

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS**  
**ESCOLA DE ENGENHARIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS: GERAÇÃO, OPERAÇÃO E**  
**INTEGRAÇÃO**

José Augusto de Faria Colodette

**USO DE MICRO INVERSORES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS –**  
**AVALIAÇÃO COMPARATIVA E ESTUDO DE CASO**

Belo Horizonte  
2019

José Augusto de Faria Colodette

**USO DE MICRO INVERSORES EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS -  
AVALIAÇÃO COMPARATIVA E ESTUDO DE CASO**

Monografia de especialização submetida à Banca Examinadora designada pela Comissão Coordenadora da Especialização em Fontes Renováveis, como parte dos requisitos necessários à obtenção do Certificado de Especialista em Fontes Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva  
Co-orientador: Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte  
2019

C718u Colodette, José Augusto de Faria.  
Uso de micro inversores em sistemas fotovoltaicos - avaliação comparativa e estudo de caso [recurso eletrônico] / José Augusto de Faria Colodette. – 2019.  
1 recurso online (60 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Sidelmo Magalhães Silva.  
Coorientador: Victor Flores Mendes.

“Monografia apresentada ao Curso de Especialização em Fontes renováveis: geração, operação e integração da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais”

Anexos: f. 58-60.

Inclui bibliografia.  
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica. 2. Energia renovável. 3. Energia - Conversão. 4. Geração de energia fotovoltaica. I. Silva, Sidelmo Magalhães. II. Mendes, Victor Flores. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.3



## ATA DA DEFESA DA MONOGRAFIA DO ALUNO JOSÉ AUGUSTO DE FARIA COLODETTE

Realizou-se, no dia 18 de dezembro de 2019, às 17:00 horas, Sala 2305 - 2o. andar - bloco 1 - Escola de Engenharia, da Universidade Federal de Minas Gerais, a defesa de monografia, intitulada "*Uso de micro inversores em sistemas fotovoltaicos - Estudo de caso e avaliação comparativa*", apresentada por JOSÉ AUGUSTO DE FARIA COLODETTE, número de registro 2018707897, graduado no curso de ENGENHARIA ELÉTRICA-ELETRÔNICA, como requisito parcial para a obtenção do certificado de Especialista em FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO, à seguinte Comissão Examinadora: Prof(a). Sidelmo Magalhaes Silva - Orientador (Universidade Federal de Minas Gerais), Prof(a). Victor Flores Mendes (Departamento de Eng. Elétrica-UFMG).

A Comissão considerou a monografia:

Aprovada

Reprovada

Finalizados os trabalhos, lavrei a presente ata que, lida e aprovada, vai assinada por mim e pelos membros da Comissão.

Belo Horizonte, 18 de dezembro de 2019.

  
Prof(a). Sidelmo Magalhaes Silva (Doutor)

  
Prof(a). Victor Flores Mendes (Doutor)



Dedico este trabalho à minha esposa, Anita, e a meus filhos, Mariana e Augusto, por serem sempre presentes e fundamentais em todas as minhas conquistas

## **Agradecimentos**

Ao meu orientador, Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva, pelo apoio prestado durante a elaboração deste trabalho

Ao coordenador do curso, Prof. Dr. Victor Flores Mendes, pelo incentivo durante todas as etapas da especialização

À equipe de apoio, pelos serviços prestados durante todas as etapas da especialização

Aos colegas do curso, pela troca de valiosas informações e experiências que possibilitaram nosso aperfeiçoamento profissional

À minha esposa, Anita, e a meus filhos, Mariana e Augusto, que sempre acreditaram no sucesso deste trabalho e são minha maior inspiração para prosseguir

A meus pais, in memoriam, que me deram o dom da vida e sempre apoiaram o meu processo de aprendizado

## RESUMO

A crescente utilização de fontes renováveis em sistemas de geração levou ao aparecimento de novas tecnologias que têm como meta realizar da forma mais eficiente possível a conversão de energia de uma fonte primária renovável em outra forma de energia, particularmente a energia elétrica. Estas tecnologias baseiam-se, fundamentalmente, na criação de topologias e circuitos que possibilitem melhorar a eficiência de conversão. Para os sistemas fotovoltaicos este conceito está focado na eficiência dos conversores C.C. para C.A., os quais transformam a energia solar em energia elétrica. Dentre as tecnologias introduzidas no mercado, o aparecimento de micro inversores levou a mudanças nos projetos de sistemas fotovoltaicos visando atingir esta meta de maior eficiência na conversão. Este trabalho tem como objetivo apresentar um estudo comparativo entre as topologias convencionais e as que utilizam micro inversores, baseado na produção de energia em termos anuais, por meio de simulações computacionais de ambos os sistemas em situações específicas.

Palavras-chave: Energias renováveis, sistemas fotovoltaicos, micro inversores, conversão de energia

## ABSTRACT

The growing use of renewable sources in generating systems led to the emergence of new technologies which intend as a goal to realize, using the best possible way, the energy conversion from a renewable primary source in another form of energy, particularly the electrical energy. These technologies are based, fundamentally, in the creation of topologies and circuits that may improve the conversion efficiency. For the photovoltaic systems this concept is focused on the efficiency of the DC to AC converters, which generate electric energy out of the solar energy. Among all the technologies introduced in the market, the rising of the micro inverters brought changes in the design of photovoltaic systems aiming this best possible efficiency. This work has the objective to present a comparative study among the traditional topologies and those which utilize micro inverters, based on energy production in annual terms by means of computational simulations of both systems in specific scenarios.

Keywords: Renewable energies, photovoltaic systems, micro inverters, energy conversion

## Lista de ilustrações

Figura 1: Efeito fotovoltaico.....	12
Figura 2: Circuito equivalente de célula fotovoltaica.....	13
Figura 3: Característica I-V de uma célula fotovoltaica típica.....	13
Figura 4: Influência da irradiação e temperatura em célula fotovoltaica típica .....	14
Figura 5: Ponto de potência máxima (MPP) de uma célula fotovoltaica típica .....	15
Figura 6: Célula monocristalina típica.....	16
Figura 7: Célula policristalina típica .....	16
Figura 8: Células amorfas típicas .....	17
Figura 9: Célula de película fina típica.....	17
Figura 10: Eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas.....	18
Figura 11: Associação de 36 células fotovoltaicas .....	19
Figura 12: Estrutura de um módulo fotovoltaico policristalino típico .....	19
Figura 13: Ligação típica dos diodos de bypass .....	20
Figura 14: Módulos ligados em série .....	21
Figura 15: Módulos ligados em paralelo .....	21
Figura 16: Ligação série-paralelo de módulos .....	22
Figura 17: Efeito de sombreamento na curva de uma string .....	23
Figura 18: Comparativo de sistemas com sombreamento .....	23
Figura 19: Sistema isolado típico .....	24
Figura 20: Sistema conectado à rede típico .....	25
Figura 21: Sistema híbrido típico .....	26
Figura 22: Sistema com inversor central .....	26
Figura 23: Sistema com inversor string.....	27
Figura 24: Sistema com inversor multi-string .....	28
Figura 25: Sistema com micro inversor.....	28
Figura 26: Topologia interna típica de um micro inversor.....	28
Figura 27: Módulos conectados a um inversor central ou de string.....	29
Figura 28: Módulos conectados individualmente a micro inversores .....	29
Figura 29: Tela do SAM com o modelamento do módulo fotovoltaico.....	31
Figura 30: Tela do simulador com o modelamento do inversor string.....	32
Figura 31: Sistema simulado com inversor string .....	33
Figura 32: Tela do simulador com o modelamento do sistema string.....	33
Figura 33: Cenário sem sombreamento .....	34
Figura 34: Tabela de irradiação solar sem sombreamento .....	34
Figura 35: Cenário com sombreamento parcial.....	35
Figura 36: Tabela de irradiação solar com sombreamento parcial .....	35
Figura 37: Tela de configuração de perdas do simulador – Inversor string .....	36

Figura 38: Tela do simulador com o modelamento do micro inversor .....	37
Figura 39: Sistema simulado com micro inversores.....	38
Figura 40: Tela do simulador com o modelamento do sistema com micro inversor.....	38
Figura 41: Cenário com sombreamento parcial e dois micro inversores .....	39
Figura 42: Tabela de irradiação solar com sombreamento parcial – Micro inversor 1 .....	41
Figura 43: Tabela de irradiação solar com sombreamento parcial – Micro inversor 2.....	42
Figura 44: Tela de configuração de perdas do simulador – Micro inversor.....	43
Figura 45: Inversor string – sem sombreamento .....	44
Figura 46: Micro inversor 1 – sem sombreamento.....	45
Figura 47: Micro inversor 2 – sem sombreamento.....	46
Figura 48: Inversor string – com sombreamento.....	47
Figura 49: Micro inversor 1 – com sombreamento .....	48
Figura 50: Micro inversor 2 – com sombreamento .....	49
Figura 51: Comparativo – Sistemas sem sombreamento.....	50
Figura 52: Comparativo – Sistemas com sombreamento .....	51
Figura 53: Local da instalação e lay-out dos módulos no telhado.....	52
Figura 54: Arquitetura do sistema .....	53
Figura 55: Unidade de comunicação ECU-C .....	53
Figura 56: Tela do aplicativo EMA APsystems .....	54
Figura 57: Curva característica de potência de módulo gerador fotovoltaico.....	54
Figura 58: Energia produzida no período pelo sistema real .....	55

## **Lista de abreviaturas ou siglas**

C.A. – Corrente Alternada

C.C. – Corrente Contínua

EVA – Ethylene Vinyl Acetate

MPP – Maximum Power Point

MPPT – Maximum Power Point Tracking

FIRJAN – Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro

ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

NREL – National Renewable Energies Laboratory

ROI – Return of Investment

STC – Standard Test Conditions

ECU – Energy Communication Unit

EMA – Energy Monitoring Application

SAM – System Advisor Model

## Sumário

Capítulo 1 .....	9
1.1 Introdução .....	9
1.2. Objetivo geral.....	10
1.3. Objetivos específicos .....	10
1.4. Metodologia .....	10
1.5. Organização do texto.....	11
Capítulo 2 .....	12
2.1. Caracterização dos sistemas fotovoltaicos .....	12
2.1.1. Efeito fotovoltaico .....	12
2.1.2. Célula fotovoltaica.....	13
2.1.3. MPPT .....	15
2.2. Tecnologias das células fotovoltaicas .....	15
2.2.1. Células monocristalinas .....	16
2.2.2. Células policristalinas .....	16
2.2.3. Células amorfas.....	16
2.2.4. Células de película fina.....	17
2.3. Módulo fotovoltaico.....	19
2.3.1. Estrutura interna de módulos fotovoltaicos .....	19
2.3.2. Ligação de módulos fotovoltaicos .....	21
2.3.3. Efeito de sombreamento (perdas de potência).....	22
2.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos .....	24
2.4.1. Sistemas isolados da rede (off-grid) .....	24
2.4.2. Sistemas conectados à rede (on-grid) .....	24
2.4.3. Sistemas híbridos .....	25
2.5. Estrutura de montagem de sistemas fotovoltaicos .....	26
2.5.1. Sistemas com inversor central .....	26
2.5.2. Sistemas com inversor string .....	27
2.5.3. Sistemas com inversor Multi-string.....	27
2.5.4. Sistemas com micro inversores.....	28
2.5.5. Comparação qualitativa das estruturas mais usadas .....	29
Capítulo 3 .....	31
3.1. Sistema com inversor string .....	32
3.2. Sistema com micro inversores .....	36
Capítulo 4 .....	44
4.1. Resultados obtidos .....	44
4.1.1. Simulação sem sombreamento.....	44
4.1.2. Simulação com sombreamento .....	47

4.1.3. Comparativo das simulações .....	49
4.2. Sistema de geração real – estudo de caso.....	52
Capítulo 5 .....	56
5.1. Conclusões .....	56
5.2. Proposta de continuidade .....	56
Referências bibliográficas .....	57
Anexo 1 .....	58
Anexo 2 .....	59
Anexo 3 .....	60



# Capítulo 1

## 1.1 Introdução

A procura por sistemas alternativos de geração de energia elétrica vem crescendo à medida em que o preço da energia gerada pelas concessionárias aumenta a cada ano [1]. Assim como os consumidores industriais, os consumidores residenciais vêm buscando formas de baratear o custo da energia consumida através de fontes que, além serem renováveis, se mostram cada vez mais viáveis. Entre elas encontra-se a energia fotovoltaica, que tem apresentado um crescimento bastante acentuado apresentando custos decrescentes ao longo dos últimos anos [3].

Tem existido uma forte percepção da população brasileira no sentido de massificar esta forma de energia, desde os pequenos produtores (micro geração) até as grandes centrais fotovoltaicas [2].

Mesmo com uma massificação na produção de módulos fotovoltaicos a nível mundial, o rendimento destes módulos encontra-se ainda abaixo do pretendido, menor que 20% nas versões comerciais [4]. Devido a este cenário, pretende-se encontrar soluções que possam otimizar o rendimento da conversão de energia solar para energia elétrica de forma a diminuir o tempo de retorno do investimento (ROI). Atualmente, surgem no mercado soluções variadas que têm como objetivo a otimização, monitoramento e manutenção dos painéis fotovoltaicos e por sua vez o aumento da eficiência global dos sistemas.

A grande maioria dos sistemas de geração utilizando fonte de energia solar são projetados usando uma configuração tradicional onde vários módulos fotovoltaicos são ligados em arranjos série-paralelo os quais alimentam um conversor C.C./C.A., também chamado de inversor de tensão ou simplesmente inversor.

Esta configuração mostra-se susceptível a vários problemas, tais como sombreamento em módulos, afetando todo o arranjo ligado à entrada do inversor, impossibilidade de realizar a busca pelo ponto de máxima potência por módulo, alta perda por diferenças entre módulos (mismatch), altos níveis de tensão do lado de corrente contínua, entre outros.

Neste cenário, o uso de micro inversores para aplicação com módulos fotovoltaicos pode ser uma boa opção, permitindo a correção parcial dos problemas apontados e aumentando a modularidade do sistema. A conexão com o uso de um circuito de máxima potência (MPPT) por módulo fotovoltaico permite, teoricamente, a produção de mais energia por módulo. Outra vantagem é a possibilidade de monitoramento individual de cada módulo, permitindo a detecção rápida de eventuais problemas pontuais.

## **1.2. Objetivo geral**

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma descrição das estruturas comumente utilizadas nos sistemas fotovoltaicos, apresentar o uso de micro inversores como alternativa para projeto destes sistemas e comparar sua produção de energia a médio e longo prazo com sistemas tradicionalmente usados no mercado usando métodos de simulação computacional.

## **1.3. Objetivos específicos**

Primeiramente, o trabalho tem como objetivo específico apresentar conceitos de geração de energia fotovoltaica, seus componentes e tecnologia de modo a tornar mais fácil a interpretação do trabalho.

Em seguida, realizar a simulação, por meio de um programa computacional apropriado, da produção de energia de dois sistemas, o primeiro usando uma estrutura convencional de montagem com um inversor tradicional e o segundo usando micro inversores em condições normais e de sombreamento. Após a finalização das simulações, os resultados são comparados.

Posteriormente, será apresentada a produção de energia durante os meses de agosto a dezembro de um sistema real, usando micro inversores, montado em telhado residencial.

## **1.4. Metodologia**

Para alcançar os objetivos pretendidos, é realizada a simulação de um sistema usando um arranjo série de oito módulos fotovoltaicos, com especificações técnicas idênticas ao do modelo DHP72-330, fabricante DAH Solar, com potência de  $330W_p$ , ligados a um inversor, cujas especificações técnicas são idênticas ao do modelo Sunny Boy 2.0, fabricante SMA, com potência de  $2.000W$  e uma entrada MPPT.

A mesma simulação é realizada para um sistema usando o mesmo modelo de módulo fotovoltaico com o mesmo arranjo de montagem e mesmo número de módulos, porém utilizando dois micro inversores, com especificações técnicas baseadas no modelo YC1000, fabricante APsystems, com potência de  $900W$  e quatro entradas MPPT, ligadas a cada módulo individualmente.

Para ambas as situações a simulação é feita usando um ambiente livre de obstáculos (sem sombreamento) e outro com obstáculos laterais provocando sombreamentos durante parte do dia, de modo a determinar quantitativamente as diferenças na produtividade dos sistemas.

Estas simulações são feitas usando o programa de simulação SAM, versão 2018.11.11, revisão 4, desenvolvido e disponibilizado gratuitamente pelo NREL.

Os dados de energia produzida são apresentados em uma tabela na qual pode-se verificar o desempenho de cada sistema individualmente por mês bem como a relação percentual entre as energias produzidas no período por ambos os sistemas.

Em seguida, apresenta-se os valores de energia produzida por um sistema em funcionamento na cidade de Belo Horizonte, composto de oito módulos fotovoltaicos e dois micro inversores trifásicos. Os valores de energia produzida são obtidos através de seu sistema de monitoramento remoto.

## **1.5. Organização do texto**

A presente monografia encontra-se dividida em cinco capítulos onde são expostos todos os conceitos e o trabalho desenvolvido. Abaixo encontra-se uma breve descrição de cada um dos capítulos.

- Capítulo 1, onde é feita uma breve introdução e, na sequência, a exposição dos objetivos, metodologia e organização do texto seguidos na realização do trabalho;
- Capítulo 2, onde é realizada a descrição da tecnologia abordada e feita a caracterização dos sistemas fotovoltaicos;
- Capítulo 3, onde são descritos os sistemas e as técnicas usados nas simulações realizadas neste trabalho;
- Capítulo 4, onde são apresentados os resultados do trabalho, diagramas e dados obtidos, bem como os dados do sistema real;
- Capítulo 5, onde são apresentadas as conclusões do trabalho e a proposta de continuidade.

## Capítulo 2

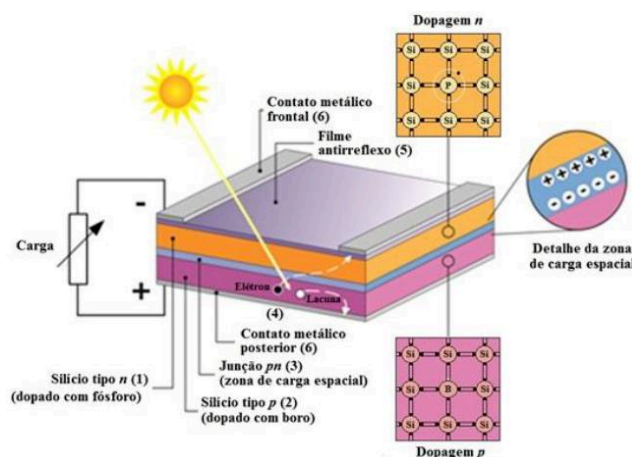
### 2.1. Caracterização dos sistemas fotovoltaicos

#### 2.1.1. Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi descoberto por Alexandre-Edmond Becquerel em 1839, quando observou que, ao iluminar placas metálicas imersas em uma solução ácida, surgia uma diferença de potencial entre os eletrodos imersos nessa solução. Em 1876, W.G. Adams e R. E. Day observaram efeito similar em um dispositivo de estado sólido fabricado com selênio. Os primeiros dispositivos que podem ser denominados de células solares ou células fotovoltaicas foram fabricados em selênio e desenvolvido por C. E. Frits em 1883. Nos anos 1950, ou seja, mais de 110 anos após a descoberta de Becquerel, foram fabricados nos laboratórios Bell, nos Estados Unidos, as primeiras células fotovoltaicas baseadas nos avanços tecnológicos na área de dispositivos semicondutores. Estas células fotovoltaicas foram fabricadas a partir de lâminas de silício cristalino e atingiram uma eficiência de conversão de energia solar em elétrica, relativamente alta para a época, de 6%, com potência de 5mW e área de 2cm<sup>2</sup> [3].

Segundo os princípios do efeito fotovoltaico, a incidência de fótons em uma camada n de um material semicondutor fornece energia aos elétrons (portadores majoritários) que, quando superior à banda de energia intrínseca do semicondutor (bandgap), provoca a criação de pares elétron-lacuna. O campo elétrico devido à existência da junção p-n promove a circulação dos elétrons pelo circuito de carga (exterior à célula fotovoltaica) [5].

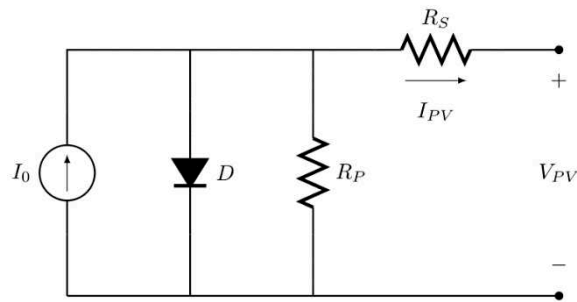
*Figura 1: Efeito fotovoltaico*



Fonte: [7]

### 2.1.2. Célula fotovoltaica

A célula é o menor elemento do sistema fotovoltaico, produzindo tipicamente máximas potências elétricas na ordem de  $4W_p$  (correspondentes a uma tensão de 0,5 V e uma corrente de 8 A) [7]. O circuito equivalente de uma célula fotovoltaica é apresentado na Figura 2, onde  $I_{PV}$  e  $V_{PV}$  são a corrente e tensão de saída da célula, respectivamente.



