

# AVALIAÇÃO DE DESEMPENHO DE DIFERENTES TECNOLOGIAS FOTOVOLTAICAS EM IRECÊ, BA

**Marília Braga** – mariliabraga\_94@hotmail.com

**Rafael Antunes Campos** – rafaelcampos.ufsc@gmail.com

**Lucas Rafael do Nascimento** – nascimento.ufsc@gmail.com

**Ricardo Rütther** – ricardo.ruther@ufsc.br

Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Civil

**Esmeraldo Macedo Santos** – esmeraldosantos@jsglobal.com.br

Global Participações em Energia S/A

**Resumo.** Este trabalho apresenta os resultados da investigação do potencial de geração de cinco diferentes tecnologias fotovoltaicas (a-Si, a-Si/ $\mu$ c-Si, CIGS, p-Si e CdTe), cada uma com potência instalada de aproximadamente 10 kW<sub>p</sub>, para um período de doze meses compreendidos entre agosto de 2016 e julho de 2017. Este sistema fotovoltaico encontra-se instalado no interior da Bahia, no município de Irecê. Para o período analisado, dados de irradiação global horizontal variaram, aproximadamente 1% entre valores medidos e valores estimados pelo Atlas Brasileiro de Energia Solar. O valor de irradiação inclinada para o período foi de 2228 kWh/m<sup>2</sup>, sendo que cerca de 19% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup>. As tecnologias que apresentaram melhor desempenho foram CdTe e p-Si, com PRs médias de 84% e 81%, respectivamente. Eventos extremos de irradiância vêm sendo medidos em diversas localidades no Brasil e na medida em que usinas fotovoltaicas de grande porte começam a ser inauguradas no país este aspecto deve ser estudado com atenção.

**Palavras-chave:** Energia Solar, Performance Ratio, Eventos Extremos de Irradiância

## 1. INTRODUÇÃO

O estudo apresentado neste artigo é realizado no âmbito do projeto de P&D SOLAR GLOBAL, localizado no interior do estado da Bahia, na cidade de Irecê. Este projeto faz parte do investimento de empresas do Grupo GLOBAL em projetos de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, segundo regulamentos estabelecidos pela ANEEL. O projeto tem como objetivo a investigação do potencial de geração de cinco diferentes tecnologias fotovoltaicas, cada uma com potência instalada de aproximadamente 10 kW<sub>p</sub>. O Grupo de Pesquisa Estratégica em Energia Solar da UFSC (Fotovoltaica/UFSC [www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)) é responsável pelo acompanhamento da geração (monitoramento e análise dos dados). O estudo aqui apresentado trata da análise das principais figuras de mérito para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos e dos níveis de irradiação do local quando comparado com as bases de dados do atlas solarimétrico brasileiro.

## 2. DESCRIÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

O Sistema Fotovoltaico (FV) do P&D SOLAR GLOBAL, situado no município de Irecê-BA (Lat.: -11°19'35", Long.: -41°51'56"), teve início de sua operação em agosto de 2016. O sistema fotovoltaico possui 46,44 kW<sub>p</sub> de potência instalada total, distribuída em cinco tecnologias, conforme apresentado na Tab. 1. A Tab. 2 mostra as características elétricas dos módulos fotovoltaicos que compõem estes sistemas. Os sistemas FVs têm inclinação de 15° em relação ao plano horizontal e utilizam inversores de 10 kW isolados PVI-10.0-I (a-Si/ $\mu$ c-Si, CIGS) e não isolados PVI-10.0-TL (CdTe e p-Si) com intervalo de aquisição de dados de cinco minutos.

Tabela 1 - Resumo dos sistemas fotovoltaicos.

Tecnologia do módulo FV utilizado	Total de módulos	Número de módulos em série	Strings	Potência total (kWp)	Modelo do inversor	Carregamento do inversor (%)	Tensão CC 50 °C ( $V_{mpp}$ )
<i>a-Si/μc-Si</i> (Baixa Tensão)	64	8	8	9,09	PVI-10.0-I	91	338
<i>a-Si/μc-Si</i> (Alta Tensão)	66	3	22	9,37	PVI-10.0-I	94	330
<i>CdTe</i>	96	12	8	9,36	PVL-10.0-TL	93	517
<i>CIGS</i>	72	8	9	9,72	PVI-10.0-I	94	330
<i>p-Si</i>	38	19	2	8,93	PVL-10.0-TL	93	514

Tabela 2 - Resumo das características elétricas dos módulos FVs utilizados.

