assim, a maioria dos SFCR implantados para microgeração até 2018 são sistemas estáticos, mas para que um sistema estático seja eficiente também é necessário analisar qual será a melhor posição para implantá-lo. É recomendado por profissionais da área que o sistema seja instalado na “água Norte” do telhado, para que os raios incidam perpendicularmente nas placas tendo uma maior eficiência, caso não se consiga todo o potencial energético em apenas uma água do telhado, utiliza-se então a “água Sul” também. Em quesitos de eficiência energética para as águas do telhado pode-se considerar como sendo, da mais eficiente para a menos eficiente, Norte, Sul, Leste e Oeste.

3.3.2 Acesso à edificação

Para que seja feito uma análise completa da implantação do sistema, é necessário analisar se a edificação possui acesso para o transporte dos módulos fotovoltaicos de maneira fácil, pois caso não haja é necessário toda uma logística para o transporte dos módulos. Nessa verificação tem-se que observar alguns pontos-chaves como: acesso ao telhado, distância entre os caibros, altura entre a estrutura do telhado e a telha, possibilidade de passagem de dutos até o inversor interativo e possíveis empecilhos para a instalação do SFCR.

3.3.3 Desvio Azimutal

O desvio azimutal, no hemisfério Sul, é o ângulo de desvio em relação ao Norte verdadeiro, pode-se medi-lo com uma bussola calibrada. Essa ferramenta pode ser encontrada em aplicativos de celular, caso não a possua em meio físico. Na figura 8, é apresentado um exemplo de como é medido o desvio azimutal:

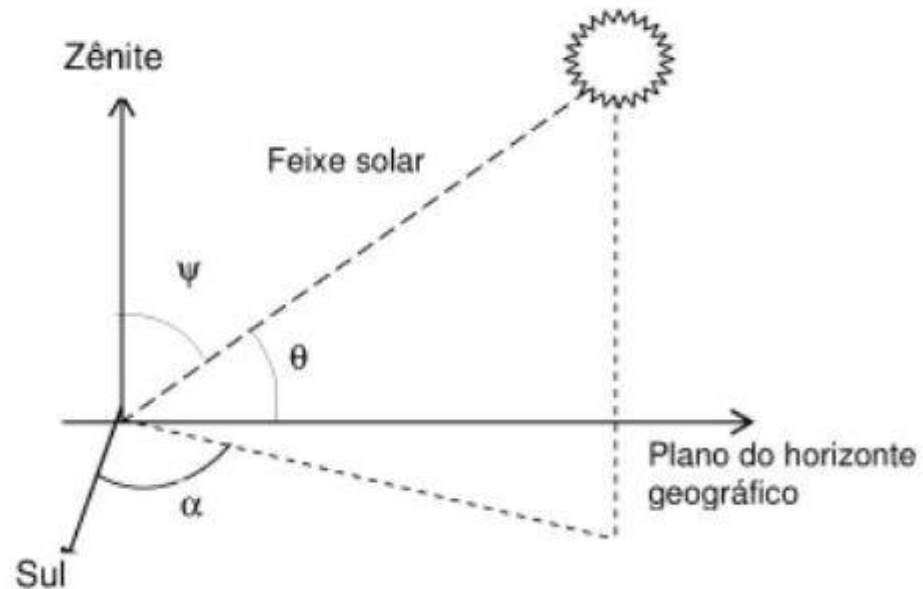


Figura 8: Cálculo do desvio azimutal

Fonte: (ALVES, 2016).

Onde:

- ψ : Ângulo zenital do Sol
- θ : Ângulo de elevação do Sol
- α : Ângulo azimutal do Sol.

3.3.4 Inclinação do telhado e dimensões do telhado

A inclinação do telhado pode ser medida por um inclinômetro calibrado, que também se encontra em aplicativos de *smartphones*. Um inclinômetro mede a inclinação do telhado para ver como os raios de sol irão incidir. Após obter a inclinação, é necessário que saiba qual é a área do telhado e seu perímetro para que seja possível o número de placas fotovoltaicas que caibam nele e delimitar a restrição da sua potência-pico. Caso caiba apenas cinco placas fotovoltaicas de 240 Wp então sua potência-pico máxima será de 1,2kW, por exemplo, utilizando os cálculos vistos anteriormente.

3.3.5 Radasol 2

O Radasol é um software criado pela UFRGS *open source* que permite calcular qual é a incidência solar de acordo com o desvio azimutal e a inclinação do telhado.

Assim pode-se saber quanto será a incidência solar no telhado da unidade consumidora que deseja instalar o sistema. Na Figura 9, é apresentado a interface do Radiasol 2.

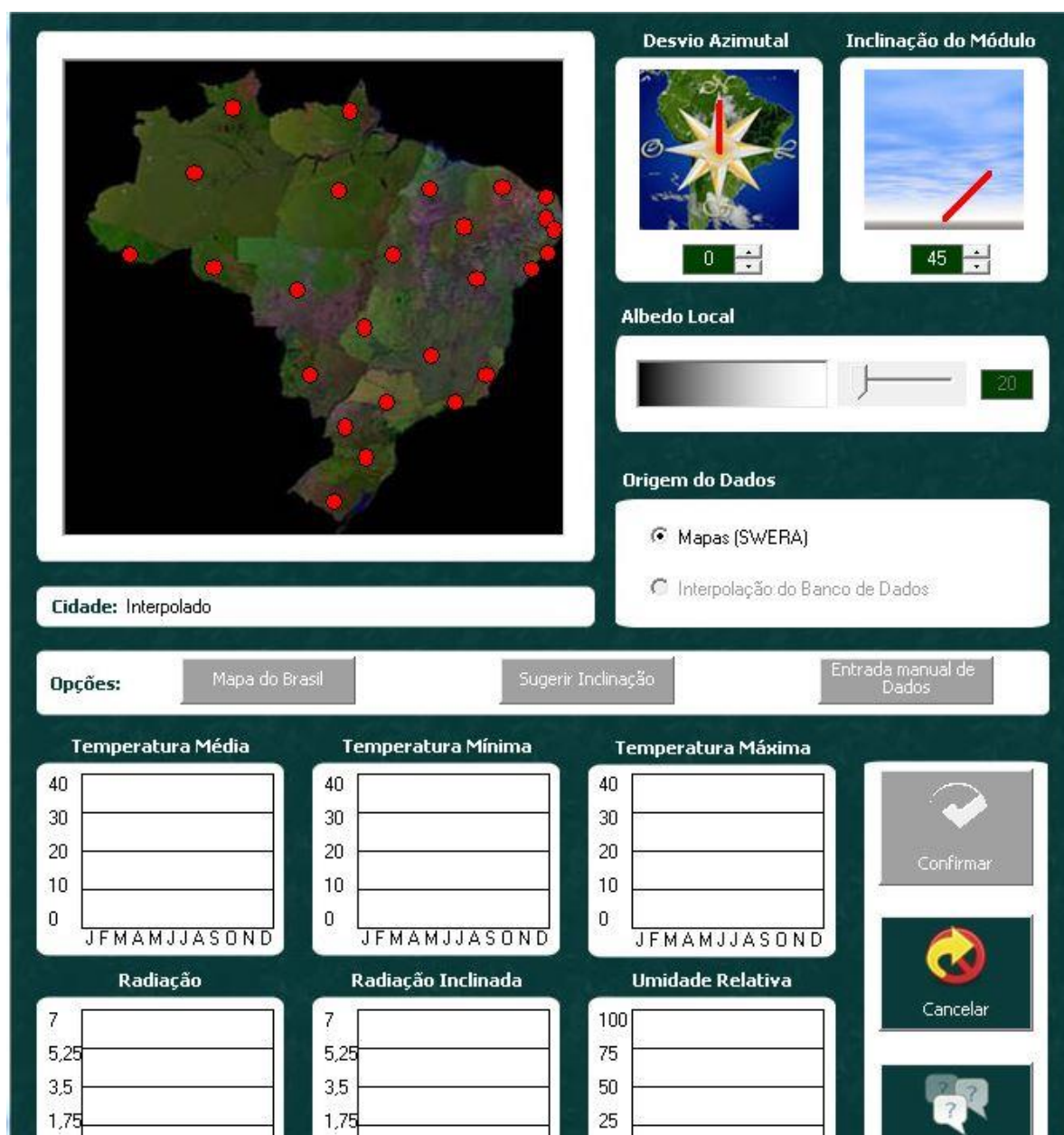


Figura 9: Interface do Radiasol 2

Fonte: Radiasol 2.

Na Figura 10, é apresentado o gráfico da radiação solar mensal, comparando os valores de radiação Global Horizontal, Inclinada, Componente Direta e Componente Difusa. Para este estudo é analisado apenas a diferença entre a radiação Global Horizontal e a Inclinada.

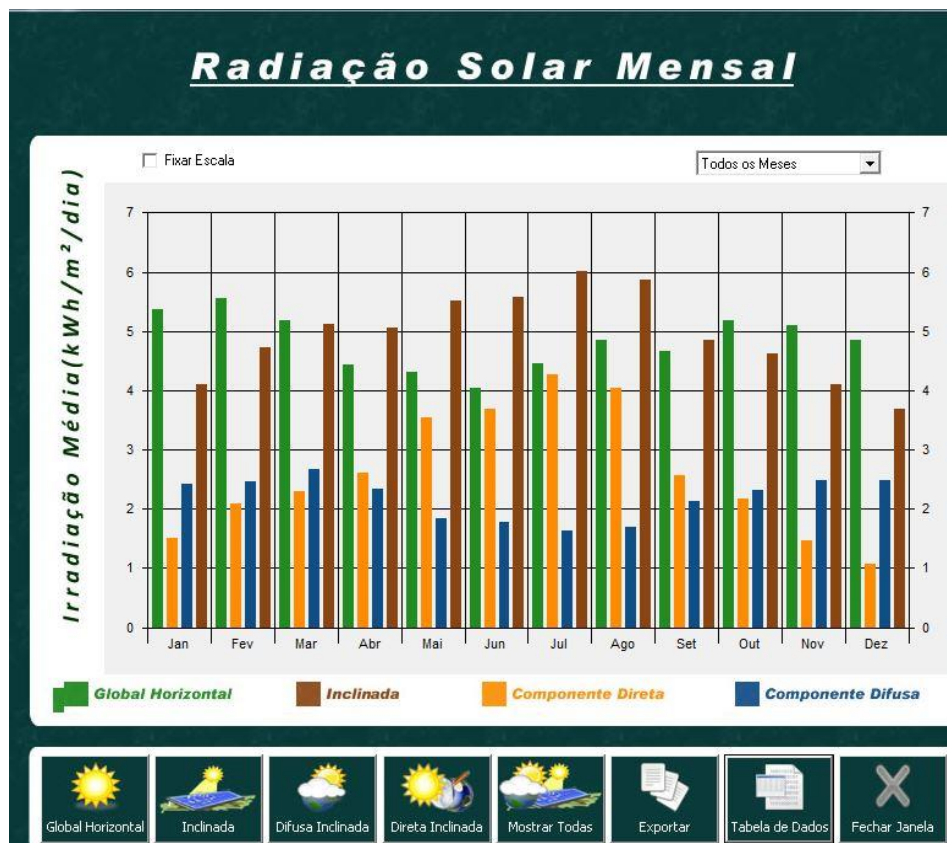


Figura 10: Gráfico gerado pelo Radiasol 2.

Fonte: Radiasol 2 (UFRGS).

Na Figura 11 é gerada uma tabela com os valores citados acima mês a mês para que seja possível feita uma análise.

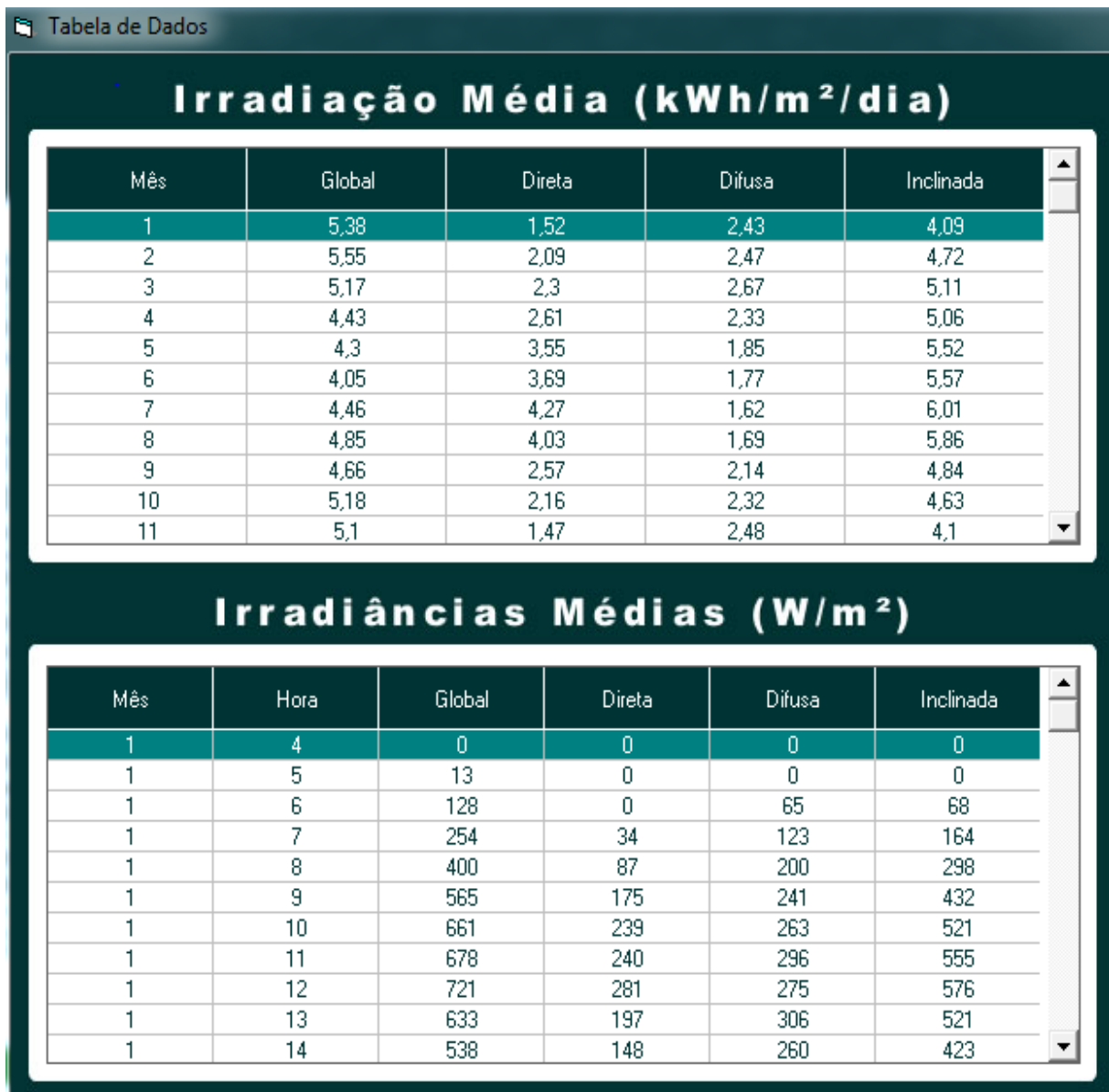


Figura 11: Tabela gerada pelo Radiasol 2.

Fonte: Radiasol 2 (UFGRS).

Por meio desses dados é possível calcular com maior precisão qual será a incidência solar no plano inclinado com desvio azimutal.

3.3.6 Local dos inversores e ramal de entrada

É recomendado que os inversores de frequência fiquem em local semiaberto. Para que não haja aquecimento do mesmo e para que não molhe em casos de chuvas. Porém cada inversor de frequência tem um grau de proteção IP definidos conforme as normas ABNT NBR IEC 60529 (Graus de proteção para invólucros de equipamentos elétricos) e ABNT NBR IEC

60034-5 (Graus de proteção proporcionados pelo projeto completo de máquinas elétricas girantes). Estas normas definem o tipo de proteção que o equipamento elétrico está sujeito a fatores externos (Zafalon,2018). A Figura 12 demonstra como é caracterizado cada equipamento com seu grau de proteção IP.



Figura 12: Grau de proteção IP

Fonte: (Zafalon,2018).

A numerologia do grau de proteção IP é representada da seguinte forma: o primeiro dígito é o grau de proteção contra o acesso de pessoas as partes perigosas; já o segundo dígito é a proteção contra a penetração de água no equipamento; as letras representam uma adição de proteção, ou seja, o equipamento é superior à numerologia indicada no caso de acesso às partes perigosas (ZAFALON, 2018).

A representação dos dígitos e letras é apresentada da seguinte forma:

Primeiro dígito:

0: Não protegido.

1: Protegido contra objetos sólidos maiores que 50mm.

2: Protegido contra objetos sólidos maiores que 12mm.

3: Protegido contra objetos sólidos maiores que 2,5mm.

4: Protegido contra objetos sólidos maiores que 1mm.

5: Protegido contra poeira e contato a partes internas ao invólucro.

6: Totalmente protegido contra penetração de poeira e contato a partes internas ao invólucro.

Segundo dígito:

0: Não protegido.

1: Protegido contra queda vertical de gotas de água.

2: Protegido contra queda de água com inclinação de 15° com a vertical.

3: Protegido contra água aspergida.

4: Protegido contra projeções de água.

5: Protegido contra jatos de água.

6: Protegido contra ondas do mar.

7: Protegido contra efeitos de imersão.

8: Protegido contra submersão.

Letras:

A: A esfera de 50mm deve ter uma distância de isolamento apropriada das partes perigosas.

B: O dedo-de-prova normalizado de 12mm e comprimento de 100mm deve manter uma distância de isolamento apropriada das partes perigosas.

C: A haste de 2,5mm e comprimento de 100mm deve manter uma distância de isolamento apropriada das partes perigosas.

D: O fio de 1,0mm e comprimento de 100mm deve manter uma distância de isolamento apropriada das partes perigosas.

Caso não haja um local adequado para a montagem dos inversores, é necessário que seja instalado um inversor com um grau de proteção IP maior, implicando em um maior valor agregado no produto. Além dessas características do inversor, para que o mesmo seja instalado corretamente, é necessário checar o ramal de entrada da unidade consumidora para certificar quais são as características da rede da unidade consumidora e se há necessidade de adaptação do ramal de entrada ou sua possível troca.

