



**INSTITUTO
FEDERAL**

Sudeste de Minas Gerais

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO
SUDESTE DE MINAS GERAIS – CAMPUS JUIZ DE FORA

**Dimensionamento De Uma Micro Usina Fotovoltaica Com Backup De
Baterias**

Bolsista: Laura de Faria e Castro

Orientador: Prof. Rodrigo Arruda Felício Ferreira

Relatório final, referente ao período de
agosto/2017 a julho/2018, apresentado
ao Campus Juiz de Fora do IF Sudeste
MG, como parte das exigências do

Juiz de Fora

MINAS GERAIS - BRASIL

Agosto/2018

Resumo

O objetivo do projeto foi o dimensionamento de uma micro usina fotovoltaica, gerando potência suficiente para suprir um laboratório de eletrônica do Instituto Federal, campus Juiz de Fora.

O dimensionamento foi feito através de softwares de simulação, inicialmente em projeções simples para melhor compreensão do funcionamento do sistema, e por fim em softwares de maior complexidade onde é possível mensurar não só a geração do sistema, mas também suas perdas e otimizações.

O valor definido para a geração do sistema foi de 10kWp, projetado para ser posicionado acima do bloco I, com base fixa, considerando-se pouca ventilação. Esse valor busca ser o suficiente para suprir a necessidade de um laboratório do bloco, já permitindo uma economia nas faturas de energia do Instituto.

Sumário

1. Introdução.....	1
2. Legislação.....	2
3. Dimensionamento Inicial.....	3
4. Dimensionamento.....	11
5.1. Parte 1 - Simples.....	12
5.2. Parte 2 – Gerando relatório inicial.....	14
5.3. Caso 2 – Variação direcional	18
5.4. Caso 3 – Perdas LID e PID.....	19
5.5. Caso 4 – Outras Perdas.....	21
5.6. Caso 5 – Inversor abaixo da potência.....	23
5. Dimensionamento Final	25
6. Conclusão.....	26

1. Introdução

Os maiores recursos atuais para geração de energia não são sustentáveis nem mesmo renováveis, portanto há a grande necessidade de fontes alternativas de geração. Por esta razão tem-se investido mais em energias renováveis em todo planeta. Países como Alemanha, França e China já tem grande parte de seu consumo energético suprido por fontes renováveis (em especial, a solar).

O Brasil apresenta um mercado favorável, por apresentar uma grande diversidade de recursos naturais propícios para geração renovável como: solar, eólica e de biomassa. Além disto, considera-se também a elevação do custo de extração e processamento dos combustíveis fósseis.

A utilização da energia solar como fonte de energia elétrica surge a partir do Efeito Fotovoltaico, descoberto por Edmond Becquerel em 1839. Em 1876 cria-se o primeiro aparato fotovoltaico e finalmente em 1956 a produção industrial começa. Este efeito é reproduzido no módulo atual utilizando-se o silício como matéria prima. Desde então a tecnologia vem sendo trabalhada e aprimorada, iniciando em sistema com eficiências de 11%, e chegando hoje a módulos com 25% de eficiência.

2. Legislação

Para implementação de um sistema de geração fotovoltaica é necessário, principalmente, ter instalado o novo medidor bidirecional, para a contabilização da energia gerada pelo sistema. A Resolução Normativa da ANEEL nº 482, de 2012, permite a conversão do excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico em créditos de energia que podem ser utilizados até 60 meses.

Em 2016, entrou em vigor a nova resolução 687 que permite o uso de qualquer fonte renovável, sendo a micro geração distribuída com potência instalada de até 75kW e mini geração distribuída com potência acima de 75kW e menor ou igual a 5MW, conectadas a rede. Além disto é possível a instalação de geração distribuída em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras. Assim a energia gerada pode ser repartida entre as unidades, com porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

Para a instalação basta seguir os passos descritos no Módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), que podem ser resumidos em:

1. Procedimentos de acesso

Processos de consulta, informações e definição de prazos e responsabilidades para a conexão de instalações;

2. Critérios técnicos e operacionais

Define critérios técnicos e operacionais para o acesso ao sistema de distribuição;

3. Requisitos de projeto

Requisitos para elaboração de projetos de instalações de conexão

4. Implantação de novas conexões

Trata dos critérios para implementação, vistoria e recepção de instalações de conexão

5. Requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão

Apresenta diretrizes para a operação, manutenção e segurança das conexões

6. Contratos

Define os contratos que devem ser celebrados entre as partes e apresenta modelos de contratos.

7. Acesso de micro e mini geração distribuída

Descreve os procedimentos para acesso de micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição

3. Dimensionamento Inicial

De maneira simples, o efeito fotovoltaico pode ser explicado como a transferência de elétrons de um material ao outro. No módulo fotovoltaico, isto é usado da seguinte forma: por cima tem-se silício do tipo n (com elétrons livres) e, abaixo, silício do tipo p (lacuna de elétrons). Ao receber a radiação solar, os elétrons livres do material tipo n se excitam e vão até o material do tipo p para preencher suas lacunas, gerando assim uma corrente elétrica.

O sistema fotovoltaico tem base nas células fotovoltaicas, que conectadas em série e paralelo formam um módulo fotovoltaico. Um conjunto de módulos conectados em série é chamado de string (ou cadeias), e o conjunto de módulos que compõe um sistema é chamado de arranjo.

Um sistema fotovoltaico conectado à rede conta com os seguintes componentes: Módulo, Inversor e Relógio bidirecional. Para este caso, considera-se também o kit de baterias, por se tratar de um sistema híbrido. As principais considerações técnicas a serem feitas são: definir o posicionamento e direcionamento do sistema, definir o número de módulos necessários, definir a potência necessária para o inversor, e neste caso definir também o tempo de atuação das baterias.

No caso de um dimensionamento sendo feito a partir da conta de energia da instalação, o cálculo para o projeto é feito obtendo-se a média de gastos anual da instalação e definir o quanto se quer economizar. Vale lembrar que, devido a tarifa mínima das concessionárias, não é possível haver gasto zero em sistemas conectados à rede. Com a CEMIG, sistemas monofásicos possuem uma tarifa mínima de 30kWh, sistemas bifásicos de 50kWh e sistemas trifásicos de 100kWh. Ou seja, para um dimensionamento de economia máxima, faz-se a média anual de gastos e subtrai o valor de tarifa mínima. Para sistemas não

conectados à rede, não há restrição e o dimensionamento é feito com base no pior caso, ou seja, o mês de maior consumo energético.

A melhor produção do sistema fotovoltaico depende da temperatura do módulo e, principalmente, dos níveis de irradiância do local, ou seja, a potência dos raios solares incidentes na superfície (W/m^2). A média anual de radiação solar na terra é de $1,367\text{W/m}^2$ e potência total disponível, provinda do sol, é de aproximadamente 94 mil TW (94×10^{12}). A irradiação é derivada da irradiância, e é a energia dos raios que chegam a superfície (Wh/m^2).

Em Juiz de Fora, a média anual de radiação solar diária, de acordo com o Atlas Solarimétrico, disponibilizado pela CEMIG em 2016 é de $4,5\text{kWh/m}^2$. Esse valor é possível de ser obtido também através de websites que coletam e catalogam dados de estações meteorológicas, e estão em constante atualização. De acordo com o site da CRESESB (Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito), por exemplo, o valor para a irradiação média em Juiz de Fora é de $4,72\text{ kWh/m}^2.\text{dia}$

O dimensionamento inicialmente foi feito através de simulações de módulos no software PSIM, e otimização na combinação dos módulos através do suplemento solver no Excel.