Fabricante	Modelo	Tecnologia	Potência Nominal (Wp)	Tensão $V_{mpp}$ (V)	Eficiência do Módulo (%)	Coef. $P_{mpp}$ (%/°C)	Coef. $V_{oc}$ (%/°C)	Coef. $I_{sc}$ (%/°C)
Dupont	DA142-C3 (baixa tensão)	a-Si/μc-Si	142	48	9,1	-0,30	-0,35	0,09
Dupont	DA142-C1 (alta tensão)	a-Si/μc-Si	142	119	9,1	-0,30	-0,35	0,09
First Solar	FS-397-PLUS	CdTe	97,5	46,3	13,5	-0,29	-0,28	0,04
Avancis Saint Gobain	PowerMax Strong 130	CIGS	135	46,6	12,6	-0,39	-0,28	0,003
Yingli	YL245P-29b	p-Si	235	30,2	15,0	-0,45	-0,33	0,06

Cada sistema FV tem monitoramento total tanto pelo lado CC quanto pelo lado CA. No lado CC, as *strings* são monitoradas por medidores individuais, e as entradas de cada MPPT do inversor são monitoradas pelo próprio inversor. No lado CA, as medições são realizadas por um analisador de energia individual para cada sistema, além das medidas realizadas pelo próprio inversor.

### 3. ESTAÇÃO SOLARIMÉTRICA

Os dados meteorológicos da usina solar de Irecê são medidos pela estação solarimétrica instalada no local. A estação solarimétrica é apresentada na Fig. 1 e possui uma série de sensores, listados na Tab. 3.

Tabela 3 - Sensores da estação solarimétrica instalada em Irecê-BA..

Sensor	Modelo	Fabricante	Medida
Anemômetro	WINDSONIC1-L34	Campbell	Velocidade e Direção do Vento
Sensor de Temperatura Ambiente e Umidade	HMP155A-L12	Campbell	Temperatura Ambiente e Umidade Relativa
Sensor de Pressão Barométrica	CS106	Campbell	Pressão Barométrica
Pluviômetro de Bâscula	TB4-L15	Campbell	Precipitação
Piranômetro	CM11	Kipp and Zonen	Irradiância Horizontal Global
Piranômetro	SPN1	Delta-T	Irradiância Horizontal Global, Difusa e Direta
Piranômetro	CM11	Kipp and Zonen	Irradiância Inclinada Global
Célula de Referência	Si-02-Pt100	Mencke & Tegtmeier GmbH	Irradiância Inclinada Global
Célula de Referência	Si-02-Pt100	Mencke & Tegtmeier GmbH	Irradiância Inclinada Global



Figura 1 - Estação solarimétrica instalada junto à usina em Irecê-BA.

As medidas de todos esses sensores apresentados são lidas e armazenadas pelo *datalogger* CR1000, que está instalado dentro da caixa do sistema de medição. Os dados coletados da estação solarimétrica foram tratados de acordo com o algoritmo proposto pela *Baseline Surface Radiation Network* (BSRN) (Long e Shi, 2008).

## 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 Avaliação da irradiação solar

A Fig. 2 apresenta uma comparação entre a irradiação solar global horizontal medida no período avaliado e o valor estimado através da segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira *et al.*, 2017). A mesma comparação é feita na Fig. 3 para os valores de irradiação global incidente no plano dos módulos. O Atlas apresenta dados de irradiação obtidos do projeto SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), a partir de uma série histórica de imagens de satélite geoestacionário de dezessete anos, posteriormente validados por dados coletados em estações de superfície. Os dados fornecidos pelo Atlas Solarimétrico apresentam estimativas do total diário de irradiação solar com resolução espacial de 10 X 10 km<sup>2</sup>. A raiz do erro quadrático média relativa (REQM) apresentada pelo Atlas Solarimétrico para a região Nordeste é de até 8,3% (Pereira *et al.*, 2017), que representa aproximadamente 456 Wh/m<sup>2</sup> da irradiação solar.