**Figura 2: Circuito equivalente de célula fotovoltaica**

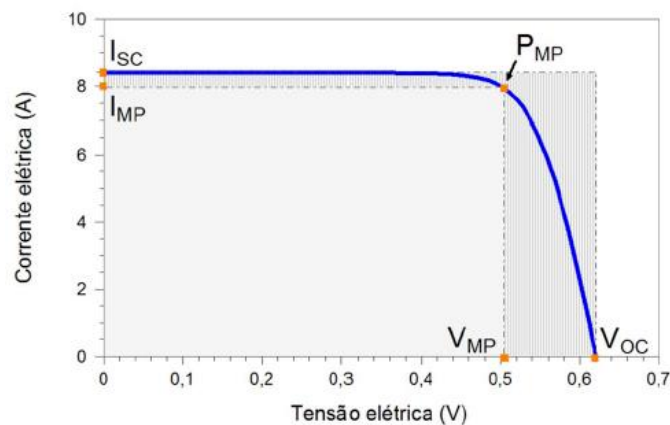
Fonte: [6]

Neste circuito, a fonte de corrente  $I_0$  e o diodo  $D$  em paralelo modelam a geração fotovoltaica e as resistências  $R_p$  e  $R_s$  modelam as perdas no interior da célula.

As condições nominais de teste STC (Standard Test Conditions), normalizadas para a realização das medidas dos parâmetros característicos da célula, são:

- Radiação incidente:  $H_r = 1000 \text{ W/m}^2$ ;
- Temperatura:  $T = 25^\circ\text{C}$ ;
- Massa de ar:  $AM = 1,5$ .

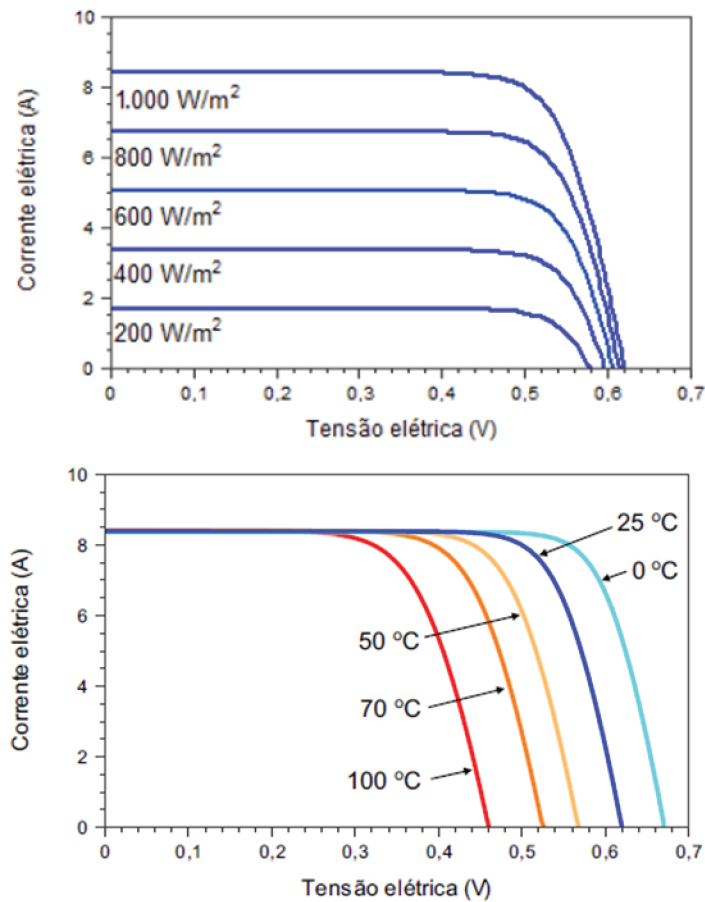
A Figura 3 representa a característica I-V de uma célula fotovoltaica típica para as condições de referência, onde  $I_{SC}$  é a corrente de curto-circuito,  $V_{OC}$  é a tensão de circuito aberto,  $I_{MP}$  é a corrente de máxima potência,  $V_{MP}$  é a tensão de máxima potência e  $P_{MP}$  é o ponto de máxima potência.



**Figura 3: Característica I-V de uma célula fotovoltaica típica**

Fonte: [7]

A radiação incidente e a temperatura às quais a célula fotovoltaica está sujeita influenciam a tensão e corrente (e conseqüentemente a potência) que a célula pode gerar.



**Figura 4: Influência da irradiação e temperatura em célula fotovoltaica típica**

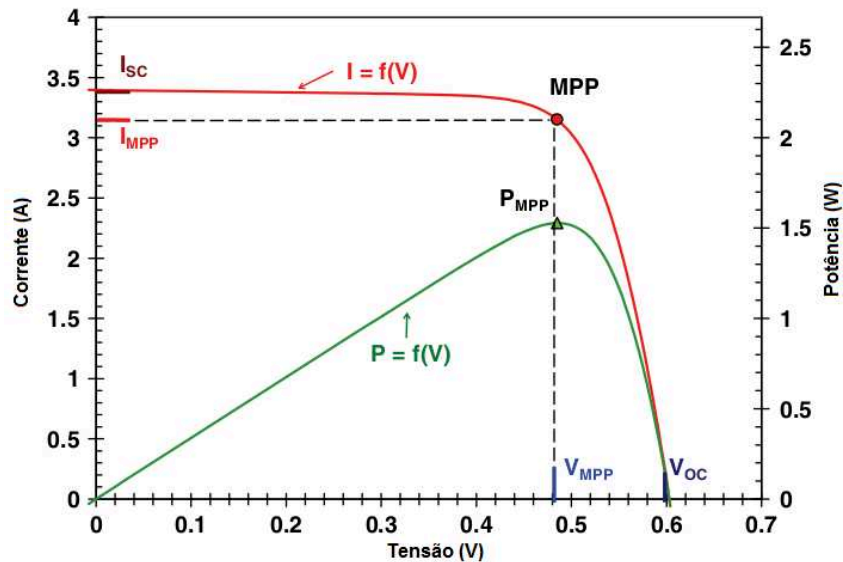
Fonte: [7]

Tal como se pode observar pela Figura 4, a corrente de curto-circuito aumenta de forma aproximadamente linear com o aumento da radiação incidente ao passo que o valor de tensão de circuito aberto pouco varia com a variação da radiação.

A temperatura também é um parâmetro importante uma vez que, estando as células expostas aos raios solares, o seu aquecimento é considerável. Além disso, uma parte da incidência solar absorvida não é convertida em energia elétrica, mas sim dissipada sob a forma de calor. Esta é a razão pela qual a temperatura da célula é sempre superior à temperatura ambiente. Observa-se através da figura abaixo que a tensão de circuito aberto é bastante influenciada pela temperatura e a corrente de curto-circuito praticamente não é alterada.

### 2.1.3. MPPT

A potência máxima produzida pelo sistema fotovoltaico varia com as condições ambientais tais como a temperatura e a irradiação, sendo naturalmente desejável o funcionamento sempre à máxima potência [7].



*Figura 5: Ponto de potência máxima (MPP) de uma célula fotovoltaica típica*

Fonte: [7]

De forma a operar o módulo fotovoltaico no ponto de operação correspondente à potência máxima (MPP, mostrado na Figura 5) para uma determinada situação de irradiação e temperatura, os inversores fotovoltaicos são equipados com um conversor eletrônico designado por seguidor de potência máxima (MPPT).

O conversor MPPT é um circuito de potência microprocessado onde é implementado um algoritmo de controle que, de acordo com as condições ambientais, ajusta seu ponto de operação adaptando-se de modo que opere sempre à máxima potência do módulo fotovoltaico para aquela situação específica.

Desta forma, espera-se que o conversor MPPT extraia sempre a máxima potência do módulo fotovoltaico maximizando sua produção de energia ao longo do tempo.

## 2.2. Tecnologias das células fotovoltaicas

Atualmente são comercializados vários tipos de células fotovoltaicas que, dependendo do material utilizado em sua fabricação, podem ser classificadas como monocristalinas, policristalinas e amorfas. Existem também novas tecnologias em fase de desenvolvimento e comercialização. A seguir é apresentado um breve resumo destas tecnologias [8, 10].

### 2.2.1. Células monocristalinas

Estas células possuem um rendimento que se aproxima de 25% em laboratório e cerca de 18% a 20% em escala industrial. As técnicas utilizadas para produção deste tipo de células são complexas e caras, devido à grande quantidade de energia consumida durante a sua fabricação, assim como a necessidade de se utilizar materiais em estado muito puro, cerca de 98% e 99% de grau de pureza, o que reflete diretamente no preço final elevado para o consumidor.



*Figura 6: Célula monocristalina típica*

Fonte: [10]

### 2.2.2. Células policristalinas

Estas células possuem um rendimento elétrico de cerca de 15% a 18%. O processo de fabricação não é tão complexo como o das monocristalinas, em grande parte, devido ao fato de o silício utilizado nestas células conter imperfeições, resultantes do seu processo de fabricação. O custo de produção é inferior ao das células monocristalinas, por necessitarem de menos energia durante sua fabricação. São as células que apresentam uma melhor relação custo/benefício sendo por isso bastante utilizadas.



*Figura 7: Célula policristalina típica*

Fonte: [10]

### 2.2.3. Células amorfas

As células amorfas são compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é depositada uma camada fina de silício. O rendimento deste tipo de células (6 a 9%) é mais baixo do que nas células cristalinas, mas, mesmo assim, a energia produzida é aceitável.

Apresentam como vantagem o fato de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas.





**Figura 8: Células amorfas típicas**

Fonte: [10]

#### **2.2.4. Células de película fina**

As células de película fina tais como CIS (Copper Indium Selenium), CdTe (Cadmium Telluride) e CiGs (Copper Indium Gallium Selenide) estão atualmente sendo introduzidas para comercialização, apresentando-se ainda em fase de desenvolvimento. Apesar de possuírem baixas eficiências, as células de película fina são uma alternativa promissora ao silício, por serem muito mais resistentes aos efeitos de sombreamento e a temperaturas elevadas. Estas apresentam os custos de produção mais baixos de todos.

Os painéis solares de CIS apresentam, como o a-Si (silício amorfo) e o CdTe, uma agradável aparência estética. Deste modo encontram aplicações arquitetônicas diversas, devido às vantagens de utilizarem tecnologias de película fina e permitirem a passagem parcial de luz.



**Figura 9: Célula de película fina típica**

Fonte: [10]

A procura pelos limites da eficiência de conversão foi uma obsessão científica e tecnológica até meados dos anos noventa. Atingiram-se eficiências de 25% para o silício cristalino, e a melhor célula feita até hoje, construída como uma cascata de diferentes semicondutores, ou tandem, ultrapassou 34% [10].

A título ilustrativo, a Figura 10, apresentada na página seguinte, apresenta a evolução na eficiência das células fotovoltaicas de acordo com suas tecnologias.

# Best Research-Cell Efficiencies

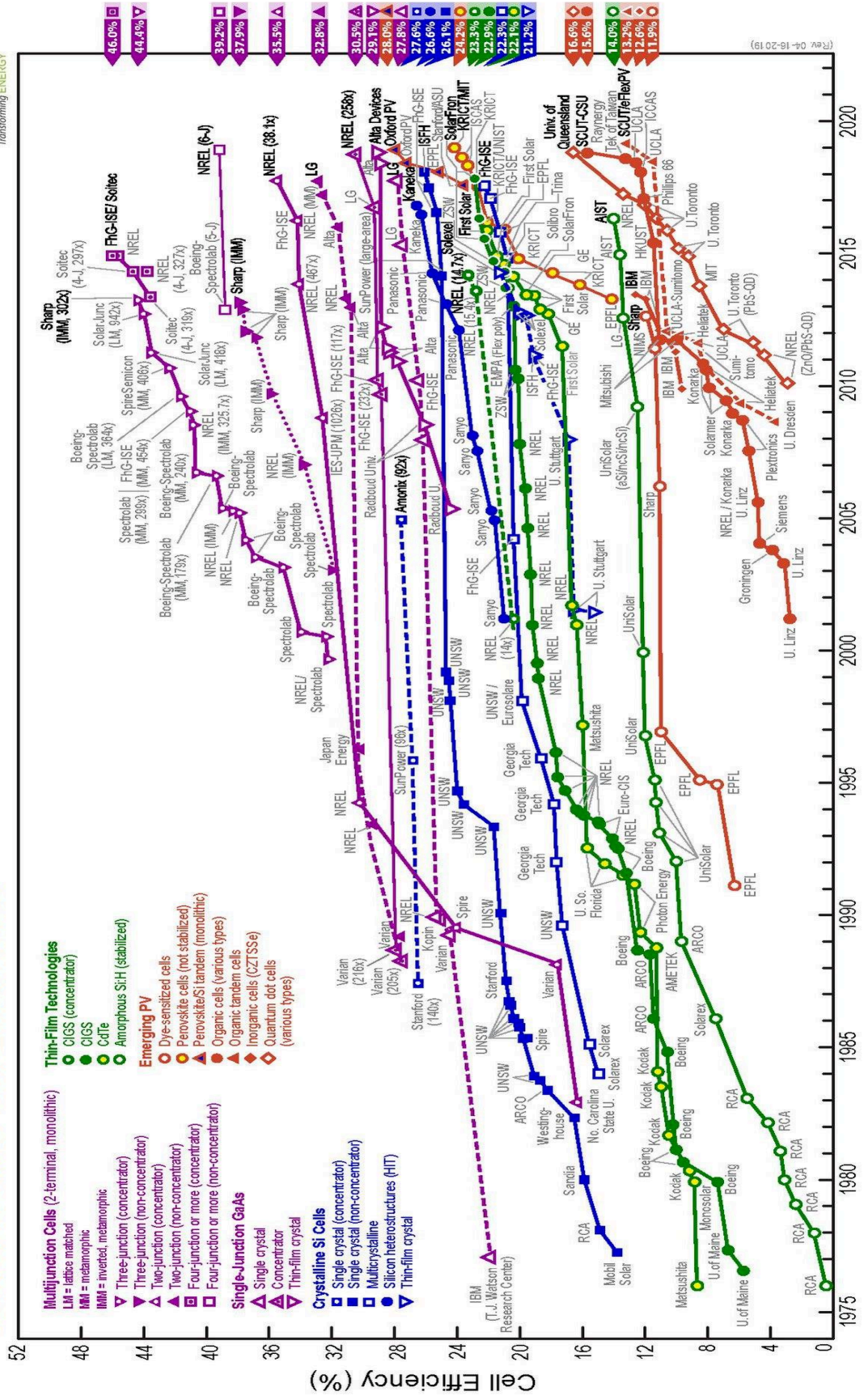
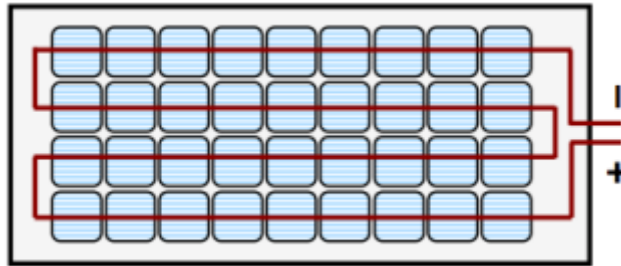


Figura 10: Eficiência das diferentes tecnologias de células fotovoltaicas  
 Fonte: [9]

## 2.3. Módulo fotovoltaico

O módulo fotovoltaico é composto por associação de várias células em série de modo a aumentar a tensão de saída, conforme mostrado na Figura 11. A corrente de saída total apresenta valor numérico igual à corrente de uma célula. A tensão de saída do módulo é igual à tensão da célula com a qual é construído multiplicado pelo número de células em série. Os módulos fotovoltaicos fabricados atualmente alcançam potências na faixa de 250 W<sub>p</sub> a 410 W<sub>p</sub>.



*Figura 11: Associação de 36 células fotovoltaicas*

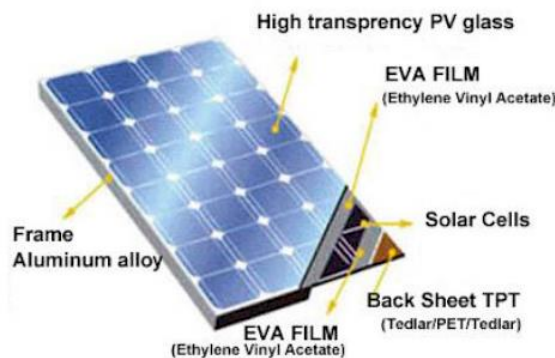
Fonte: [11]

### 2.3.1. Estrutura interna de módulos fotovoltaicos

A Figura 12 apresenta a estrutura interna de um módulo fotovoltaico com seus principais componentes, usados com a finalidade de isolar as células e protegê-las das condições ambientais, assim como para assegurar uma maior rigidez.

O módulo fotovoltaico é composto das seguintes camadas:

- Vidro de alta transparência e temperado;
- Filme de acetato de etilvinila (EVA);
- Células;
- EVA;
- Filme de fluoreto de polivinila (Tedlar) ou vidro;
- Caixilho de alumínio.

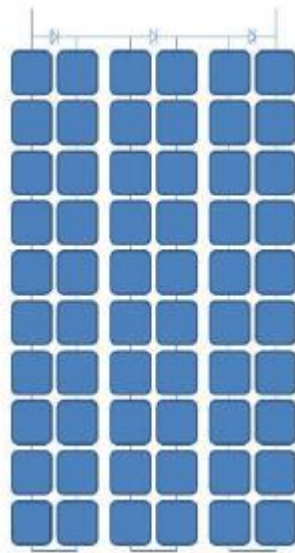


*Figura 12: Estrutura de um módulo fotovoltaico policristalino típico*

Fonte: [10]

Uma célula que esteja sombreada funciona como carga para as demais células ocasionando uma dissipação de potência sobre ela e, por consequência, provoca um aquecimento que pode levar a danos à célula. Este fenômeno é conhecido por hot-spot heating (pontos quentes). Para evitar esta situação são conectados em antiparalelo com as células do módulo um diodo conhecido como diodo de bypass (derivação). No funcionamento normal da célula o diodo encontra-se inversamente polarizado, não permitindo que por ele circule corrente elétrica [4].

No entanto, quando uma célula estiver sombreada, o mesmo encontra-se diretamente polarizado, permitindo assim a passagem de corrente. Neste caso, a célula sombreada não gera corrente elétrica, mas também não se comporta como carga para as demais células do módulo. Na prática, os diodos de bypass não estão conectados em antiparalelo por cada célula, mas sim por grupos de células [4].



**Figura 13: Ligação típica dos diodos de bypass**

Fonte: [10]

### 2.3.2. Ligação de módulos fotovoltaicos

De acordo com a potência pretendida para o sistema, podem ser utilizadas três configurações de ligação dos módulos:

- Ligação em série

Os módulos são ligados em série (string) conforme a Figura 14 com a finalidade de produzirem a tensão de funcionamento pretendida. A tensão é a soma das tensões dos módulos ligados. A corrente é igual em todos os módulos.

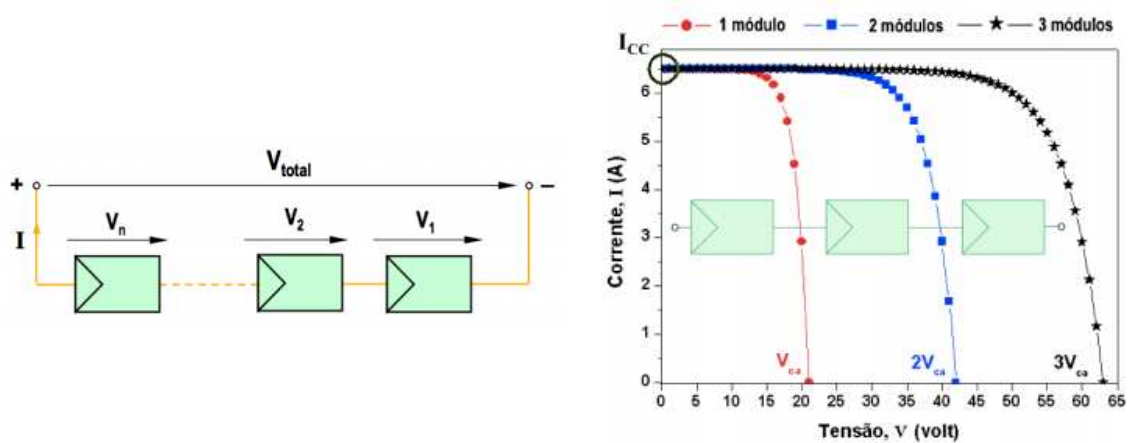


Figura 14: Módulos ligados em série

Fonte: [11]

- Ligação em paralelo

Esta configuração, conforme ilustrado na Figura 15, é usada com o objetivo de aumentar a corrente de saída, que é a soma direta das correntes produzidas por módulo.