No PSIM o módulo SL6P60 de 240W foi simulado, através da ferramenta Fontes Renováveis. Foram configuradas a irradiância de 1000 W/m^2 e temperatura de 25°C , e valores específicos do *datasheet* do módulo:

- Potência do módulo
- Número de células
- Corrente de curto circuito;
- Tensão de circuito aberto;
- Tensão no ponto de máxima potência;
- Corrente no ponto de máxima potência;
- Coeficientes de variação de temperatura;
 - Corrente
 - Tensão
- Eficiência;

Tabela 1 - Parâmetros do módulo informados pelo fabricante

Dados do Módulo - SL6P60-240W							
Icurto [A]	Vpmax [V]	Ipmax [A]	Vmax [V]	Pmax [W]	Eficiência	%/°C Isc	%/°C Voc
8,52	30,1	7,96	37,2	240	14,76%	0,05%	-0,30%

Os dados da tabela acima foram inseridos no programa da seguinte forma:

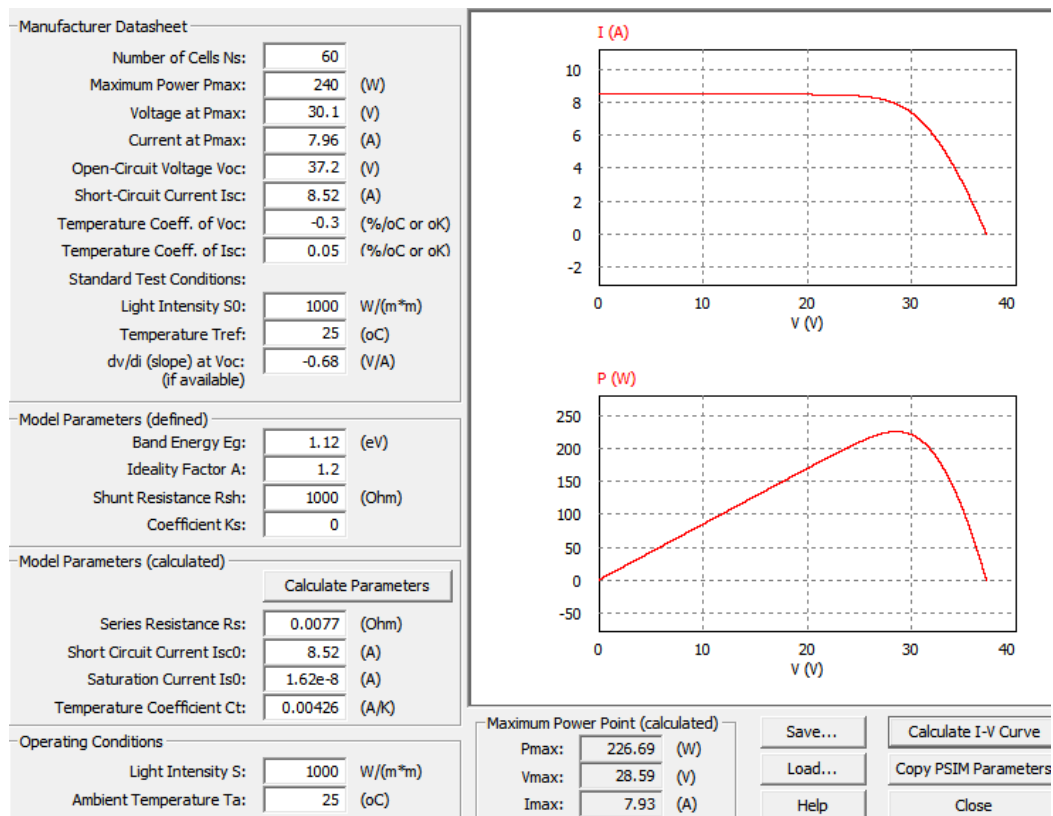


Figura 1 - Parâmetros do módulo inseridos no software PSIM

Para a simulação foi considerada a resistência ótima do sistema, obtida através da divisão da tensão gerada no ponto de máxima potência, pela corrente gerada no ponto de máxima potência.

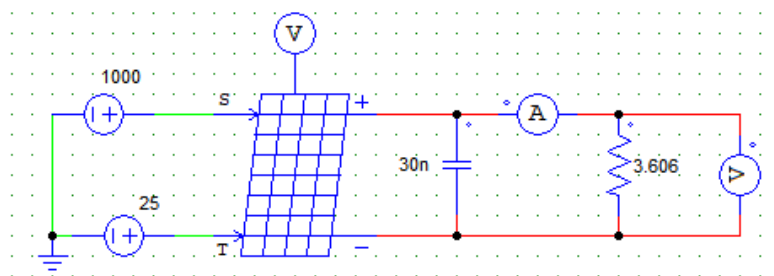


Figura 2 - Circuito do módulo fotovoltaico

O capacitor incluído tem a função de estabilizar a tensão gerada pelo sistema. Seu valor é indiferente, compreendendo-se que quão maior for a capacitância, menos tempo irá levar para tensão se estabilizar.

Simulando um módulo em condições ideais ($S=1000\text{W/m}^2$ e $T=25^\circ\text{C}$)

Tabela 2 - Valores de Tensão, Corrente e Potência simulados

$I = 7,9286437\text{A}$	$P = 226,68426\text{W}$	$V = 28,590689\text{ V}$
-------------------------	-------------------------	--------------------------

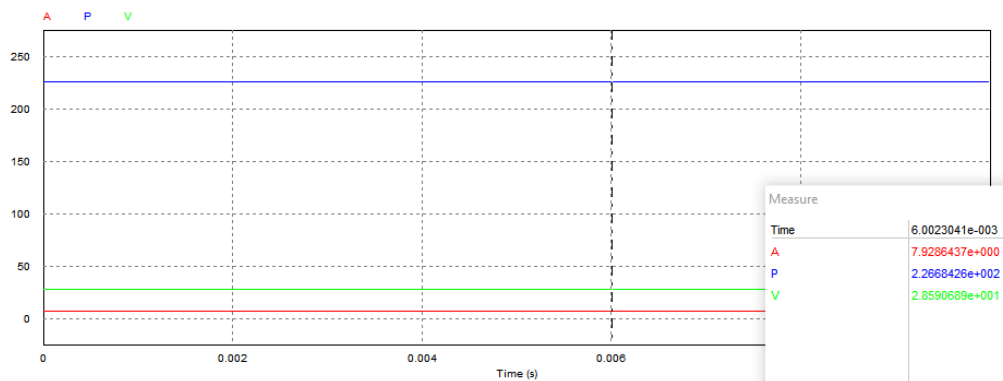


Figura 3 - Gráfico gerado no PSIM com valores de Potência, Corrente e Tensão do módulo

Através dos gráficos providos pelo fabricante no datasheet do módulo sabe-se que, quanto maior a temperatura, menor a tensão do módulo e vice-versa. Para a corrente do módulo, tem-se que quanto maior a temperatura maior a corrente, porém sua variação é muito pequena (menos de 1A).

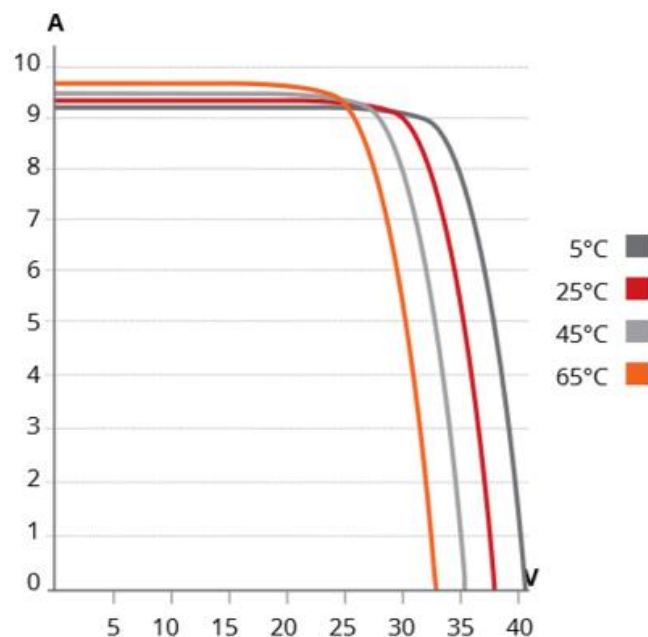


Figura 4 - Gráfico para exemplificação: Curvas I-V para diferentes temperaturas

Para comprovar essas informações, o módulo foi simulado às temperaturas mínima e máxima (0° e 80°) para verificar que os níveis de tensão e corrente não ultrapassem os permitidos ao inversor.

Tabela 3 - Valores simulados de Tensão, Corrente e Potência, para temperaturas máxima e mínima

T [°C]	P [W]	V [V]	I _{nom} [A]
0°	250,7779	29,720	8,276
80°	172,70096	24,280	9,884

Os valores de 0°C e 80°C são definições padrão para verificação de valores de tensão e corrente nos piores cenários, porém ressalta-se que a mínima temperatura já registrada em Juiz de Fora foi de 3,1°C (em 1985), mais recentemente 8,8°C (em 2012), e a máxima temperatura já registrada foi de 36,6°C (em 2014).

Sabendo que o sistema deverá gerar 10kW_P, o inversor escolhido deverá ser capaz de suprir esta demanda. Os principais parâmetros a serem considerados no inversor são: potência nominal (maior que 10kW), faixa de operação (rastreadores MPPT, que buscam o ponto ótimo para a geração), corrente e tensão máxima de entrada. É importante também, verificar a temperatura de operação do módulo, para que não sejam ultrapassados os valores máximos.