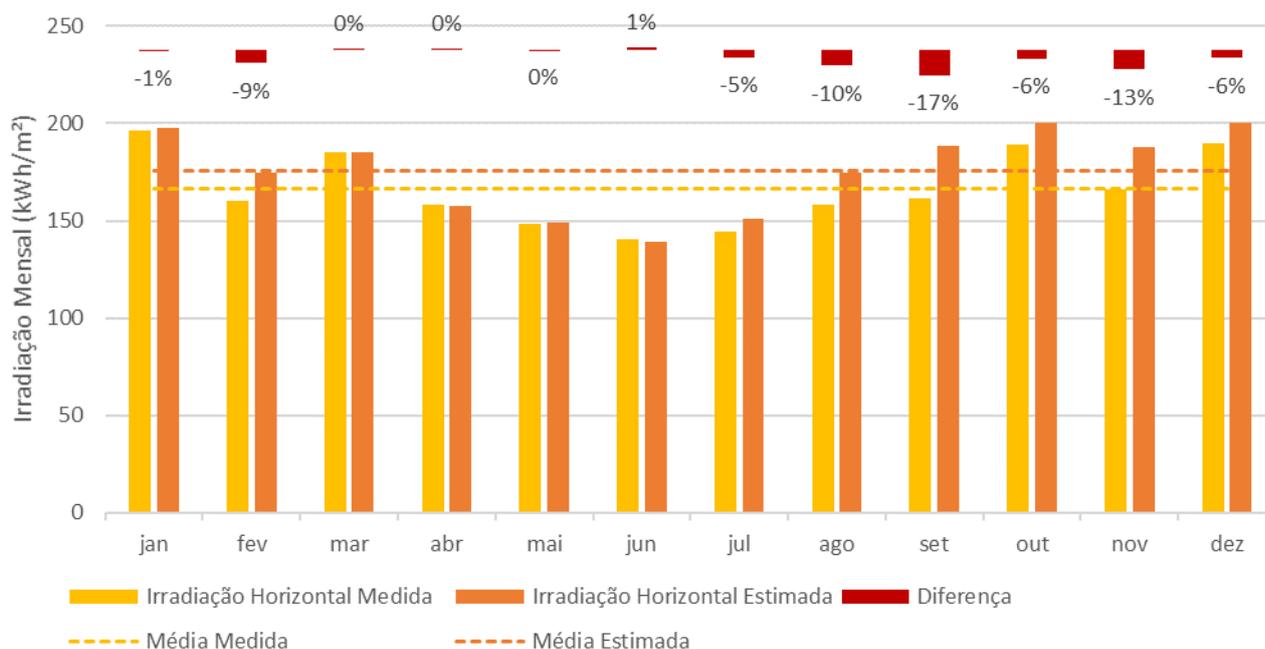


Figura 2 - Irradiação global horizontal medida vs. irradiação global horizontal estimada para a localidade de Irecê-BA.