3.4 Análises técnica de edificações prática

A Figura 16 mostra a localização geográfica da unidade consumidora usada na análise prática:

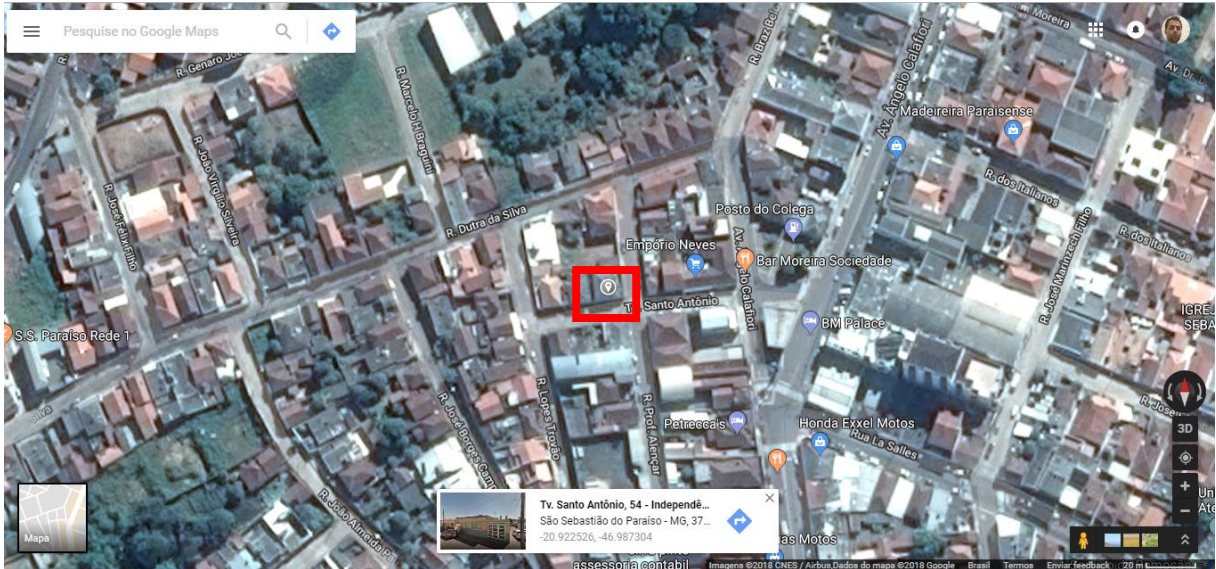


Figura 13: Mapa de situação da unidade consumidora.

Fonte: Google Maps 2018.

Endereço: Travessa Santo Antônio, 54 – Independência - São Sebastião do Paraíso – MG
Latitude: 20,92°; Longitude: 46,97°; Altitude: 937m

3.4.1 Informações Relevantes

Os módulos podem ser transportados até as entradas de acesso do local e depois serão transportados manualmente.

Para que sejam instalados os módulos fotovoltaicos, deve-se fazer uma análise do telhado onde eles serão instalados, para isto, um especialista técnico deve ir à residência e analisar o tipo de fixação que será usada no telhado. Porém, para fins acadêmicos é apenas analisado o tipo de telhado e telha, como dado complementar. Na figura 14, retirada do *Google Street View*, tem-se o telhado da unidade do caso prático. Onde foi visto, durante o horário de almoço, que o telhado se encontra limpo, a inclinação baixa e o modelo das telhas podem prejudicar o arranjo. O telhado tem acesso pelo sótão, facilitando o transporte dos módulos do

sistema.

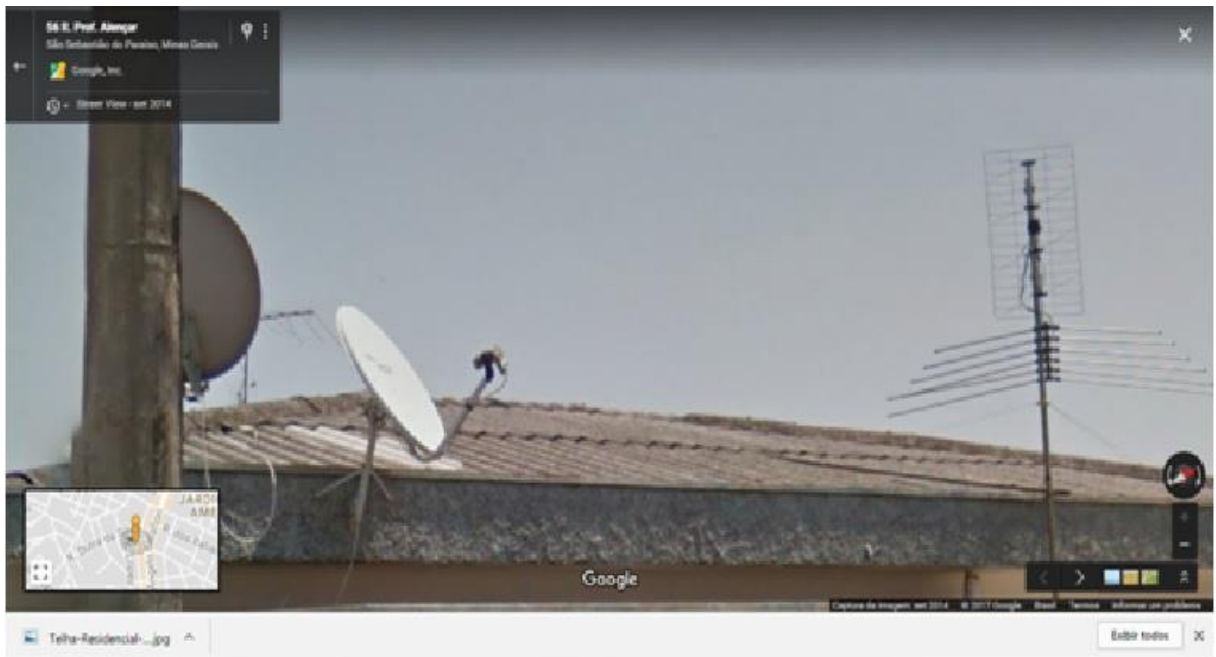


Figura 14: Imagem direta do local onde os módulos serão instalados.

Fonte: *Google street view.*

3.4.2 Local de instalação dos módulos fotovoltaicos

Os módulos serão instalados em telhas de amianto do tipo Brasilit, representado pela Figura 15.



Figura 15: Exemplo de telha de amianto do tipo brasilit.

Fonte: *Google.*

3.4.3 Condições do local de instalação

O telhado é antigo e de telhas de amianto, tendo que analisar o tipo de fixação que será usado. A construção também é antiga e terá que passar por uma reforma no telhado.

3.4.4 Área Total do local de instalação do arranjo fotovoltaico

Este tipo de telhado tem águas em todas as direções (Norte, Sul, Leste, Oeste) e estimou-se uma inclinação de 10 graus, o telhado possui a mesma inclinação em todas as direções, o telhado possui uma área total de 76,5 metros quadrados, sendo quatro águas com 19,125 metros quadrados cada. Simulou-se a instalação das placas nas águas Norte e Sul inicialmente.

3.4.5 Perímetro do Local de instalação do arranjo fotovoltaico

- Água Norte:

A água Norte possui 8.5 metros de comprimento e os lados do triângulo de 2.25 metros cada, sendo a altura de 4.5 metros e o perímetro total de 13 metros.

- Água Sul:

A água Sul é idêntica a água Norte e possui 8.5 metros de comprimento e os lados do triângulo de 2.25 metros cada, sendo a altura de 4.5 metros e o perímetro total de 13 metros.

3.4.6 Quantidade Máxima de Módulos fotovoltaicos que o local comporta

Utiliza-se a disposição das placas de 245Wp no modelo de paisagem, sendo 1,60m de comprimento por 1,00m de altura. Utilizando a disposição de cinco módulos por água do telhado formando um triângulo com 3 módulos na base e 2 acima e havendo uma sobra de 2,50m na altura e 3,70m no comprimento. O espaçamento deve ser bem preciso devido ao afunilamento do telhado em forma de triângulo, porém é utilizado este modelo base para os exercícios propostos. Pode-se também utilizar as águas Leste e Oeste, entretanto há de verificar a irradiância incidida no local.

A Figura 16 apresenta o local da instalação dos inversores de frequência, onde será instalado o inversor em uma das paredes, lembrando que os inversores de frequência só podem se encontrar em um local fechado caso haja um sistema de ventilação ou refrigeração para que o aquecimento do mesmo não prejudique seu funcionamento.



Figura 16: Local da instalação dos inversores de frequência.

3.4.7 Local exato de fixação.

O inversor será instalado na parede Oeste da área de serviço e o local é semiaberto tendo proteção contra água, porém não tem proteção contra a poeira o que leva a adquirir um inversor com um Grau de Proteção IP mais elevado. A parede tem cerca de 2.5m de altura por 2m de largura e o inversor ficará mais isolado das laterais abertas.

3.4.8 Circuito elétrico para ligação do inversor

Não há quadro geral de distribuição da unidade consumidora. Portanto, será necessário instalar o disjuntor geral e disjuntores secundários de acordo com o SFCR.

Também não há quadro de distribuição secundário próximo ao inversor de frequência interativo, tendo a necessidade de montar um circuito elétrico, juntamente com seus disjuntores e instalar um quadro de distribuição secundário próximo ao local onde será instalado o inversor. Como não há quadro de distribuição geral, considera-se a distância entre o local de instalação do inversor e o ramal de entrada que é cerca de aproximadamente de 10 metros com as curvas. A distância entre o inversor o arranjo é cerca de 3 metros já considerando curva de cabos e dutos.

Será feito um quadro de comando para o inversor, com as chaves (disjuntores e interruptores) criando uma proteção contra surtos elétricos, tanto para CC quanto para CA, que será instalado ao lado do inversor. Alguns inversores já possuem este tipo de proteção contra surtos, desarmando quando o inversor entra em sobre corrente, mas será feito o circuito elétrico para garantir que não haja a queima do inversor.

Para que seja possível realizar todas as atividades descritas acima também é necessário trocar o ramal de entrada da unidade consumidora, como é visto na Figura 17, o ramal de entrada da unidade consumidora, mesmo estando em funcionamento, visivelmente não está em boas condições, podendo não suportar um sistema SFCR. Além disso, este tipo de ramal pode gerar fuga de corrente e algum tipo de desperdício energético.



Figura 17: Foto do Ramal de entrada com enquadramento total.

Localização geográfica do ramal de entrada:

Latitude: 20° 55' 27" S

Longitude: 46° 59' 12" O

Obtida através do aplicativo bussola da versão IOS 10.3.3.

Na figura 18, é apresentado o tipo de disjuntor, que é utilizado no ramal de entrada da unidade consumidora, apresenta um disjuntor simples de 20A será necessário trocar o ramal de entrada.



Figura 18: Foto com enquadramento do Disjuntor geral do ramal de entrada.

Na Figura 19 é apresentada o enquadramento do tipo de medidor da unidade consumidora.



Figura 19: Medidor utilizado na unidade consumidora em São Sebastião do Paraíso.

3.4.9 Tipo e capacidade máxima de corrente do Medidor – Incrições no medidor

Medidor monofásico: 120V; 60Hz; 15A; I_{max} 100 A; 1 fase; 2 fios; 1 Elemento; fabricante Complant.

Número do medidor – plaquinha identificadora:

Medidor número: AMC099184620

Carga Máxima do Ramal de Entrada:

$$120V * 20A = 2400VA = 2,4 KVA$$

A carga máxima do ramal de entrada é de 2.400 VA.

3.4.10 Radiação Solar no Plano Inclinado dos Módulos Fotovoltaicos

- Água Norte do telhado

Fonte	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SWERA	6,78	6,03	5,59	5,76	4,75	3,63	3,50	4,97	5,69	6,81	6,12	6,29
-8° N; 10°	6,58	6,04	5,8	6,19	5,07	4,09	3,89	5,41	5,98	6,87	6,02	6,07
	Média Anual										kWh/m ² .dia ⁻¹ 5,67 HPS	

Tabela 4: Irradiação no Plano Inclinado para residência na Água Norte do telhado

Fonte: RadiaSol2

- Água Sul do telhado

Fonte	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
SWERA	6,78	6,03	5,59	5,76	4,75	3,63	3,50	4,97	5,69	6,81	6,12	6,29
-172° N; 10°	6,82	5,96	5,33	5,13	3,89	3,06	2,98	4,34	5,27	6,58	6,12	6,37
	Média Anual										kWh/m ² .dia ⁻¹ 5,15 HPS	

Tabela 5: Irradiação no Plano Inclinado para residência na Água Sul do telhado.

Fonte: RadiaSol2.

3.4.11 Adequação do Projeto do SFCR

Energia de compensação diária no plano inclinado = 2,55 KWh/dia

HSP(RadiaSol2) Água Norte = 5,67 kWh/m²/dia

HSP(RadiaSol2) Água Sul = 5,15 kWh/m²/dia

Potência de saída do inversor = $2,55/5,67 = 0,446\text{kW}/ 2\text{kW}$ (capacidade total)

Potência dos módulos fotovoltaicos = 245Wp

Quantidade total de módulos = $466/250 = 2$ módulos/ 8 módulos (capacidade total)

Para suprir o consumo total da residência utiliza-se apenas a água Norte, pois como é necessário apenas 2 módulos fotovoltaicos, porém é feito o cálculo da irradiância solar em cada água para fins deste trabalho, tendo uma análise mais abrangente da capacidade de produção energética desta residência, considerando assim o total de 8 módulos de 245W sendo 4 em cada Água do telhado e um inversor de frequência interativo de potência de 2kW.

3.5 Análise de eficiência e perdas em um SFCR

Um sistema fotovoltaico ideal não apresentaria nenhum tipo de perda, mas, em um caso real, o sistema apresenta algumas perdas das quais impactam na produtividade do sistema fotovoltaico em questão. Por isso, neste trabalho, a título de comparação, será dividido em três tipos de eficiência de um SFCR, sendo elas:

- Energia Ideal no Plano Horizontal
- Energia Ideal no Plano Inclinado
- Energia Real

A Energia Ideal no Plano Horizontal seria o total de energia gerada em condições ideais, sem consideração de perdas e no plano horizontal, tendo maior incidência do sol. A Energia Ideal no Plano Inclinado seria o total de energia gerada em condições ideais, sem consideração de perdas e no plano inclinado, tendo a incidência do sol de acordo com a angulação do telhado. A Energia Real seria o total de energia gerado em condições menos otimistas do SFCR, considerando todas as perdas e no plano inclinado, tendo a incidência do sol de acordo com a angulação do telhado. É dividido desta forma para que seja feita uma análise de rendimento do SFCR em relação às condições ideais do sistema.

3.5.1 Tipos de perdas em um SFCR

Neste trabalho será dividida as perdas em três tipos possíveis de perdas; Perdas antes dos módulos (PAM), Perdas nos módulos (PNM) e Perdas depois dos módulos (PDM). No caso das perdas antes dos módulos, os valores são fixos e abrangem uma variação fixa para os tipos de perdas, pois abrangem fatores da natureza como, por exemplo, sombreamento devido às

nuvens e sujeira que caiu sobre o telhado arrastada pelo vento. Nas perdas nos módulos os valores dependem do fabricante e podem ser calculados ou encontrados no *datasheet* dos módulos fotovoltaicos.

Nas perdas depois dos módulos é considerado o cabeamento elétrico e as perdas do inversor de frequência interativo, ao quais os valores se encontram também no *datasheet* do fabricante.

3.5.2 Perdas antes dos módulos fotovoltaicos (PAM)

Todos os SFCR estão sujeitos ao sombreamento direto ou indireto durante o dia, assim como pássaros podem pousar sobre os módulos, uma antena de um vizinho também pode gerar um pedaço de sombra sobre os módulos fotovoltaicos. Isto pode causar uma perda na eficiência do sistema, geralmente os horários de maior perda por sombreamento são no início do dia e no final do dia, onde a angulação do sol em relação a Terra é menor que no resto do dia, podendo fazer com que construções e objetos no mesmo nível ou em nível maior causem um grande sombreamento na área dos módulos (ALMEIDA, 2012). Além do sombreamento, neste caso, também é considerado o acúmulo de sujeira e dejetos nos módulos. Esta sujeira como, por exemplo, poeira, pode se acumular no painel fotovoltaico de forma homogênea, sendo diferente do sombreamento parcial, por isso é necessário a limpeza e manutenção programada dos módulos fotovoltaicos. Quando os mesmos não sofrem a devida manutenção pode gerar um grande acúmulo de partículas indesejáveis nos painéis, podendo causar uma perda de eficiência de até 25% (FUSANO, 2013).

3.5.3 Perdas nos módulos fotovoltaicos (PNM)

As perdas nos módulos fotovoltaicos dependem exclusivamente do fabricante dos módulos, sendo apenas a perda por *mismatching* ou incompatibilidade um valor fixo que o próprio projetista estipula. Essa perda por incompatibilidade se dá devido ao dimensionamento do projeto e, mesmo que dimensionado corretamente, pode-se associar um percentual de perda por a incompatibilidade do sistema. No caso das perdas nos módulos fotovoltaicos também é considerado a perda por temperatura e tolerância de potência. A perda por tolerância negativa é muito incomum, visto que a maioria dos módulos apresentam tolerância de 0 a +5%, caso haja esta perda será informado no *datasheet* do fabricante.

Na Figura 20 tem-se uma parte do *datasheet* do MEMC SILVANTES 250W MODULE do fabricante SunEdison®, ao qual se encontra no ANEXO 1- *Datasheet*_MEMC SILVANTES 250W MODULE, e pode-se observar, na parte destacada, a perda de potência por grau Celsius.