Neste primeiro momento foi usado o inversor Aurora PVI -12.5 (comporta geração de 12,5kW).

Tabela 4 - Parâmetros do Inversor

Aurora PVI -12.5 -TL						
I _{MAX} -curto [A]	Faixa de tensão MPPT [V]		V _{MAX} [V]	V _{MIN} [V]	P _{MAX} [Wp]	Eficiência
22	360	750	900	360	12.800	97,80%

Os resultados obtidos foram transferidos para a planilha de otimização, criada no Excel.

Juiz de Fora							
Inversor - Aurora PVI -12.5 -TL-OUTD							
Imax-curto [A]	Faixa de tensão MPP [V]		Vmax [V]	Vmin [V]	Pmax [Wp]	Eficiência	
22	360	750	900	360	12.800	97,80%	
Dados do Módulo - SL6P60-240W							
Icurto [A]	Vpmax [V]	Ipmax [A]	Vmax [V]	Pmax [W]	Eficiência	%/°C Pmax	%/°C Voc
8,52	30,1	7,96	37,2	240	14,76%	-0,44%	-0,30%
Valores do módulo simulados no PSIM							
Vpotmax [V]	Ipotmax [A]	Pmax [W]	T (°C)	P	V		
28,590689	7,9286437	226,68426	0°	250,77789	29,720		
			80°	172,70096	24,280		

Figura 5 - Aba de dados da planilha - Inversor e Módulo

Dados do inversor:	Imax-curto [A]	Faixa de tensão MPP [V]	Vmax [V]	Pmax [Wp]	Vmin [V]	Potência a ser suprida: [W]
	22	360	750	900	12.800,00	10.000,00
Dados do módulo:	Ipmax [A]	Vpmax [V]	Pmax [W]	Vmin	1 Inversor de 12kWp	
	7,929	27,962	226,684	24,280		
X1 Agrupamento de módulos em série						
X2 Agrupamento de módulos em paralelo						
Variáveis:	X1	X2				
	23	2				
F.Objetiva (Potência):	10.198,122	Tensão de saída do sistema: 643,1190				
Número de módulos:	46	Corrente de saída do sistema: 15,8573				
Máximizara: (Icurto*X2)*(Vmax*X1)						
Restrições	Variável	Equação				
Icurto*X2 <= Imax	7,929	2	15,86	<=	22,00	
Vmax*X1 <= MPPmax	27,962	23	643,12	<=	750,00	
Vmax*X1 >= MPPmin	27,962	23	643,12	>=	360,00	
Vmin*X1 >= MPPmin	24,280	23	558,44	>=	360,00	
(Icurto*X2)*(Vmax*X1)		Pot	10.198,12	>=	10.000,00	
(Icurto*X2)*(Vmax*X1)		Pot	10.198,12	<=	12.800,00	

Dimensionamento

Dados

Figura 6 - Aba de otimização do sistema da planilha

Para os cálculos na planilha, consideram-se alguns fatores importantes. O número de módulos em série multiplicado pela tensão de circuito aberto dos módulos deve ser menor (ou igual) a tensão de entrada do inversor.

O número de séries em paralelo do arranjo multiplicado pela corrente de curto circuito do módulo, deve ser menor (ou igual) a corrente de entrada máxima permitida pelo inversor.

Além disso verifica-se que as tensões geradas estão dentro da faixa MPPT do inversor, ou seja, que ele seja capaz de encontrar o ponto de máxima potencia de geração. Assim, a tensão máxima gerada pelo módulo (considerando as

temperaturas) deve ser menor do que a tensão máxima da faixa MPPT do inversor, e maior que a tensão mínima da faixa MPPT do inversor.

Da mesma forma, a tensão mínima gerada pelo módulo deve ser menor do que a tensão máxima da faixa MPPT e maior do que a tensão mínima da faixa MPPT. A importância dessa verificação é que, além de evitar danos ao equipamento, garante o funcionamento do sistema, pois podem haver casos onde, por exemplo, o inversor não é ativado pois não detecta a tensão de entrada do gerador fotovoltaico, inutilizando todo o sistema.

A potência gerada é calcula pela seguinte multiplicação:
 $V_{P_{\max}} * X1 * I_{P_{\max}} * X2 * E$

Onde: $V_{P_{\max}}$ = Tensão no ponto de máxima potência (obtida no PSIM)

$X1$ = Número de módulos conectados em série

$I_{P_{\max}}$ = Corrente no ponto de máxima potência (obtida no PSIM)

$X2$ = Número de agrupamento de módulos em paralelo

E = Eficiência do inversor

Com esses valores, utilizando a ferramenta *solver* no Excel, encontra-se a melhor configuração a ser utilizada:

23 agrupamentos em série	Total de módulos usados: 46
2 agrupamentos em paralelo	Potência (ideal) de saída: 10,198 kW

Para a simulação do sistema no PSIM, é possível simplificar o esquemático com apenas um módulo.

Para 23 módulos em série:

23 * Número de células	1380
23 * Máxima Potência	5520 W
23 * $V_{POTÊNCIA\ MÁXIMA}$	692,3 V
23 * V_{oc}	855,6 V
23 * dv/di (slope) V_{oc}	-15,64

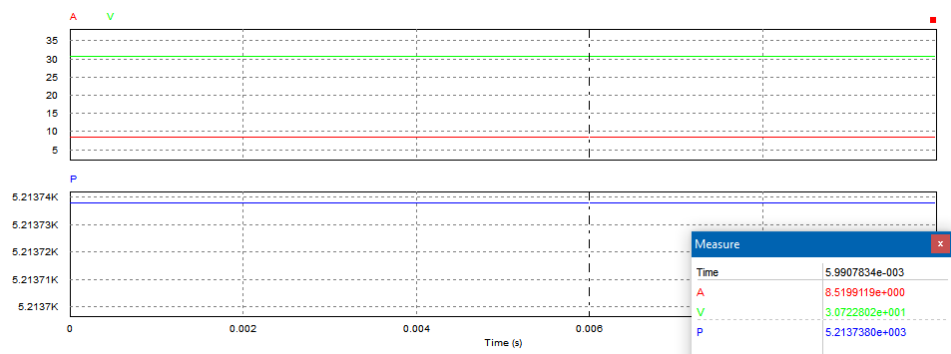


Figura 7 - Gráfico gerado com valores de Tensão, Corrente e Potência, para 23 módulos em série

Resultados:

Potência: **5,2137380 kW**

Tensão de saída: 30,722802 V

Corrente de saída: 8,5199119 A

Para configurar 2 strings (de 23 módulos em série) em paralelo:

2 * Máxima Potência	11040 W
2 * I ^{POTÊNCIA MÁXIMA}	15,92 A
2 * I _{sc}	17,04 A
dv/di (slope) Voc / 2	-7,82

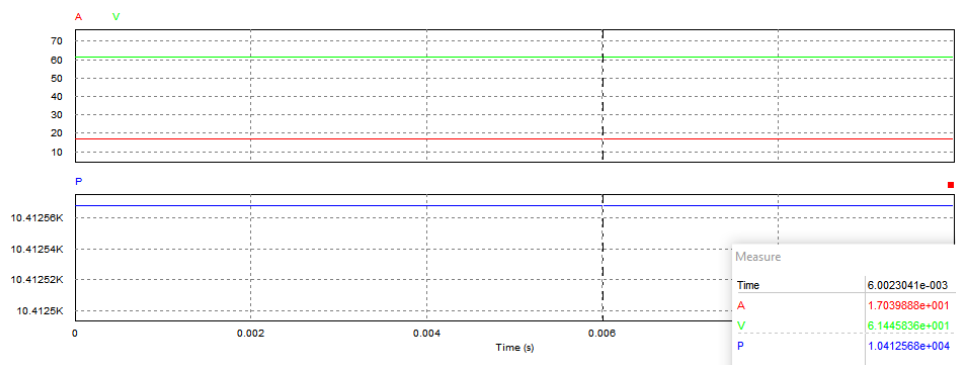


Figura 8 - Gráfico gerado com valores de Tensão, Corrente e Potência, para 2 strings em paralelo, de 23 módulos em série

Resultados:

Potência: **10,412568 kW**

Tensão de saída: 61,445836 V

Corrente de saída: 17,039888 A

Potência Final do arranjo: **10,412 kW**

Total número de módulos: **46**

Simulando o arranjo para as temperaturas 0° e 80°, percebe-se que os valores limitem de tensão e corrente do inversor não foram ultrapassados.