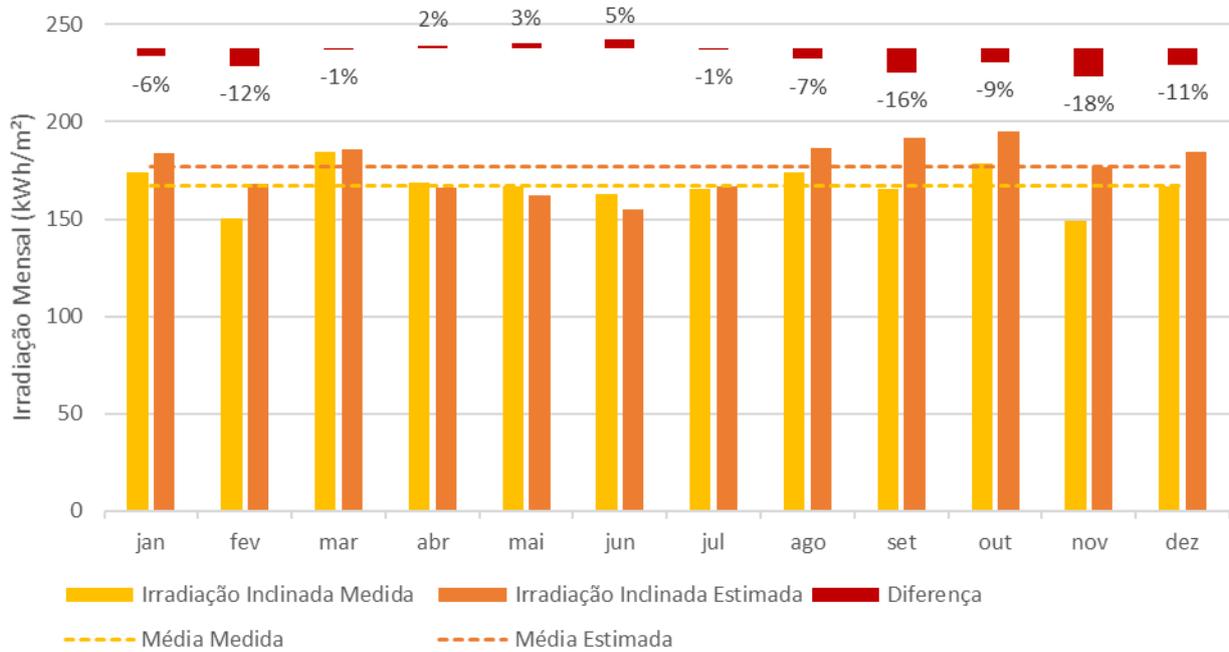


Figura 3 - Irradiação global inclinada medida vs. irradiação global inclinada estimada para a localidade de Irecê-BA.

Conforme pode ser observado na Fig. 2 e na Fig. 3, as diferenças percentuais médias para o período analisado foram de, aproximadamente, 5,4% e 5,7%, respectivamente; chegando a diferenças máximas de 17% para a irradiação horizontal e de 18% para a irradiação inclinada, ocorrendo nos meses de setembro e novembro de 2016, respectivamente. Os valores médios apresentados para as médias mensais encontram-se dentro do REQM (raiz do erro quadrático médio relativo) para a região, de cerca de 8,3% (Pereira *et al.*, 2017).

A Fig. 4 exibe o perfil mensal da irradiação global horizontal (barras laranjas), irradiação difusa horizontal (barras amarelas) e irradiação direta horizontal (barras vermelhas). O comportamento da fração da componente de irradiação difusa em relação à componente global (linha verde) também é apresentado e pode ser considerado um indicador do percentual de nebulosidade da região.

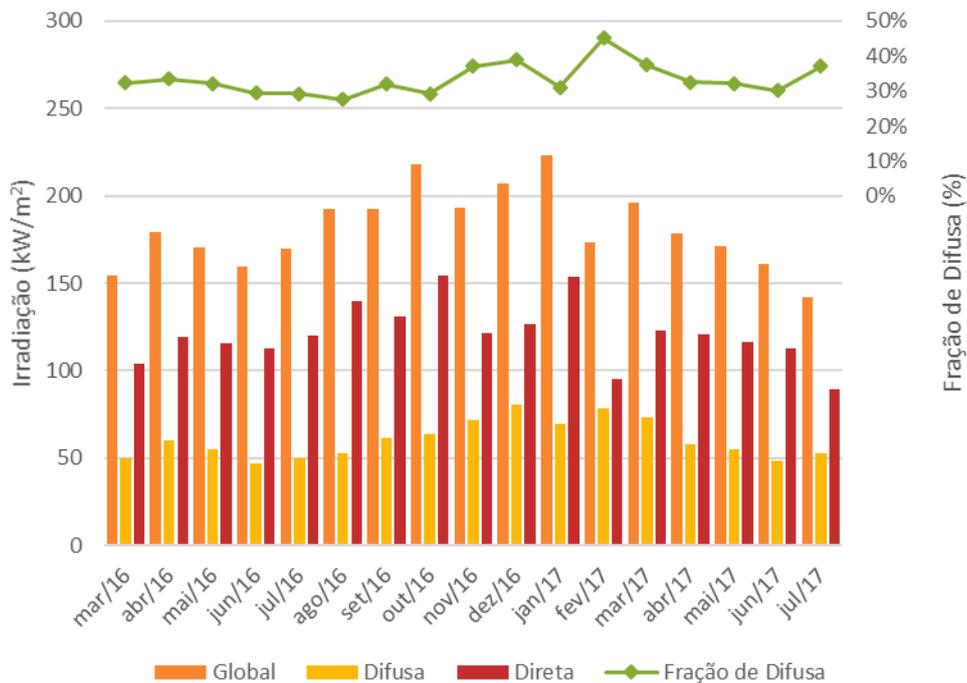


Figura 4 - Irradiação horizontal global, difusa e direta medidas para a localidade de Irecê-BA.