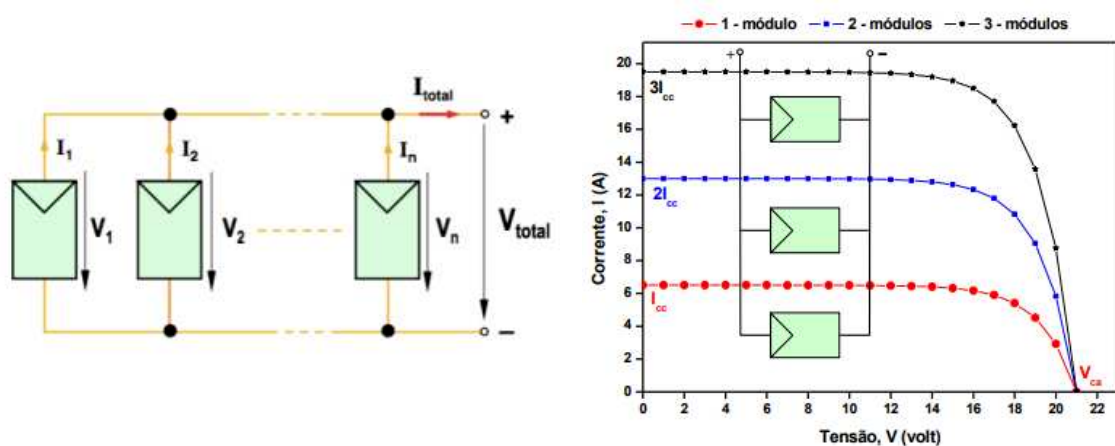


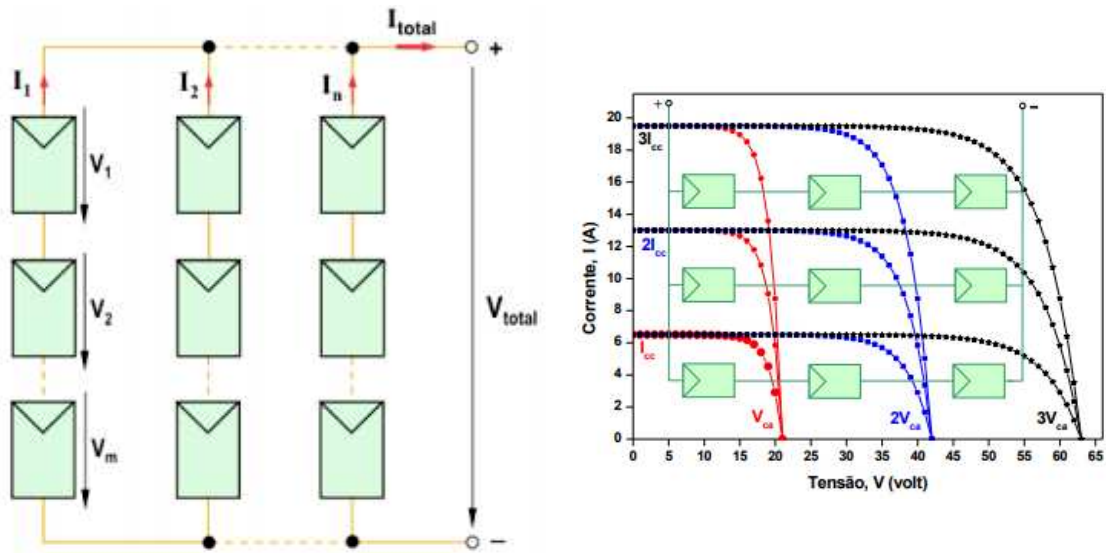
Figura 15: Módulos ligados em paralelo

Fonte: [11]



- Ligação série-paralelo

Combinando os dois casos, podemos obter diversas tensões e correntes variando o número de módulos em cada ligação de acordo com a potência que se pretende obter, conforme mostrado na Figura 16.



**Figura 16: Ligação série-paralelo de módulos**

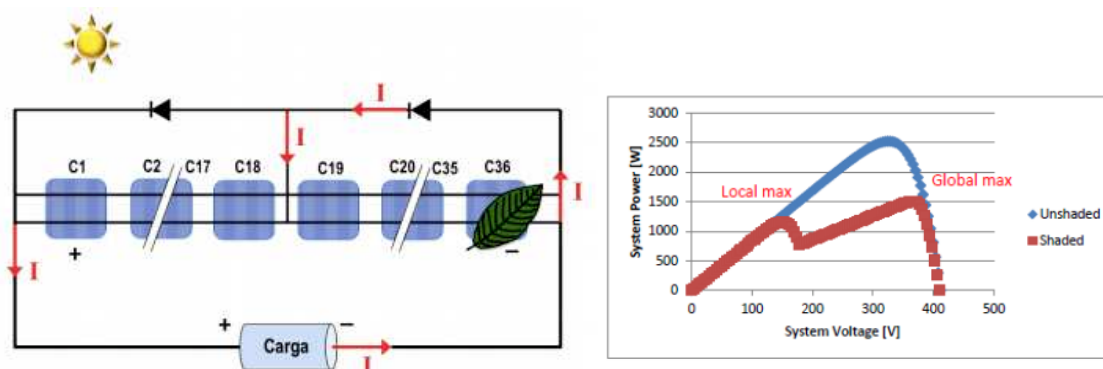
Fonte: [11]

### 2.3.3. Efeito de sombreamento (perdas de potência)

Em sistemas com mais de um módulo fotovoltaico montado na configuração série/paralelo como mostrado na Figura 16 tem-se um problema de perdas de associação (mismatch loss). Esse efeito corresponde à diminuição da potência total do sistema quando comparada com a soma das potências individuais de todos os módulos associados devido às diferenças elétricas entre os módulos e possíveis sombreamentos.

A possibilidade de degradação dos módulos que compõem a instalação pode aumentar significativamente, dependendo do tipo de ligações existentes, com o sombreamento de apenas uma célula de um módulo, fazendo com que a corrente do sistema diminua e conseqüentemente a potência do mesmo. Em casos extremos, toda a potência gerada pelo sistema pode ser perdida pelo simples fato de se ter uma célula com defeito ou sombreada.

Em um sistema com vários módulos ligados em série, o efeito de sombreamento em um dos módulos, leva ao aparecimento de vários máximos locais na curva P-V. Neste caso, o MPPT do inversor pode não operar no seu ponto de máxima potência [10].

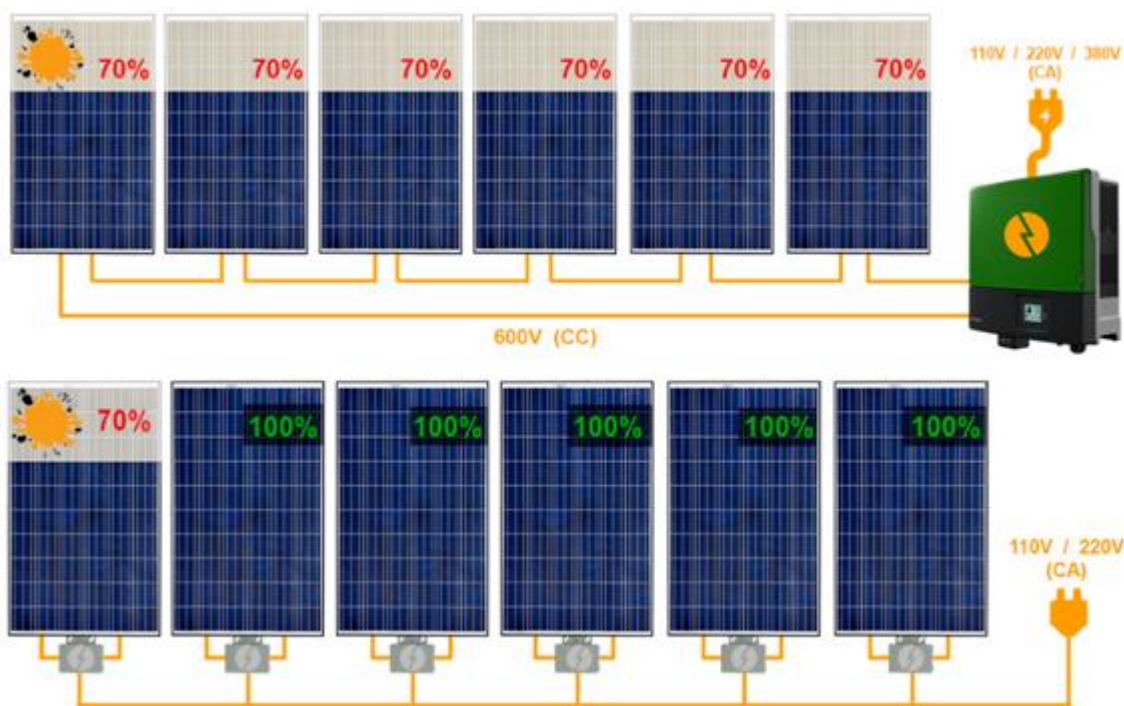


**Figura 17: Efeito de sombreamento na curva de uma string**

Fonte: [11]

No caso observado na Figura 17 verifica-se o aparecimento de dois máximos em uma situação de sombreamento. Dependendo da rapidez do algoritmo de MPPT, o ponto de máxima potência pode não ser alcançado, tomando como máximo de potência global o máximo local assinalado na figura.

Em sistemas utilizando micro inversores este efeito fica minimizado em função de que a função MPPT é realizada individualmente por módulo, não comprometendo os demais como mostra a Figura 18.



**Figura 18: Comparativo de sistemas com sombreamento**

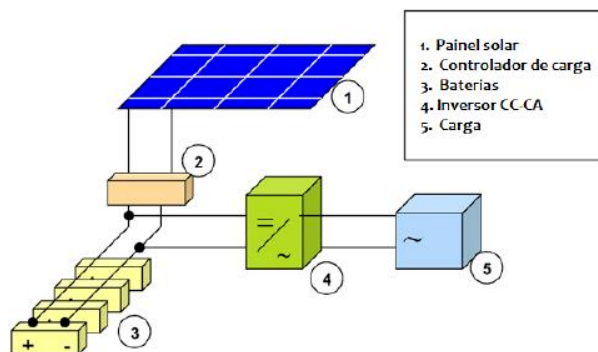
Fonte: portalsolar.com.br

## 2.4. Tipos de sistemas fotovoltaicos

Existem três tipos de sistemas fotovoltaicos: sistemas isolados, sistemas ligados à rede elétrica e sistemas híbridos. Sistemas isolados são os também denominados sistemas off-grid, ou seja, que não se encontram ligados à rede elétrica. Sistemas ligados à rede são os sistemas que operam em paralelo com a rede elétrica. Por fim, sistemas híbridos são sistemas que tanto podem operar sem ligação à rede elétrica como podem funcionar em conjunto com esta. No âmbito deste trabalho interessam principalmente os sistemas fotovoltaicos ligados à rede elétrica. A topologia de cada sistema é determinada essencialmente pelo tipo do inversor utilizado.

### 2.4.1. Sistemas isolados da rede (off-grid)

Este sistema é totalmente dependente da presença da luz do sol para funcionamento, pois a energia elétrica armazenada pela bateria é finita. Além disso, durante a noite o sistema só opera se a bateria estiver carregada. É muito utilizado em localidades onde a energia elétrica não chega através da rede pública de distribuição, como em comunidades isoladas, ilhas e comunidades ribeirinhas. É utilizado atualmente, também, na iluminação de rodovias, em canteiros centrais e em balanças rodoviárias. A Figura 19 apresenta um diagrama da organização de um sistema isolado utilizando inversor C.C./C.A. para alimentar cargas em corrente alternada.



*Figura 19: Sistema isolado típico*

Fonte: [12]

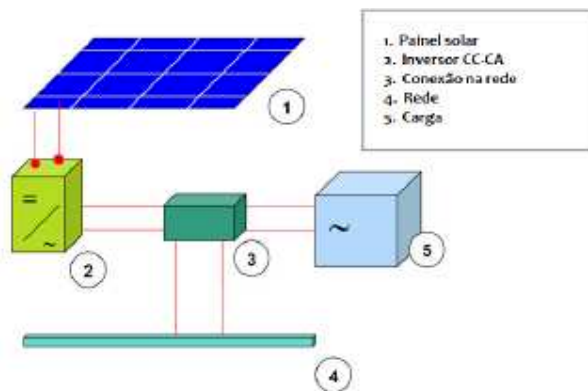
### 2.4.2. Sistemas conectados à rede (on-grid)

Os sistemas conectados permitem que a carga seja sempre alimentada, independentemente da quantidade de energia elétrica produzida pelo painel solar. Isto é devido ao fato que a energia provém tanto da rede elétrica pública quanto do painel fotovoltaico. Neste modo não há necessidade de acúmulo de energia elétrica em baterias, uma vez que a própria rede funciona como um acumulador. Quando a instalação fotovoltaica gera mais energia elétrica do que a carga está consumindo, o excedente é exportado para a rede elétrica, e quando a produção é inferior ao consumo, o fluxo de potência se inverte indo da rede elétrica para a instalação.



Este sistema possui muitas vantagens em relação ao isolado, entre elas cita-se o fato de que o custo é inferior, visto que as baterias respondem por 30% do custo do sistema isolado [12]. Além disso, o fornecimento de energia elétrica não fica na dependência somente da irradiação solar, que sofre variações dependendo das condições climáticas, afetando significativamente a quantidade de energia elétrica produzida. Também, o investimento total do sistema gerador pode ser reduzido, já que a autossuficiência na produção de energia elétrica através dos geradores fotovoltaicos não é necessária.

A Figura 20 apresenta um sistema conectado à rede típico também chamado de on-grid.



**Figura 20: Sistema conectado à rede típico**

Fonte: [12]

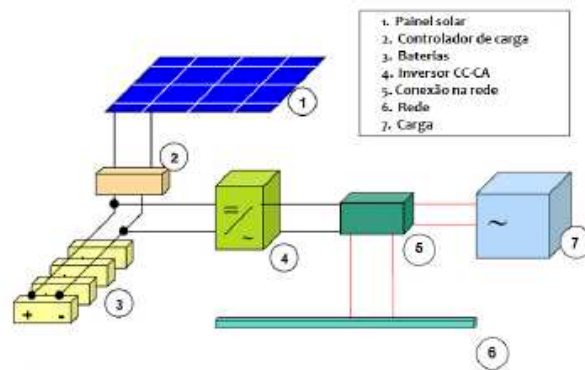
Uma alternativa para a geração fotovoltaica conectada são os parques geradores de grande potência. Sua característica é concentrar a geração de energia elétrica e transmiti-la aos centros consumidores através das redes de transmissão. Um fator negativo deste sistema são as perdas ao longo destas linhas, aumentando o tempo de amortização do investimento nestes parques.

Uma segunda alternativa são os micro inversores, objetos deste trabalho. São conversores de pequena potência, geralmente acoplados a um único módulo solar e possuem a característica de gerar energia elétrica diretamente na unidade consumidora, eliminando as perdas por transmissão e distribuição.

### **2.4.3. Sistemas híbridos**

Há ainda o modelo híbrido, além dos já citados, que se baseia em uma composição dos sistemas on-grid e off-grid, ou seja, o sistema fotovoltaico que opera conectado à rede elétrica e, em caso de desconexão, é ainda capaz de fornecer energia elétrica devido ao fato de possuir baterias.

A Figura 21 apresenta um sistema híbrido típico.



**Figura 21: Sistema híbrido típico**

Fonte: [12]

## 2.5. Estrutura de montagem de sistemas fotovoltaicos

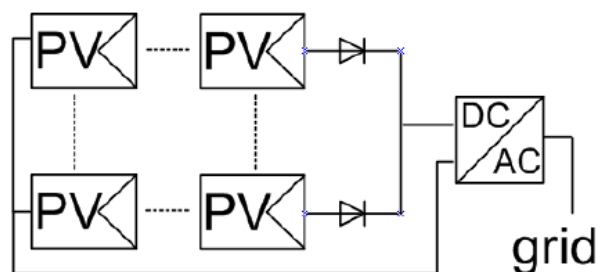
Os sistemas fotovoltaicos utilizam várias configurações de montagem de módulos e inversores para realizar a conversão de energia C.C. em energia C.A.

O algoritmo de controle dos inversores comercializados mundialmente contempla vários tipos de proteções de segurança. Entre elas destacam-se as proteções contra sobretensões e subtensões, proteção contra alterações na frequência da rede assim como proteção anti-ilhamento, que consiste em desligar o inversor em caso de falha da rede, ou seja, o equipamento apenas funciona sincronizado com a rede.

Esta funcionalidade é de extrema importância pois evita que seja injetada energia na rede quando esta por algum motivo (por exemplo manutenção) seja propositalmente desligada.

### 2.5.1. Sistemas com inversor central

Esta configuração utiliza inversor(es) centralizado(s) como exemplifica a Figura 22, sendo esta topologia utilizada em grandes usinas.



**Figura 22: Sistema com inversor central**

Fonte: [10]

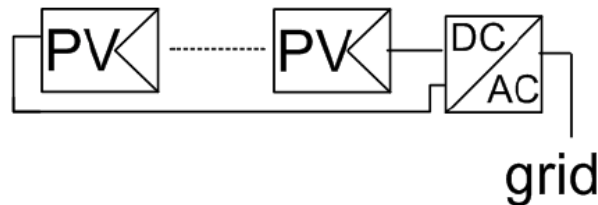
Neste tipo de configuração os módulos são conectados em série (formando strings) até atingirem um nível de tensão compatível com a entrada do inversor. Em seguida todas as strings são ligadas em paralelo para fornecer a potência necessária para a conversão.

Apesar de os inversores centrais oferecerem uma alta eficiência e um baixo custo por watt a sua utilização é restrita a módulos com iguais características elétricas e sujeitos a condições de sombreamento semelhantes, o que geralmente não constitui um problema para projetos de grandes usinas geradoras.

Vale ressaltar que a confiabilidade deste modelo de sistema fotovoltaico está limitada pelo fato de depender de poucos inversores e em caso de falhas em um deles, um alto percentual da instalação fica comprometida.

### 2.5.2. Sistemas com inversor string

De forma a contornar o problema do MPPT ao nível das strings, temos os chamados inversores string, como mostra a Figura 23.



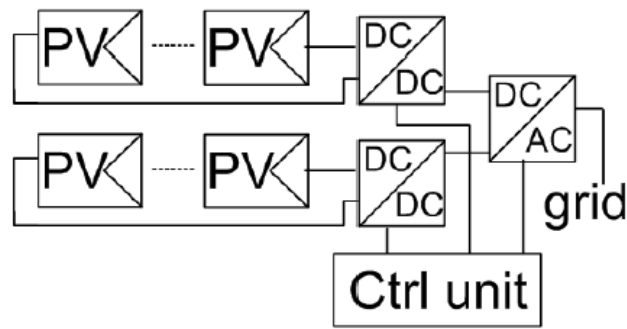
*Figura 23: Sistema com inversor string*

Fonte: [10]

Neste tipo de configuração cada string de módulos fotovoltaicos está ligada a um inversor. Deste modo, o inversor permite a adaptação da string ao seu ponto de potência máximo. Ainda assim o sistema tem o seu desempenho degradado no caso de sombreamento em um ou mais módulos dessa string.

### 2.5.3. Sistemas com inversor Multi-string

Uma variante deste tipo de configuração é a utilização de inversores multi-string. Neste caso, como pode-se observar na Figura 24, o inversor apresenta várias entradas independentes e permite a ligação de várias strings de módulos através de conversores adaptadores que, na maioria dos casos, realizam a função MPPT e, portanto, permite otimizar o desempenho para cada string de módulos conectada ao inversor, o que facilita a instalação com diferentes orientações e inclinações.

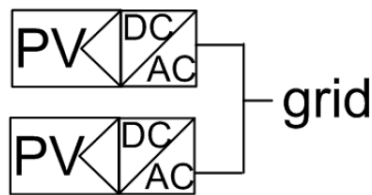


**Figura 24: Sistema com inversor multi-string**

Fonte: [10]

### 2.5.4. Sistemas com micro inversores

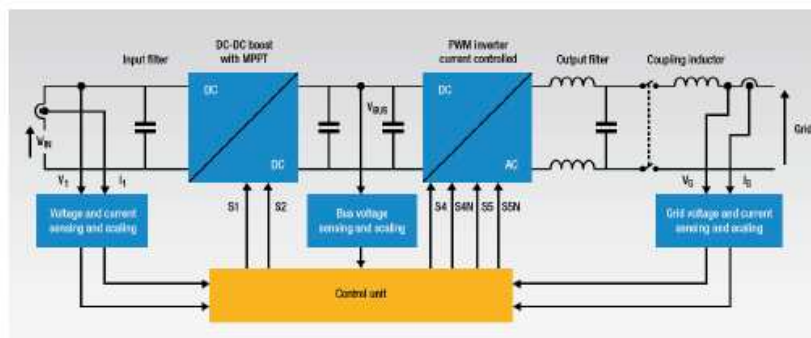
A mais recente forma de realizar a conversão C.C./C.A. é utilizando micro inversores. Neste tipo de configuração cada micro inversor está conectado individualmente a cada módulo fotovoltaico ou apresenta entradas para conexão de diversos módulos individualmente como se pode observar na Figura 25.



**Figura 25: Sistema com micro inversor**

Fonte: [10]

O design interno do micro inversor apresenta dois níveis, conforme apresentado na Figura 26. No primeiro é aplicado um algoritmo de MPPT ao mesmo tempo que é feita uma elevação da tensão proveniente do painel fotovoltaico. No segundo nível é realizada a conversão da energia C.C. em C.A.



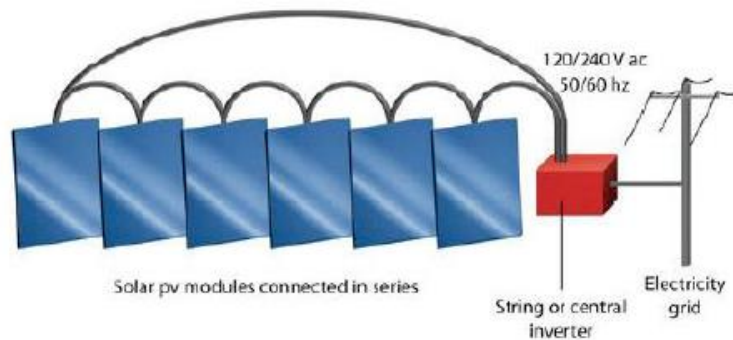
**Figura 26: Topologia interna típica de um micro inversor**

Fonte: [10]

### 2.5.5. Comparação qualitativa das estruturas mais usadas

Atualmente a maioria das instalações fotovoltaicas utiliza estruturas em string. Alternativamente, podem ser usados sistemas com micro inversores como principal meio de conversão da energia.