Tabela 5 - Valores simulados do arranjo, para temperaturas máxima e mínima

Temperatura	Tensão	Corrente	Potência
0°	60,677767 V	16,82689 A	11.520,671 W
80°	63,134411 V	17,508156 A	7.929,9424 W

4. Dimensionamento

Após esta fase inicial de testes e compreensão dos conceitos de conexões dos módulos fotovoltaicos, iniciou-se o uso de outros softwares de simulação e dados. Dois softwares utilizados foram o Radiasol e o PVSyst.

O Radiasol, desenvolvido pelo laboratório de energia solar da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, é um programa de dados solarimétricos, em que, após a definição do local, é disponibilizada a média de incidência solar em todos os meses do ano. Além disso, permite uma variação da inclinação da superfície e do desvio azimutal.

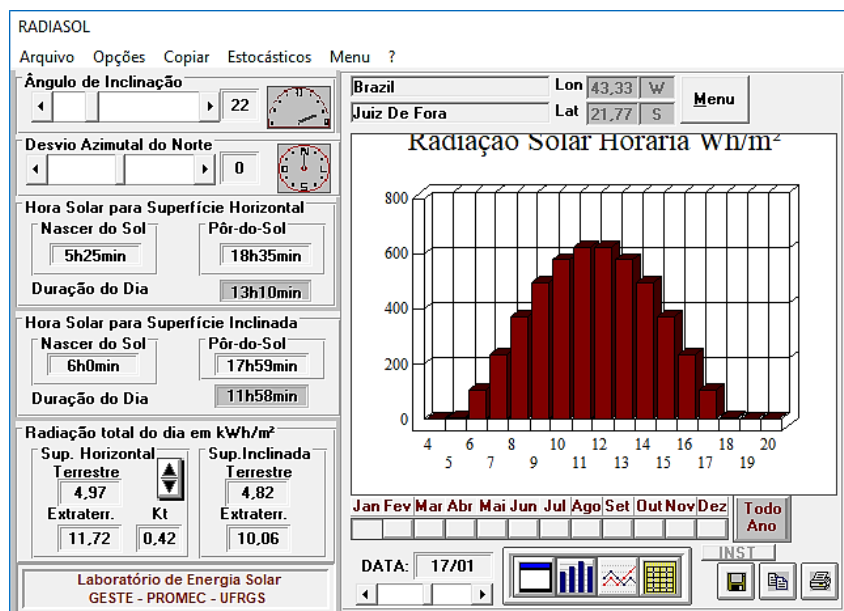


Figura 9 - Software Radiasol: Média de dados – Juiz de Fora
Inclinação de 22°

O PVSyst é um software criado na Suíça, que permite o dimensionamento completo de um sistema fotovoltaico, conectado à rede (on-grid), desconectado da rede (off-grid) e para sistemas de bombeamento.

Nele é possível obter (ou inserir) dados geográficos para contabilização de energia e cálculo de perdas, inserir o modelo e marca dos módulos e inversores que se deseja utilizar, informações de cabeamento e preços. Através de todos estes dados o programa é capaz de otimizar o sistema a ser criado, a organização dos módulos, e as possíveis perdas que irão ocorrer.

5.1. Parte 1 - Simples

Em análises iniciais utilizando o programa PSIM e a planilha de otimização no Excel, foram comparados modelos de módulos a serem usados, a partir de sua disponibilidade de compra no Brasil.

Os módulos comparados foram: Canadian Solar Quartec 265W e Canadian Solar 330W, ambos policristalinos.

Tabela 6 - Parâmetros do módulo disponibilizados pelo fabricante

Canadian 330W				
25°C 1000W/m ²	8,669741 A	36,19337 V	314,3842 W	

Considerando um inversor fictício com eficiência de 97% (valor médio de eficiência do mercado), e arredondando o valor encontrado para cima, o valor aproximado de módulos necessários é 33.

Custo aproximado: R\$ 21.747,00

Tabela 7 - - Parâmetros do módulo, disponibilizados pelo fabricante

Canadian 265W				
25°C 1000W/m ²	8,5803149 A	28,661052 V	245,91987 W	

Considerando um inversor fictício com eficiência de 97% (valor médio de eficiência do mercado), e arredondando o valor encontrado para cima, o valor aproximado de módulos necessários é 42.

Custo aproximado: R\$ 24.738,00

Avaliando a relação custo benefício então, se torna mais vantajoso utilizar o módulo de 330W.

Faz-se também a comparação dos inversores para definir qual se adequava da melhor forma ao arranjo (conjunto de módulos) definido. Comparou-se os inversores de 10kW e de 12.5kW, ambos com duas entradas MPPT.

Em ambas configurações se obtém um arranjo composto por 2 paralelos de 15 módulos em série, resultando em 30 módulos gerando 9,9kW. Porém com o de 10kW, o inversor parece estar levemente superdimensionado.

Seleciona-se então o inversor de 12,5kW para as simulações, que permite também um aumento no número de módulos no sistema caso seja uma vontade, ou necessidade da instalação.

Para geração de 10kW mínimos, pode-se colocar 2 strings paralelas com 16 módulos em série, resultando em 10,6kW_{pico} gerados pelo sistema.

A melhor combinação então é o módulo de 330W_p e o inversor de 12,5kW.

O banco de baterias é definido a partir do tempo que se deseja mantê-lo. Para esta situação coloca-se 2 horas de duração, o suficiente para permitir que quaisquer trabalhos sendo realizados no momento da queda de energia possam ser salvos, e quaisquer emergências possam ser resolvidas (ou contidas). Assim, é necessário que por 2 horas as baterias sejam capazes de suprir 10kW (20kWh).

Dois tipos de baterias mais encontrados são as de 105Ah e de 220Ah, ambas 12V (usualmente da marca Moura Clean). Definindo qual a melhor compra, multiplica-se pela tensão (1260Wh e 2640Wh). Assim, necessita-se de 16 baterias de 105Ah (R\$ 9600,00) ou 8 baterias de 220Ah (R\$ 8800,00). A melhor escolha será o modelo de 220Ah.

Importante destacar que a vida útil das baterias estacionárias gira em torno de 15 anos, enquanto os módulos do sistema fotovoltaico têm uma garantia aproximada de 25 anos, portanto pode ser necessária a manutenção ou troca das baterias do sistema, antes da manutenção dos módulos.

5.2. Parte 2 – Gerando relatório inicial

Visando a familiarização com o software, e mais quadros para comparação, o primeiro relatório gerado no PVSyst não teve perdas nem custos listados.

As primeiras variáveis a serem definidas são a localização, dados de irradiância do local e dados de temperatura e em seguida define-se a orientação do arranjo (*Orientation*).

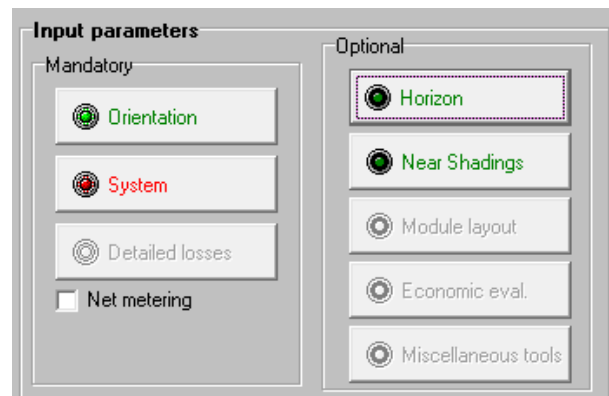


Figura 10 - Principais abas do programa

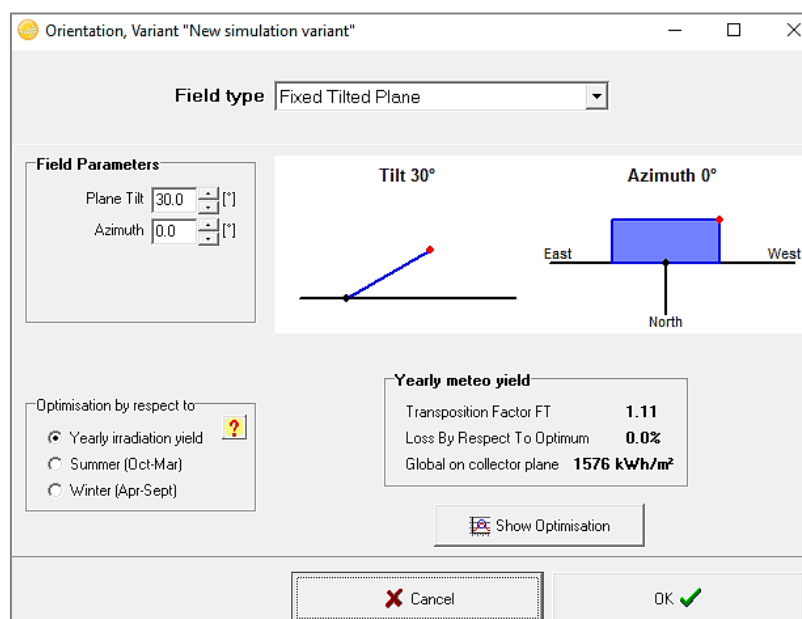


Figura 11 - Aba *Orientation* (Orientação)

No quadro Parâmetros de Campo (*Field Parameters*) é ajustada a inclinação do plano (*Plane Tilt*) e o desvio azimutal (*Azimuth*). Quando estes valores são variados, o programa já consegue estimar um rendimento otimizado da irradiação no plano. Está otimização pode ser feita em relação ao ano (*Yearly irradiation yield*), em relação ao verão (*Summer*) ou em relação ao inverno (*Winter*).