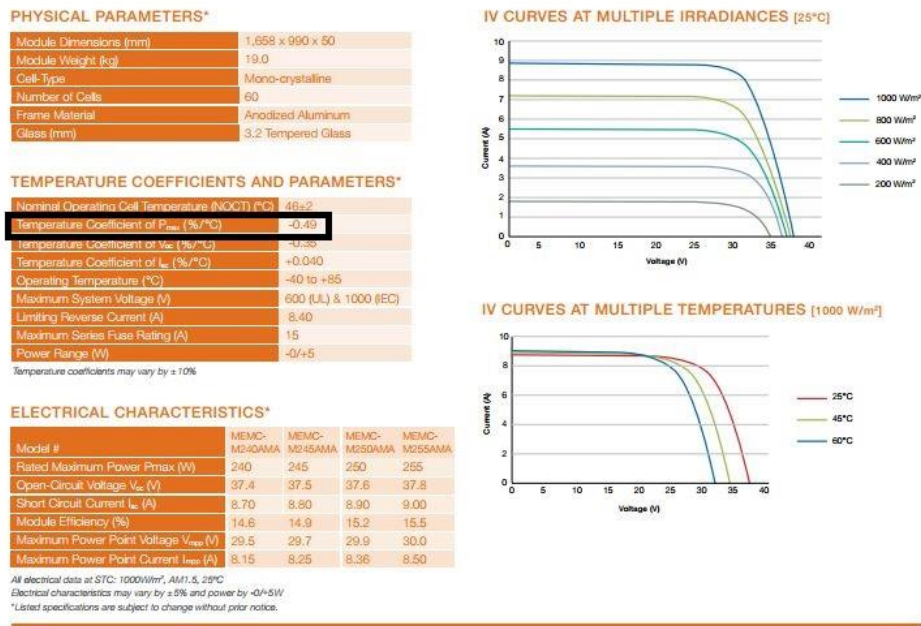


Figura 20: Datasheet MEMC SILVANTES 250W MODULE.

Fonte: Site Blue Pacific Solar

As perdas por temperatura podem ser consideradas de 0,3% a 0,4% a cada 1° do aumento da temperatura ambiente, porém este valor pode variar de acordo com o teste padrão dos fabricantes (FUSANO, 2013). Sendo assim obtém-se a seguinte fórmula para a perda de temperatura,

$$T_{calc} = T_{amb} + (\Delta t - T_{ref}) \quad 3.5$$

$$e = L^{\circ}C = -^{\circ}CWp * T_{calc} \quad 3.6$$

onde,

- T_{calc} : É a temperatura calculada
- T_{amb} : É a temperatura ambiente do local
- Δt : Variação da temperatura entre o módulo e o ambiente
- T_{ref} : 25°
- $L^{\circ}C$: Perda de porcentagem do sistema
- $^{\circ}CWp$: Coeficiente de perda por temperatura.

Estas fórmulas irão gerar um valor entre zero e um, que irá representar a perda do módulo, para que se saiba a eficiência da placa é necessário retirar o valor de cem por cento. Ao somarem-se os valores encontrados para perda por temperatura e perda por *mismatching* é possível saber qual a potência-pico real do módulo e fazer um cálculo mais assertivo para o dimensionamento do sistema.

3.5.4 Perdas depois dos módulos fotovoltaicos (PDM)

Nas perdas depois dos módulos fotovoltaicos devem-se considerar as perdas por cabeamento CA/CC e a perda por faixa de operação (SPMP) este valores são adimensionais de acordo com o projeto. Além das perdas já citadas tem-se também a perda por conversor de corrente contínua para corrente alternada, esta se encontra no *datasheet* do inversor de acordo com os testes do fabricante.

Na Figura 21 tem-se uma parte do *datasheet* do inversor FRONIUS IG PLUS com a respectiva curva de eficiência do inversor e a eficiência máxima destacada.

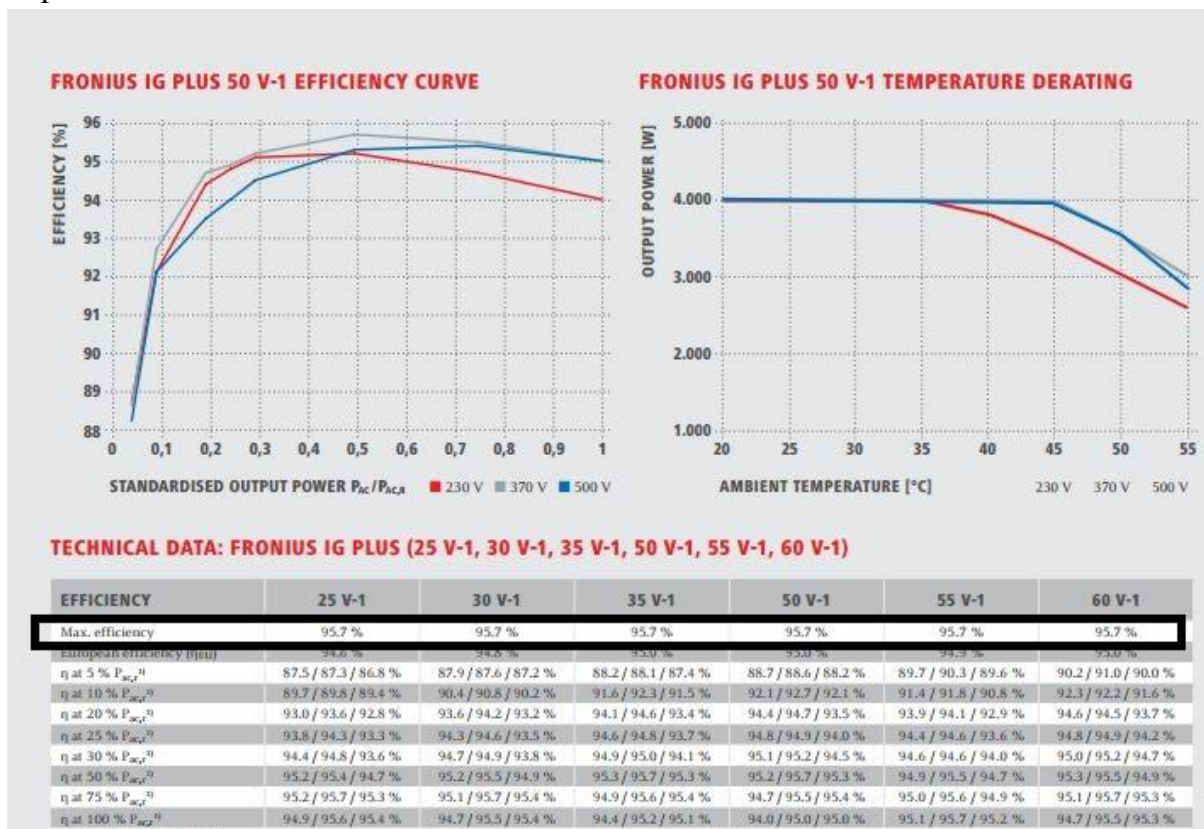


Figura 21: Datasheet FRONIUS IG PLUS

Fonte: Site Fronius

Para se obter o máximo valor de rendimento do inversor o sistema deve ser dimensionado corretamente, para sistemas subdimensionados ou superdimensionados a faixa de eficiência pode variar de acordo com o dimensionamento do projeto, assim, os inversores que trabalham abaixo da potência nominal do inversor podem apresentar grandes perdas (ALMEIDA, 2012).

3.5.5 Energia Real de um SFCR

Para calcular a Energia Real de um SFCR considera-se o fator de desempenho global que é a soma das porcentagens de todas as perdas que ocorrem no sistema, no caso, as perdas antes dos módulos, perdas nos módulos e perdas depois dos módulos. A fim de desenvolver um sistema mais preciso e eficiente é necessário conhecer as perdas que o sistema pode sofrer para que se possa atuar e minimizar esta perda, até mesmo a qualidade dos componentes, dependendo do fabricante, pode alterar a eficiência de um sistema significativa (ALMEIDA, 2012).

Através do fator de desempenho global, pode-se chegar à seguinte formula para o desempenho global ou Energia Real do SFCR,

$$DG = HSP * FDG * MWp * Nm \quad 3.7$$

onde,

- DG = Desempenho Global do SFCR (Energia Real)
- FDG = Fator de desempenho global (Perdas do sistema)
- Nm = Número de módulos
- MWp = Potência pico dos módulos

O desempenho global não representa o verdadeiro desempenho de um sistema, mas é a estimativa mais real que é possível fazer. Um sistema com desempenho global baixo em um lugar com uma alta irradiância, porém variável durante o ano, pode apresentar uma grande eficiência comparado a um local com baixa irradiância e um fator de desempenho global alto (ALMEIDA, 2012). Neste caso, já é analisado a irradiância solar do sistema no plano inclinado. Os valores tanto do plano horizontal quanto do plano inclinado podem ser próximos, devido à baixa inclinação do telhado do consumidor. Em alguns casos pode acontecer que se incida mais sol sobre o telhado no plano inclinado do que no plano horizontal, devido ao desvio azimutal e o ângulo de incidência do sol sobre as placas. Como a Energia Real seria o caso menos otimista possível e mais próximo do real, é pego para comparação a Energia Ideal no Plano Inclinado, que seria a instalação das placas sem haver nenhuma modificação no telhado, por isso utiliza-se na equação a Energia de compensação no plano inclinado. No caso de novos projetos onde se deseja colocar um SFCR já de início pode-se calcular a inclinação do telhado para obter um melhor aproveitamento do sistema e aumentar o desempenho global do sistema.

3.6 Análise de eficiência e perdas em um SFCR prática

Na subseção 3.2, tabela 3, é feita a análise da Energia Ideal no Plano Horizontal do SFCR que é chamada de Energia de compensação diária e tem o valor de 2,53 kW/h por dia, já na subseção 3.4 é apresentado a Energia Ideal no Plano Inclinado do SFCR que é chamada de Energia de compensação diária no plano inclinado e tem o valor de 2,55kW/h por dia. Nestas mesmas subseções são analisados valores possíveis de módulos fotovoltaicos e a dimensão dos inversores, para análise da Energia Real do sistema, será considerado a utilização de módulos fotovoltaicos de 245Wp do fabricante SunEdison© ao qual o *datasheet* se encontra no ANEXO 1 - *Datasheet* MEMC SILVANTES 250W MODULE sendo o mesmo *datasheet*

para os módulos de 240Wp a 255Wp do modelo MEMC SILVANTES, o inversor de 2kW ao qual o *datasheet* se encontra no ANEXO 2 - *Datasheet* FRONIUS GALVO 2.0-1. Neste caso para suprir a necessidade da casa, como visto na subseção 3.2, seria necessário apenas 2 módulos fotovoltaicos e um inversor de 0,5KW, porém, neste trabalho, para fins comparativos, é feita uma análise de um sistema com a maior geração de energia possível da residência, utilizando os mesmos componentes do sistema tanto para o software como para a análise prática. A energia restante do sistema irá se transformar em crédito energético, ao qual cada distribuidora de energia elétrica possui suas regras para tratar o crédito energético do cliente.

Neste trabalho serão considerados os valores das perdas na tabela para os componentes citados, sendo calculada apenas a perda por temperatura.

Estágio	Coefficiente de Perda por	Simbolo	Descrição	Adotado Valor	Coefficiente de rendimento (C)
PAM	Sombreamento	k_{somb}	Possibilidade de folhas e pássaros.	5%	1- k_{somb}
	Sujeira	k_{suj}	Considerando limpeza regular feita pelo cliente.	2%	1- k_{suj}
PNM	Tolerância de potência	k_{tol}	O módulo fotovoltaico não tem tolerância negativa.	0%	1- k_{tol}
	<i>Mismatching</i>	k_{mis}	Valor adimensional considerado para o projeto.	2%	1- k_{mis}
	Fator Temperatura	k_{temp}	Será considerado o valor calculado através da fórmula 3.5 e 3.6.	L°C	1- k_{temp}
PDM	Cabeamento CC	k_{CC}	Valor adimensional considerado para o projeto	1%	1- k_{CC}
	SPMP	k_{SPMP}	Valor adimensional considerado para o projeto.	2%	1- k_{SPMP}
	Conversão CC/CA	k_{inv}	Valor referente à eficiência média do inversor	5%	1- k_{inv}
	Cabeamento CA	k_{CA}	Valor adimensional considerado para o projeto.	1%	1- k_{CA}

Tabela 6: Perdas consideradas no projeto.

A perda por temperatura pode ser calculadas pelas fórmulas citadas e através do *datasheet* dos módulos fotovoltaicos, sendo o coeficiente de perda por temperatura do módulo considerado de -0,49/°C. Para calcular um valor diário de perda por temperatura é feito a média anual das temperaturas da localização em questão e aplicado a fórmula 3.5

Para a situação menos otimista, na perda por temperatura, é pego o valor das médias máximas anual da cidade em questão. Através do site do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia),

na aba normais climatológicas, é possível encontrar uma tabela com as médias máximas de valores de temperatura mensais, assim pode-se calcular a média anual de temperatura. A Tabela 7 mostra as médias máximas de temperaturas mensal e anual da cidade de São Sebastião do Paraíso.

Mês	Média Anual
Janeiro	28,70°
Fevereiro	29,20°
Março	29,00°
Abril	28,60°
Mai	26,20°
Junho	25,40°
Julho	25,80°
Agosto	27,80°
Setembro	29,20°
Outubro	29,50°
Novembro	28,80°
Dezembro	28,30°
Anual	28,00°

Tabela 7: Média de temperaturas mensais

Fonte: Site *INMET*.

Utiliza-se, neste projeto, estrutura de fixação no telhado ventilada, não fixando os módulos diretamente no telhado, para esse fim considera-se a variação de temperatura entre os módulos e a superfície do telhado de 29°, segundo especificações técnicas do fabricante. Assim tem-se a temperatura ambiente à média máxima de temperatura anual de 28° e temperatura de referência de 25°, podendo agora aplicar a fórmula 3.5 e 3.6,

$$T_{calc} = 28^{\circ} - (29^{\circ} - 25^{\circ})$$

$$T_{calc} = 32^{\circ}$$

$$L^{\circ}C = \frac{0,49}{^{\circ}C} * 32^{\circ}C$$

$$L^{\circ}C = 15,68\%$$

Obtendo assim uma perda por temperatura de 15,68% nos módulos. Para calcular o desempenho global do sistema é utilizado a seguinte equação,

$$F_{DG} = C_{somb} * C_{suj} * C_{tol} * C_{mis} * C_{temp} * C_{cc} * C_{SPMP} * C_{inv} * C_{CA} \quad 3.8$$

onde, os coeficientes são os valores das perdas subtraído de um, como apresentado na Tabela 6 para representar a porcentagem de eficiência do sistema, obtendo um valor de 71,65% de fator de desempenho global.

Logo, pode-se aplicar a equação 3.7 para achar o valor de do desempenho global do sistema, tendo como HSP para água Norte do telhado de 5,67 kWh/m² por dia e HSP para água Sul do telhado de 5,15 kWh/m² por dia, 4 módulos de 245Wp por Àgua de telhado estes valores são

apresentados na subseção 3.4.11 e o valor de FDG de 0,7165, tendo assim os valores do desempenho global do sistema,

- **Água Norte**

$$DG = 5,67 * 0,7165 * 245 * 4$$

$$DG = 3,98kW/dia$$

- **Água Sul**

$$DG = 5,15 * 0,7165 * 245 * 4$$

$$DG = 3,62kW/dia$$

Tem-se a média de eficiência do sistema de 3,98kW/dia na Água Norte e 3,62kW/dia na Água Sul, considerando os valores para o valor para a média anual somam-se os valores de cada Água obtendo o valor de 7,6kW/dia e multiplica-se o valor pelo número de dias no ano, no caso 365 dias, obtendo o seguinte valor 2774 kW/ano ou 2,77MW/ano por ano de geração de energia elétrica para esta unidade consumidora.

4 Software PVSyst© 6.4.3

O software PVSyst© 6.4.3 é um software pago que possui a versão grátis de trinta dias para teste, para a análise comparativa entre o cálculo teórico prático e o cálculo do software utiliza-se este software pela sua flexibilidade ao adicionar os componentes do SFCR. O software permite que a pessoa adicione os dados dos componentes a serem utilizados manualmente, também oferece a opção de utilizar os componentes já cadastro dentro do próprio programa, além disso, é possível achar o arquivo do componente para *download* em alguns sites da internet, conforme a necessidade do projetista. Na Figura 22, é apresentado a interface inicial do software ao qual cada atalho irá representar uma subseção deste trabalho, conforme a necessidade apresentada no mesmo.

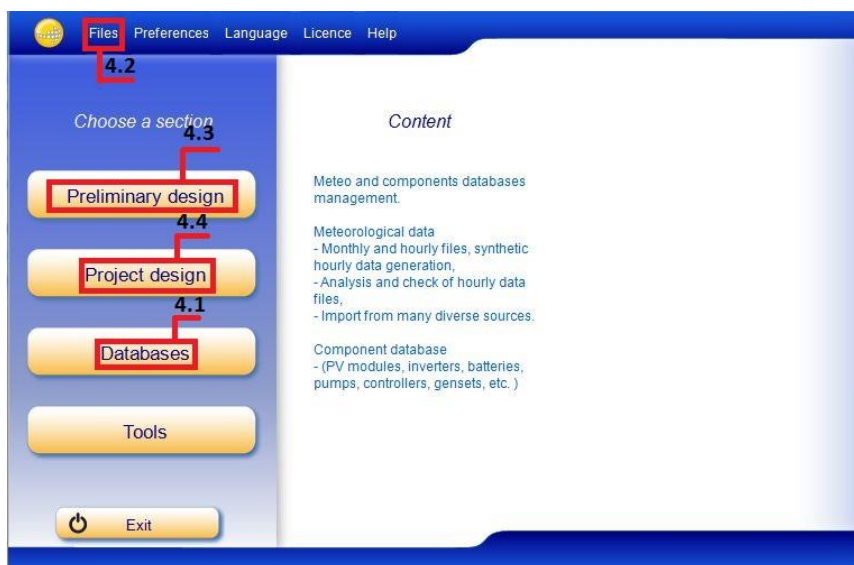


Figura 22: Interface inicial do software PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst 6.4.3©

4.1 Databases (Banco de dados)

Neste atalho do software se encontra a base de dados do programa, onde estão todos os componentes cadastrados do mesmo e todas as bases meteorológicas. Para este estudo será necessário apenas compreender como funciona o cadastro dos dados meteorológicos, dos módulos fotovoltaicos e dos inversores de frequência interativos, as demais funções dentro do banco de dados fica a critério do projetista se será necessário utilizá-las.

A Figura 23, mostra a interface do “Databases” com os atalhos que serão utilizados.