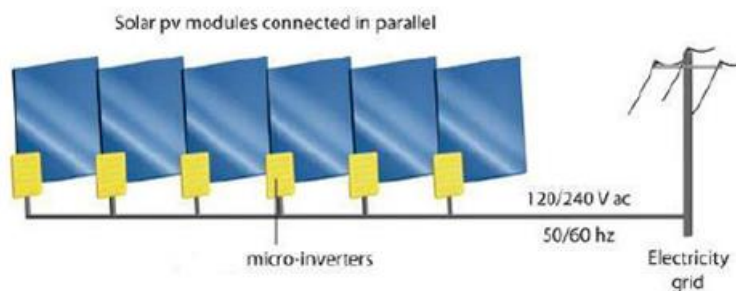
Na configuração utilizando inversores string, os módulos fotovoltaicos são ligados em série e conectados ao inversor através de uma ou mais entradas MPPT, como mostrado na Figura 27, onde se pode observar uma ligação série de seis módulos conectada à entrada única do inversor.



**Figura 27: Módulos conectados a um inversor central ou de string**

Fonte: [10]

Sistemas utilizando micro inversores apresentam entradas individuais por módulo conforme apresentado na Figura 28.



**Figura 28: Módulos conectados individualmente a micro inversores**

Fonte: [10]

As configurações apresentadas têm características distintas conforme a aplicação e as principais estão mostradas na tabela abaixo.

	<i>Sistemas com inversor string</i>	<i>Sistemas com micro inversor</i>
1.	Operam com tensões em corrente contínua que podem alcançar 1.000V, com necessidade de string box e proteção específica	Operam com tensões em corrente contínua da ordem da tensão do módulo fotovoltaico (30V), sem necessidade de proteção adicional
2.	Tamanho e massa dos inversores significativos necessitando local específico para montagem	Tamanho e massa dos inversores pequenos sendo montados abaixo dos módulos fotovoltaicos
3.	Maior consumo durante o período noturno	Menor consumo durante o período noturno
4.	Baixa modularidade: expansão futura do sistema necessita sobre dimensionamento inicial ou substituição do inversor	Alta modularidade: expansão futura do sistema necessita de aquisição de módulos fotovoltaicos e micro inversores adicionais
5.	Módulos montados na string necessitam ter a mesma orientação relativa ao Sol	Módulos podem ser montados com qualquer orientação
6.	Sombreamento, sujeira ou falha em um dos módulos afeta a string inteira reduzindo sua produtividade global	Sombreamento, sujeira ou falha em um dos módulos afeta somente o módulo específico, não alterando a produção dos demais
7.	Garantia máxima de 7 anos com vida útil de 12 anos	Garantia máxima de 15 anos com vida útil de 25 anos
8.	Monitoramento do funcionamento dos módulos fotovoltaicos por string	Monitoramento do funcionamento dos módulos fotovoltaicos individualmente
9.	Eficiência de conversão maior	Eficiência de conversão menor
10.	Alta disponibilidade devido à grande quantidade de fornecedores	Baixa disponibilidade devido ao número reduzido de fornecedores
11.	Tecnologia consolidada	Tecnologia em expansão
12.	Custo por Watt relativamente baixo	Custo por Watt relativamente alto
13.	Instalação em local abrigado e controlado reduzindo influências ambientais	Instalação abaixo dos módulos fotovoltaicos sujeito aos efeitos de temperatura e outras condições ambientais

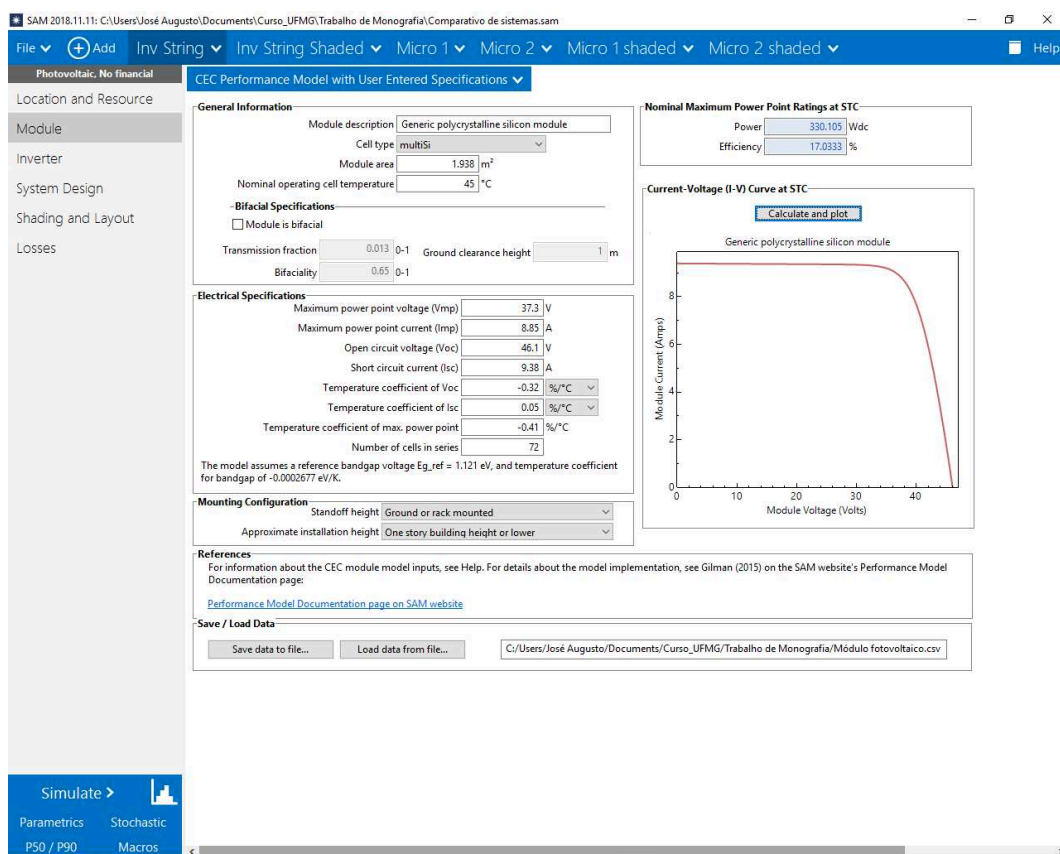
## Capítulo 3

O trabalho está baseado na simulação e análise comparativa da produção anual de dois sistemas, um utilizando inversor string e outro utilizando micro inversores, sem e com sombreamentos parciais. Como informado anteriormente, as simulações foram feitas usando o programa de simulação SAM, versão 2018.11.11, revisão 4, desenvolvido pelo NREL e tem como parâmetro de insolação dados relativos à cidade de Belo Horizonte.

Por não ser objetivo deste trabalho, as simulações foram executadas sem informações financeiras.

Os módulos fotovoltaicos usados em ambas as situações são idênticos e modelados com características técnicas equivalentes ao modelo DHP72-330, fabricante DAH Solar, cujo datasheet encontra-se reproduzido no Anexo 1.

A Figura 29 apresenta a tela do simulador com as características do módulo fotovoltaico inseridas.



**Figura 29: Tela do SAM com o modelamento do módulo fotovoltaico**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

De acordo com o datasheet, o módulo foi caracterizado como policristalino, área de 1,938m<sup>2</sup> e temperatura de operação nominal igual a 45°C. Todas as informações relativas às especificações elétricas foram inseridas conforme datasheet.

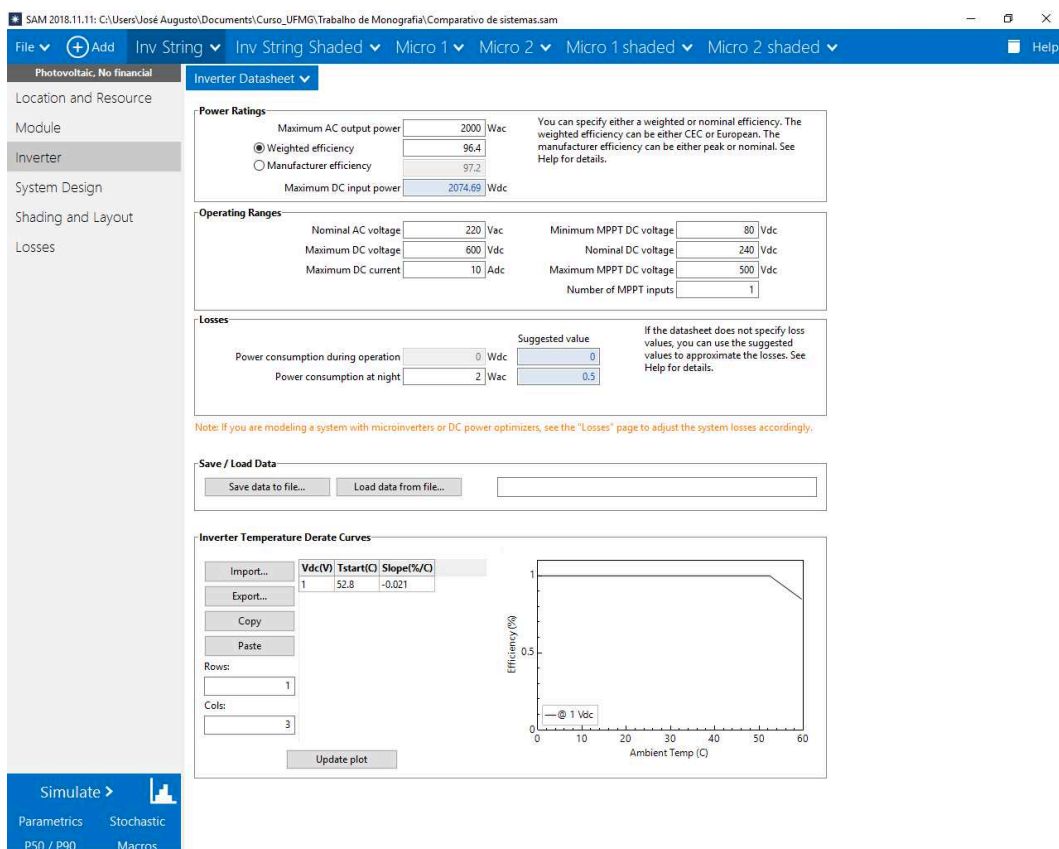
Observa-se que a potência do módulo foi calculada pelo simulador com o valor de  $330,105W_p$  e a eficiência, com o valor de  $17,03\%$ , bem próximos dos valores nominais especificados pelo fabricante ( $330W_p$  e  $17,02\%$ , respectivamente).

A descrição do modelamento dos sistemas é conforme a seguir.

### 3.1. Sistema com inversor string

Nesta estrutura, foram modelados oito módulos fotovoltaicos (conforme item anterior) ligados em série formando uma string. Esta estrutura de módulos está conectada à entrada MPPT do inversor, modelado com as características técnicas equivalentes às do modelo Sunny Boy 2.0, fabricante SMA, potência de  $2.000W$  e uma entrada MPPT, cujo datasheet encontra-se reproduzido no Anexo 2.

A Figura 30 apresenta a tela do simulador com as características do inversor inseridas.



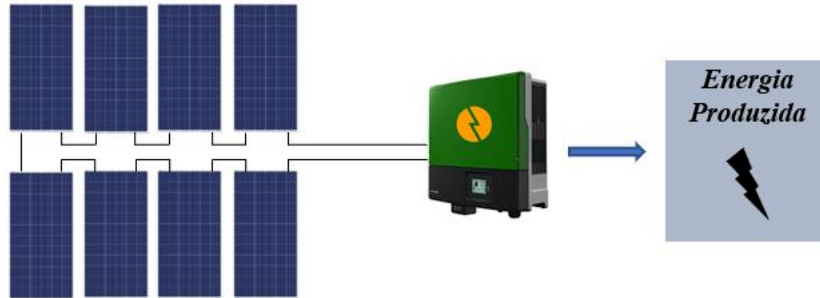
**Figura 30: Tela do simulador com o modelamento do inversor string**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

O inversor foi modelado com potência de saída igual a  $2000W$ , eficiência ponderada de  $96,4\%$  e faixas operacionais conforme datasheet do produto.

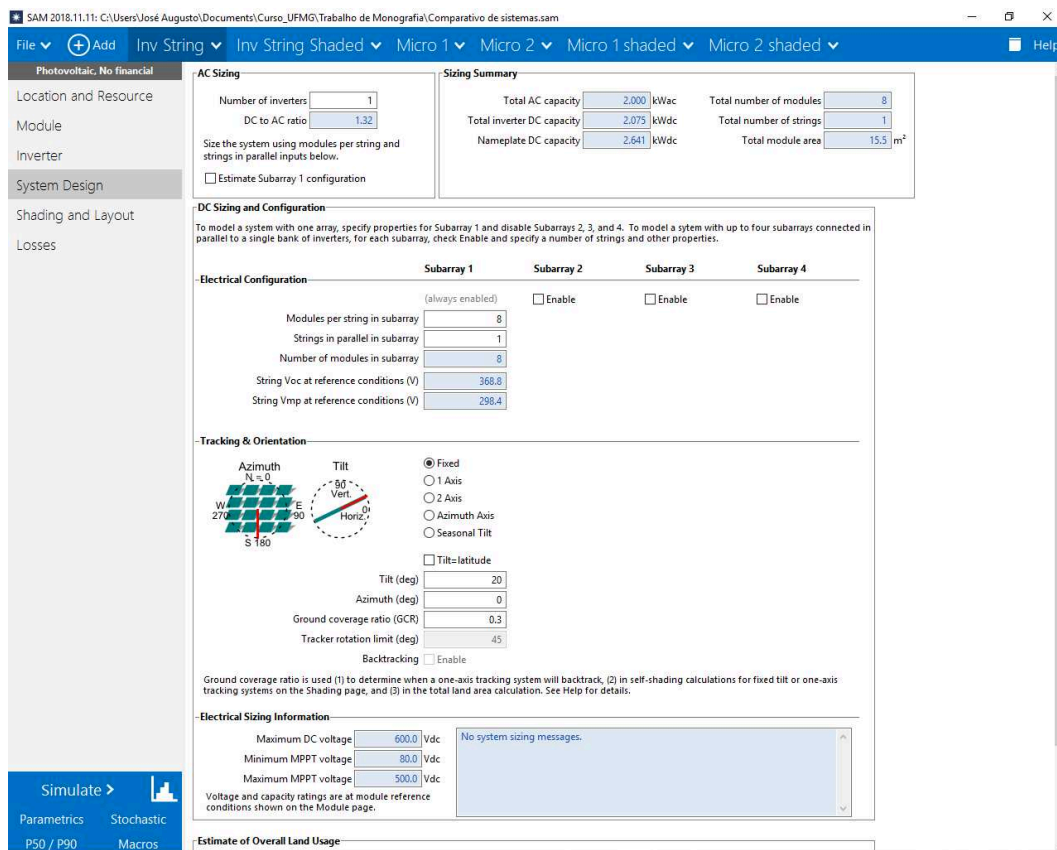


O sistema descrito foi modelado no SAM conforme a Figura 31. Nesta figura observa-se a ligação série dos módulos e a conexão final com o inversor string sendo sua produção anual de energia o resultado desejado da simulação.



**Figura 31: Sistema simulado com inversor string**  
 Fonte: Acervo LUMEN Sistemas de Energia LTDA

Na Figura 32 é apresentada a tela do simulador com o modelamento do sistema descrito acima.



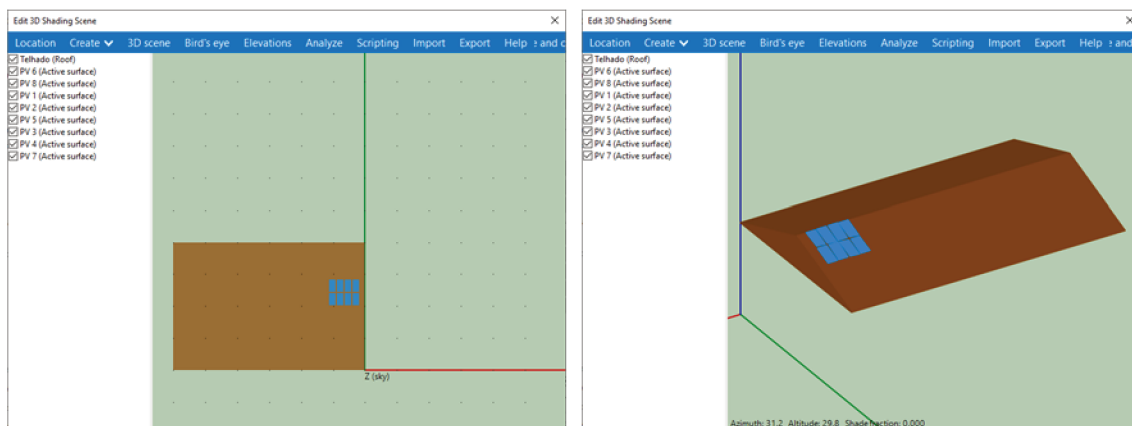
**Figura 32: Tela do simulador com o modelamento do sistema string**  
 Fonte: System Advisor Model (SAM)

Neste modelamento está configurada uma string de oito módulos ligada à única entrada MPPT do inversor. Está definido também que o sistema modelado tem orientação perfeitamente

voltada para o norte com inclinação dos módulos aproximadamente igual à latitude da localidade (20°).

Para esta configuração foi prevista a montagem do sistema em um telhado comum e foram simulados dois cenários distintos com relação ao sombreamento do sistema.

O primeiro cenário não prevê sombreamento e o sistema opera sem obstáculos à irradiação conforme Figura 33.



**Figura 33: Cenário sem sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

Nesta situação o simulador gerou uma condição de irradiação favorável na maior parte do dia. Na Figura 34 observa-se que nas primeiras horas da manhã, ao longo do dia e nas últimas horas da tarde, a irradiação solar é total.

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100

**Figura 34: Tabela de irradiação solar sem sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

O segundo cenário prevê uma condição de sombreamento parcial através da introdução de obstáculos à irradiação solar conforme Figura 35.



**Figura 35: Cenário com sombreamento parcial**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

Neste cenário foram introduzidas árvores no lado leste bloqueando a irradiação solar nas primeiras horas da manhã e uma caixa d'água no lado oeste bloqueando a irradiação solar ao fim do dia.

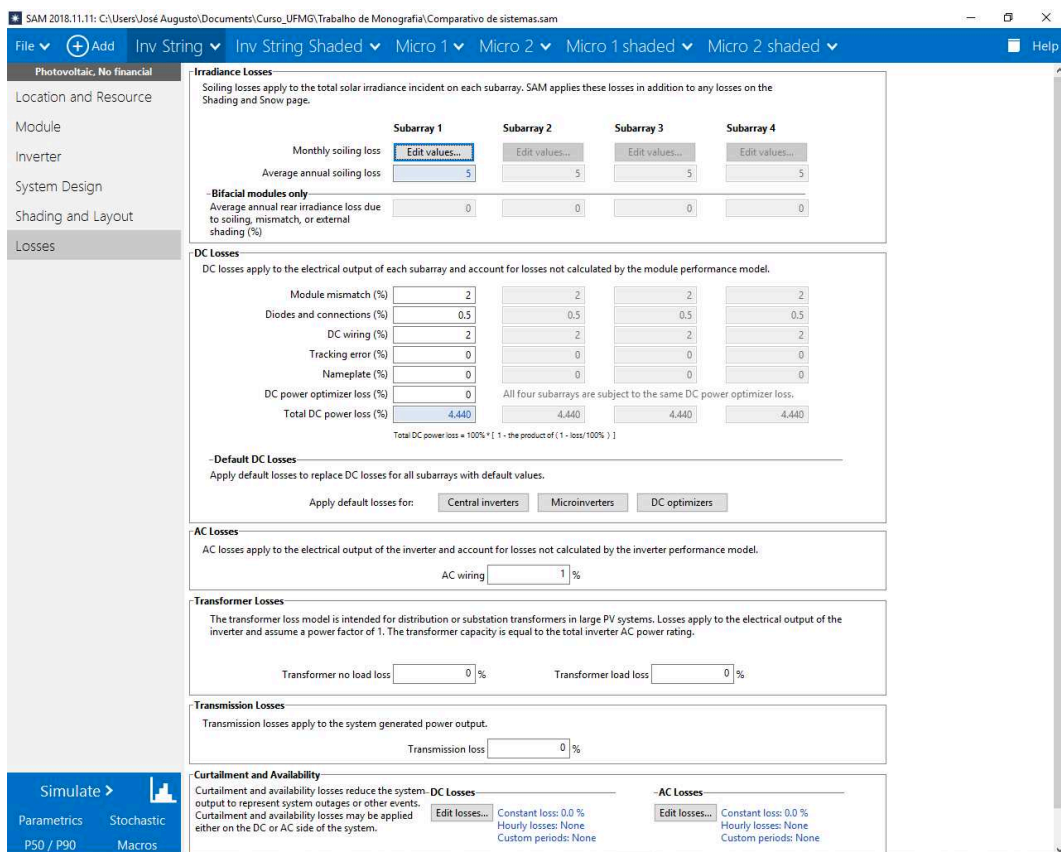
A tabela gerada pelo simulador neste cenário apresenta-se bem diversa da apresentada no primeiro cenário e é mostrada na Figura 36. Observa-se que, pela tabela, os valores de irradiação solar nas primeiras horas da manhã bem como nas últimas horas da tarde apresentam valores diferentes de zero. O valor nulo só é observado durante o final da manhã e o início da tarde quando os obstáculos simulados foram contornados.