Para sistemas conectados à rede (grid-tie), o ideal é a otimização anual, principalmente devido ao sistema de créditos para com a concessionária. Já sistemas isolados (off-grid) devem ser otimizados para o inverno, por serem sistemas sem um fornecimento secundário de energia são totalmente dependentes da luz solar, então devem ser dimensionados visando suprir todas as demandas nos piores casos, ou seja, mínima irradiância.

Está micro usina estará ligada a rede, portanto a otimização será anual. Variando a inclinação e verificando a otimização, percebe-se que 28° , 29° e 30° resultam no mesmo valor de irradiação, define-se então o ângulo de 30° de inclinação (irradiação de 1576kWh/m^2). O desvio Azimutal é ótimo em 0° e 1° , portanto mantem-se o 0° .

As abas Horizonte (*Horizon*) e Sobras próximas (*Near Shadings*) serão mantidas em branco pois não há sombras próximas nem no horizonte, em relação a cidade de Juiz de Fora, nem ao topo do bloco I do Instituto Federal.

Partindo então para o dimensionamento do sistema, define-se o fator limitador. É possível definir a Área disponível ou a Potência planejada, neste caso 10kW.

O módulo selecionado a partir de simulações anteriores é o Canadian Inc. 330W, porém no programa, para esta marca, estão catalogados apenas módulos de potência menor ou igual a 270W, por isso o módulo utilizado para simulação é de marca semelhante, e com as mesmas especificações. O inversor definido é o Fronius 12kW.

Grid system definition, Variant "New simulation variant"

Global System configuration
1 Number of kinds of sub-arrays
? Simplified Schema

Global system summary
Nb. of modules 30
Module area 58 m²
Nb. of inverters 1
Nominal PV Power 9.9 kWp
Maximum PV Power 9.5 kWdc
Nominal AC Power 12.0 kWac

PV Array

Sub-array name and Orientation
Name PV Array
Orient. Fixed Tilted Plane
Tilt 30°
Azimuth 0°

Presizing Help
☐ No Sizing
Enter planned power 9.9 kWp,
... or available area 58 m²

Select the PV module
Available Now Approx. needed modules 30
JA Solar 330 Wp 32V Si-poly JAP6-72-330/3BB Since 2014 Manufacturer 2C Open
Sizing voltages : Vmpp (60°C) 32.4 V
Voc (-10°C) 51.6 V
☐ Use Optimizer

Select the inverter
Available Now ☒ 50 Hz ☒ 60 Hz
Fronius USA 12 kW 200 - 500 V TL 50/60 Hz Symo 12.0-3 / 208 Since 2014 Open
Nb of MPPT inputs 1 ☒ Operating Voltage: 200-500 V Global Inverter's power 12.0 kWac Adjust
☒ Main input ☐ Secondary unused Put maximum voltage: 600 V **Inverter with 2 Unbalanced MPPT**

Design the array
Number of modules and strings ? ?
Mod. in series 10 ☒ between 7 and 11
Nbre strings 3 ☒ impossible (Min=4, Max=3)
Overload loss 0.0 %
Pnom ratio 0.83 Show sizing ?
Nb. modules 30 Area 58 m²

Operating conditions
Vmp (60°C) 32.4 V
Vmp (20°C) 39.1 V
Voc (-10°C) 51.6 V
Plane irradiance 1000 W/m²
Imp (STC) 26.0 A
Isc (STC) 27.7 A
Isc (at STC) 27.3 A
Max. in data ☐ STC ☒
Max. operating power at 1000 W/m² and 50°C 8.9 kW
Array nom. Power (STC) 9.9 kWp

The inverter power is slightly oversized.

System summary Cancel OK

Figura 12 - Aba System (Sistema)

Assim já se sabe que serão 10 módulos em série, com 3 cadeias em paralelo, totalizando em 30 módulos, uma área aproximada de 58m² e potência gerada de 9,9kW.

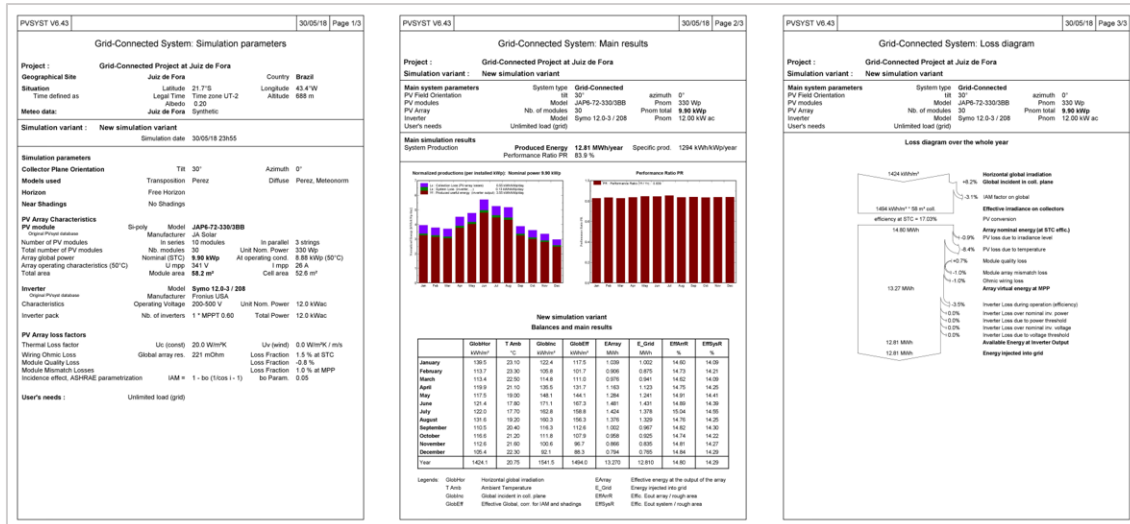


Figura 13 - Relatório gerado para Caso 1 - Simples

Analisando agora o relatório gerado para este sistema simples podemos observar que a Energia Anual Produzida é 12,81MW e que o desempenho (*Performance Ratio - PR*) é de 83,9%.

$$PR = \frac{P_{\text{REAL}}}{P_{\text{NOMINAL}}} \cdot 100\%$$

A PR é o fator de desempenho global do sistema, é a relação entre a energia teórica (P_{NOMINAL}) e a energia real gerada independente da irradiância (P_{REAL}), e é o que irá mostrar o quão eficiente e confiável é o arranjo. Sistemas reais sempre sofrerão com perdas em várias partes do projeto, por isso o valor mais comum e assimilado para o desempenho está entre 60% e 80%.

Em seguida temos no primeiro gráfico as perdas de captura do arranjo (L_c), as perdas do sistema (L_s), e produção final do sistema. O outro gráfico é da PR ao longo dos meses.

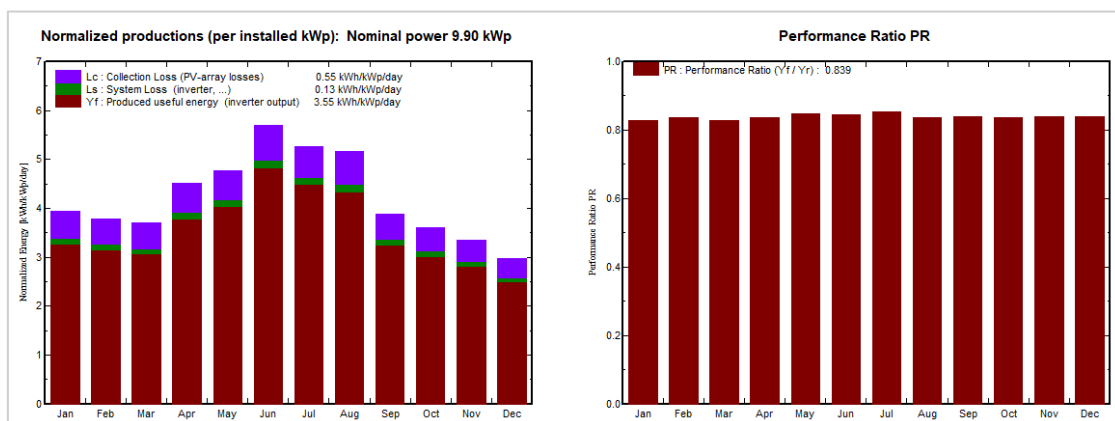


Figura 14 - Gráficos gerados no relatório: Produção do sistema e Desempenho

Na última página temos o diagrama de perdas do sistema. Algumas perdas têm padrão mínimo definido, como as do fator de irradiância (IAM), temperatura, qualidade do módulo, perdas devido a diferença de módulos (mesmo sendo de mesma fabricante, os módulos nunca são 100% iguais), perdas ôhmicas e perdas no inversor.