A análise da distribuição de energia para faixas de irradiância faz-se necessária quando se deseja avaliar quais são os índices de irradiância mais frequentes na região. Isto permite uma avaliação da eficiência, assim como do carregamento ideal do inversor que poderia ser realizado para um novo empreendimento (Burger e Rütther, 2006).

A Tab. 4 mostra os valores de distribuição de irradiância de todo o período analisado. A Fig. 5 apresenta a distribuição de irradiância para cada mês do período analisado.

Tabela 4 - Distribuição energética para faixas de irradiância em Irecê-BA..

$G \leq 300$	10%
$300 < G \leq 700$	29%
$700 < G \leq 1000$	42%
$1000 < G \leq 1200$	17%
$G \geq 1200$	2%

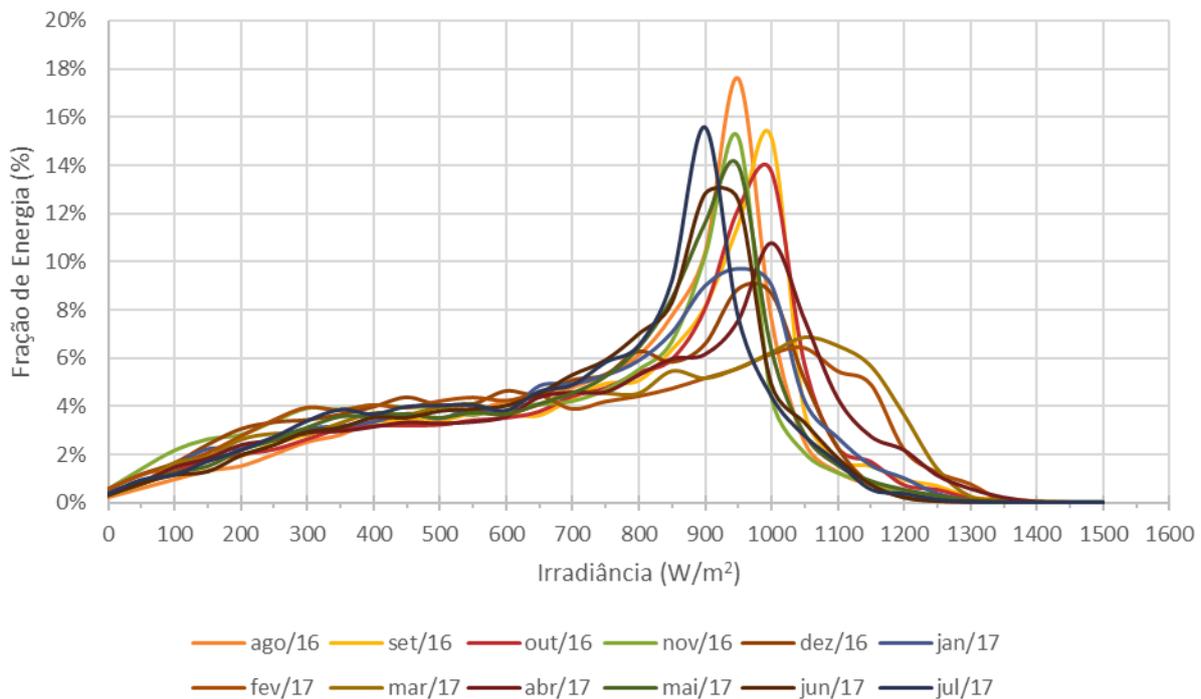


Figura 5 - Distribuição mensal de irradiância em Irecê-BA..

Na média do período analisado, as irradiâncias se concentram entre 700 W/m<sup>2</sup> e 1000 W/m<sup>2</sup>, correspondendo a cerca de 42% da irradiação total recebida. Cerca de 19% da irradiação encontra-se com níveis iguais ou superiores ao valor padrão de 1000 W/m<sup>2</sup> e 2% da irradiação encontra-se com níveis superiores a 1200 W/m<sup>2</sup>.