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	100	100	100	100	100	100	98.4646	95.0283	90.1377	22.9581	0	0	0	0	0	0	0	11.2222	100	100	100	100	100	100
Feb	100	100	100	100	100	100	90.382	92.9044	93.6381	21.5465	0	0	0	0	0	0	0	59.6118	100	100	100	100	100	100
Mar	100	100	100	100	100	100	94.709	99.9534	90.7413	39.8044	0	0	0	0	0	0	0	99.9013	100	100	100	100	100	100
Apr	100	100	100	100	100	100	90.2446	89.8063	89.2067	58.0162	0	0	0	0	0	0	0	47.1496	100	100	100	100	100	100
May	100	100	100	100	100	100	88.5696	90.6679	77.1115	23.7766	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Jun	100	100	100	100	100	100	88.1176	88.3431	62.2168	14.9081	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100
Jul	100	100	100	100	100	100	100	90.597	73.1588	23.3814	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
Aug	100	100	100	100	100	100	89.2953	87.998	90.1016	49.18	0	0	0	0	0	0	0	22.6134	100	100	100	100	100	100
Sep	100	100	100	100	100	100	99.9864	90.4222	86.1577	36.4073	0	0	0	0	0	0	1.02891	83.957	100	100	100	100	100	100
Oct	100	100	100	100	100	100	96.1366	96.189	76.108	0.303711	0	0	0	0	0	0	3.36009	71.4822	100	100	100	100	100	100
Nov	100	100	100	100	100	100	94.213	90.9955	71.5892	1.0798	0	0	0	0	0	0	0	15.3771	100	100	100	100	100	100
Dec	100	100	100	100	100	100	99.8171	97.1483	84.9386	10.9851	0	0	0	0	0	0	0	1.47113	100	100	100	100	100	100

**Figura 36: Tabela de irradiação solar com sombreamento parcial**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

As perdas de irradiação e por efeito Joule, tanto nas conexões C.C. como C.A., estão configuradas como default do simulador conforme Figura 37.



**Figura 37: Tela de configuração de perdas do simulador – Inversor string**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

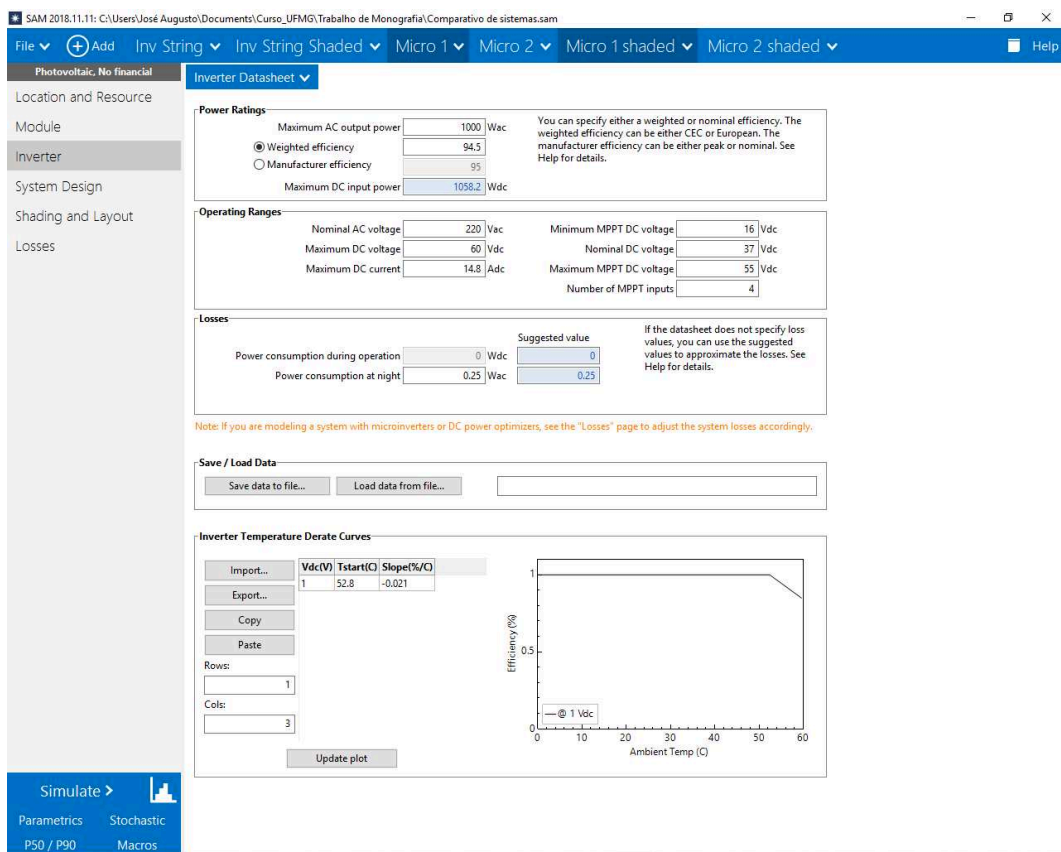
### 3.2. Sistema com micro inversores

Nesta estrutura, foram modelados quatro módulos fotovoltaicos ligados de forma independente à cada uma das quatro entradas MPPT do micro inversor disponíveis. O inversor modelado tem características técnicas equivalentes às do modelo YC1000, fabricante APsystems, potência de 900W e quatro entradas MPPT individuais por módulo, cujo datasheet encontra-se reproduzido no Anexo 3.

A Figura 38 apresenta a tela do simulador com as características do inversor inseridas. As características inseridas são as mesmas para ambos os equipamentos simulados.

O micro inversor foi modelado com potência de saída igual a 1000W, eficiência ponderada de 94,5% e faixas operacionais conforme datasheet do produto, apresentando um autoconsumo de 0,25W.

A configuração de potência, maior que o nominal do equipamento e metade do inversor string, foi usada para efeitos de comparação com a simulação anteriormente explanada.



**Figura 38: Tela do simulador com o modelamento do micro inversor**

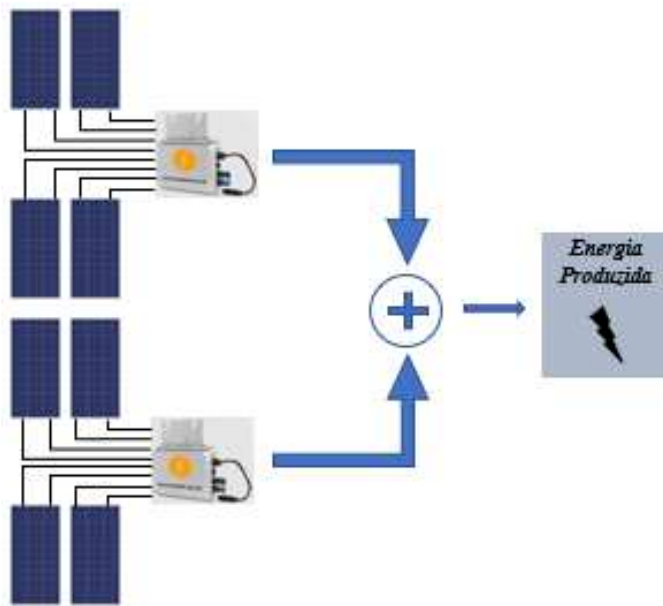
Fonte: System Advisor Model (SAM)

Em função de limitações técnicas do programa de simulação SAM, que não admite mais de um micro inversor por simulação e mais de quatro entradas MPPT por inversor, a simulação foi feita usando dois sistemas distintos, cada um com um micro inversor.

Uma vez que o micro inversor fornece potência de saída igual à metade da fornecida pelo inversor string, são simulados dois equipamentos cada um deles ligados a um conjunto de quatro módulos fotovoltaicos.

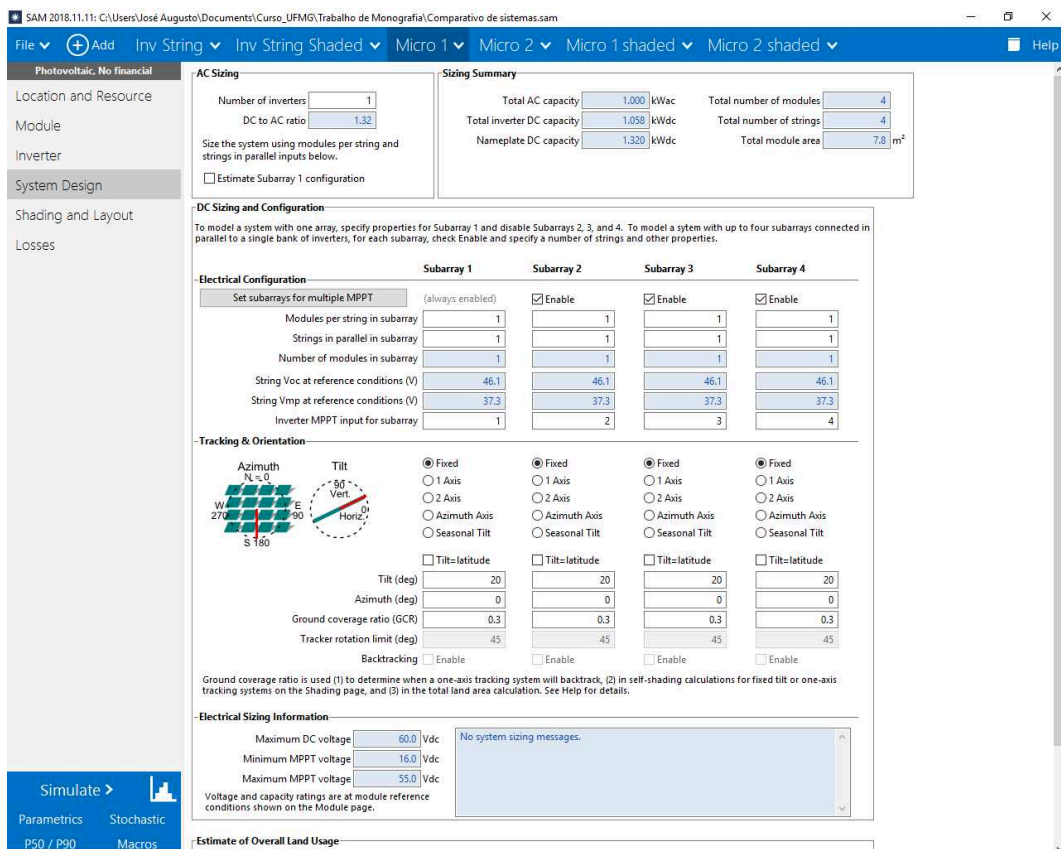
O sistema descrito foi modelado no SAM conforme a Figura 39. Nesta figura observa-se a ligação individual por módulo em cada um dos micro inversores e a conexão paralela das saídas dos micro inversores, representada pelo sinal de soma.

As energias produzidas pelos equipamentos são efetivamente somadas uma vez que a ligação de saída é feita de forma paralela, somando as correntes C.A. produzidas por cada micro inversor, sendo as tensões de saída iguais.



**Figura 39: Sistema simulado com micro inversores**  
 Fonte: Acervo LUMEN Sistemas de Energia LTDA

Na Figura 40 é apresentada a tela do simulador com o modelamento do sistema descrito acima para cada micro inversor.



**Figura 40: Tela do simulador com o modelamento do sistema com micro inversor**  
 Fonte: System Advisor Model (SAM)

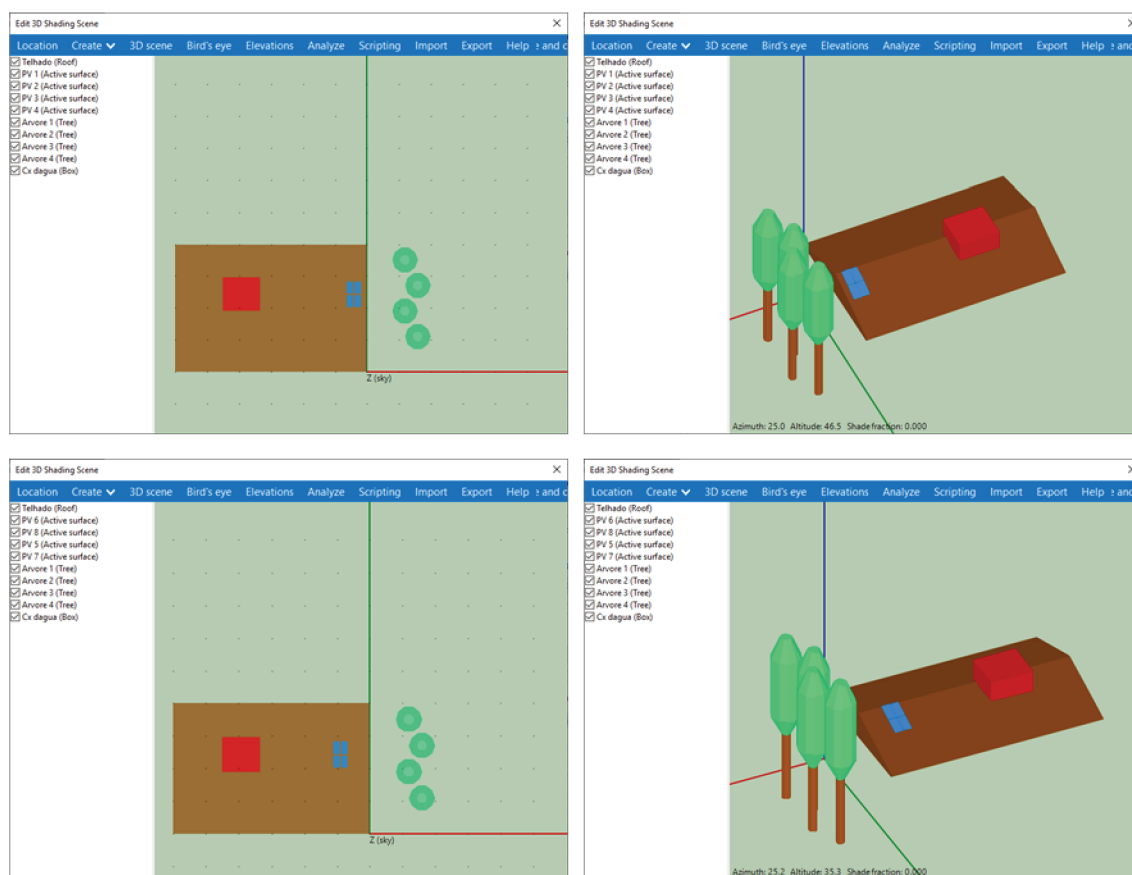


Neste modelamento foi configurada uma ligação individual para cada módulo com cada entrada MPPT do inversor. A configuração considera para efeito da simulação quatro string de um módulo cada uma.

Está definido, como no caso do inversor string, que o sistema modelado tem orientação perfeitamente voltada para o norte com inclinação dos módulos aproximadamente igual à latitude da localidade (20°) como feito no caso do inversor string.

Para o cenário sem sombreamento, a simulação do sistema é idêntica à realizada para o inversor string.

Para o cenário com sombreamento o sistema configurado baseia-se em que cada conjunto de quatro módulos está ligado a um único inversor e, portanto, seu posicionamento sobre o telhado (um conjunto mais próximo do beiral do telhado e outro mais afastado), conforme mostrado na Figura 41, define a tabela de sombreamento.



**Figura 41: Cenário com sombreamento parcial e dois micro inversores**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

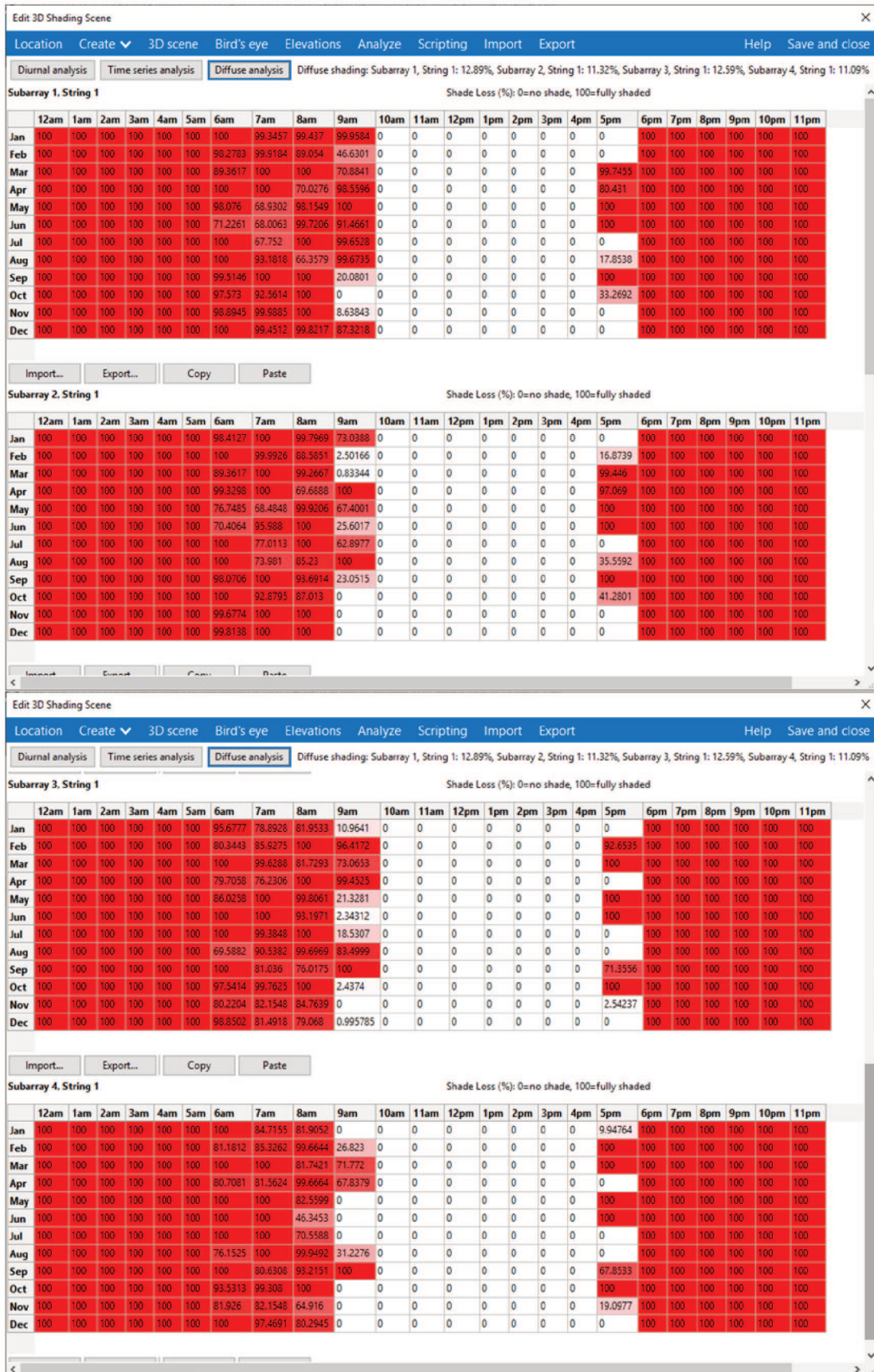
A parte superior da figura representa os módulos ligados ao micro inversor denominado 1 e que estão posicionados mais próximos da borda do telhado. A parte inferior da figura representa os módulos ligados ao micro inversor denominado 2 e que estão posicionados mais afastados da borda do telhado.

As tabelas de irradiação solar geradas pelo simulador são mostradas na Figura 42 e na Figura 43, uma para cada micro inversor. Observa-se pelas figuras que, de um modo geral, os módulos ligados ao micro inversor 1 e, particularmente, os mais próximos da borda do telhado,

sofrem maior efeito do sombreamento durante a manhã devido às árvores e, portanto, têm coeficientes com valores inferiores aos apresentados pelos módulos ligados ao micro inversor 2 nesta etapa do dia. O efeito se inverte na parte da tarde devido ao sombreamento promovido pela caixa d'água que afeta mais os módulos ligados ao micro inversor 2.

Como, de acordo com as tabelas apresentadas, os efeitos de sombreamento devidos às árvores são mais severos que os devidos à caixa d'água, espera-se que os módulos ligados ao micro inversor 2 sofram menores efeitos de sombreamento que os módulos ligados ao micro inversor 1 e que produzam mais energia.