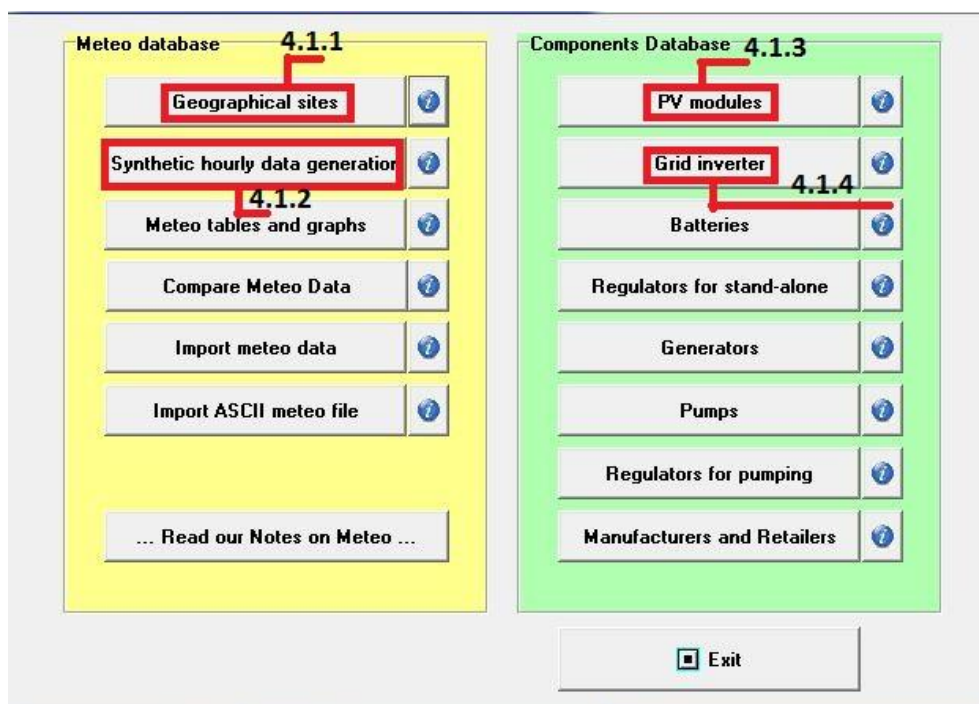


Figura 23: Interface do banco de dados do PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

4.1.1 Geographical sites (Sites geográficos)

Neste item é possível visualizar e modificar os dados das bases meteorológicas encontrados no software, também é possível criar manualmente uma nova base de dados de acordo com a referência que se deseja. Neste trabalho é inserida a mesma referência do banco de dados solar do SWERA, conforme a Figura 24.

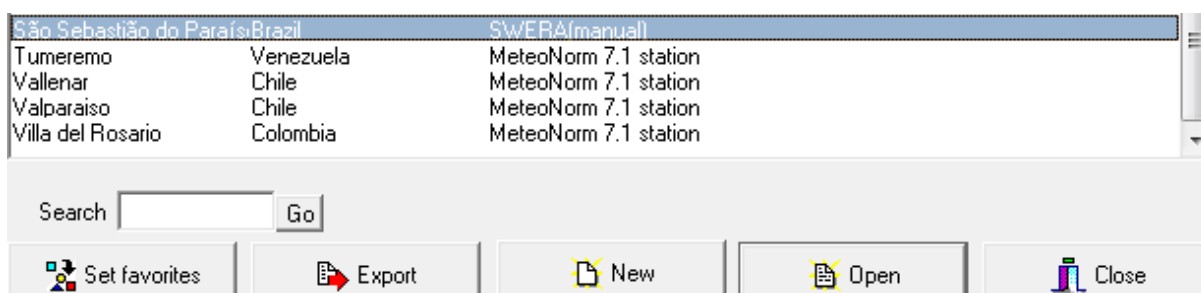


Figura 24: Base de dados do SWERA no PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

O PVSyst já possui diversas referências de banco de dados internos do programa, porém este amplo banco de dados muitas vezes não possui a localização desejada pelo usuário, sendo assim necessário implementar o banco de dados solar para a localização desejada. Na aba “New” é possível criar um novo banco de dados de acordo com a necessidade de cada pessoa, para criar esse novo banco de dados, é necessário que se tenha um site ou livros com as referências meteorológicas do local onde se deseja implementar o SFCR.

Na Figura 25, é possível verificar que a inserção de dados é similar as tabelas apresentadas neste trabalho, não havendo assim dificuldade para preencher a mesma.

	Global Irrad. kWh/m ² .mth	Diffuse kWh/m ² .mth	Temper. °C	Wind Vel. m/s
January	0.0	0.0	0.0	0.00
February	0.0	0.0	0.0	0.00
March	0.0	0.0	0.0	0.00
April	0.0	0.0	0.0	0.00
May	0.0	0.0	0.0	0.00
June	0.0	0.0	0.0	0.00
July	0.0	0.0	0.0	0.00
August	0.0	0.0	0.0	0.00
September	0.0	0.0	0.0	0.00
October	0.0	0.0	0.0	0.00
November	0.0	0.0	0.0	0.00
December	0.0	0.0	0.0	0.00
Year	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 25: Inserção de dados meteorológicos no banco de dados do PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

4.1.2 Synthetic Hourly Data Generation (Fonte de dados horários)

Após preencher a tabela os dados são gerados em valores mensais ou diários de acordo com a opção selecionada no “Irradiation Units” da Figura 25, porém o PVSyst ainda precisa do valor de irradiância solar por hora. Para isso a opção “Synthetic Hourly Data Generation” executa um modelo matemático que é capaz de sintetizar os dados e retornar os valores de irradiância solar por hora.

Na Figura 26, observa-se que é obtido os mesmo dados apresentados na Tabela 1 deste trabalho e para gerar a fonte de dados horários basta apenas clicar no botão “Execute

Generation”.

Source data [site, monthly values]

Country / Region: Brazil Site: São Sebastião do Pa SWERA(manual) Open

Meteo file to be created (hourly data)

Type: Synthetic Site: São Sebastião do Paraíso-MG

Source: SWERA(manual)

File name: S_o Sebastião do Paraíso-MG_SYN.MET

	Global [kWh/m ² .day]	Diffuse [kWh/m ² .day]	Temper. [°C]
January	6.79		23.7
February	6.04		23.9
March	5.59		23.5
April	5.76		22.9
May	4.57		20.4
June	3.63		19.4
July	3.51		20.1
August	4.97		22.3
September	5.70		24.2
October	6.81		24.7
November	6.12		23.6
December	6.29		23.3
Year	5.48		22.7

Irradiation units:

kWh/m².day

kWh/m².mth

MJ/m².day

MJ/m².mth

W/m²

Clearness Index Kt

Generation options - for information only

Region typology (for temperatures):

Swiss Plateau, land, important mist

Execute Generation
Close

Figura 26: Sintetizador de dados horários de irradiação solar no PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©.

Neste caso são considerados os valores de temperatura do SWERA e não do INMET, conforme a Tabela 7. No cálculo prático teórico, apresentado na subseção 3.6, são considerados os valores de temperatura menos otimista, pois não há modelo matemático a ser aplicado teoricamente como é feito pelo software que já apresenta os cálculos das perdas por temperatura através de um modelo matemático sintetizado.

4.1.3 PV modules (Módulos fotovoltaicos)

Nesta aba é possível inserir manualmente e modificar os valores do datasheet do fabricante para o software PVSyst, onde cada aba da Figura 27 representa um parâmetro do módulo. Nesta subseção é importante lembrar que os valores inseridos devem ser condizentes com o datasheet do fabricante, para que não haja erro ao dimensionar o sistema. Alguma das vezes é mais fácil e seguro importar o arquivo direto para o programa, conforme será visto na seção

4.2, do que inserir estes dados manualmente, garantido assim a segurança e eficácia do dimensionamento.

The screenshot shows the 'Basic data' tab of the PVSyst 6.4.3 software. The interface is organized into several sections:

- Basic data:** Model: MEMC245AMA, Manufacturer: SunEdison, File name: SunEdison-MEMC245AMA.PAN, Data source: Datasheet.
- Nom. Power:** 245.0 Wp (at STC), Tol. +/-: 0.0, 5.0 %, Technology: Si-mono.
- Manufacturer specifications or other Measurements:** Reference conditions: GRef: 1000 W/m², TRef: 25 °C; Short-circuit current: Isc: 8.800 A, Open circuit Voc: 37.50 V; Max Power Point: Imp: 8.250 A, Vmpp: 29.70 V; Temperature coefficient: mulsc: 3.5 mA/°C, or mulsc: 0.040 %/°C; Nb cells: 60 in series.
- Internal model result tool:** Operating conditions: GOper: 1000 W/m², TOper: 25 °C; Max Power Point: Pmpp: 245.1 W, Temper. coeff.: -0.40 %/°C; Current Imp: 8.21 A, Voltage Vmpp: 29.9 V; Short-circuit current Isc: 8.80 A, Open circuit Voc: 37.5 V; Efficiency: / Cells area: 18.16 %, / Module area: 14.93 %.
- Model summary:** Main parameter: R shunt: 250 ohm, Rsh(G=0): 1000 ohm; R serie model: 0.35 ohm, R serie max.: 0.45 ohm, R serie apparent: 0.54 ohm; Model parameters: Gamma: 1.056, IoRef: 0.84 nA, muVoc: -115 mV/°C.

At the bottom, there are buttons for 'Show Optimization', 'Copy to table', 'Print', 'Cancel', and 'OK'.

Figura 27: Inserção de dados para os módulos fotovoltaicos no PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

O datasheet do fabricante apresenta todos os dados necessários para preencher corretamente a base de dados dos módulos fotovoltaicos. Cada aba apresenta determinadas características dos módulos, sendo:

- “Basic data”: Os dados básicos dos módulos fotovoltaicos, sendo muito deles os valores do esquema elétrico do módulo.
- “Additional Data”: São os dados adicionais, como o valor da porcentagem de degradação das células fotovoltaicos com o tempo, número de diodos, voltagem dos diodos.
- “Model paramaters”: É onde é inserido o valor de resistência do módulo e apresentado a curva do gráfico de tensão por corrente do módulo.
- “Sizes and Technology”: São as dimensões dos módulos fotovoltaicos, o número de células fotovoltaicas e as características elétricas das mesmas.
- “Comercial”: São os valores comerciais de mercado do módulo fotovoltaico.
- “Graphs”: Após inserir todos os dados são gerados gráficos característicos do modelo inserido.

Ao terminar de inserir todos os valores corretamente basta clicar em “OK” e o modelo será gerado. Caso haja algum erro o software irá mostrar uma mensagem de erro e apresentar a falha ou qual dado ainda é necessário para concluir o processo.

4.1.4 Inverter Grid (Inversores Interativos)

Esta aba funciona similar a subseção 4.1.3, porém agora são inserido os dados para os inversores de frequência interativos. Vale a mesma orientação anterior, de que é melhor importar o arquivo para o software para ter uma melhor garantia, conforme será apresentado na subseção 4.2. Na Figura 28, são apresentados quais dados é necessário inserir para que se gere o arquivo de dados do inversor.

Figura 28: Inserção de dados dos inversores interativos no PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

O datasheet do fabricante apresentada todos os dados necessários para preencher corretamente a base de dados dos módulos fotovoltaicos.

Cada aba apresenta determinadas características dos inversores, sendo:

- “Main parameter”: Os parâmetros principais do inversores, sendo a maioria deles características elétricas do inversor.
- “Eficiency Curve”: A curva de eficiência do inversor de frequência de acordo com os parâmetros inseridos.

- “Additional paramaters”: Os parâmetros adicionais do inversor de frequência interativo, como se ele trabalha em regime mestre/escravo, possui transformador interno ou externo.
- “Output paramaters”: São os valores de saída do inversor, se é considerado a potência ativa ou a reativa, o valor do fator de potência.
- “Sizes”: As dimensões do inversor de frequência interativo, o grau de proteção IP do mesmo e informações adicionais do fabricante.
- “Comercial”: O valor de mercado do inversor de frequência interativo.

Da mesma forma como é feito na inserção de dados dos módulos fotovoltaicos, caso haja algum erro o software irá acusar uma mensagem de erro e irá pedir para que verificar certos parâmetros do inversor, se tudo estiver correto basta clicar em “OK” e irá gerar o arquivo do inversor de frequência.

4.2 Files(Arquivos)

Nesta opção é possível importar ou exportar componentes e projetos para dentro do software. Muitas vezes alguns arquivos de dados dos módulos fotovoltaicos e dos inversores interativos se encontram em sites especializados em SFCR, alguns destes sites oferecem para download os arquivos do PVSyst, porém muitas vezes não existe esta opção para o componente que o usuário necessita, sendo necessário criar um novo arquivo conforme apresentado na subseção 4.1. Após gerar este arquivo o projetista pode exportar este arquivo para o ambiente de trabalho e salva-lo, para que não seja necessário inserir os dados do componente em questão novamente ou até mesmo refazer um projeto. Na Figura 29, mostra-se como é feita a exportar de dados através do PVSyst, para importar dados é feito da mesma forma, basta clicar no botão “Browse” e direcionar o arquivo que deseja exportar ou achar o arquivo que deseja importar. Esta opção torna mais fácil e seguro o uso de arquivos muitas vezes fornecidos pelos próprios fabricantes.

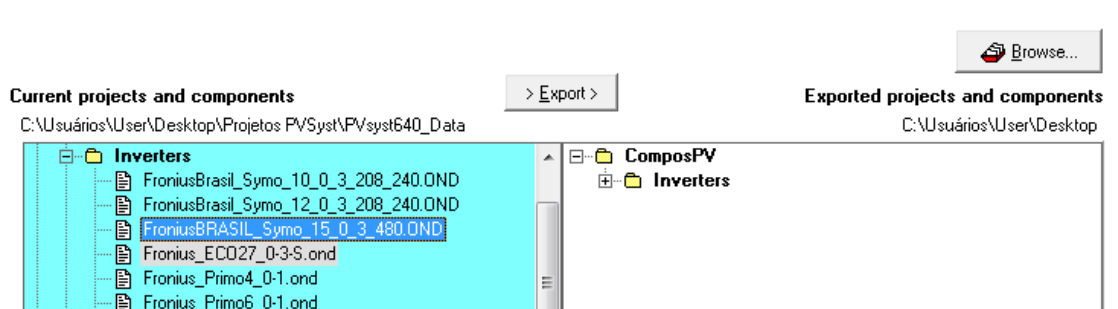


Figura 29: Exportação de dados através do PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVsyst©

4.3 Preliminary Design (Design preliminar)

Assim como apresentado na subseção 3.1 o design preliminar do projeto é apenas um anteprojeto apresentado para se ter uma base de como será o SFCR. O cálculo destes valores são cálculos menos complexos do que o design do sistema fotovoltaico completo, não apresentando as perdas do sistema, o modelo dos módulos e dos inversores, porém para uma análise preliminar é uma ferramenta que apresenta uma interface amigável e interessante. Na

Figura 30 pode-se observar a interface do design preliminar do PVSyst© 6.4.3, primeiro deve-se entrar com o site e dados meteorológicos. Estes dados podem ter sido cadastrados, como mostrado na subseção 4.1.1, pelo usuário ou pego do banco de dados do próprio software. No caso deste trabalho já foi cadastrado previamente a base de dados para que seja feita uma análise preliminar mais sucinta.

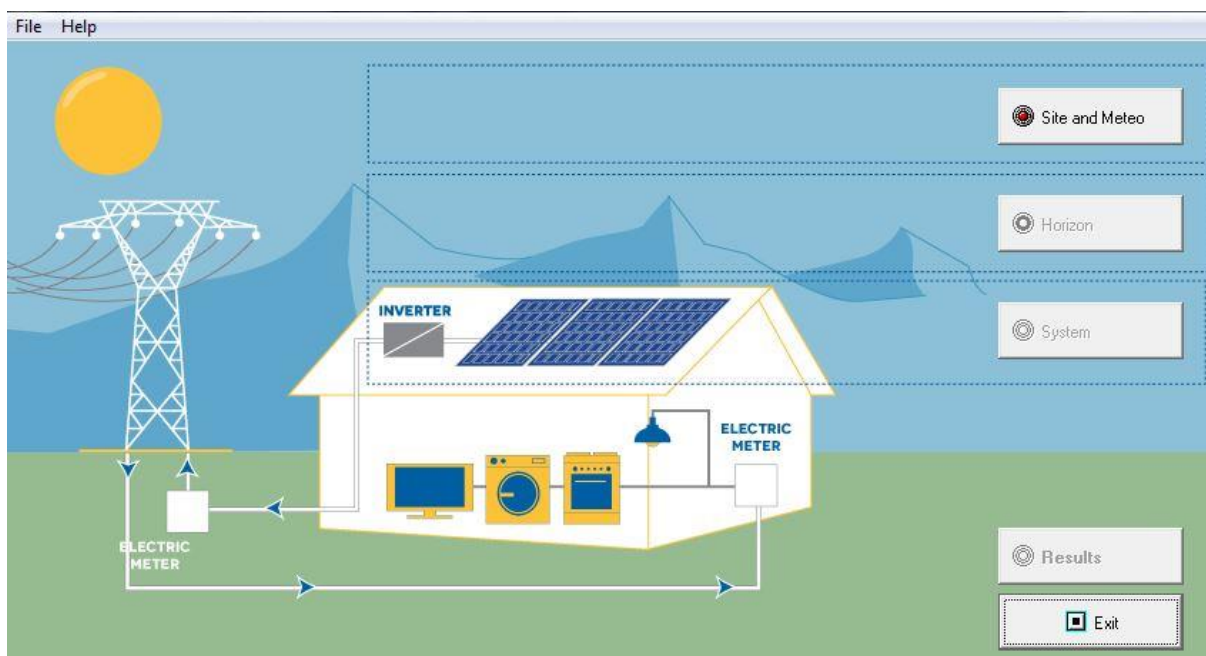


Figura 30: Interface da análise preliminar pelo PVSyst 6.4.3

Fonte: PVSyst©

Ao definir o site e dados meteorológicos para o SFCR o software irá liberar a função “Horizon”, que apresenta um gráfico com os horários e datas em que há algo bloqueando o sol na unidade consumidora. Também irá liberar a função “System” onde o usuário irá definir quais serão os tipos de sistemas aplicado neste projeto e quais parâmetros serão considerados para o cálculo preliminar do sistema fotovoltaico em questão.