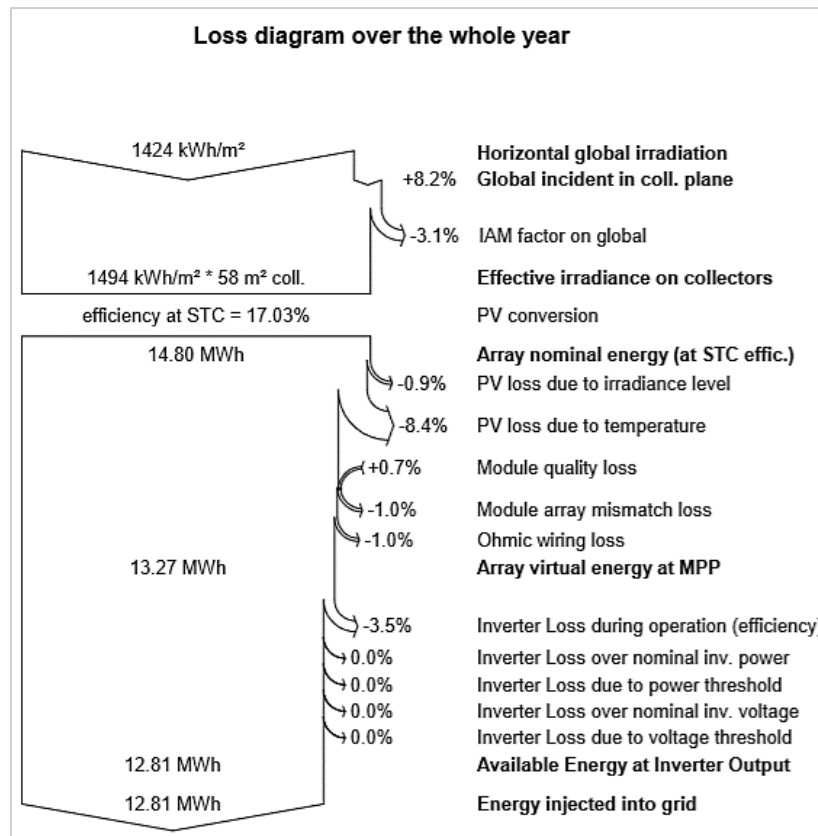


Figura 15 - Diagrama de perdas anuais

5.3. Caso 2 – Variação direcional

De maneira simples, utilizando o PVSyst, ou o Radasol é possível observar o efeito da variação direcional dos sistemas. O ideal é que o arranjo esteja voltado para o norte (em direção a linha do equador, local de maior incidência solar no planeta) e com inclinação igual a latitude.

Vale saber que, caso a latitude seja pequena, ainda se recomenda o ângulo mínimo de 10°, isto porque é uma inclinação que garante a incidência de luz e auxilia na manutenção dos módulos, devido a limpeza natural que ocorre graças as chuvas (a sujeira escorre no módulo, poluindo apenas a parte inferior).

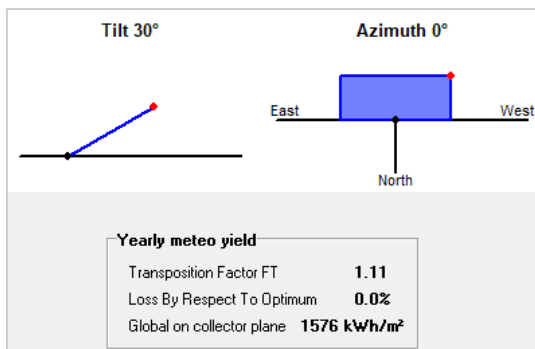


Figura 16 - Módulo em 30° e Desvio Azimutal 0°
Geração: 1576kWh/m²

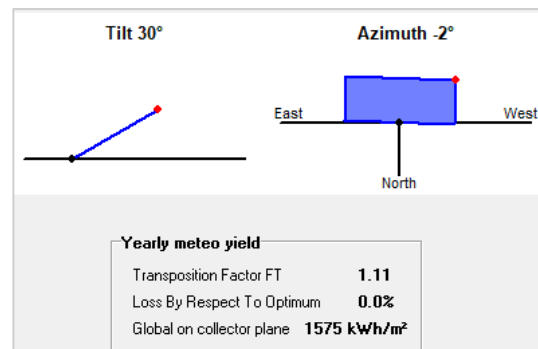


Figura 18 - Módulo em 30° e Desvio Azimutal -2°
Geração: 1575kWh/m²

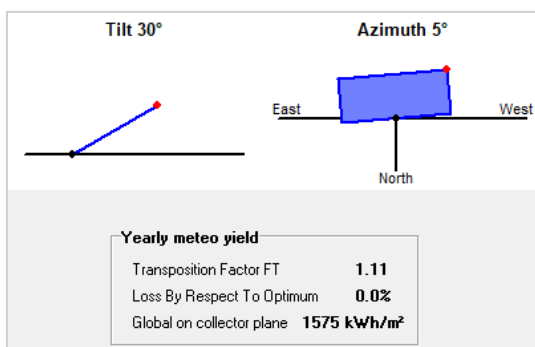


Figura 17 - Módulo em 30° e Desvio Azimutal 5°
Geração: 1575kWh/m²

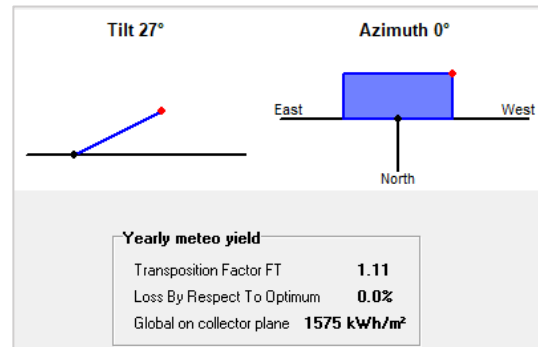


Figura 19 - Módulo em 27° e Desvio Azimutal 0°
Geração: 1575kWh/m²

Percebe-se então que, o desvio azimutal ótimo está entre -1° e 4°, e o ângulo ideal de inclinação do módulo está entre 30° e 28° (para Juiz de Fora).

5.4. Caso 3 – Perdas LID e PID

LID – Light Induced Degradation

Degradação Induzida por Luz. Módulos fotovoltaicos de silício possuem uma degradação natural devido ao fluxo de elétrons entre as junções p-n de um módulo.

Há uma degradação inicial que ocorre quando os módulos são expostos a luz. A performance das células diminui de maneira rápida durante o início de operação. Este efeito adiciona elétrons no meio da banda proibida do silício, resultando em menor vida útil das células. A porcentagem média de perda de potência para o primeiro ano, é geralmente próxima de 2% (valor médio informado por fabricantes).

PID – Power Induced Degradation

Degradação Induzida por Potência. A umidade, alta temperatura e alta tensão aceleram o movimento dos íons entre as camadas de material semicondutor e outros elementos, reduzindo a capacidade produtiva dos módulos. Além destes fatores, também são possíveis causas: poeira e degradação do vidro (liberação de íons sódio).

Alguns principais fatores a serem considerados com as perdas PID são: ambiente (calor, umidade, variação de temperatura), sistema (a tensão depende da topologia do solo/base do sistema fotovoltaico; deve ser mantido limpo com manutenções regulares), o módulo e as células.

De maneira geral, as perdas PID ocorrem quando a tensão do módulo e a corrente de fuga conduzem íons dentro do módulo entre o material semicondutor e outros elementos do módulo (por exemplo, vidro, montagem e estrutura), causando a degradação da capacidade de saída de energia do módulo. Os módulos afetados (em maioria os do polo negativo da série) usualmente tem padrão de células negras, ou seja, células que foram desligadas próximas a borda do módulo.