**Figura 42: Tabela de irradiação solar com sombreamento parcial – Micro inversor 1**  
 Fonte: System Advisor Model (SAM)

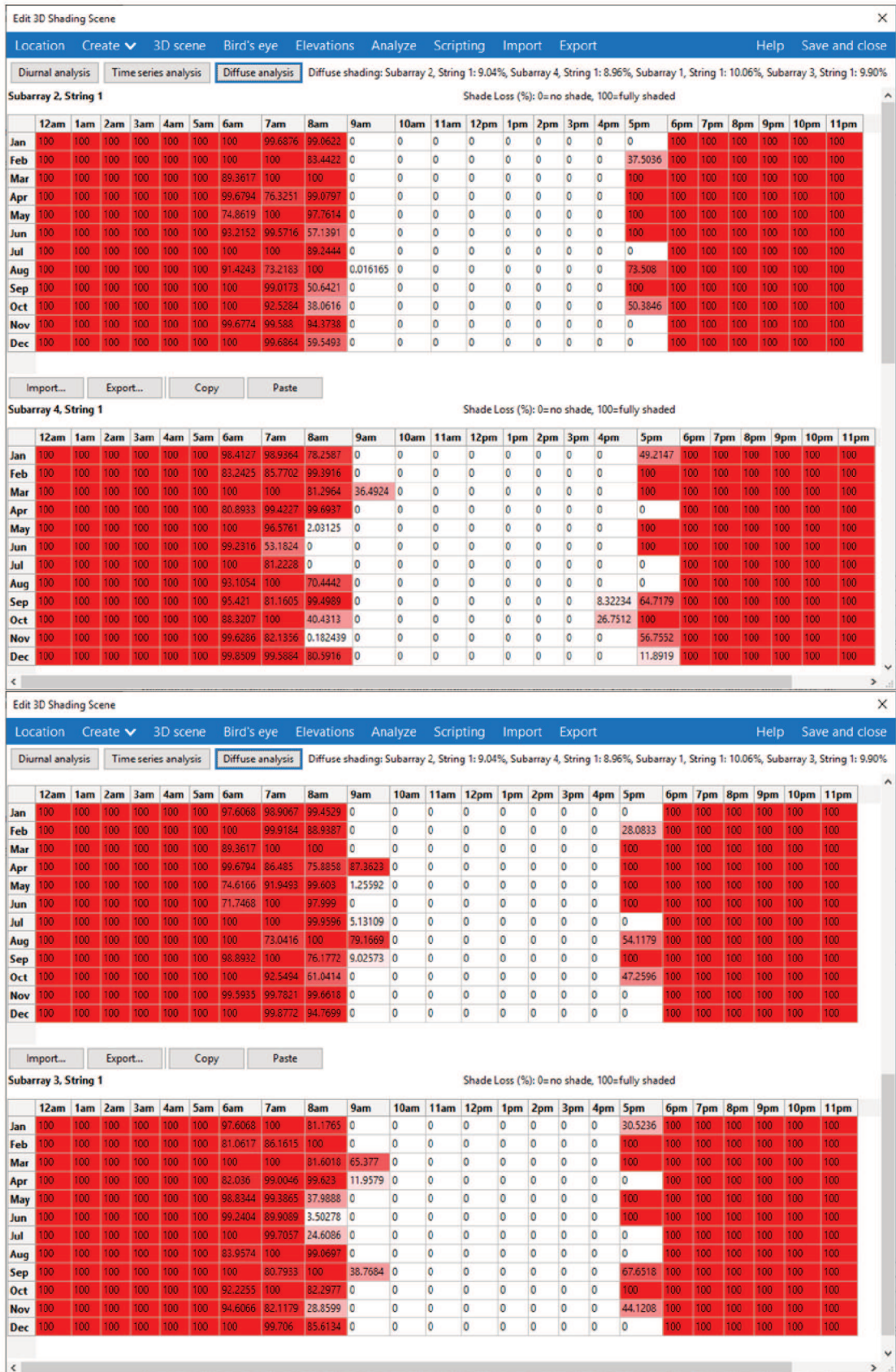
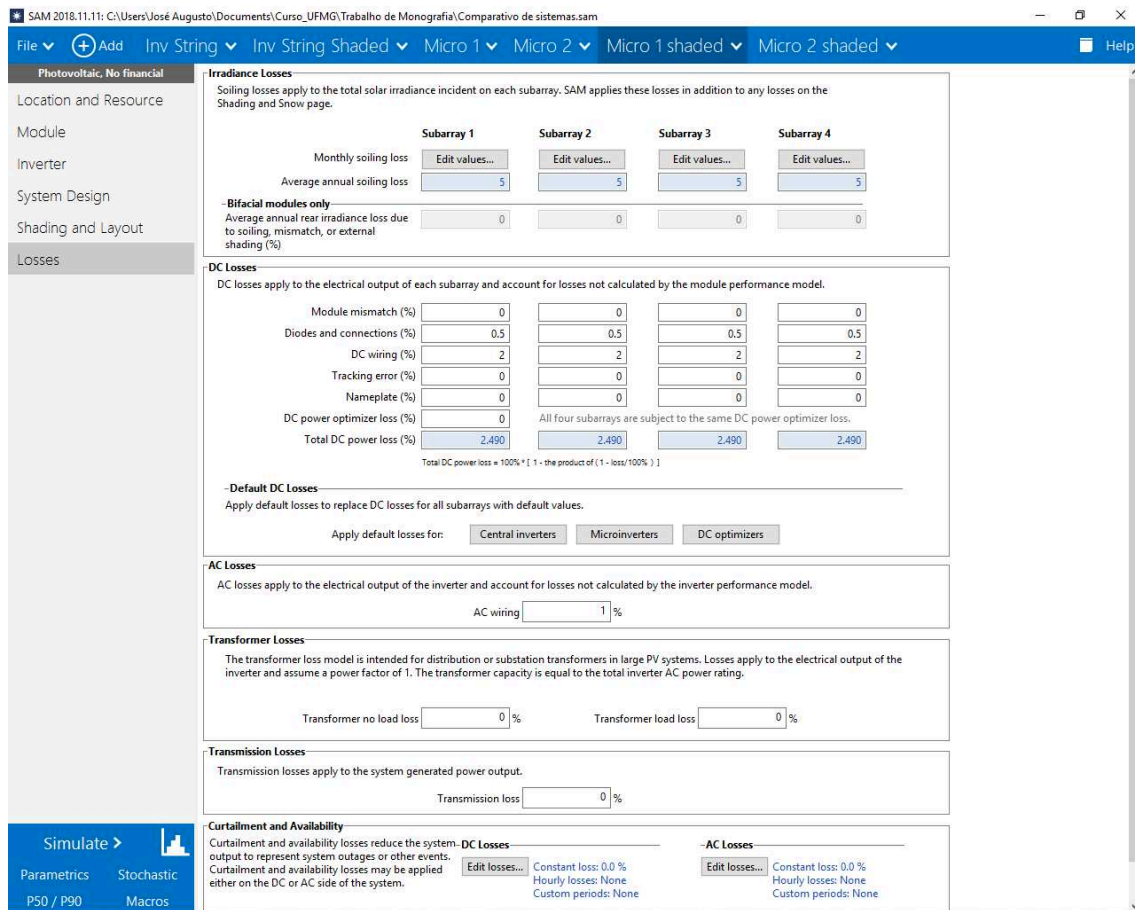


Figura 43: Tabela de irradiação solar com sombreamento parcial – Micro inversor 2

Fonte: System Advisor Model (SAM)



As perdas de irradiação e por efeito Joule, tanto nas conexões C.C. como C.A., da mesma forma que com o inversor string, foram configuradas como default do simulador conforme Figura 44, com exceção da taxa de perdas por mismatch que no caso do micro inversor é igual a zero.



**Figura 44: Tela de configuração de perdas do simulador – Micro inversor**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

Com ambos os sistemas configurados da forma descrita para os dois cenários (sem e com sombreamento) foram feitas as simulações cujos resultados estão discutidos no Capítulo 4

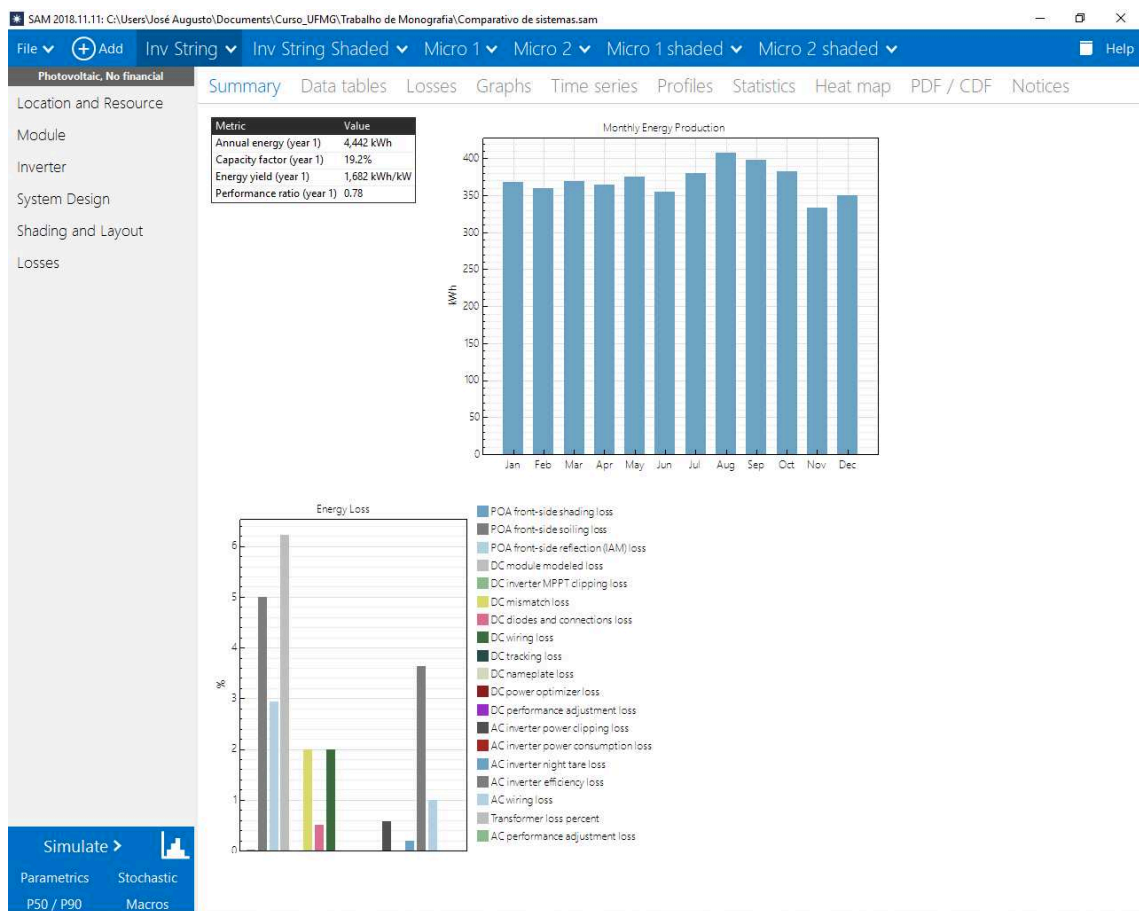
# Capítulo 4

## 4.1. Resultados obtidos

A simulação dos cenários descritos no Capítulo 3 foi realizada e os resultados são apresentados a seguir de acordo com a estrutura simulada.

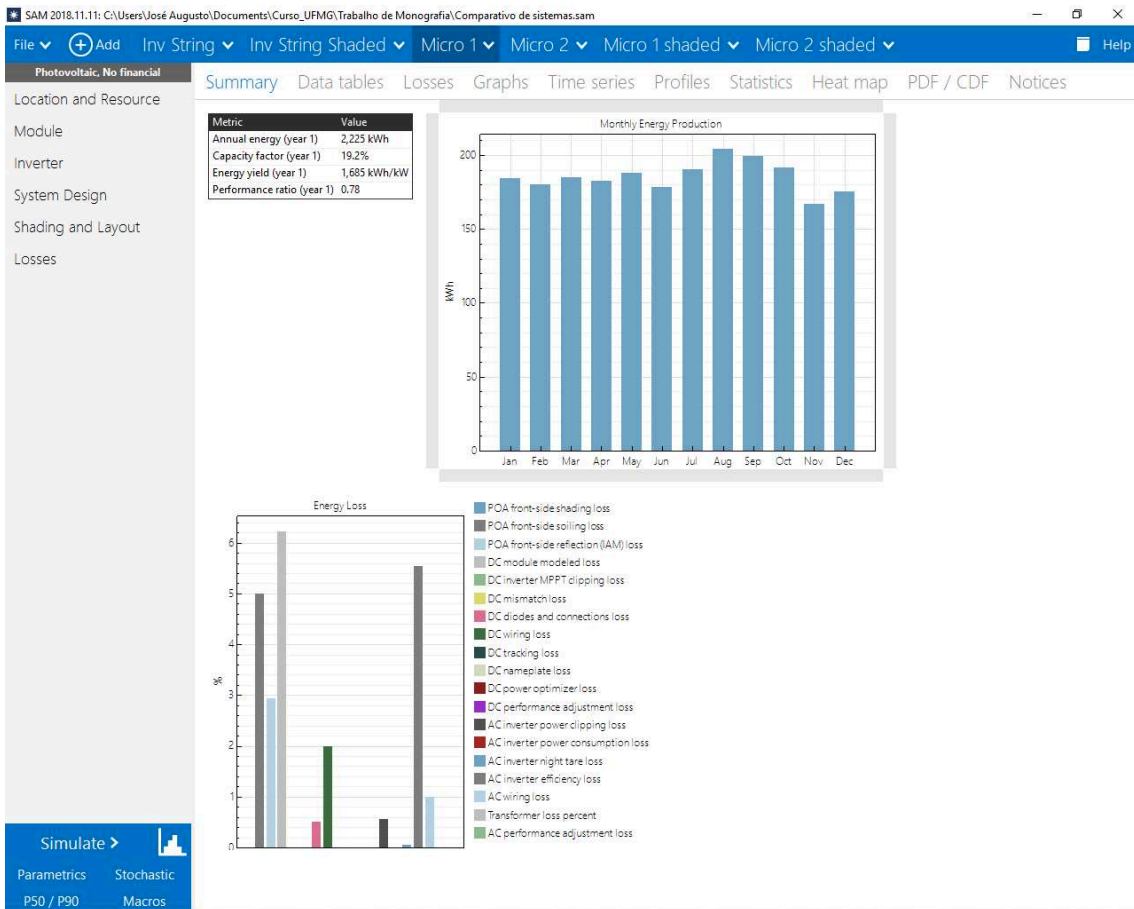
### 4.1.1. Simulação sem sombreamento

Os resultados das simulações dos sistemas com inversor string e com micro inversores nos cenários sem sombreamento estão apresentados a seguir.



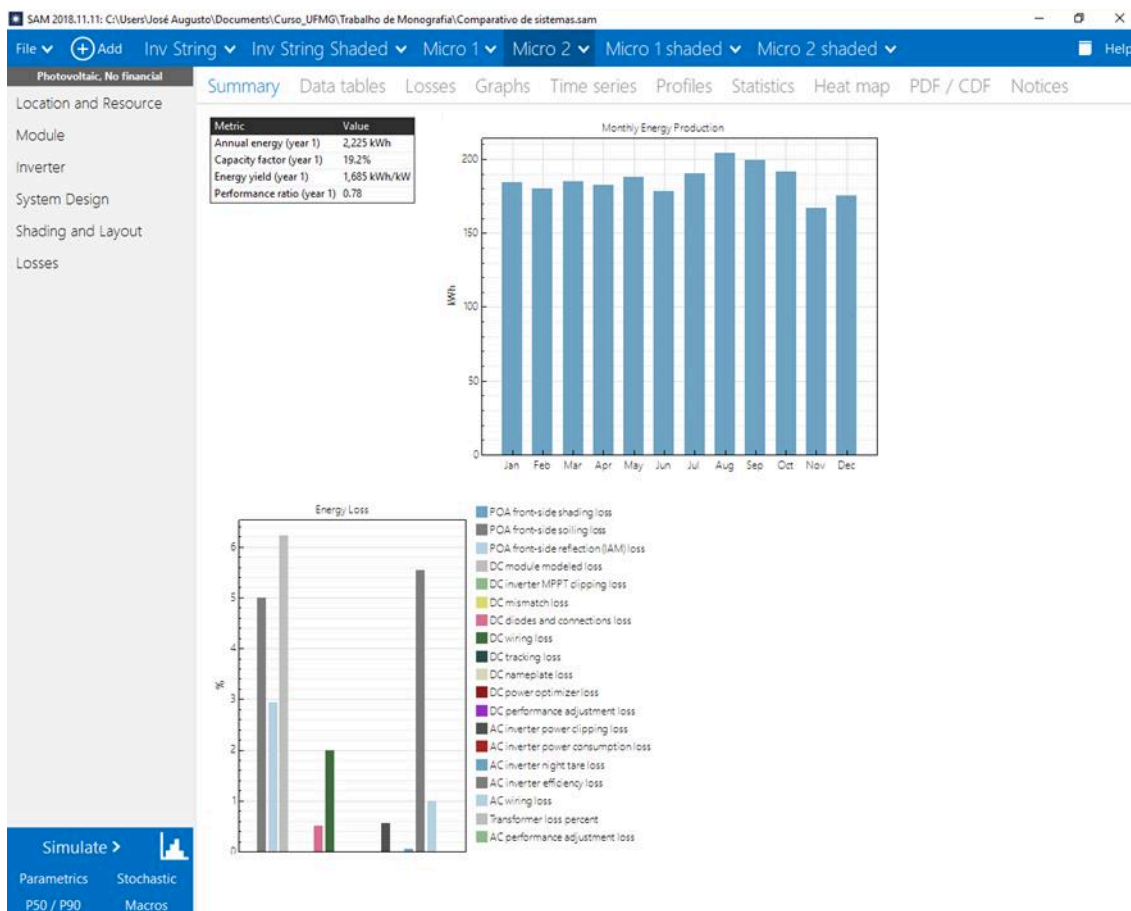
**Figura 45: Inversor string – sem sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)



**Figura 46: Micro inversor 1 – sem sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)



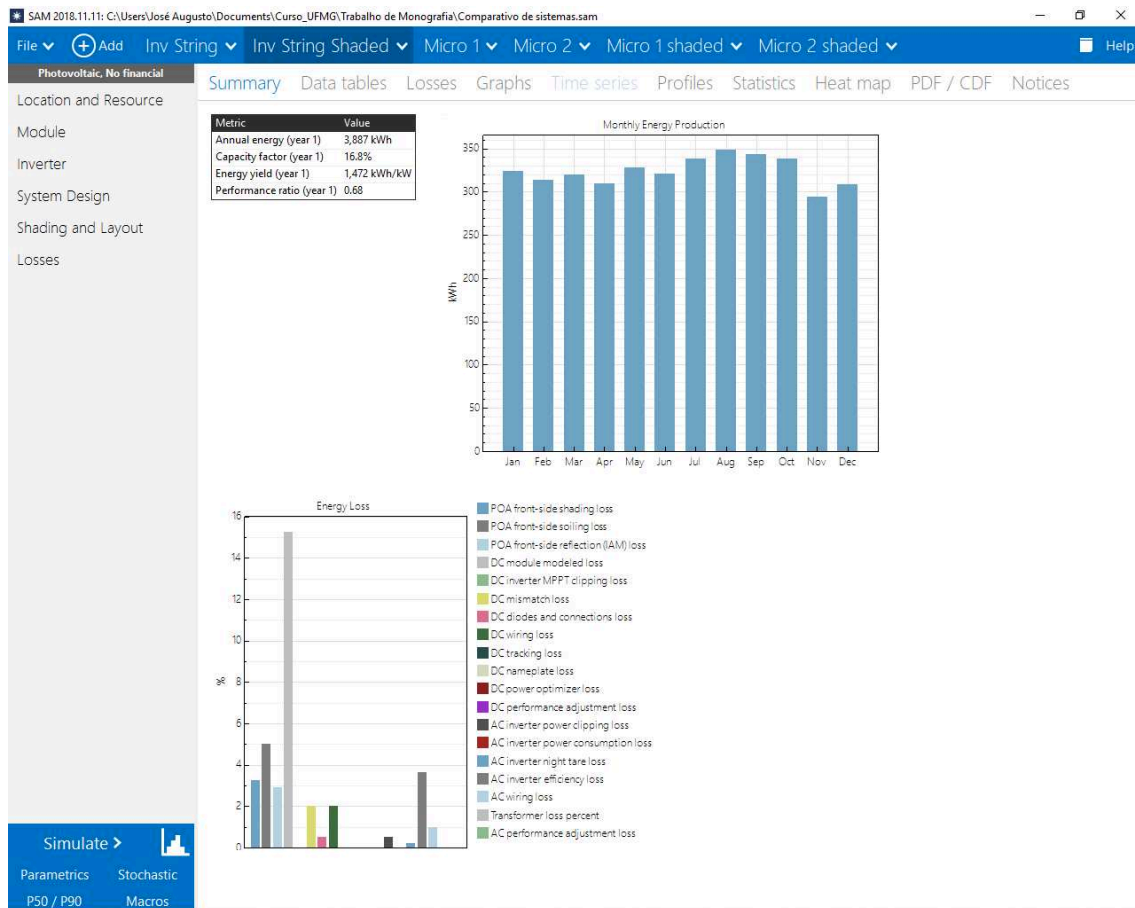
**Figura 47: Micro inversor 2 – sem sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

Observa-se pela Figura 45 que o sistema com inversor string gera energia no primeiro ano igual a 4.442kWh e os sistemas com micro inversor geram energias iguais com valor de 2.225kWh que, somadas, equivalem a 4.450kWh (Figura 45 e Figura 46, micro inversor 1 e micro inversor 2, respectivamente).