Na Figura 31 é apresentado as principais definições do sistema que será considerado, levando em conta a inclinação do telhado, o desvio azimutal e a produção que se deseja, sendo esta calculada pelo tamanho da área, da potência nominal ou pelo consumo anual. Na Tabela 3 da subseção 3.2 é apresentado o valor do consumo mensal da unidade consumidora de São Sebastião do Paraíso é de 76 kW/h por mês, logo em doze meses, para um consumo anual, tem-se o valor de 912 kW/h por ano, para o PVSyst© 6.4.3 este valor deve ser apresentado em megawatts, ou seja, o valor do consumo anual em megawatts será de 0,912 MW/h por ano. Este será o valor utilizado para o cálculo preliminar do sistema fotovoltaico em questão, juntamente com os valores de desvio azimutal de 10° e inclinação do telhado de 10°, conforme segue a Figura 31.

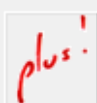
Array specification

Active area [m²]

Nominal Power [kW/p]


Annual yield [MWh/year]

Annual Yield MWh/yea

More details



Collector plane orientation

Tilt 10° Azimuth 10°



Yearly Meteo Yield

Transposition Factor FT	1.05
Loss by respect to optimum	-1.1%
Global on coll. plane	2094 kWh/m ²



Tilt [°]

Azimuth [°]

Figura 31: Parametrização da análise preliminar de um SFCR pelo PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

Após finalizar a entrada de dados o programa solicita, de uma forma genérica, que se classifique o tipo de módulo fotovoltaico que será utilizado, se são células monocristalinas ou policristalinas, se será fixada no telhado, o tipo de ventilação e se são células padrões do fabricante ou customizadas, liberando assim o campo de “Results” apresentado na Figura 30 desta subseção.

Na Figura 32, é apresentado os resultados calculados pelo PVSyst© 6.4.3 da análise preliminar do SFCR.

Input Data		Parameters		Results	
São Sebastião do Paraíso-MG Plane: tilt 10°, azimuth 10°		Annual Yield	0.9 MWh/yr	Area	3 m ²
		Module Cost	2.61 Real/Wp	Nominal power	0.5 kW
		Technology	Polycrystalline	Investment	4240 Real
				Energy cost	0.52 Real/kWh

	Gl. horiz. kWh/m ² .day	Coll. Plane kWh/m ² .day	System output kWh/day	System output kWh
Jan.	6.79	6.60	2.84	88
Feb.	6.03	6.06	2.60	73
Mar.	5.59	5.83	2.50	78
Apr.	5.76	6.32	2.71	81
May	4.57	5.22	2.24	70
June	3.63	4.20	1.81	54
July	3.51	4.01	1.72	53
Aug.	4.97	5.55	2.39	74
Sep.	5.69	6.06	2.60	78
Oct.	6.81	6.94	2.98	92
Nov.	6.12	6.01	2.58	78
Dec.	6.29	6.08	2.61	81
Year	5.48	5.74	2.47	900

Load Project	Save	Print	Cancel	OK
--------------	------	-------	--------	----

Figura 32: Resultados da análise preliminar do PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

Vale observar que na parte assinalada da Figura 32, tem-se o valor da potência nominal apresentada pelo programa, que é a mesma potência nominal calculada na Tabela 3 da subseção 3.2 com o valor de 0,5kW e que a área necessária seria de 3m², o que corresponderia a dois módulos fotovoltaicos, assim como calculado na mesma subseção citada. Os resultados apresentados pelo software, embora já seja levados em consideração a inclinação do telhado e o desvio azimutal, são similares aos resultados apresentados na análise preliminar de projeto feita na subseção 3.2, mesmo que esta seja apenas uma análise genérica e preliminar do projeto.

4.4 Project Design (Design do projeto)

Nesta subseção tem-se o design final do projeto, com os componentes que serão utilizados, dados das perdas dentro do projeto e o rendimento/eficiência do SFCR em questão. Diferente do design preliminar, nesta opção é utilizado todos os componentes cadastrados na seção 4.1 e não apenas os dados meteorológicos cadastrados. Dependendo da necessidade do usuário podem-se utilizar componentes e dados meteorológicos do próprio programa, assim como pode ser feito nas opções anteriores. Na Figura 33 é apresentada a interface inicial da opção “Project Design” do software, onde será dividido em itens, apresentados nesta introdução inicial, e subseções, apresentadas separadamente para melhor compreensão do projeto.

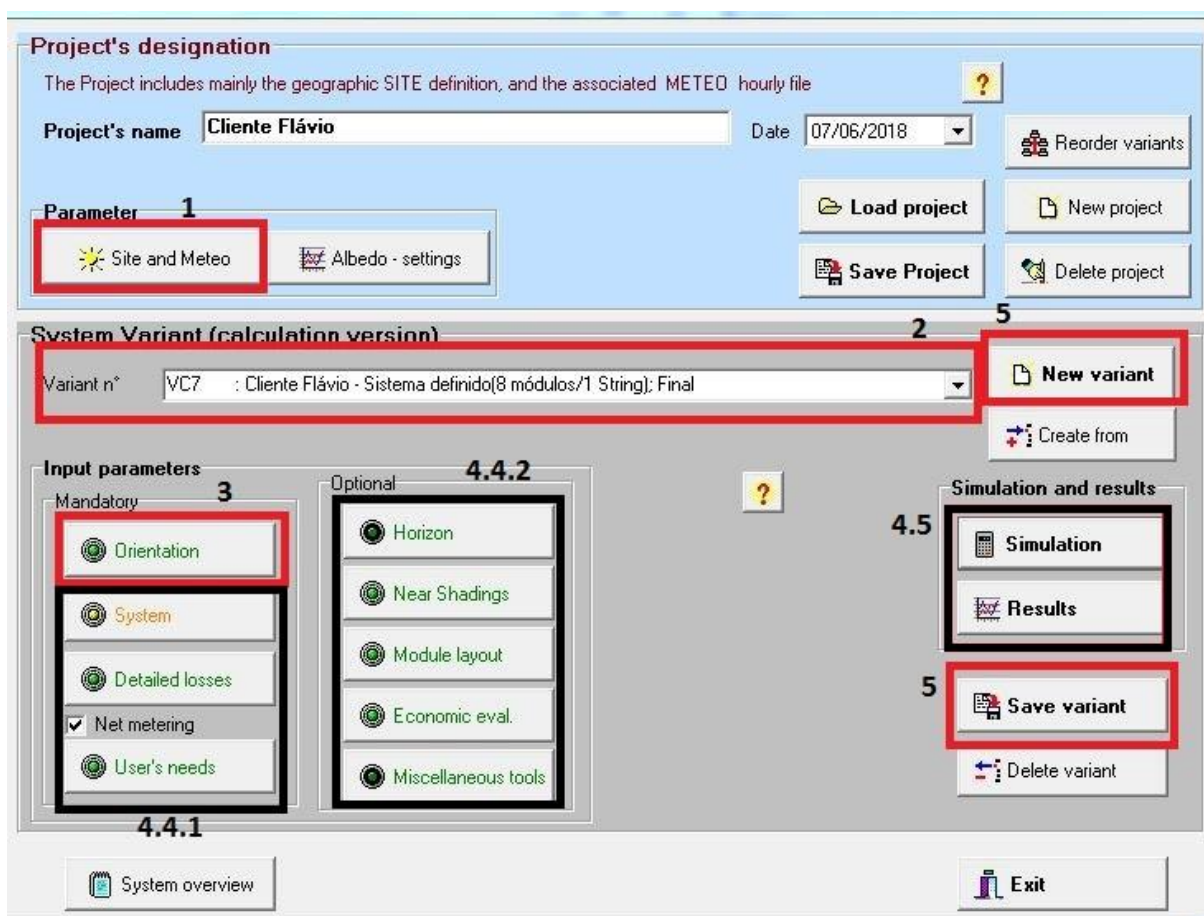


Figura 33: Interface da opção "Project design" do PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

As opções em vermelho são opções mais simples ou o preenchimento dos mesmos já foram apresentados na subseção 4.3, já os itens em preto são itens que apresentam uma complexidade maior para o projeto, tendo a necessidade de explicá-los separadamente. As opções em vermelho são,

1. “Site and Meteo”: São os dados meteorológicos que serão utilizados para o projeto, tendo o funcionamento igual ao item na subseção 4.3.
2. “Variant”: É a variante em que se encontra o projeto, neste caso está na VC7, esta opção é para que o usuário saiba identificar em qual etapa está o projeto, podendo assim salvar cada variante de acordo com o preenchimento dos dados.

3. “Orientation”: É a inclinação do telhado onde serão fixados os módulos fotovoltaicos e desvio azimutal que encontra o projeto, assim como apresentado na subseção 4.3.
4. “Simulation e Results”: É a simulação e os resultados depois do projeto completo, nos resultados também é gerado um relatório completo pelo próprio software de acordo com a necessidade do usuário.
5. “New variant e Save variant”: É a opção que é possível criar um passo a passo do projeto, conforme o usuário preenche os dados, é possível salva-los em variantes, para que o mesmo entenda cada passo que feito ou caso seja necessário alterar apenas um parâmetro será possível voltar na opção desejada sem perder o projeto completo.

4.4.1 Opções mandatórias

Nesta opção é possível adicionar o tipo dos componentes para o sistema na opção “System” e as perdas do sistema fotovoltaico na opção “Detailed losses”, de acordo com o banco de dados cadastrado na subseção 4.1 e as informações do *datasheet* do fabricante. Na opção “User’s needs” é adicionado às necessidades energéticas do usuário para que o SFCR possa suprir o consumo mensal ou anual da unidade consumidora. Na Figura 34 observa-se a tela “Users’s needs” onde é possível inserir os valores do consumo mensal da planta em questão e assim dimensionar o sistema de acordo com as necessidades do usuário, porém, para fins deste estudo, é feito uma análise do rendimento energético total, levando em consideração não só suprir a necessidade energética, mas sim o potencial energético total.

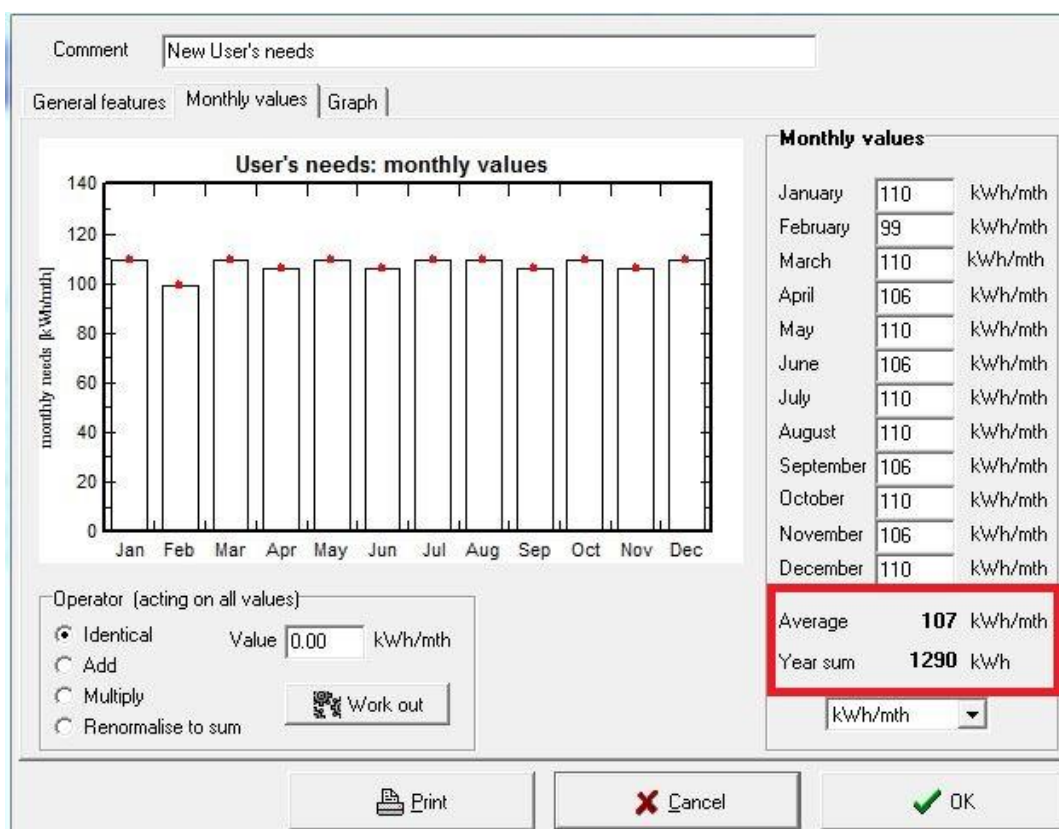


Figura 34: Interface da opção "User's needs" do software PVSyst 6.4.3.

Após inserir os valores da necessidade energética da unidade consumidora, baseados nos valores apresentados na fatura energética do usuário, o software gera qual será a média de geração necessária mensal e anual suprir esta necessidade. A partir destes dados é possível dimensionar o sistema com maior exatidão, para que supra apenas a necessidade energética encontrada. Na Figura 35 é apresentado o dimensionamento do sistema com os componentes selecionados pelo usuário, neste caso é feito o mesmo dimensionamento da subseção 3.4.11 para fins comparativos, com oito módulos fotovoltaicos do modelo MEMC SILVANTES 245W MODULE do fabricante SunEdison®, ao qual apresenta as mesmas características do modelo MEMC SILVANTES 250W MODULE do fabricante SunEdison®, alterando apenas as características elétricas do módulo, ao qual consta no datasheet que se encontra no ANEXO 1 - Datasheet MEMC SILVANTES 250W MODULE, e um inversor FRONIUS GALVO 2.0-1 ao qual o datasheet se encontra no ANEXO 2 – Datasheet FRONIUS GALVO 2.0-1.

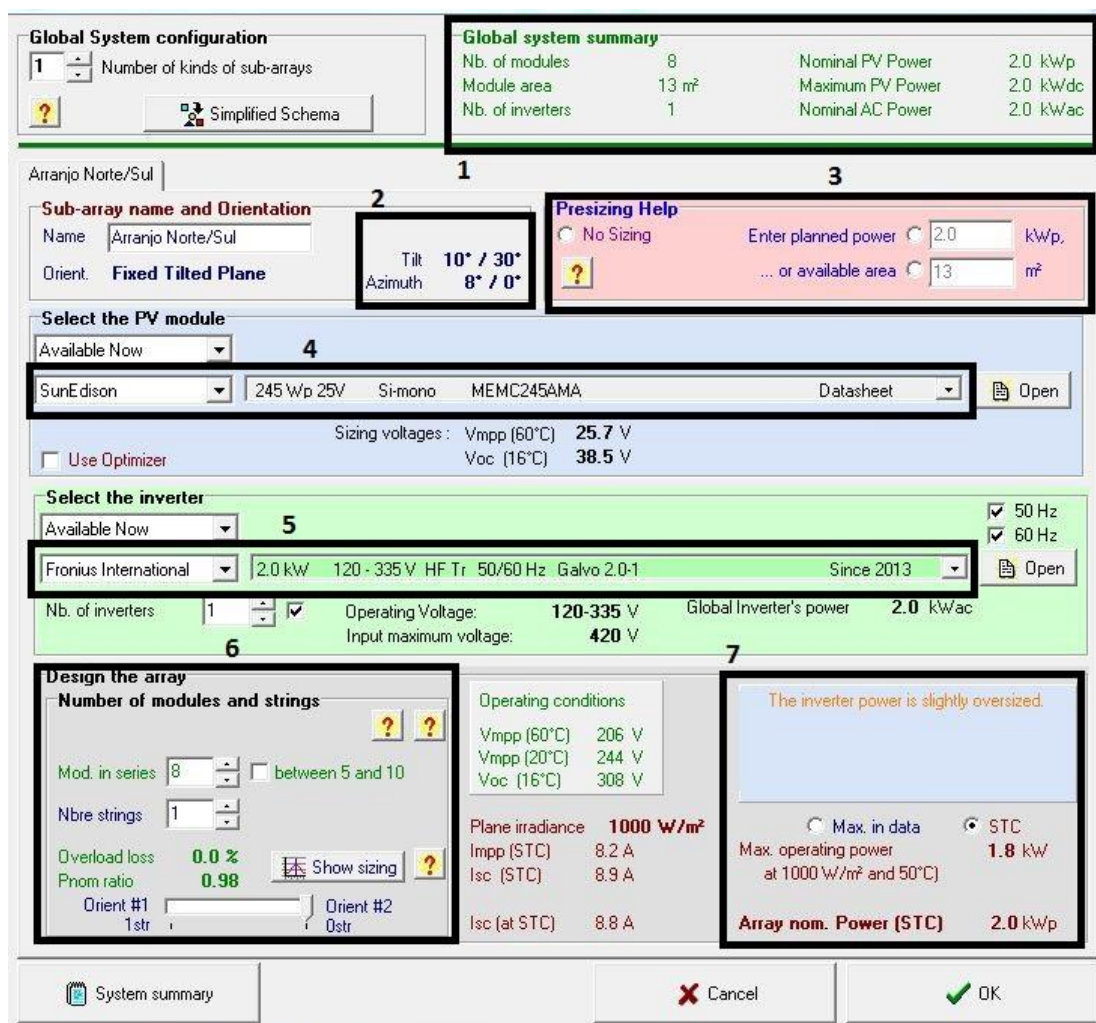


Figura 35: Interface "System" do software PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

Cada item assinalado na Figura 35 representa informações necessárias para o dimensionamento do SFCR, sendo estes,

1. Um resumo do sistema fotovoltaico em questão, apresentando o número de módulos fotovoltaicos, a área que os módulos irão ocupar e a potência pico dos inversores.
2. A inclinação e o desvio azimutal inseridos na opção “Orientation” como apresentado na subseção 4.3.
3. A opção de inserir a potência pico do inversor de frequência interativo e a área do sistema fixado no telhado da unidade consumidora
4. A opção onde é selecionado o modelo dos módulos fotovoltaicos que serão utilizados no projeto
5. A opção onde é selecionado o inversor de frequência interativo que será utilizado no projeto
6. A opção onde é inserido o número de módulos fotovoltaicos que serão utilizados no projeto assim como o número de inversores, nesta opção o software auxilia como seria o melhor arranjo para o número de módulos e inversores que o usuário irá utilizar e o desempenho do sistema com os dados inseridos, neste caso seria de rendimento de 98% ($P_{nom} \text{ ratio} = 0,98$)
7. Nesta ultima opção o software informa se o sistema está dimensionado corretamente de acordo com a área inserida, nota-se que o sistema deste trabalho está subdimensionado, utilizando apenas 1,8kW sendo que o inversor de frequência interativo tem potência nominal de 2,0kW, porém para fins comparativos deste estudo é feito a mesma análise apresentada na subseção 3.4.11 com o valor de oito módulos fotovoltaicos. Neste caso mesmo com o sistema subdimensionado os valores ainda são aceitáveis, para as condições dos componentes em questão, caso haja uma divergência muito grande dos valores inseridos pelo o usuário o software não libera o usuário para inserir novas informações até que o sistema seja redimensionado de maneira correta.