Já têm sido estudados, métodos de recuperação da perda PID, e uma delas é a aplicação de uma tensão oposta a corrente de fuga, o que traria de volta o potencial do módulo. Para isto, utiliza-se a PV Offset Box, uma caixa que durante a noite, libera tensão nos módulos revertendo a perda PID.

Outra forma mais simples de recuperação da perda é o aterramento dos módulos, porém a caixa PID permite uma recuperação mais rápida, especialmente em períodos onde a temperatura e a irradiação estão baixas.

Não há possibilidade da inclusão do parâmetro referente a perda PID no software, pelo fato de a mesma não ser linear, e ocorrer, majoritariamente últimas células do módulo (as mais próximas do solo). Por isso, no sistema já definido, adiciona-se a perda LID em 3% (valor próximo da soma das perdas LID e PID) e a nova PR observada é de 81,5%, com produção anual de 12,43MWh.

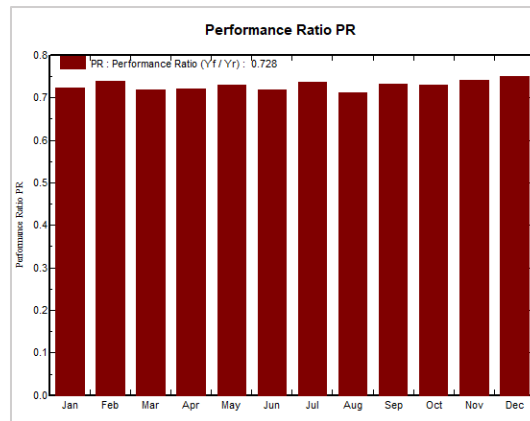


Figura 20 - Gráfico da PR analisada com adição das perdas PID e LID

Na simulação anterior, sem a catalogação das perdas, a PR é de 83,9% com produção anual de 12,81MWh. Observa-se então uma perda de 310kWh no sistema.

5.5. Caso 4 – Outras Perdas

Parâmetros Térmicos

O fator de perdas térmicas é dividido em uma constante fixa mais fator de perda por vento, e considera temperatura ambiente e aquecimento das células. Importante ser considerado, devido a relação já apresentada (maior temperatura, menor tensão, maior corrente). Os ventos são considerados no equacionamento por sua função de arrefecimento do sistema.

É calculado a partir da soma de uma constante (dependente da montagem do módulo – U_c) e um fator proporcional a velocidade do vento (U_v).

Perdas Ohmicas

É a proporção de perdas ôhmicas devido ao cabeamento do sistema, em relação a potência nominal do sistema. Variam com o material, comprimento e raio dos condutores.

Degradação

O fator de degradação é dado pelo fabricante, e geralmente é de 0,8% ao ano. Representa a perda na eficiência do módulo, chegando a aproximadamente 20% em 25 anos (vida útil aproximada dos módulos).

Nem todos os módulos do arranjo, porém, irão degradar da mesma maneira, havendo também uma perda de incompatibilidade de módulos (mismatch loss).

Períodos de Inatividade

É possível calcular as perdas do sistema devido a períodos pré-definidos onde não há energia sendo gerada. Por exemplo, horários para limpeza dos módulos, reinstalação, troca de componentes ou expansão.

Para esta catalogação é preciso ter definido o tempo de inatividade, o número de vezes que irá se repetir, e os horários de início e fim da “manutenção”.

Efeito de incidência

O efeito de incidência (IAM) corresponde a queda da irradiância real no sistema, em relação a irradiância em circunstâncias normais, devido ao aumento das reflexões por causa do ângulo de incidência. É um fator adimensional calculado a partir do ângulo de incidência no plano, da ordem de 0,1 podendo chegar a 0,05.

Para o dimensionamento já definido, com módulo de $330W_p$ e inversor de 12kW, coloca-se estas perdas em seus valores padrão:

- Parâmetros Térmicos – $U_c = 20W/m^2K$ e $U_v = 1W/m^2K / m/s$;
- Perdas ôhmicas nas condições normais de operação – 1,5% e quedas de tensão nos diodos de 0,7V;
- Fator de perda por sujeira (devido ao acúmulo de sujeira nos módulos, diminuindo a incidência solar) – 3% ao ano;
- Efeito de incidência – 0,05;
- Degradação – fator de degradação de 0,2% e degradação devido ao descasamento de módulos (mismatch loss) de -0,04%. Há também a degradação do módulo por envelhecimento, com valor de 0,4% ao ano;
- Períodos de inatividade – 2% (considerando 3 paradas ao longo do ano de 2 horas e meia);

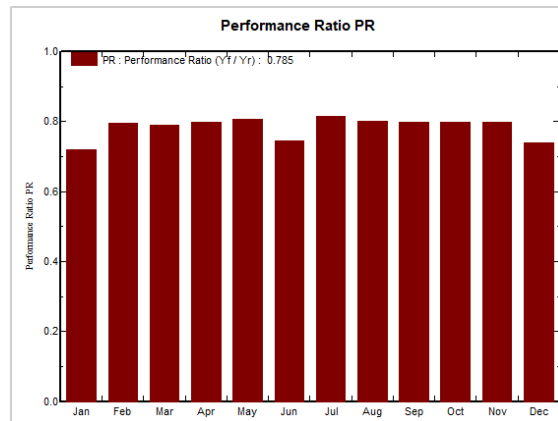


Figura 21 - Gráfico da PR analisada com a adição das perdas

A nova PR observada é de 78,5%, e a produção anual passa a ser 11,98MWh.

Na simulação anterior, sem a catalogação das perdas, a PR é de 81,5% com produção anual de 12,43MWh.

Com as perdas há uma diferença de 450kWh produzidos anualmente (devido a variação de 3% na PR). Nota-se então o impacto das perdas no sistema e a necessidade de constante manutenção e preservação do sistema.

5.6. Caso 5 – Inversor abaixo da potência

Utilizar o inversor abaixo da potência definida é uma técnica muito vista em geradores fotovoltaicos (kits de inversor mais módulos). Nesta forma de uso, coloca-se um inversor de potência menor a do sistema gerador, por exemplo para um arranjo gerando 10kW_p pode se utilizar um inversor de $8,2\text{kW}_p$. A vantagem está no maior tempo de geração máxima de 8,2kW.

Quando se define a geração de 10kW_p para um sistema, isto significa que a potência máxima gerada é 10kW, porém ele não se mantém constante, o valor gerado varia de acordo com a temperatura e a irradiância.

Assim, quando se coloca um inversor de menor potência, a saída é menor, porém gera por mais tempo.

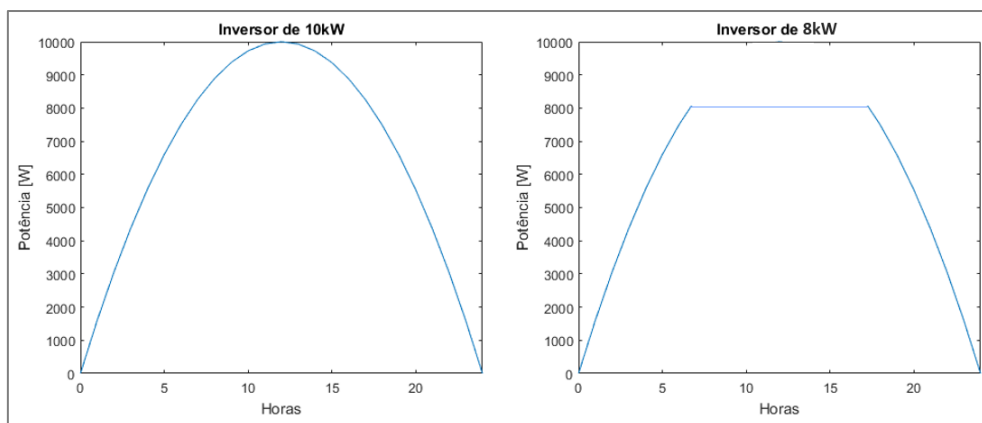


Figura 22 - Comparação da utilização dos inversores abaixo da potência do sistema, e de acordo com a potência

Devido a este método foram feitas algumas simulações para confirmar a eficiência, analisada através do PR.

Utilizando inversor de 12kW para sistema gerador de 10kW, a PR observada é de 83,9%, com geração anual de 12,81MWh.