Além da influência no carregamento do inversor, os níveis de irradiância elevados podem levar à queima dos fusíveis mesmo com o dimensionamento correto do dispositivo. Isso ocorre devido aos efeitos de borda de nuvem, que resultam em níveis de irradiância superiores a 1500 W/m<sup>2</sup> (máximo de 1551 W/m<sup>2</sup> na média de um minuto medida no período analisado na localidade de Irecê). Esses valores elevados de irradiância são refletidos em valores elevados na corrente dos módulos em mesma proporção, o que leva à queima de fusíveis de *strings*.

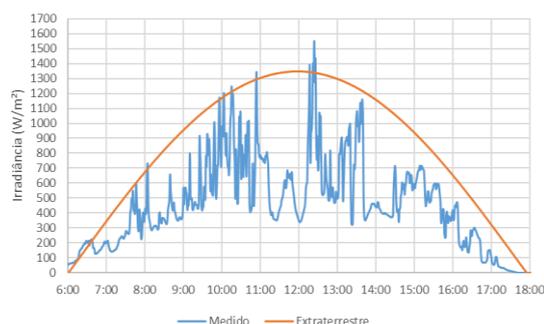
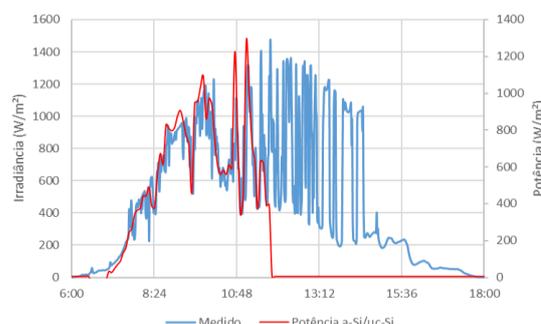
Diversos estudos na literatura registram e analisam esses eventos de níveis extremos de irradiância (Emck e Richter, 2008; Almeida, Zilles e Lorenzo, 2014; de Andrade e Tiba, 2016). A Tab. 5 apresenta um resumo estatístico dos eventos de *overirradiance* que ocorreram em Irecê-BA durante o período analisado. Cerca de 90% dos eventos identificados têm duração máxima de 2 minutos, com um valor médio de 1244 W/m<sup>2</sup> e máximo de 1551 W/m<sup>2</sup>; aproximadamente 5% dos eventos têm duração superior a 4 minutos, com valor médio de 1246 W/m<sup>2</sup> e valor máximo de 1446 W/m<sup>2</sup>. Como a taxa de aquisição de dados da estação é de 1 minuto, e o valor medido é a média do minuto apresentado, só é possível observar eventos com duração mínima de 1 minuto; assim, especula-se que os valores máximos desses eventos podem ser superiores aos valores aqui apresentados. Na análise apresentada na Tab. 5, foram considerados apenas os pontos de *overirradiance* que são superiores a 1000 W/m<sup>2</sup>, pois valores menores não têm relevância para o ponto em questão.

Tabela 5 - Resumo dos eventos extremos da irradiância (*overirradiance*) com valores de irradiância acima de 1000 W/m<sup>2</sup> em Irecê-BA.

Duração	Ocorrências	Frequência	Valor médio	Valor máximo
1 minuto	297	69%	1241	1551
2 minutos	89	21%	1248	1434
3 minutos	24	6%	1234	1437
4 minutos	11	3%	1262	1446
Maior que 5 minutos	7	2%	1231	1433

A Fig. 6 apresenta o perfil de irradiância para o dia 18/02/2017, dia em que foi medido um valor de 1551 W/m<sup>2</sup>. Na figura é possível observar os valores medidos ultrapassando a curva de irradiância extraterrestre de referência. Os pontos que ultrapassaram a curva de referência são considerados pontos extremos de irradiância (*overirradiance*).