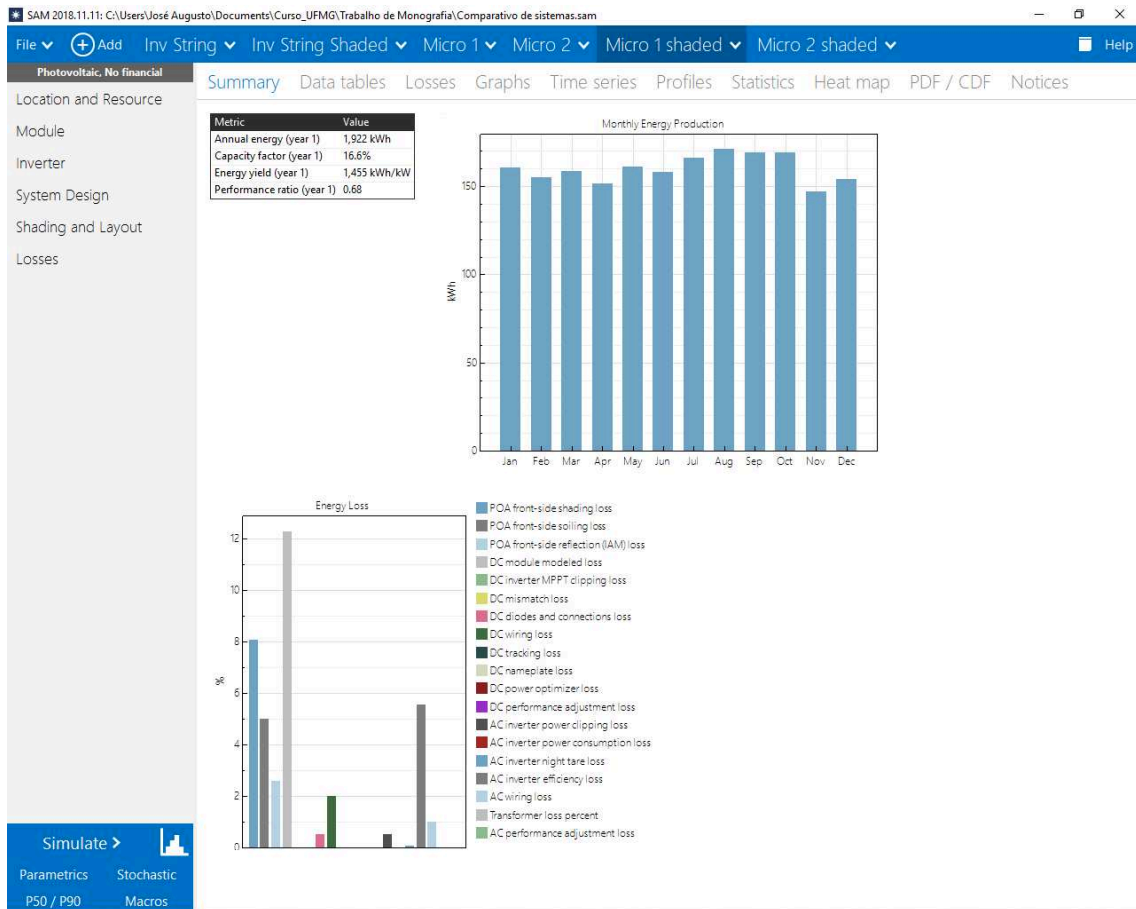
## 4.1.2. Simulação com sombreamento

No cenário simulado com sombreamento observou-se que as energias geradas são reduzidas e as diferenças de energia aumentam de um sistema para outro. Os resultados das simulações dos sistemas com inversor string e com micro inversores nos cenários com sombreamento estão apresentados a seguir.



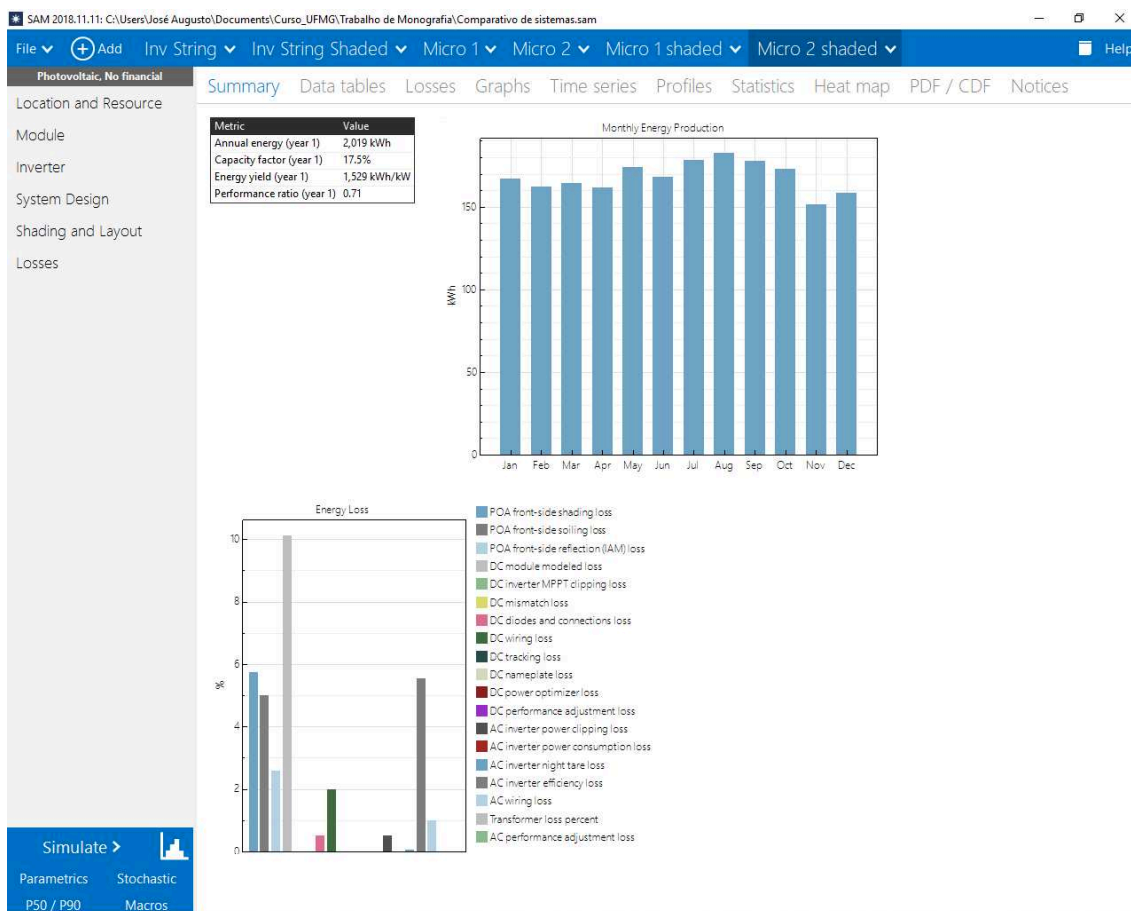
**Figura 48: Inversor string – com sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)



**Figura 49: Micro inversor 1 – com sombreamento**  
 Fonte: System Advisor Model (SAM)





**Figura 50: Micro inversor 2 – com sombreamento**

Fonte: System Advisor Model (SAM)

Observa-se pela Figura 48 que o sistema com inversor string gera energia no primeiro ano igual a 3.887kWh.

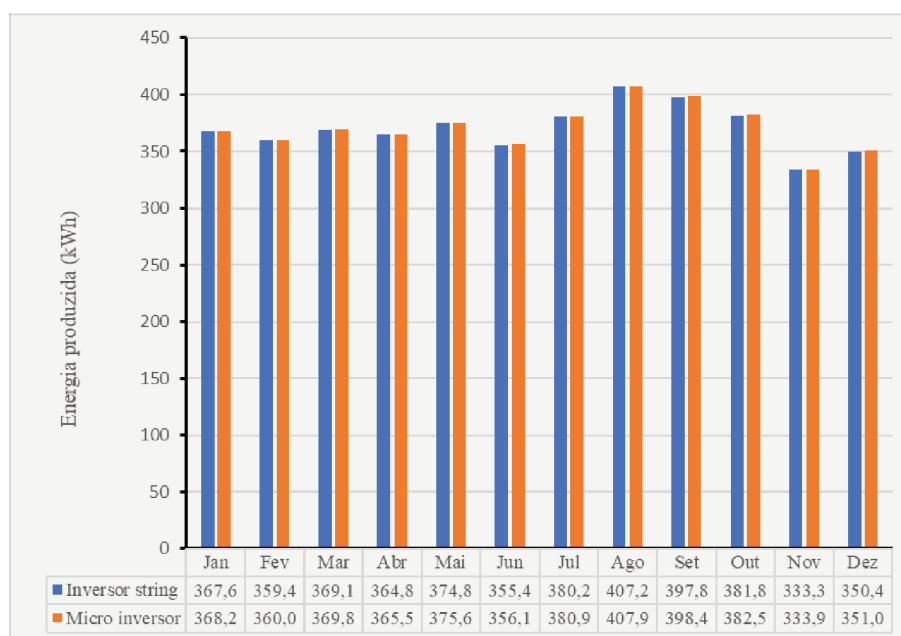
Os sistemas com micro inversores geram energias com valor de 1.922kWh (micro inversor 1, Figura 49) e 2.019kWh (micro inversor 2, Figura 50), totalizando 3.941kWh para o sistema total. Observa-se também que, como previsto no último parágrafo da página 40, o micro inversor 1 sofre maior efeito do sombreamento das árvores por estar mais próximo da borda do telhado e, desta forma, apresenta geração menor de energia que o micro inversor 2.

### 4.1.3. Comparativo das simulações

De modo a efetuar a análise comparativa dos sistemas nos diferentes cenários simulados, foram elaborados gráficos mostrando os valores de geração de energia para cada sistema/cenário conforme simulado no SAM.

Os gráficos elaborados estão representados na Figura 51 e Figura 52, a primeira para a simulação no cenário sem sombreamento e a segunda para o cenário com sombreamento, ambas para os dois sistemas considerados.

<b>Energia produzida sem sombreamento (kWh)</b>					
	<b>Inversor</b>		<b>Micro inversor</b>		$\Delta$
	<b>string</b>	<b>Micro 1</b>	<b>Micro 2</b>	<b>Totais</b>	
Jan	367,6	184,1	184,1	368,2	100,17%
Fev	359,4	180,0	180,0	360,0	100,17%
Mar	369,2	184,9	184,9	369,9	100,19%
Abr	364,9	182,8	182,8	365,6	100,19%
Mai	374,9	187,8	187,8	375,6	100,20%
Jun	355,4	178,1	178,1	356,2	100,21%
Jul	380,2	190,5	190,5	381,0	100,20%
Ago	407,3	204,0	204,0	408,0	100,17%
Set	397,8	199,2	199,2	398,5	100,16%
Out	381,9	191,3	191,3	382,6	100,17%
Nov	333,3	167,0	167,0	334,0	100,19%
Dez	350,4	175,5	175,5	351,1	100,19%
<b>Totais</b>	<b>4.442,3</b>	<b>2.225,2</b>	<b>2.225,3</b>	<b>4.450,5</b>	<b>100,18%</b>



**Figura 51: Comparativo – Sistemas sem sombreamento**

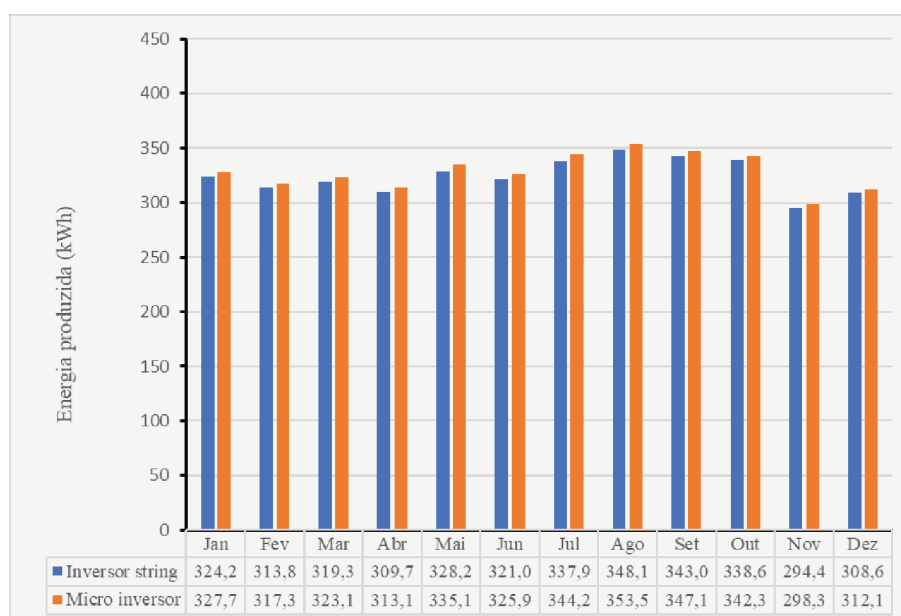
Fontes: System Advisor Model (SAM)

A energia total gerada pelo sistema com micro inversores é ligeiramente maior em relação ao sistema com inversor string. Entretanto, esta diferença (0,18%) é considerada desprezível, significando que, para todos os efeitos práticos, os sistemas se comportam da mesma forma e as energias geradas pelos sistemas são iguais.

Apesar de apresentar topologia que favorece a geração, como entradas com MPPT individuais por módulo e baixas perdas por desequilíbrio de módulos e por autoconsumo, esta vantagem é balanceada por uma menor eficiência em relação ao inversor string em cenários sem sombreamento.

Desta forma, verifica-se que, nos cenários sem sombreamento, os sistemas se equivalem do ponto de vista de geração de energia.

<b>Energia produzida com sombreamento (kWh)</b>					
	<i>Inversor</i>	<i>Micro inversor</i>		<i>Totais</i>	$\Delta$
	<i>string</i>	<i>Micro 1</i>	<i>Micro 2</i>		
<i>Jan</i>	324,2	160,7	167,0	327,8	101,08%
<i>Fev</i>	313,8	155,0	162,4	317,4	101,12%
<i>Mar</i>	319,3	158,8	164,3	323,1	101,19%
<i>Abr</i>	309,7	151,7	161,4	313,2	101,11%
<i>Mai</i>	328,3	161,1	174,0	335,1	102,08%
<i>Jun</i>	321,1	157,9	168,0	325,9	101,51%
<i>Jul</i>	337,9	166,0	178,2	344,3	101,88%
<i>Ago</i>	348,2	171,0	182,5	353,5	101,54%
<i>Set</i>	343,1	169,3	177,8	347,2	101,20%
<i>Out</i>	338,6	169,2	173,2	342,4	101,11%
<i>Nov</i>	294,5	147,1	151,2	298,3	101,30%
<i>Dez</i>	308,6	153,8	158,3	312,2	101,16%
<i>Totais</i>	3.887,3	1.921,8	2.018,5	3.940,3	101,36%



**Figura 52: Comparativo – Sistemas com sombreamento**

Fontes: System Advisor Model (SAM)

Verifica-se pela Figura 52 que, no cenário com sombreamento, e submetido às mesmas condições, o sistema com micro inversores gera mais energia que o sistema com inversor string. Em média, a energia total gerada pelo sistema com micro inversores é 1,36% maior em relação ao sistema com inversor string.

Em um cenário com sombreamento, o melhor aproveitamento do micro inversor, por tratar os módulos fotovoltaicos de forma individual, torna-se perceptível e compensa a menor eficiência do equipamento com algumas vantagens.

A tabela abaixo apresenta um resumo dos cenários para ambos os sistemas, com os resultados simulados e suas diferenças percentuais.

	<i>Inversor string</i>	<i>Micro inversor</i>	$\Delta$
<i>Sem sombreamento</i>	4442,3kWh	4450,5kWh	0,18%
<i>Com sombreamento</i>	3887,3kWh	3940,3kWh	1,36%
$\Delta$	-12,49%	-11,46%	

## 4.2. Sistema de geração real – estudo de caso

Este estudo de caso tem como objetivo apresentar a produção de energia de um sistema de geração fotovoltaica real que foi usado como base para os geradores simulados neste trabalho.

Este sistema foi montado sobre o telhado de um dos clientes da empresa LUMEN Sistemas de Energia LTDA e está operacional desde julho de 2019. De modo a atender suas necessidades de energia, premissa de projeto do sistema, o domicílio necessita de uma geração de 290kWh mensais, em média, já descontada a taxa de disponibilidade de 100kWh por ser uma instalação trifásica.

O sistema projetado e instalado consiste em um gerador, usando oito módulos fotovoltaicos, modelo DHP72-330, fabricante DAH Solar, dois micro inversores trifásicos, modelo YC1000, fabricante APsystems e um módulo de comunicação ECU-C, fabricante APsystems. A vista superior do domicílio e o lay-out de montagem dos módulos no telhado podem ser observados na Figura 53.



**Figura 53: Local da instalação e lay-out dos módulos no telhado**

Fonte: Acervo Lumen Sistemas de Energia LTDA

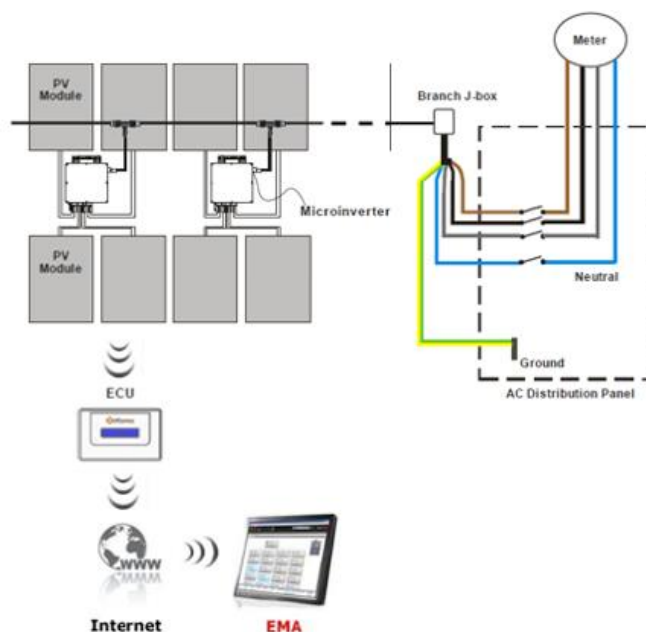
Neste arranjo, quatro módulos são ligados em um micro inversor e os outros quatro são ligados em outro, fornecendo até 1800W de potência C.A.

Os módulos fotovoltaicos usados neste sistema são policristalinos, com potência nominal de 330W<sub>p</sub>, e suas características elétricas estão reproduzidas no Anexo 1.

Cada micro inversor, com potência nominal de 900W, dispõe de quatro entradas com MPPT, individuais por módulo fotovoltaico, e uma saída trifásica a quatro fios (três fases +

neutro) que podem ser ligadas em paralelo com outros micro inversores e com a rede, conforme Figura 54, que apresenta a arquitetura da instalação.

As características técnicas dos micro inversores estão reproduzidas no Anexo 3.



**Figura 54: Arquitetura do sistema**

Fonte: [14]

Incorporados aos micro inversores encontram-se dispositivos de comunicação Zigbee que permitem o envio de informações do sistema, tais como, tensões e correntes C.C. de cada módulo, tensões C.A. de saída, frequência e temperatura dos módulos, entre outros.

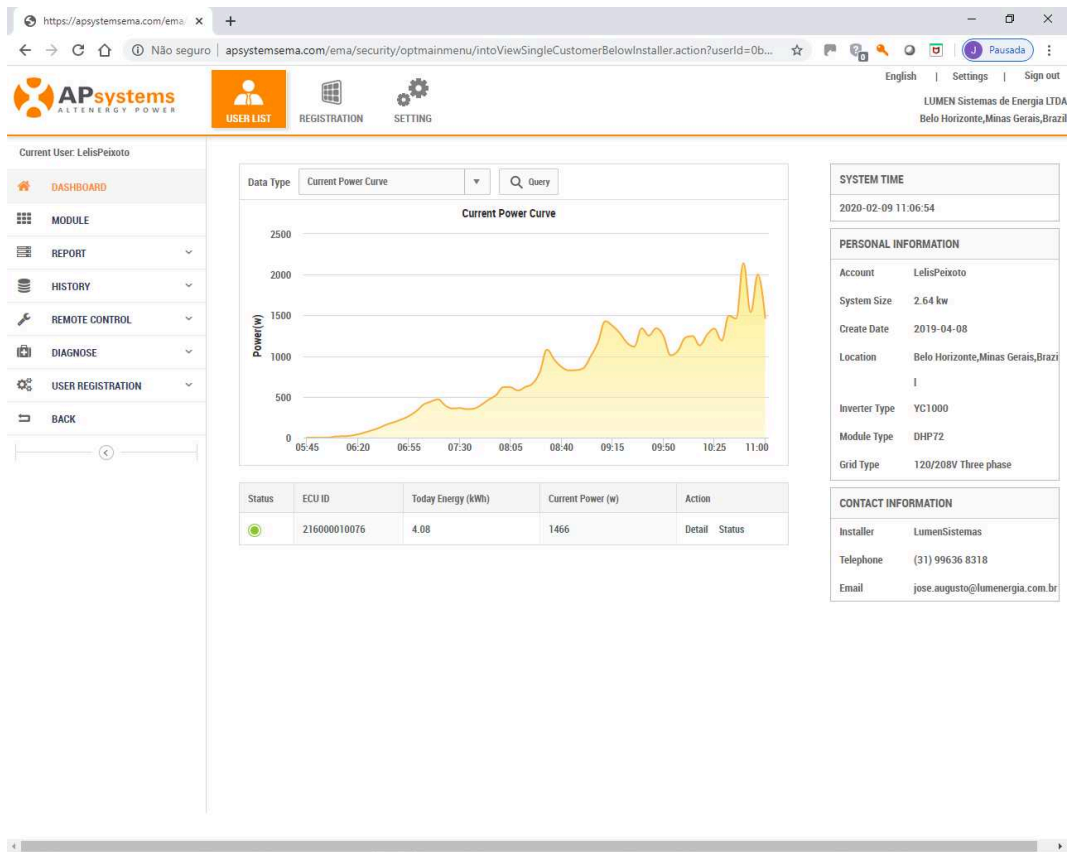
Estas informações, oriundas de cada micro inversor conectado ao sistema, são enviadas ao módulo de comunicação ECU-C, que é o responsável pelo armazenamento e compartilhamento das informações, através do aplicativo EMA que pode ser acessado via internet.