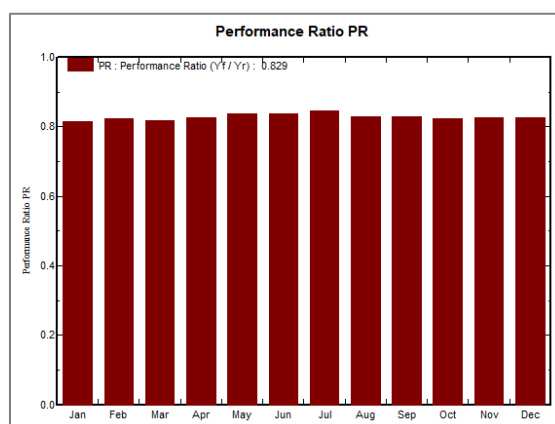


Figura 23 - PR do sistema com inversor acima da potência nominal do arranjo

Utilizando inversor de 8,2kW para sistema gerador de 10kW, a PR observada é de 85,7%, com geração anual de 12,98MWh.

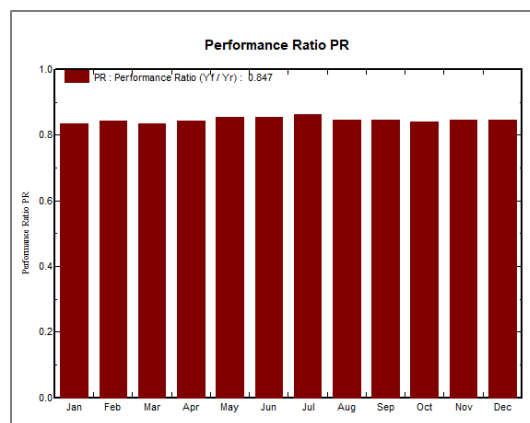


Figura 24 - PR do sistema com inversor abaixo da potência nominal do arranjo

Assim percebemos que há um aumento de produção anual utilizando esta técnica. A diferença de PR é de aproximadamente 1,8% que no sistema tem valor aproximado de 170kWh por ano.

É importante ressaltar que, apesar do aumento no rendimento, deve-se considerar as possíveis perdas devido ao funcionamento do inversor. Ao utilizá-lo sob uma tensão maior do que sua nominal, há maior desgaste, e maiores chances de falha e até mesmo avaria do equipamento, reduzindo assim seu tempo de manutenção e durabilidade.

5. Dimensionamento Final

O sistema de geração fotovoltaica dimensionado, tem um total de 10 módulos em série, com 3 cadeias em paralelo, totalizando em 30 módulos, uma área aproximada de 58m² e potência gerada de 9,9kW. Com todas as perdas catalogadas, a PR (o desempenho) do sistema é de 78,5%, com produção anual 11,98MWh (uma média mensal de 1MWh).

Para a compra dos módulos e do inversor, têm-se duas opções: compra de itens separadamente, ou kits de geração solar (contendo módulos e inversor). Os kits de geração, geralmente vêm com a técnica de sobrecarga do inversor, e tendem a custar menos do que a compra individual.

No caso de um kit fotovoltaico (mais comum de ser encontrado), o investimento seria de, aproximadamente, R\$ 40.000,00. Considerando a taxa média (varia com as bandeiras) de R\$ 0,50 por kWh da CEMIG, o retorno do investimento levaria em torno de 6 anos para ser obtido.

6. Conclusão

A energia fotovoltaica é uma das muitas opções de energia limpa que podem ser exploradas. Apesar de ser estudada desde 1876, ainda não é a fonte de energia mais utilizada no mundo. Isto porque não é uma tecnologia simples, e demanda profissionais capacitados para lidar com o sistema e realizar as manutenções necessárias. Especialmente por esta razão ainda não foi popularizada no Brasil, os módulos utilizados aqui tinham de ser importados, o que os tornava de difícil acesso a população. Ao final de 2016, porém, a primeira fábrica de módulos fotovoltaicos foi inaugurada em São Paulo, o que pode significar uma mudança neste cenário.

Além disto, é uma fonte energética que vem sendo estudada em todos os seus âmbitos, desde a construção à redução de perdas. Um exemplo disto foram os estudantes do MIT (Massachusetts Institute of Technology) que desenvolveram módulos solares que acompanham o movimento do sol sem fazer uso de motores. Seguindo o mesmo princípio das plantas, utilizaram uma liga bimetálica como apoio do sistema, e graças ao princípio da dilatação e compressão a base é capaz de mudar sua direção, permitindo a melhor captação dos módulos. E também a estrada solar, vista na China e na França, onde os módulos solares são submetidos ao peso do tráfego de veículos.

Percebe-se então que é uma energia de muitos benefícios, e que aos poucos perde suas restrições (de custo, investimento, perdas e mão de obra capacitada). Já existem até mesmo formas de reciclagem dos módulos solares, o que garante a sustentabilidade deste sistema, e prova ser uma das melhores opções na geração de energia limpa.

7. Referências

- [1] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica., “Unidades consumidoras com geração distribuída,” 2017. [Online]. Available: http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade-reduzida/655808?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Foutorgas%2Fgeracao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_mJhnKli7qc. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [2] SMA Solar Technology AG, “Performance Ratio - Quality factor for the PV plant,” [Online]. Available: <http://files.sma.de/dl/7680/Perfratio-TI-en-11.pdf>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [3] Tribuna de Minas, “JF enfrenta sensação térmica de 2 graus,” 20 07 2012. [Online]. Available: <https://tribunademinas.com.br/noticias/cidade/20-07-2012/jf-enfrenta-sensacao-termica-de-2-graus.html>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [4] J. T. Pinho e M. A. Galdino, Manual da Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos, Rio de Janeiro: CEPEL – CRESESB, 2014.
- [5] Tribuna de Minas, “Temperatura atinge recorde histórico,” 15 10 2014. [Online]. Available: <https://tribunademinas.com.br/noticias/cidade/15-10-2014/temperatura-atinge-recorde-historico-em-jf.html>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [6] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, “Normativa no 687 de 2015.,” [Online]. Available: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [7] Advanced Energy, “Understanding Potential Induced Degradation,” [Online]. Available: http://solarenergy.advanced-energy.com/upload/File/White_Papers/ENG-PID-270-01%20web.pdf. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [8] E. Berman, “PID & LID: Devastating Phenomena for PV plants,” 2017 Maio 2017. [Online]. Available: <http://sinovoltaics.com/quality-control/pid-lid-devastating-phenomena-pv-plants/>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [9] S. J. a. O. F. S. Pingel, “Recovery Methods for Modules Affected by Potential Induced Degradation (PID),” [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/268655098_Recovery_Methods_for_Modules_Affected_by_Potential_Induced_Degradation_PID?enrichId=rgreq-d94a2c3fe023139609a92db842c26b6b-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzI2ODY1NTA5ODtBUzoxNjY5NTk1MjIwMDA4OTZAMTQxNjgxNzY2. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [10] “Painéis solares acompanham Sol sem uso de motores usando liga bimetálica,” Portal Energia, 13 Outubro 2008. [Online]. Available: <https://www.portal->

energia.com/paineis-solares-acompanham-sol-sem-uso-de-motores-usando-liga-bimetalica/. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].

- [11] D. Welle, "França inaugura primeira estrada solar do mundo," G1, 22 12 2016. [Online]. Available: <https://g1.globo.com/mundo/noticia/franca-inaugura-primeira-estrada-solar-do-mundo.ghtml>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [12] F. Ventura, "China inaugura "estrada solar" que absorve luz para converter em eletricidade," Tecnoblog, 29 Dezembro 2017. [Online]. Available: <https://tecnoblog.net/230968/china-estrada-solar/>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [13] Enel Soluções, "Reciclagem de Placas Solares," Enel Soluções, 13 Abril 2016. [Online]. Available: <https://www.enelsolucoes.com.br/blog/2016/04/reciclagem-de-placas-solares-2/>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [14] P. R. Dias, "Caracterização e reciclagem de materiais de módulos fotovoltaicos (painéis solares)," Universidade Federal do Rio Grande do Sul - Escola de Engenharia, 2015. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10183/127924>. [Acesso em 31 Maio 2018].
- [15] Governo do Estado de São Paulo - Secretaria de Energia e Mineração, "Canadian Solar inaugura fábrica de paines solares no Brasil," Governo do Estado de São Paulo - Secretaria de Energia e Mineração, 09 12 2016. [Online]. Available: <http://www.energia.sp.gov.br/2016/12/canadian-solar-inaugura-fabrica-de-paineis-solares-no-brasil/>. [Acesso em 05 Fevereiro 2018].
- [16] Portal Solar, "Gerador de energia - 10,4kWp," 2018. [Online]. Available: https://www.portalsolar.com.br/loja/gerador-de-energia-colonial-aldo-solar-gef-10400fc-104kwp-fronius-primo-mono-220v-canadian?__SID=U. [Acesso em 31 Maio 2018].