Estes valores extremos de irradiância de longa duração, associados a fatores como uma temperatura elevada do fusível, podem levar à queima de fusíveis das *strings* do sistema fotovoltaico. A Fig. 7 apresenta o perfil de irradiância do dia 04/04/2017, em conjunto com a potência CA do sistema de a-Si/ $\mu$ c-Si de baixa tensão. É possível observar claramente o instante em que ocorre a incidência de uma irradiância de 1474 W/m<sup>2</sup> (média do minuto, o valor máximo pode ter sido superior), o que leva à queima dos fusíveis das *strings* restantes do sistema. A partir deste dia até julho de 2017, esse sistema estava com todas as *strings* fora de operação devido a fenômenos desse tipo, mostrando assim a importância desse fenômeno para um dimensionamento apropriado dos fusíveis das *strings*.

Figura 6 - Perfil de irradiância do dia 18/02/2017, quando foi registrado o valor de 1551 W/m<sup>2</sup> em Irecê-BA.Figura 7 - Perfil de irradiância do dia 04/04/2017, quando foi registrada a queima dos fusíveis do sistema a-Si/ $\mu$ c-Si em consequência de um evento registrado de irradiância de 1474 W/m<sup>2</sup> em Irecê-BA.

#### 4.2 Coeficientes de desempenho dos sistemas (PR)

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pelo coeficiente de desempenho (*Performance Ratio* - PR), que é definido como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho máximo teórico possível. A PR é um parâmetro muito utilizado, pois permite comparar sistemas FV instalados em locais e/ou orientações diferentes e avalia a geração de energia elétrica levando em consideração a potência real do sistema sob condições de operação. A PR contabiliza todas as perdas envolvidas no sistema, como perdas por queda de tensão, devido à resistência elétrica de condutores e conectores, além das perdas por sujeira, eficiência do inversor, temperatura de operação dos módulos FV, entre outras.

A Fig. 8 mostra a *Performance Ratio* CA para os cinco sistemas juntamente com a temperatura estimada média do módulo FV. Os valores de temperatura ambiente são médias diárias ponderadas em função do nível de irradiância medido pelo piranômetro inclinado da estação solarimétrica. A temperatura estimada média do módulo FV é calculada utilizando-se o método de Ross (Ross, 1976).

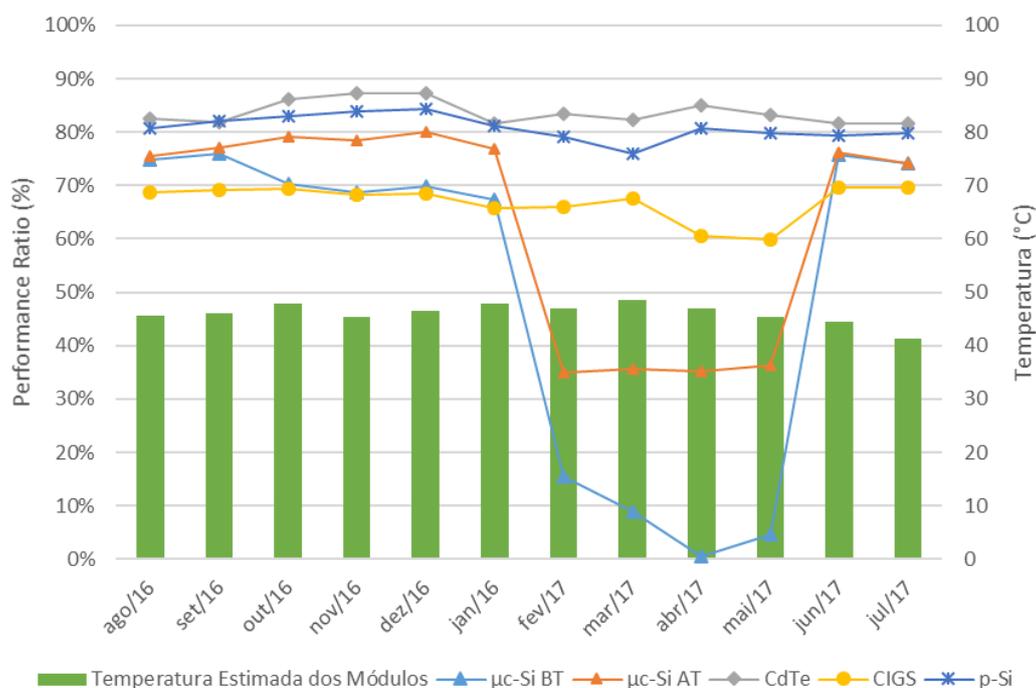


Figura 8 - *Performance Ratio* CA e temperatura média estimada do módulo para as cinco tecnologias FV instaladas em Irecê-BA.