O módulo de comunicação pode ser visualizado na Figura 55 e a tela principal do aplicativo EMA, na Figura 56.



**Figura 55: Unidade de comunicação ECU-C**

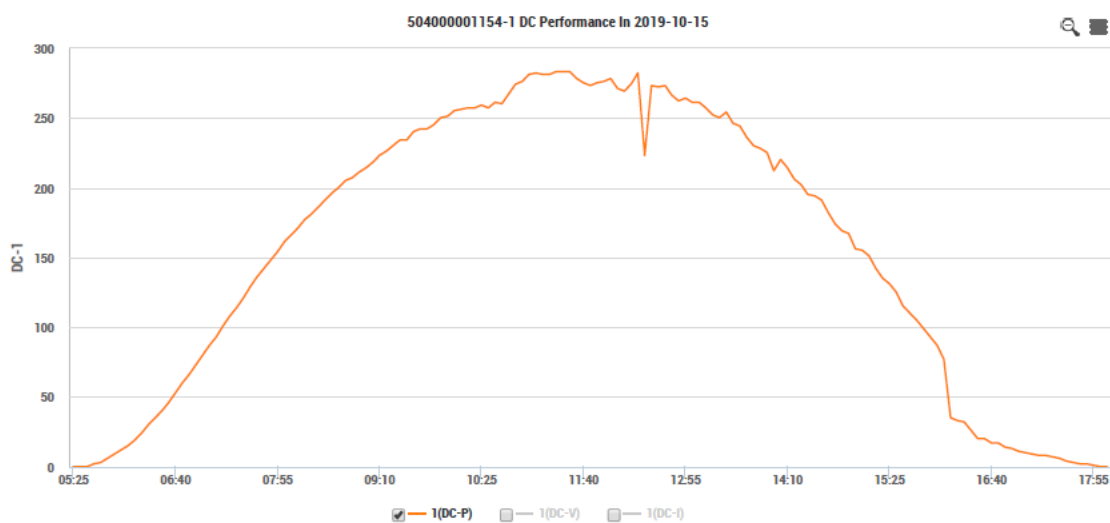
Fonte: [15]



**Figura 56: Tela do aplicativo EMA APsystems**

Fonte: [15]

A título ilustrativo, a Figura 57 reproduz uma curva típica de potência gerada por um módulo fotovoltaico, cujos valores foram obtidos no período de um dia.



**Figura 57: Curva característica de potência de módulo gerador fotovoltaico**

Fonte: aplicativo EMA

A energia produzida é informada através de relatórios do aplicativo. Neste caso particular os valores de energia se encontram planilhadas conforme Figura 58. Uma vez que o sistema está operacional somente a partir de fim de julho, foram coletados dados do período de agosto a dezembro de 2019 para efeito de análise.

<b>Energia produzida (kWh)</b>						
	<b>Agosto</b>	<b>Setembro</b>	<b>Outubro</b>	<b>Novembro</b>	<b>Dezembro</b>	<b>Totais</b>
1	12,8	13,3	16,2	9,5	9,9	61,7
2	12,5	12,3	16,6	9,7	11,0	62,1
3	9,9	12,4	16,4	15,3	7,9	61,8
4	10,4	13,8	16,2	16,0	12,2	68,6
5	10,3	13,8	13,8	11,9	8,4	58,2
6	4,7	11,9	15,6	13,2	10,1	55,5
7	8,0	13,1	15,7	13,2	5,7	55,7
8	13,3	14,7	15,0	12,4	7,8	63,3
9	13,8	15,2	13,1	14,8	8,5	65,3
10	13,1	14,3	12,4	15,3	6,1	61,1
11	12,7	13,9	16,0	14,8	8,8	66,1
12	14,2	12,4	16,1	9,8	9,0	61,4
13	13,7	13,6	16,8	12,4	14,4	71,0
14	12,7	13,5	16,8	7,6	12,2	62,8
15	14,4	13,6	15,9	5,5	15,6	65,0
16	14,9	14,6	12,9	11,0	15,6	69,0
17	15,0	13,4	15,9	10,0	14,7	68,8
18	13,1	14,1	15,3	3,9	14,9	61,3
19	12,7	11,9	13,6	8,6	9,9	56,7
20	10,3	12,4	13,9	6,4	14,0	57,0
21	12,3	11,8	6,8	12,5	9,3	52,6
22	9,5	12,7	10,2	10,0	14,1	56,4
23	6,7	5,8	11,7	11,4	8,8	44,3
24	14,1	14,3	11,0	8,6	5,5	53,4
25	12,6	3,8	13,5	12,1	13,3	55,3
26	12,7	2,2	14,4	14,3	14,1	57,7
27	14,6	13,5	14,3	14,9	12,7	70,0
28	12,1	13,4	12,5	11,8	10,9	60,7
29	9,5	11,2	13,7	7,5	11,4	53,3
30	13,8	13,9	13,1	9,4	14,3	64,5
31	14,0		11,5		15,4	40,9
<b>Totais</b>	<b>374,1</b>	<b>370,5</b>	<b>436,7</b>	<b>333,6</b>	<b>346,3</b>	<b>1861,2</b>

**Figura 58: Energia produzida no período pelo sistema real**

Fonte: aplicativo EMA

O total de energia produzida no período analisado fornece uma média mensal de 372,2kWh, valor 28,4% superior às necessidades do domicílio (290kWh). Esta margem de segurança está adequada de modo a compensar os dias nublados ou chuvosos que não estão previstos no dimensionamento e que reduzem a produtividade do sistema.

A análise realizada mostra que os sistemas fotovoltaicos representam uma excelente opção para o consumidor de energia elétrica que deseje suprir suas necessidades com um gerador alternativo à concessionária de energia local.

## Capítulo 5

### 5.1. Conclusões

A partir das premissas descritas e após as simulações realizadas, os valores de energia produzida para os sistemas string e com micro inversores nos cenários sem sombreamento e com sombreamento foram planilhados e gerados dois gráficos comparativos para os cenários descritos.

Como observado no gráfico da Figura 51, para o cenário sem sombreamento, os sistemas usando inversor string e micro inversores se assemelham produzindo energias com diferenças percentuais desprezíveis. Conclui-se que, para todos os efeitos práticos, os dois sistemas, sem obstáculos ou condições adversas, são equivalentes e geram a mesma quantidade de energia ao longo do ano.

Para o cenário com sombreamento este conceito modifica-se e as diferenças de geração de energia em todos os meses do ano são perceptíveis, como observado na Figura 52. Comprovando o conceito explanado no item 2.3.3, o sistema usando micro inversores gera mais energia que o sistema com inversor string em cenários desfavoráveis do ponto de vista de sombreamento por apresentar entradas MPPT individuais por módulo e outras características que melhoram seu processo de conversão. As diferenças para o cenário estudado são pequenas, mas sensíveis pela análise do gráfico e dos valores de energia gerada.

De acordo com a Figura 52, a maior diferença percentual ocorre no mês de maio (2,08%) e a menor diferença percentual ocorre no mês de janeiro (1,08%). A diferença média no ano é igual a 1,36%, o que equivale a dizer que, na condição simulada, o sistema com micro inversor gera 1,36% mais energia por ano do que o sistema com inversor string.

### 5.2. Proposta de continuidade

Para a continuidade deste trabalho propõe-se realizar novas simulações com cenários de sombreamento mais severos que o especificado de modo a avaliar se o ganho de produtividade de um sistema com micro inversores em relação ao mesmo sistema com inversor string será melhorado.

Sabendo-se que sistemas que utilizam micro inversores são, em média, mais onerosos que sistemas com inversores string na mesma potência, outra sugestão é a de realizar estudos econômicos usando o módulo financeiro do SAM de modo a avaliar o impacto da produção dos dois sistemas no retorno financeiro do investimento ou sua viabilidade econômica como um todo.



## Referências bibliográficas

- [1] “Quanto custa a energia elétrica para a pequena e média indústria no Brasil?” - Relatório FIRJAN, fevereiro 2017;
- [2] “Geração distribuída solar fotovoltaica: Benefícios líquidos para o Brasil” – Seminário ABSOLAR, junho 2018;
- [3] “Meio século de história fotovoltaica”, Gazeta de Física, janeiro de 2008, Universidade de Lisboa;
- [4] A. Luque e S. Hedegus, “Handbook of Photovoltaic Science and Engineering”, Wiley, 2003;
- [5] A. Costa Carvalho, “Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas”, Dissertação para obtenção do título de Mestrado, julho de 2014, Universidade Federal de Minas Gerais;
- [6] W. Shen, F. Choo e P. Wang, “Mathematical model of a solar module for energy yield simulation in photovoltaic systems”, School of Electrical and Electronic Engineering, Singapore, 2009;
- [7] J. Pinho e M. Galdino, “Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos”, GTES, 2014;
- [8] Prof. Dr. Luís Monteiro, “Curso de Especialização em Energias Renováveis”, Notas de Aula, 2019, UFMG;
- [9] “Best Research-Cell Efficiency Report”, National Renewable Energies Laboratories (NREL), 2019;
- [10] N. Martins, “Incorporação de Micro Inversor em Módulos Fotovoltaicos”, Dissertação para obtenção do título de Mestrado, 2012, Universidade de Aveiro;
- [11] J. Carneiro, “Módulos Fotovoltaicos – Características e Associações”, Artigo publicado no primeiro semestre de 2010, Universidade do Minho;
- [12] J. Gazoli, “Microinversor Monofásico para Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica”, Dissertação para obtenção do título de Mestrado, 2011, Universidade Estadual de Campinas;
- [13] “Growth, Market Share and Dynamic change in the PV Inverter Industry Report”, GTM Research, 2009;
- [14] Manual de operação e instalação, YC-1000, APsystems, rev 1.0;
- [15] Manual de operação e instalação, ECU-C, APsystems, rev 1.5;

# Anexo 1

## Módulo fotovoltaico DHP72-330

Smart PV Module Pioneer | Transform More Sunlight Into Energy.

### Mechanical Specification

Cell Type	Polysilicon 156.75x156.75mm		
Weight	22.5kg		
Dimension (LxWxH)	1926x991x40mm		
Output Cables	TUV, Length 900mm, 4-core		
No. of Cells	72 (6x12)		
Front Glass	3.2mm High Transmission, Low Iron Tempered Glass		
Frame	Anodized Aluminium		
Junction box	IP67, 3 Bypass Diodes		
Connector	MC4 or MC4 Compatible		

### Packing Configuration

Container	20GP	40GP	40HC
PCS per pallet	27	27	27
PU per container	10	24	24
PCS per container	270	648	696

### Operating Parameters

Maximum system voltage	DC1000V
Operating Temperature (°C)	-40 ~ +85°C
Maximum series fuse rating	15A
Snow load / outside	5400Pa
Wind load / backside	2400Pa
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45°C ± 2°C
Application level	Class A

### Electrical Characteristics (Standard Test Conditions)

Module Type	DHP72-315	DHP72-320	DHP72-325	DHP72-330
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	315W	320W	325W	330W
Open-circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	45.6V	45.8V	45.9V	46.1V
Minimum Power Voltage (V <sub>mp</sub> )	36.9V	37.1V	37.2V	37.3V
Short-circuit Current (I <sub>sc</sub> )	9.00A	9.10A	9.25A	9.38A
Maximum Power Current (I <sub>mp</sub> )	8.54A	8.63A	8.76A	8.85A
Module Efficiency (%)	16.25%	16.51%	16.77%	17.02%
Power Tolerance	0 ~ +5W			
Temperature Coefficient of Isc	0.05%/°C			
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C			
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.41%/°C			

Production 1000+/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 25°C, Spectrum AM1.5

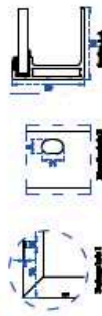
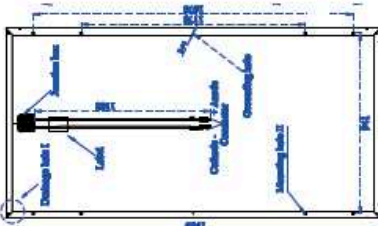
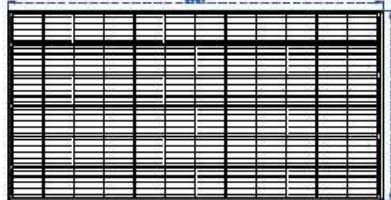
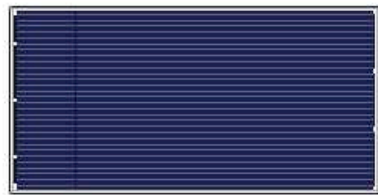
### Electrical Characteristics (Noct)

Module Type	DHP72-315	DHP72-320	DHP72-325	DHP72-330
Maximum Power (P <sub>max</sub> )	324W	328W	332W	340W
Open-circuit Voltage (V <sub>oc</sub> )	42.4V	42.5V	42.6V	42.7V
Minimum Power Voltage (V <sub>mp</sub> )	34.3V	34.4V	34.5V	34.6V
Short-circuit Current (I <sub>sc</sub> )	7.25A	7.35A	7.47A	7.57A
Maximum Power Current (I <sub>mp</sub> )	6.82A	6.92A	7.02A	7.11A

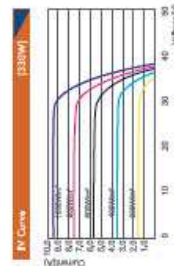
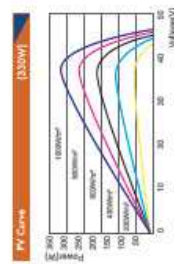
Production 1000+/m<sup>2</sup>, Ambient temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s

Less area covering

**DHP72**  
**315W-330W**  
Poly crystalline PV Module

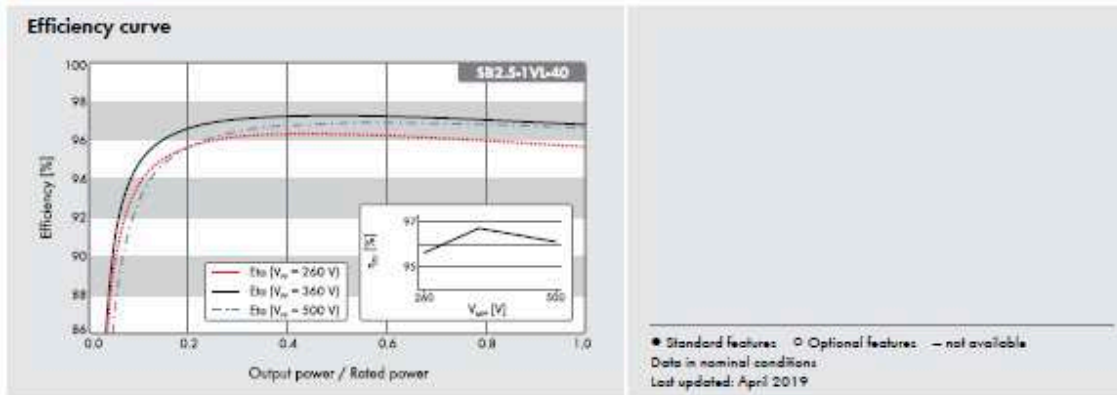


**Function parameter**



# Anexo 2

## Inversor Sunny Boy 2.0



Technical Data	Sunny Boy 1.5	Sunny Boy 2.0	Sunny Boy 2.5
<b>Input (DC)</b>			
Max. PV array power	3000 W <sub>p</sub>	4000 W <sub>p</sub>	5000 W <sub>p</sub>
Max. input voltage	600 V	600 V	600 V
MPP voltage range	160 V to 500 V	210 V to 500 V	260 V to 500 V
Rated input voltage		360 V	
Min. input voltage / initial input voltage		50 V / 80 V	
Max. input current per string		10 A	
Max. short-circuit current per string		18 A	
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input		1 / 1	
<b>Output (AC)</b>			
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	1500 W	2000 W	2500 W
Max. apparent power AC	1500 VA	2000 VA	2500 VA
Nominal AC voltage		220 V / 230 V / 240 V	
Nominal AC voltage range		180 V to 280 V	
AC grid frequency / range		50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	
Rated grid frequency / rated grid voltage		50 Hz / 230 V	
Max. output current	7 A	9 A	11 A
Power factor at rated power		1	
Adjustable displacement power factor		0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Feed-in phases / connection phases		1 / 1	
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency / Euro-eta	97.2 % / 96.1 %	97.2 % / 96.4 %	97.2 % / 96.7 %
<b>Protective Devices</b>			
DC side disconnection point		●	
Ground fault monitoring / grid monitoring		● / ●	
DC reverse polarity protection / AC short circuit current capability / galvanically isolated		● / ● / -	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit		●	
Protection class (according to IEC 61140) / surge category (according to IEC 60664-1)		I / III	
Reverse current protection		Not required	
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)		460 / 367 / 122 mm (18.1 / 14.4 / 4.8 inches)	
Weight		9.2 kg (20.3 lbs)	
Operating temperature range		-40 °C to +60 °C (-40 °F to +140 °F)	
Noise emission, typical		< 25 dB	
Self-consumption (at night)		2.0 W	
Topology		Transformerless	
Cooling concept		Convection	
Degree of protection (according to IEC 60529)		IP65	
Climatic category (as per IEC 60721-3-4)		4K4H	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)		100 %	
<b>Features</b>			
DC connection / AC connection		SUNCLIX / connector	
Display via smartphone, tablet, laptop		●	
Interfaces: WLAN / Ethernet		● / ●	
Communication protocols		Modbus (SMA, Sunspec), Webconnect	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years		● / ○ / ○ / ○	
Certificates and permits (more available upon request)		AS4777, C10/11, CE, CB0-21, DIN EN 62109-1/IEC 62109-1, DIN EN 62109-2/IEC 62109-2, EN50438, GB3/2, IEC61727, IEC62116, NBR16149, NEN-EN50438, NRS097-2-1, RFG konform, VDE-AR-N4105, VDE 0126-1-1, VFR2014	
Country availability of SMA Smart Connected		AU, AT, BE, CH, DE, ES, FR, IT, WJ, NL, UK	
Type designation	SB 1.5-1VL-40	SB2.0-1VL-40	SB2.5-1VL-40

# Anexo 3

## Micro inersor YC1000

### APsystems YC1000-3 Microinverter Datasheet

#### INPUT DATA (DC)

MPPT Voltage Range	16-55V
Maximum Input Voltage	60V
Maximum Input Current	14.8A x 4
Startup Voltage	22V

Accommodates 3 modules up to 365W or 4 modules up to 310W

#### OUTPUT DATA (AC)

	277Y/480V	120Y/208V
Maximum Output Power	900W	900W
3-Phase Grid Type	277Y/480V	120Y/208V
Nominal Output Current	1.08Ax3	2.50Ax3
Nominal Output Voltage	277Yx3	120Yx3
Nominal Output Frequency	60Hz /59.3-60.5Hz*	60Hz /59.3-60.5Hz*
Power Factor	>0.99	>0.99
Total Harmonic Distortion	<3%	<3%
Maximum Units per Branch	11 per 15Ax3-pole Breaker	4 per 15Ax3-pole Breaker

#### EFFICIENCY

Peak efficiency	95%
CEC Weighted Efficiency	94.5%
Nominal MPPT efficiency	99.9%

#### MECHANICAL DATA

Operating Ambient temperature range	-40°F to +149°F (-40°C to +65°C)
Storage Temperature Range	-40°F to +185°F (-40°C to +85°C)
Dimensions (W x H x D)	10.2" X 9.5" X 1.4" (259mm X 242mm X 36mm)
Weight	8.4lbs (3.8kg)
Enclosure rating	NEMA 6
Cooling	Natural Convection - No Fans

#### FEATURES

Communication	ZigBee (wireless)
Integrated Ground Fault Protection (GFP)	The DC circuit meets the requirements for ungrounded PV arrays in NEC690.35. No additional ground is required. Ground fault protection (GFP) is integrated into microinverter.
Emissions & Immunity (EMC) Compliance	FCC Part 15; ANSI C63.4; ICES-003
Safety & Grid Connection Compliance	IEEE1547, CSA C22.2 No. 107.1-01, NEC 2014 690.12, NEC 2017 690.12 ***
Warranty	10 years standard, extendable to 25 years

\* Programmable per customer and utility requirements.  
 \*\*Meets the standard requirements for Distributed Energy Resources (UL 1741) and identified with the ETL Listed Mark.



Specifications subject to change without notice - please ensure you are using the most recent update found at [www.APsystems.com](http://www.APsystems.com)

6.13.17 © All Rights Reserved