O sistema também acusa, no item 6, que a melhor disposição para o sistema seria oito módulos fotovoltaicos colocados em série de acordo com a área disponível em apenas uma Água, no caso a Água Norte que apresenta maior incidência solar.

Na parte de “Detailed losses” é apresentado às perdas pelo sistema inseridas pelo usuário, apenas a perda por temperatura é calculada através de um modelo matemático sintetizado pela função apresentada na subseção 4.1.2. Na Figura 36 são assinalados itens para todas as perdas apresentadas pelo software.

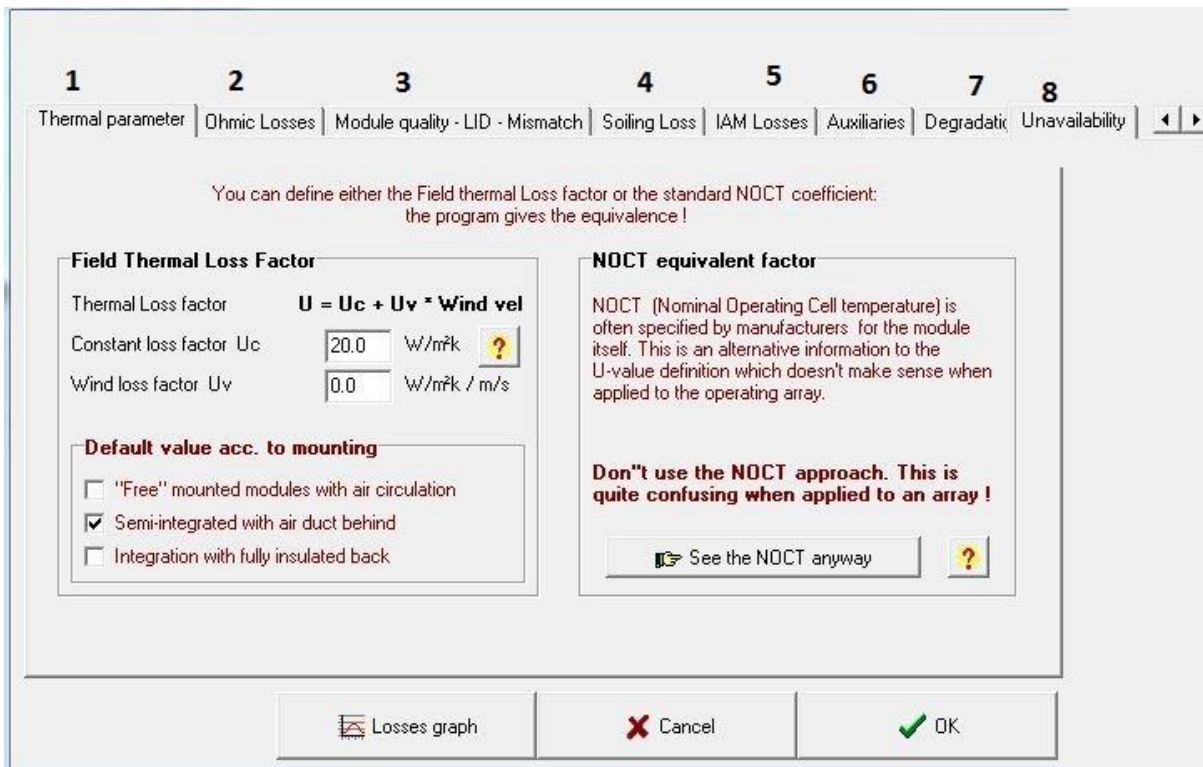


Figura 36: Interface da opção "Detailed losses" do software PVSyst 6.4.3.

Fonte: PVSyst©

Cada item corresponde a um tipo de perda do SFCR solicitado pelo PVSyst 6.4.3, quando a perda não é discriminada o software considera que não há perdas daquele tipo, sendo cada perda,

1. “Thermal parameter”: É a perda por fatores térmicos de acordo com a fixação utilizada no telhado e perda por ventos fortes, no caso é utilizada uma fixação semi integrada com espaço para ventilação e não há perda por vento.
2. “Ohmic Losses”: É a perda por resistência ôhmica no sistema, ou seja, é a perda por cabeamento CA/CC e vice-versa. Nesta opção coloca-se a bitola do cabo e o comprimento de cabo utilizado no sistema.
3. “Module quality –LID-Mismatch”: É a perda que o módulo apresenta, neste caso é utilizado um valor padrão do PVSyst que já é calculado pelo software de acordo com o módulo escolhido para o projeto, a perda por LID é a perda por degradação das células mono ou policristalinas dos módulos e perda por mismatch é a perda por incompatibilidade, considerada um valor de 2,5% de acordo com a configuração do módulo selecionado.

4. “Soiling Loss”: É a perda por falta de limpeza dos módulos fotovoltaicos, neste caso é considerado 2% para cada mês exceto três meses no ano em que a limpeza dos módulos será realizada.
5. “IAM Losses”: É a perda por modificação do ângulo de incidência dos módulos, não considerada neste estudo, pois não há variação do ângulo de incidência dos módulos.
6. “Auxiliares”: É a perda auxiliar caso o sistema continue ligado quando não estiver gerando energia, não considerada neste estudo, pois é considerado que o sistema não estará ligado quando não estiver gerando energia.
7. “Degradation”: É a perda por depreciação do SFCR considerada 1% no primeiro ano e 0,2% nos anos seguintes, esta perda é utilizada apenas para o cálculo do retorno financeiro.
8. “Unavailability”: É a perda por indisponibilidade do sistema onde é considerado que o sistema ficará sem funcionar durante algum tempo, neste caso é considerado a perda por indisponibilidade de 24 horas durante o ano inteiro, sendo três paradas de oito horas para a limpeza e manutenção do sistema, assim como considerado no item 4.

Ao terminar de inserir os dados mandatórios que o software exige já é possível realizar a simulação do sistema e gerar os resultados do SFCR, as outras opções são opcionais e de acordo com a necessidade do usuário.

4.4.2 Opções opcionais

Nesta opção é possível adicionar detalhes específicos ao projeto de SFCR, como o desenho da unidade consumidora e possíveis objetos que irão gerar sombra no local onde serão instalados os módulos fotovoltaicos, conforme apresentado na Figura 37 mostrando a interface da opção “Near Shadings”, onde os módulos estão representados de azul.

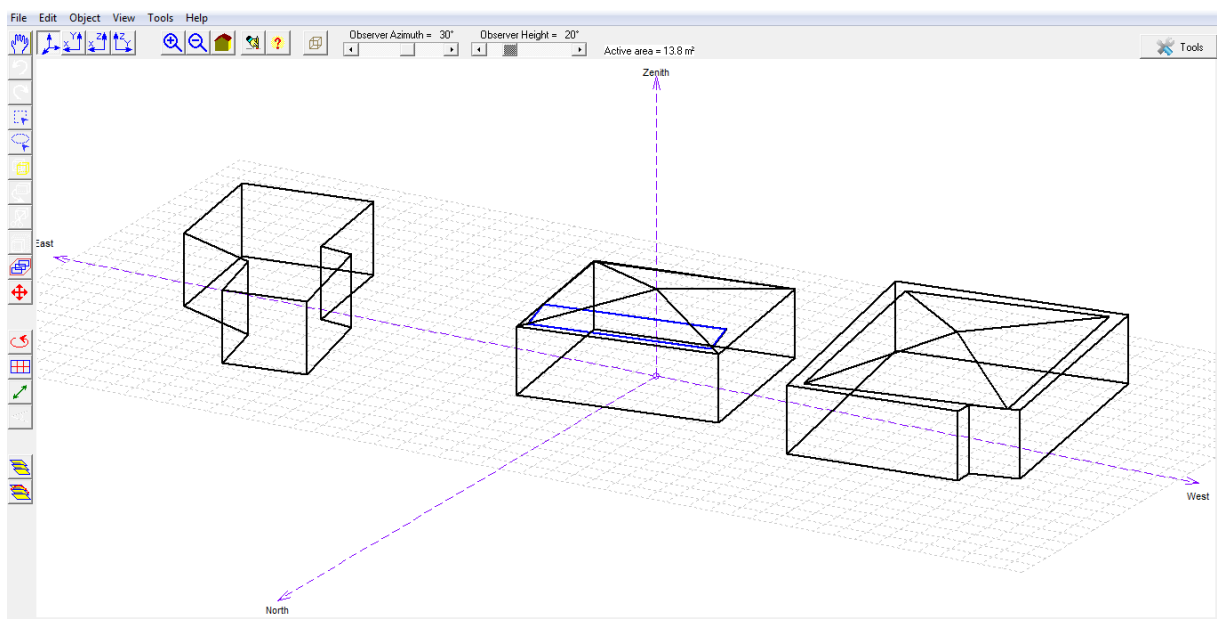


Figura 37: Interface da opção "Near Shadings" do PVSystem 6.4.3.

Fonte:PVSystem©

Além desta opção também existe as opções seguinte opções:

- “Horizon”: É a opção que irá gerar um gráfico mostrando em quais horários do dia, durante o ano, o SFCR não estará recebendo sol. Caso o usuário opte por não utilizar a opção “Near Shadings” o software irá considerar que não há objetos bloqueando o Sol, com o desenho implementado é possível aperfeiçoar este gráfico.
- “Module Layout”: É a opção onde é possível montar a disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado de acordo com as características elétricas e mecânicas dos módulos, porem neste caso é utilizado o modelo sugerido pelo software sendo oito módulos dispostos em série.
- “Economic Eval.”: É a opção onde é colocado os valores monetários de todo o projeto, incluindo os módulos, inversores de frequência interativo, mão de obra e dimensionamento do projeto. Nesta opção também é gerado um balanço financeiro e um balanço da redução da emissão de carbono.
- “Miscellaneous Tools”: É a opção de ferramentas diversas como limitar a potência de saída do inversor de acordo com a necessidade do usuário, esta opção não é aplicada neste estudo.

4.5 Simulation & Results

Ao final da inserção de todos os dados é feito a simulação dos resultados, a opção de simulação é apenas para que rode o software e geram os resultados, caso se clique nos resultados diretamente será gerado o ultimo resultado simulado pelo usuário. Um *bug* apresentado pelo programa, é que só é possível inserir as datas de 01/01/1990 a 31/12/1990, o que não será relevante para os resultados apresentados, visto que só é necessária a geração energética do sistema mensalmente/anualmente, independente de qual ano/data que será feito esta geração. Na Figura 38 é apresentada a interface os principais resultados do programa na opção “Results”.

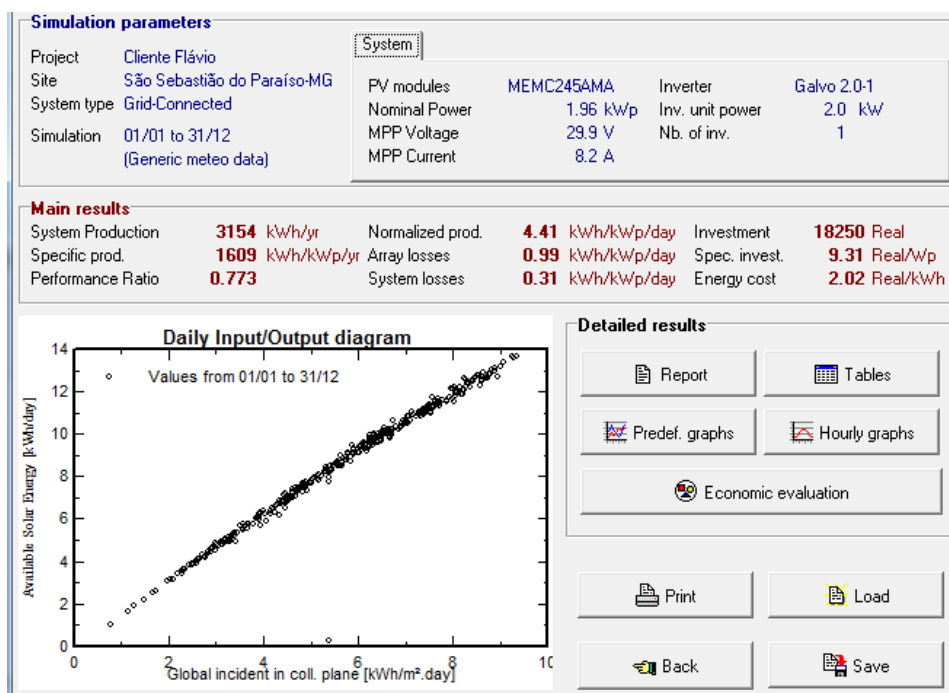


Figura 38: Interface da opção "Results" do software PVSyst 6.4.3.

Na área “Main Results” é apresentado os dados da produção energética total do sistema em questão tendo como desempenho global de 3154 kW/ano ou 3,15MW/ano e o fator de desempenho do sistema é de 0,773 ou 77%. Também é feito um relatório pelo próprio sistema que é apresentado no ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3.

5 Considerações Finais

Ao final deste estudo é possível observar que os resultados correspondentes ao estudo teórico prático da seção 3 são semelhantes aos resultados apresentados pelo software de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos PVSyst 6.4.3 apresentados na seção 4. Sendo o primeiro resultado o valor de desempenho global de 2777 kW/ano e fator de desempenho global de 0,716, já na análise do software tem-se o valor de desempenho global de 3154kW/ano e o fator de desempenho global de 0,773. O software apresenta o projeto com um valor de fator de desempenho global 6% maior, este fato pode ser dado devido ao modelo matemático aplicado pelo software para sintetizar os dados de temperaturas apresentadas pelo usuário, sendo que no cálculo teórico prático é feito com a opção menos otimista possível, utilizando as médias máximas de temperaturas. Mesmo que se aumente o fator de desempenho global o valor de 6%, devido à perda por temperatura dos dados sintetizados pelo software, nos resultados apresentados na seção 3, que possui o valor de 2777 kW/ano, o valor obtido ainda é menor que o cálculo pelo software, tendo a grandeza de 2943 kW/ano, este fato pode ser dado pela sugestão do software de utilizar apenas a Água Norte do telhado em questão. Caso se calcule o SFCR apenas utilizando os valores desta Água do telhado e aumenta os 6% da perda por temperatura é chegado ao valor de 3080 kW/ano, tendo apenas 2,3% de diferença para o valor apresentado pelo software, assim o software de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos apresenta uma acurácia de 97,7% em relação ao cálculo teórico prático apresentado neste estudo.

6 Trabalhos Futuros

Para trabalhos futuros seria de grande interesse para a área de estudo de energias renováveis e sistemas fotovoltaicos conectados à rede uma análise prática, com montagem de um sistema fotovoltaico, verificando a precisão do programa em uma montagem no caso real. Realizando medições do sistema energético durante uma certa quantidade de meses e verificando o nível de precisão do sistema em relação aos resultados apresentados do software, criando assim uma linha de tendência com desvio padrão da geração de energia. Também seria ótimo realizar testes para a medição da geração energética de um SFCR de uma certa localizada para obtendo os melhores meses para a geração energética e se desta forma calcular a compensação necessária do sistema para meses em que há pouca incidência solar.

7 Bibliografia

CHIGUERU, T. **Atlas Solarimétrico do Brasil: banco de dados solarimétricos** . Recife: Ed. Universitária da UFPE, 2000. 111p.

ALMEIDA, M. P. **Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**.. 2012

Disponível em:

<http://www.iee.usp.br/lfs/sites/default/files/Mestrado_Marcelo_Pinho_Almeida.pdf >

Acesso em: 8 mai. 2018

ALVES, A.F. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA 2379EE2**.. 2016 Disponível em:

<http://www4.feb.unesp.br/dee/docentes/alceu/2379teo_arquivos/05%20Aula%20Energia%20Solar%20FV.pdf> Acesso em: 12 mar. 2018

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica** .. 2016 Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>

Acesso em: 3 jan. 2018

ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**.. 2012

Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf> > Acesso em: 3 jan. 2018

Blue Pacific Solar. Disponível em: <<https://www.bluepacificsolar.com/best-solar-panels.html>> Acesso em: 20 jun. 2018

CAIRES, S.M.P. ESTUDO SOBRE POSICIONAMENTO DE PLACAS FOVOLTAICAS .. 2014 Disponível em:

<https://semanaacademica.org.br/system/files/artigos/tcc_suzane_caires.pdf> Acesso em: 18 jan. 2018

Fronius. Disponível em: <https://www3.fronius.com/cps/rde/xbcr/SID-46B3E068-AF788174/fronius_usa/Fronius_IG_Plus_V_OM_227250_snapshot.pdf> Acesso em: 20 jun. 2018

FUSANO, R. H. Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR.. 2013. Disponível em:

<<http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/handle/1/997>> Acesso em: 8 mai. 2018

Google Maps. Disponível em:

<<https://www.google.com.br/maps/place/Tv.+Santo+Ant%C3%B4nio,+54+-+Independ%C3%Aancia,+S%C3%A3o+Sebasti%C3%A3o+do+Para%C3%ADso+-+MG,+37950-000/@-20.9225633,-46.9894622,17z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x94b7177bd020ede1:0x37226ba54fc110c2!8m2!3d-20.9225633!4d-46.9872735>> Acesso em: 20 jun. 2018

PINHO e GALDINO, J. T. e M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB.. 2014 Disponível em: <<https://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaicos-2014.pdf>> Acesso em: 1 mar. 2018

RADIASOL 2. Disponível em: <<http://www.solar.ufrgs.br/#radiasol> > Acesso em: 12 mar. 2018

SWERA. Banco de dados do SWERA... 2018 Disponível em:

<<https://maps.nrel.gov/swera/#/?aL=0&bL=groad&cE=0&IR=0&mC=40.21244%2C-91.625976&zL=4>> Acesso em: 4 jan. 2018

URBANETZ e RUTHER, J. e R. Qualidade de energia elétrica e o funcionamento de inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.. 2011 Disponível em:

<<http://labens.ct.utfpr.edu.br/wp-content/uploads/2016/06/URBANETZ-e-RUTHER-RBENS-2011.pdf>> Acesso em: 11 jan. 2018

ZAFALON, J. GRAU DE PROTEÇÃO IP .. 2018 Disponível em:

<http://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/Arquitetural/artigos/grau_de_protecao_ip.pdf> Acesso em: 19 mar. 2018

ANEXOS

ANEXO 1 – Datasheet MEMC SILVANTES 250W MODULE Página 1





MEMC SILVANTIS 250W MODULE

MEMC is a recognized authority on silicon technology and manufacturing processes developed through more than 50 years of experience. With our vertically-integrated business model, MEMC delivers best-in-class solar modules by continuously leveraging new technology and manufacturing techniques that maximize efficiency, minimize cost, and extend product lifetime. Our solar module factory is ISO 14001 certified, and our products undergo rigorous inspection to ensure the highest possible quality.

MEMC Silvantis solar module family continues our tradition of excellence by delivering the highest levels of performance and with over 40 locations worldwide, MEMC is dedicated to providing local, responsive customer service.



HIGH EFFICIENCY
MEMC modules are designed to the highest industry standards of efficiency.



QUALITY
Manufactured in highly automated, state-of-the-art facilities certified to ISO9001 and ISO14001.



MONO-CRYSTALLINE DESIGN
Mono-crystalline wafers provide high efficiency and consistent high quality.

KEY FEATURES

- Mono-crystalline cells for higher conversion efficiency
- Tempered high transmission glass for ruggedness
- Positive power tolerance provide increased power output
- Withstands loads up to 5400 Pa as tested to IEC standards
- Anodized non-coming aluminum frame for ruggedness and aesthetic appeal (Black and Silver options available)
- Modules with a range of power output available
- Comes with linear warranty

MODULE FAMILY
MEMC-M240AMA, MEMC-M245AMA,
MEMC-M250AMA, MEMC-M255AMA

QUALITY & SAFETY

- IEC61215 certified by TÜV SÜD to ensure long-term operation in a variety of climates (pending)
- IEC61730 certified by TÜV SÜD to ensure electrical safety (pending)
- MCS certified by BABT for the UK (pending)
- Stringent outgoing quality acceptance criteria benchmarked to industry standards
- UL1703 listed by CSA for Canada and US
- Test to conform to UL1703 and CE standards

WARRANTY INFORMATION

- 10-year limited warranty for materials and workmanship
- 25-year linear power warranty with coverage for power loss greater than 3.5% in the first year and 0.7% degradation per year thereafter
- Backed by MEMC

For more information about MEMC, please visit www.memc.com.






250W SOLAR MODULE

250W SOLAR MODULE DIMENSIONS mm[inch]

Module Dimensions

A – 990 [39.0]
 B – 1,658 [65.3]
 C – 50 [2.0]
 D – 40 [1.6]

Mounting Hole Spacing

E – 940 [37.0]
 F – 1,608 [63.3]
 G – 994 [39.1]
 H – 594 [23.4]

Cable Length

L – 1,000 [39.4]

FRAME WEAP
HOLES COVERING
ALL SIDES

SECTION A-A
FRAME PROFILE

SECTION B-B
MOUNTING HOLE

PHYSICAL PARAMETERS*

Module Dimensions (mm)	1,658 x 990 x 50
Module Weight (kg)	19.0
Cell Type	Mono-crystalline
Number of Cells	60
Frame Material	Anodized Aluminium
Glass (mm)	3.2 Tempered Glass

TEMPERATURE COEFFICIENTS AND PARAMETERS*

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) (°C)	46±2
Temperature Coefficient of P _{max} (%/°C)	-0.49
Temperature Coefficient of V _{oc} (%/°C)	-0.35
Temperature Coefficient of I _{sc} (%/°C)	+0.040
Operating Temperature (°C)	-40 to +85
Maximum System Voltage (V)	600 (UL) & 1000 (IEC)
Limiting Reverse Current (A)	8.40
Maximum Series Fuse Rating (A)	15
Power Range (W)	0-15

Temperature coefficients may vary by ±10%

ELECTRICAL CHARACTERISTICS*

Model #	MEMC-MONAMA	MEMC-MONAMA	MEMC-MONAMA	MEMC-MONAMA
Rated Maximum Power P _{max} (W)	240	245	250	255
Open-Circuit Voltage V _{oc} (V)	37.4	37.5	37.6	37.8
Short Circuit Current I _{sc} (A)	8.70	8.80	8.90	9.00
Module Efficiency (%)	14.6	14.9	15.2	15.5
Maximum Power Point Voltage V _{mp} (V)	29.5	29.7	29.9	30.0
Maximum Power Point Current I _{mp} (A)	8.15	8.25	8.36	8.50

All electrical data at STC: 1000W/m², AM 1.5, 25°C
 Electrical characteristics may vary by ±1% and power by ±1%²/W
 * Listed specifications are subject to change without prior notice.

IV CURVES AT MULTIPLE IRRADIANCES (25°C)

IV CURVES AT MULTIPLE TEMPERATURES (1000 W/m²)

www.BluePacificSolar.com

© 2012 MEMC Electronic Materials Inc. All rights reserved. MEMC, SunEdison, the MEMC logo, the SunEdison Logo and the Joint MEMC SunEdison logo are registered trademarks or trademarks of MEMC Electronic Materials, Inc. and/or its affiliates in the United States and certain other countries. All other trademarks mentioned in this document are the property of their respective owners. The use of the word partner does not imply a partnership relationship between MEMC Electronic Materials Inc. and any other company.

250W AKA data sheet_03 2012_04ack frame

ANEXO 2 – Datasheet FRONIUS GALVO 2.0-1 Página 1

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS GALVO

/ Power generation that lasts.



/ DC bus replacement



/ SnapInverter Mounting system



/ Wi-Fi* on board



/ AFCI & NEC 2014 ready



/ Smart Grid ready



/ The Fronius Galvo is the first Wi-Fi* enabled, super lightweight residential inverter that disrupts the residential solar market by providing a list of features never before seen in the solar industry. With the revolutionary Fronius SnapInverter hinge mounting system, which allows for a single person installation in record time, it is no wonder that installers are demanding the Fronius Galvo more than any other string inverter currently available. The Fronius Galvo provides an extra wide voltage window allowing for utmost flexibility in string design.

/ System owners are amazed by the attractive new low-profile design, integrated Wi-Fi* with included Fronius Solarweb monitoring portal and Fronius smart phone app, the touch sensitive display, and quiet high-performance. The new Fronius Galvo creates convenience and sets the industry standard in installation, service and overall ownership.

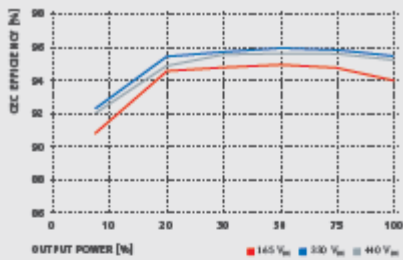
TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

INPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Recommended PV Power (kWp)	1.3 - 2.4	1.6 - 3.2	2.0 - 3.8	2.5 - 4.5
Max. cable input current	246 V 13.4 A	17.0 A	16.1 A	18.2 A
Max. array short circuit current	23.1 A	17.0 A	16.1 A	18.2 A
Nominal input voltage	240 V			230 V
Operating voltage range		120 V - 428 V		165 V - 550 V
DC startup voltage		140 V		185 V
MPP Voltage Range		120 V - 305 V		165 V - 440 V
Max. Input Voltage		428 V		550 V
Admissible conductor size (DC)		AWG 14 to AWG 6 - CU / AWG 6 - AL - solid		
Number of MPP		1		
OUTPUT DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Nominal output power	200V 1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,100 VA
Max. output power	200V 1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,100 VA
Max. output power	240V 1,500 VA	2,000 VA	2,500 VA	3,100 VA
Output Configuration			230/240 V	
Frequency range (adjustable)	45-65 Hz	45-65 Hz	45-65 Hz	45-65 Hz
Nominal operating frequency	60 Hz	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Admissible conductor size (AC)		AWG 14 to AWG 6 - CU / AWG 6 - AL - solid		
Total harmonic distortion		≤ 5%		
Power factor range		0.95-1 Ind./cap		
Max. continuous output current 200 V	7.2 A	8.1 A	12.0 A	14.1 A
Max. continuous output current 240 V	6.3 A	8.1 A	10.4 A	12.9 A
OCPD/AC breaker size	18.0 A	15.0 A	15.0 A	20.0 A
Max. efficiency	95.8%	95.8%	96.0%	96.0%
CEC efficiency 200 V	94.9%	94.9%	95.0%	95.0%
CEC efficiency 240 V	94.5%	94.5%	95.0%	95.5%

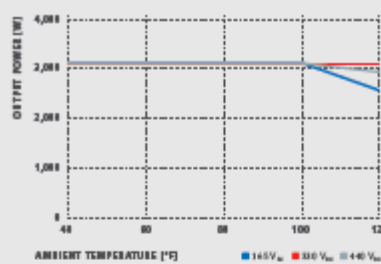
*The term Wi-Fi® is a registered trademark of the Wi-Fi Alliance.

ANEXO 2 – Datasheet FRONIUS GALVO 2.0-1 Página 2

FRONIUS GALVO 3.1-1 CEC EFFICIENCY CURVE



FRONIUS GALVO 3.1-1 TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA FRONIUS GALVO

GENERAL DATA	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
Dimensions (height x width x depth)		24.7 x 16.9 x 8.1 in.		
Weight		36.05 lbs.		36.93 lbs.
Protection Class		NEMA 4X		
Height from counter-top		< 5 W		
Inverter topology		Hf transistors		
Cooling		Variable speed fan		
Ambient operating temperature range		-45 ~ 122°F (-45 ~ 50°C)		
Inherent relative humidity		0 to 100% (non-condensing)		
Elevation		11483 ft (3500m) with a max. input voltage of 430 V DC		
Certifications and compliance with standards	UL 1741-2010, UL1990 (for functions: APFC, GFD and Isolation monitoring), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, IEC Part 15. A.B.B, NEC Article 690, C22.2 No. 107.1-01 (September 2001), UL1699B June 2-2013, CSA TEL M-07 June 1-2013			
DC connection terminals	3x DC+ and 3x DC- screw terminals for solid copper or aluminum and stranded/twisted stranded copper			
PROTECTION DEVICES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
DC reverse polarity protection	Yes			
Anti-islanding	Internal, in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC			
Over temperature protection	Output power derating/ Active cooling			
APFC	General APFC Type 1 (Active Power Factor Correction) in accordance with UL 1699B Issue 2-2003 and CSA TEL M-07 Issue 1-2003			
Rapid shutdown compliant	Yes (according to NEC 2014)			
Ground fault protection with isolation monitoring	Integrated GFD (Ground Fault Detector)/Isoscripter in accordance with UL 1741-2010 and NEC 2014 (negative grounding)			
DC disconnect	Included			
Overvoltage protection	Operating point shift, power limitation			
DC operation modes	Degradable/step, grounding in accordance with NEC 2014. Positive grounding in accordance with NEC 2011			
INTERFACES	GALVO 1.5-1	GALVO 2.0-1	GALVO 2.5-1	GALVO 3.1-1
USB (A socket)	Data logging and inverter update possible via USB			
2x RS485 (RJ45 socket)	Fronius Solar Net			
WiFi/Bluetooth LAN	Wireless standard 802.11 b/g/n/Fronius Solar.net, Scanpye Modbus TCP, S0M			
Data logger and webserver	Included			
Serial RS485	Scanpye Modbus RTU			
4 inputs and 4 digital I/Os	Load management, signaling, watchdog/reset I/O			

/ 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 3,700 employees worldwide, we shift the limits of what's possible – our record of over 800 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



Fronius USA LLC
6797 Fronius Drive
Portage, IN 46366
USA
pe-napperi-usa@fronius.com
www.fronius-usa.com

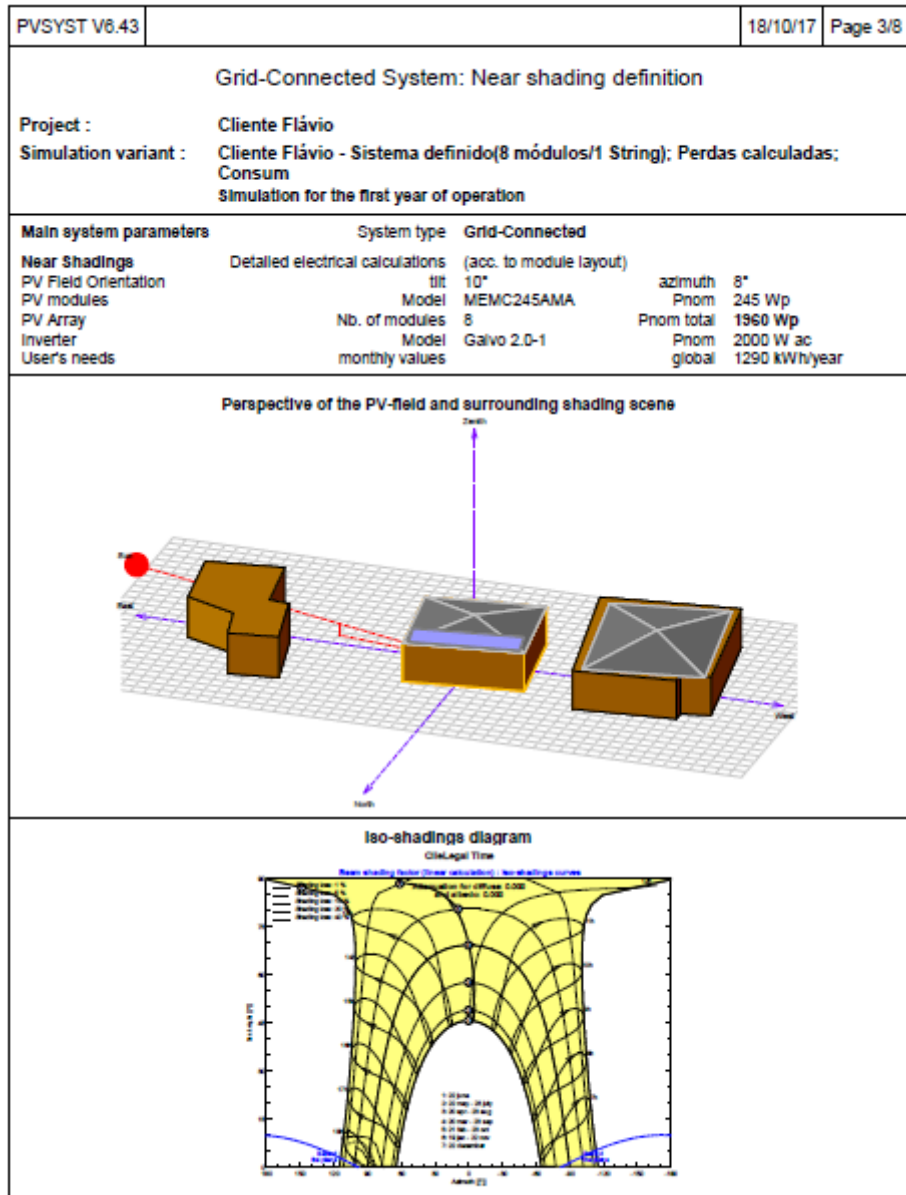
ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 1

PVSYST V6.43			18/10/17	Page 1/8								
Grid-Connected System: Simulation parameters												
Project :	Cliente Flávio											
Geographical Site	São Sebastião do Paraíso-MG	Country	Brazil									
Situation	Latitude	20.9°S	Longitude	47.0°W								
Time defined as	Legal Time	Time zone UT-3	Altitude	982 m								
	Albedo	0.20										
Meteo data:	São Sebastião do Paraíso-MG	SWERA(manual) - Synthetic										
Simulation variant :	Cliente Flávio - Sistema definido(8 módulos/1 String); Perdas calculadas; Consum											
	Simulation date	18/10/17 22h36										
	Simulation for the	first year of operation										
Simulation parameters												
Collector Plane Orientation	Tilt	10°	Azimuth	8°								
Models used	Transposition	Perez	Diffuse	Perez, Meteorom								
Horizon	Free Horizon											
Near Shadings	Detailed electrical calculations (acc. to module layout)											
PV Array Characteristics												
PV module	Si-mono	Model	MEMC245AMA									
<small>Custom parameters definition</small>	Manufacturer	SunEdison										
Number of PV modules	In series	8 modules	In parallel	1 strings								
Total number of PV modules	Nb. modules	8	Unit Nom. Power	245 Wp								
Array global power	Nominal (STC)	1960 Wp	At operating cond.	1756 Wp (50°C)								
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	215 V	I mpp	8.2 A								
Total area	Module area	13.1 m²	Cell area	10.8 m²								
Inverter												
<small>Original PVSyst database</small>	Model	Galvo 2.0-1										
Characteristics	Manufacturer	Fronius International										
	Operating Voltage	120-335 V	Unit Nom. Power	2.00 kWac								
Inverter pack	Nb. of Inverters	1 units	Total Power	2.0 kWac								
PV Array loss factors												
Array Soiling Losses												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
	0.0%	2.0%	2.0%	2.0%	0.0%	2.0%	2.0%	2.0%	0.0%	2.0%	2.0%	2.0%
Thermal Loss factor	Uc (const)		20.0 W/m²K		Uv (wind)		0.0 W/m²K / m/s					
Wiring Ohmic Loss	Global array res.		28 mOhm		Loss Fraction		0.1 % at STC					
LID - Light Induced Degradation	Loss Fraction		2.5 %									
Module Quality Loss	Loss Fraction		-1.3 %									
Module Mismatch Losses	Loss Fraction		1.0 % at MPP									
Module average degradation	Year no		1		Loss factor		0.4 %/year					
Mismatch due to degradation	Imp dispersion RMS		0.4 %/year		Voc dispersion RMS		0.4 %/year					
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =		1 - bo (1/cos i - 1)		bo Param.		0.05					
System loss factors												
Wiring Ohmic Loss	Wires: 2x6.0 mm²		10 m		Loss Fraction		0.2 % at STC					
Unavailability of the system	1.1 days, 1 periods				Time fraction		0.3 %					

ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 2

PVSYST V6.43		18/10/17	Page 2/8										
Grid-Connected System: Simulation parameters (continued)													
User's needs :													
monthly values													
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
110	98.9	110	106	110	106	110	110	106	110	106	110	1290	kWh/mth
Auxillaries loss				Constant (fans) 8 W				... from Poper thresh.				0.0 kW	

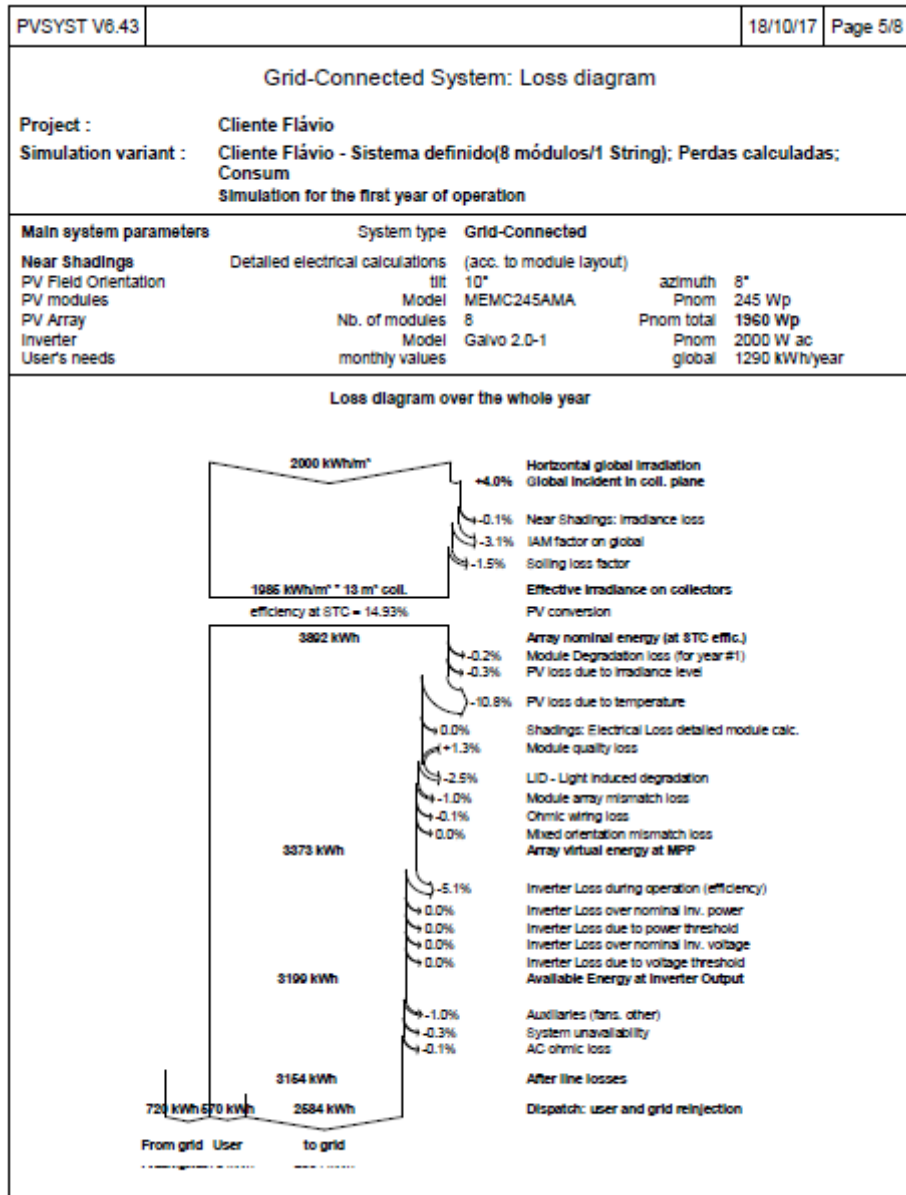
ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 3



ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 4

PVSYST V6.43	18/10/17	Page 4/8					
Grid-Connected System: Main results							
Project : Cliente Flávio Simulation variant : Cliente Flávio - Sistema definido(8 módulos/1 String); Perdas calculadas; Consum Simulation for the first year of operation							
Main system parameters							
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)					
PV Field Orientation	tilt	azimuth					
PV modules	Model	Pnom					
PV Array	Nb. of modules	Pnom total					
Inverter	Model	Pnom					
User's needs	monthly values	global					
		1290 kWh/year					
Main simulation results							
System Production	Produced Energy	3154 kWh/year					
	Performance Ratio PR	77.3 %					
		Specific prod. 1609 kWh/kWp/year					
		Solar Fraction SF 44.2 %					
Investment	Global Incl. taxes	18250 Real					
Yearly cost	Annuitie (Loan 1.5%, 3 years)	6267 Real/yr					
Energy cost		11.2 Real/kWh					
		Specific 9.31 Real/Wp					
		Running Costs 91 Real/yr					
<div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 1960 Wp</p> </div> <div style="width: 45%;"> <p style="text-align: center;">Performance Ratio PR</p> </div> </div>							
Cliente Flávio - Sistema definido(8 módulos/1 String); Perdas calculadas; Consum Balances and main results							
	Global irradiation	T Ambient	Global irradiation	Global PR	Energy	Energy	E_Grid
	kWh/m²	°C	kWh/m²	unitless	kWh	kWh	kWh
January	215.4	23.75	204.7	196.0	332.7	136.8	22.09
February	182.1	23.86	188.9	182.2	275.7	94.9	16.12
March	173.4	23.90	179.8	171.0	267.0	136.8	16.06
April	172.8	23.90	186.4	175.4	323.8	136.8	16.80
May	147.7	23.40	193.7	194.4	367.9	136.8	16.48
June	138.0	23.40	194.2	177.3	298.9	136.8	16.02
July	108.7	23.10	121.8	114.8	201.8	136.8	12.48
August	104.1	23.30	180.9	181.8	278.4	136.8	16.40
September	173.9	24.20	180.1	175.9	328.5	136.8	16.41
October	211.2	24.70	214.9	203.9	336.0	136.8	16.18
November	183.7	23.80	180.8	175.8	336.0	136.8	16.47
December	188.0	23.20	188.7	178.7	327.7	136.8	16.08
Year	200.1	23.68	204.9	194.9	3372.7	1280.7	16.04
Legend: Global: Horizontal global irradiation; T_Amb: Ambient Temperature; Global PR: Global irradiation; Energy: Effective energy at the output of the array; E_Grid: Energy used by the user (kWh); Global: Global irradiation; E_Load: Energy applied to the user; Global PR: Effective Global PR for 1kW and shading; E_Grid: Energy injected to grid							

ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 5



ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 6

PVSYSY V6.43		18/10/17		Page 6/8	
Grid-Connected System: Economic evaluation					
Project :		Cliente Flávio			
Simulation variant :		Cliente Flávio - Sistema definido(8 módulos/1 String); Perdas calculadas; Consum			
Simulation for the first year of operation					
Main system parameters		System type Grid-Connected			
Near Shadings		Detailed electrical calculations (acc. to module layout)			
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth	8°	
PV modules	Model	MEMC245AMA	Pnom	245 Wp	
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total	1960 Wp	
Inverter	Model	Galvo 2.0-1	Pnom	2000 W ac	
User's needs	monthly values		global	1290 kWh/year	
Investment					
PV modules (Pnom = 245 Wp)	8 units	1000 Real / unit	8000 Real		
Supports / integration		94 Real / module	750 Real		
Inverter (Pnom = 2.0 kW ac)	1 units	5000 Real / unit	5000 Real		
Settings, wiring, ...			1500 Real		
Engenharia/Projeto			2000 Real		
Insumos elétricos			1000 Real		
Substitution underworth			0 Real		
Gross Investment (without taxes)			18250 Real		
Financing					
Gross Investment (without taxes)			18250 Real		
Taxes on Investment (VAT)	Rate 0.0 %		0 Real		
Gross Investment (including VAT)			18250 Real		
Subsidies			0 Real		
Net investment (all taxes included)			18250 Real		
Annuities	(Loan 1.5 % over 3 years)		6267 Real/year		
Annual running costs: maintenance, insurances ...			91 Real/year		
Total yearly cost			6358 Real/year		
Energy cost					
Used Energy			570 kWh / year		
Energy sold to the grid			2584 kWh / year		
Cost of produced energy			2.02 Real / kWh		

ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 7

PVSYS V6.43		18/10/17	Page 7/8																																																																																																																																																												
Grid-Connected System: Long Term Financial Balance																																																																																																																																																															
Project :	Cliente Flávio																																																																																																																																																														
Simulation variant :	Cliente Flávio - Sistema definido(8 módulos/1 String); Perdas calculadas; Consum																																																																																																																																																														
Simulation for the first year of operation																																																																																																																																																															
Main system parameters	System type	Grid-Connected																																																																																																																																																													
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)																																																																																																																																																													
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 8°																																																																																																																																																												
PV modules	Model	MEMC245AMA	Pnom 245 Wp																																																																																																																																																												
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total 1960 Wp																																																																																																																																																												
Inverter	Model	Galvo 2.0-1	Pnom 2000 W ac																																																																																																																																																												
User's needs	monthly values		global 1290 kWh/year																																																																																																																																																												
Electricity sale																																																																																																																																																															
Feed-In Tariff	1.12 Real/kWh	Warranty over 25 years																																																																																																																																																													
Net metering																																																																																																																																																															
Consumption tariff	1.121 Real/kWh																																																																																																																																																														
Annual connexion tax	0 Real																																																																																																																																																														
Long term balance and Running conditions																																																																																																																																																															
Annual sale tariff depreciation	-4.5 % / year																																																																																																																																																														
Annual consumption tariff evolution	4.5 % / year																																																																																																																																																														
Annual production reduction	0.7 % / year																																																																																																																																																														
Feed-In tariff Warranty over	25 years																																																																																																																																																														
Tariff reduction after contractual warranty	0 %																																																																																																																																																														
Loan duration (payment of annuities)	3 years																																																																																																																																																														
		Long term economic balance																																																																																																																																																													
		<table border="1"> <thead> <tr> <th>Year</th> <th>Loan 1.5 %</th> <th>Running costs</th> <th>Sold energy</th> <th>Yearly Balance</th> <th>Cumul. Balance</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2018</td><td>6267</td><td>91</td><td>3535</td><td>-2923</td><td>-2923</td></tr> <tr><td>2019</td><td>6267</td><td>91</td><td>3453</td><td>-2905</td><td>-5727</td></tr> <tr><td>2020</td><td>6267</td><td>91</td><td>3369</td><td>-2889</td><td>-8716</td></tr> <tr><td>2021</td><td>0</td><td>91</td><td>3283</td><td>3192</td><td>-5524</td></tr> <tr><td>2022</td><td>0</td><td>91</td><td>3195</td><td>3104</td><td>-2420</td></tr> <tr><td>2023</td><td>0</td><td>91</td><td>3106</td><td>3015</td><td>895</td></tr> <tr><td>2024</td><td>0</td><td>91</td><td>3014</td><td>2923</td><td>3818</td></tr> <tr><td>2025</td><td>0</td><td>91</td><td>2921</td><td>2830</td><td>6348</td></tr> <tr><td>2026</td><td>0</td><td>91</td><td>2826</td><td>2735</td><td>9083</td></tr> <tr><td>2027</td><td>0</td><td>91</td><td>2729</td><td>2638</td><td>11721</td></tr> <tr><td>2028</td><td>0</td><td>91</td><td>2631</td><td>2540</td><td>14261</td></tr> <tr><td>2029</td><td>0</td><td>91</td><td>2530</td><td>2439</td><td>16700</td></tr> <tr><td>2030</td><td>0</td><td>91</td><td>2428</td><td>2337</td><td>19038</td></tr> <tr><td>2031</td><td>0</td><td>91</td><td>2324</td><td>2233</td><td>21269</td></tr> <tr><td>2032</td><td>0</td><td>91</td><td>2218</td><td>2127</td><td>23396</td></tr> <tr><td>2033</td><td>0</td><td>91</td><td>2110</td><td>2019</td><td>25414</td></tr> <tr><td>2034</td><td>0</td><td>91</td><td>2000</td><td>1909</td><td>27323</td></tr> <tr><td>2035</td><td>0</td><td>91</td><td>1889</td><td>1798</td><td>29121</td></tr> <tr><td>2036</td><td>0</td><td>91</td><td>1775</td><td>1684</td><td>30805</td></tr> <tr><td>2037</td><td>0</td><td>91</td><td>1660</td><td>1569</td><td>32374</td></tr> <tr><td>2038</td><td>0</td><td>91</td><td>1543</td><td>1452</td><td>33827</td></tr> <tr><td>2039</td><td>0</td><td>91</td><td>1425</td><td>1334</td><td>35160</td></tr> <tr><td>2040</td><td>0</td><td>91</td><td>1304</td><td>1213</td><td>36373</td></tr> <tr><td>2041</td><td>0</td><td>91</td><td>1182</td><td>1091</td><td>37464</td></tr> <tr><td>2042</td><td>0</td><td>91</td><td>1057</td><td>966</td><td>38430</td></tr> </tbody> </table>		Year	Loan 1.5 %	Running costs	Sold energy	Yearly Balance	Cumul. Balance	2018	6267	91	3535	-2923	-2923	2019	6267	91	3453	-2905	-5727	2020	6267	91	3369	-2889	-8716	2021	0	91	3283	3192	-5524	2022	0	91	3195	3104	-2420	2023	0	91	3106	3015	895	2024	0	91	3014	2923	3818	2025	0	91	2921	2830	6348	2026	0	91	2826	2735	9083	2027	0	91	2729	2638	11721	2028	0	91	2631	2540	14261	2029	0	91	2530	2439	16700	2030	0	91	2428	2337	19038	2031	0	91	2324	2233	21269	2032	0	91	2218	2127	23396	2033	0	91	2110	2019	25414	2034	0	91	2000	1909	27323	2035	0	91	1889	1798	29121	2036	0	91	1775	1684	30805	2037	0	91	1660	1569	32374	2038	0	91	1543	1452	33827	2039	0	91	1425	1334	35160	2040	0	91	1304	1213	36373	2041	0	91	1182	1091	37464	2042	0	91	1057	966	38430
Year	Loan 1.5 %	Running costs	Sold energy	Yearly Balance	Cumul. Balance																																																																																																																																																										
2018	6267	91	3535	-2923	-2923																																																																																																																																																										
2019	6267	91	3453	-2905	-5727																																																																																																																																																										
2020	6267	91	3369	-2889	-8716																																																																																																																																																										
2021	0	91	3283	3192	-5524																																																																																																																																																										
2022	0	91	3195	3104	-2420																																																																																																																																																										
2023	0	91	3106	3015	895																																																																																																																																																										
2024	0	91	3014	2923	3818																																																																																																																																																										
2025	0	91	2921	2830	6348																																																																																																																																																										
2026	0	91	2826	2735	9083																																																																																																																																																										
2027	0	91	2729	2638	11721																																																																																																																																																										
2028	0	91	2631	2540	14261																																																																																																																																																										
2029	0	91	2530	2439	16700																																																																																																																																																										
2030	0	91	2428	2337	19038																																																																																																																																																										
2031	0	91	2324	2233	21269																																																																																																																																																										
2032	0	91	2218	2127	23396																																																																																																																																																										
2033	0	91	2110	2019	25414																																																																																																																																																										
2034	0	91	2000	1909	27323																																																																																																																																																										
2035	0	91	1889	1798	29121																																																																																																																																																										
2036	0	91	1775	1684	30805																																																																																																																																																										
2037	0	91	1660	1569	32374																																																																																																																																																										
2038	0	91	1543	1452	33827																																																																																																																																																										
2039	0	91	1425	1334	35160																																																																																																																																																										
2040	0	91	1304	1213	36373																																																																																																																																																										
2041	0	91	1182	1091	37464																																																																																																																																																										
2042	0	91	1057	966	38430																																																																																																																																																										

ANEXO 3 – Relatório final do software PVSyst 6.4.3 Página 8

PVSYST V6.43		18/10/17	Page 8/8												
Grid-Connected System: CO2 Balance															
Project :		Cliente Flávio													
Simulation variant :		Cliente Flávio - Sistema definido(8 módulos/1 String); Perdas calculadas; Consum													
Simulation for the first year of operation															
Main system parameters	System type	Grid-Connected													
Near Shadings	Detailed electrical calculations	(acc. to module layout)													
PV Field Orientation	tilt	10°	azimuth 8°												
PV modules	Model	MEMC245AMA	Pnom 245 Wp												
PV Array	Nb. of modules	8	Pnom total 1960 Wp												
Inverter	Model	Galvo 2.0-1	Pnom 2000 W ac												
User's needs	monthly values		global 1290 kWh/year												
Produced Emissions	Total:	3.40 tCO2													
	Source:	Detailed calculation from table below													
Replaced Emissions	Total:	6.4 tCO2													
	System production:	3153.62 kWh/yr	Lifetime: 25 years												
			Annual Degradation: 1.0 %												
	Grid Lifecycle Emissions:	81 gCO2/kWh													
	Source:	IEA List	Country: Brazil												
CO2 Emission Balance	Total:	2.3 tCO2													
System Lifecycle Emissions Details:															
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Item</th> <th>Modules</th> <th>Supports</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>LCE</td> <td>1713 kgCO2/kWp</td> <td>0.54 kgCO2/kg</td> </tr> <tr> <td>Quantity</td> <td>1.96 kWp</td> <td>80.0 kg</td> </tr> <tr> <td>Subtotal [kgCO2]</td> <td>3357</td> <td>43.2</td> </tr> </tbody> </table>	Item	Modules	Supports	LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg	Quantity	1.96 kWp	80.0 kg	Subtotal [kgCO2]	3357	43.2			
Item	Modules	Supports													
LCE	1713 kgCO2/kWp	0.54 kgCO2/kg													
Quantity	1.96 kWp	80.0 kg													
Subtotal [kgCO2]	3357	43.2													