### Silício Multicristalino (p-Si)

O sistema de p-Si apresenta uma *Performance Ratio* média de 81%. Esse valor está dentro do esperado de acordo com resultados anteriores para a mesma região (Nascimento *et al.*, 2016). A temperatura é um dos fatores predominantes tratando-se do desempenho da tecnologia de p-Si, pois essa tecnologia apresenta o maior coeficiente negativo de temperatura dentre as tecnologias avaliadas, como pode ser observado na Tab. 2.

Assim como o sistema de CdTe, essa tecnologia utiliza inversor não isolado, que possui maior eficiência (Tab. 1), o que leva a perdas menores na conversão CC/CA.

Devido à baixa latitude de Irecê, a massa de ar média anual representativa para o sistema é inferior à massa de ar padrão de 1,5 AM. Isso faz com que a distribuição espectral da região apresente uma concentração maior de energia nos comprimentos de onda menores em relação ao espectro padrão (Haag e Krenzinger, 2016). Isso favorece as tecnologias com uma resposta espectral mais voltada para a porção azul do espectro (*e.g.* a-Si/ $\mu$ c-Si e CdTe) e desfavorece tecnologias com uma resposta espectral mais voltada para a porção do espectro com esses comprimentos de onda (*e.g.* p-Si, CIGS). Todavia, essa hipótese só poderia ser validada através das medições com um espectrorradiômetro no local.

### Telureto de Cádimo (CdTe)

Analisando-se a Fig. 8, nota-se que a tecnologia com melhor desempenho foi a de telureto de cádmio, com uma PR média de 84% - valor bastante elevado em relação à literatura (Reich *et al.*, 2012). Este valor de *Performance Ratio* elevado pode ser consequência de diversos fatores.

Dentre as tecnologias utilizadas no projeto, a tecnologia de CdTe é a que apresenta menor coeficiente negativo de temperatura (Tab. 2) e, conseqüentemente, as menores perdas pelo efeito da temperatura de operação da junção. O sistema dessa tecnologia utiliza inversor não isolado e com a maior eficiência dentre as tecnologias (Tab. 1), o que leva a menores perdas na conversão CC/CA de energia e, portanto, contribuindo para o desempenho do sistema.

Considerando-se o sistema de p-Si como referência, a diferença absoluta de *Performance Ratio* média entre os dois sistemas é de 3,2%. Para uma temperatura de operação de 46,7°C, tem-se uma diferença esperada de aproximadamente 3,5% nas perdas por temperatura dessas duas tecnologias, o que pode ser um indicativo que valide o desempenho apresentado pelo sistema de CdTe.

Mesmo com esses fatores favorecendo essa tecnologia, pode ser que exista uma discrepância entre os valores de potência nominal de placa e a potência nominal de operação, diferença que poderia ser observada através de medições de curva IxV em campo. No comissionamento do sistema, foram realizadas medições de curva IxV das *strings* dos sistemas, que indicavam que a potência nominal do módulo estava de acordo com a potência de placa. Porém, devido às condições climáticas desfavoráveis, as medições realizadas não podem ser consideradas conclusivas.

### Silício Amorfo/Micro-Cristalino (a-Si/ $\mu$ c-Si)

Mesmo com coeficiente negativo de temperatura praticamente igual ao do CdTe e sendo favorecida pela distribuição espectral da irradiância da região, a tecnologia de a-Si/ $\mu$ c-Si apresenta um desempenho médio de 56,9%. Dentre os fatores que podem ter influenciado no valor do desempenho desta tecnologia, destaca-se a possível diferença entre as potências nominais de placa e real, bem como problemas verificados com a queima de fusíveis de algumas *strings* naquele gerador, como será comentado a seguir.

Entre os meses de setembro e outubro de 2016 há uma redução significativa da PR do sistema de a-Si/ $\mu$ c-Si de baixa tensão, provavelmente devido a níveis elevados de irradiância que levaram à queima de fusíveis, e consequentemente a operação do sistema com uma *string* a menos. É possível observar uma queda no desempenho de ambos os sistemas de a-Si/ $\mu$ c-Si para os meses de fevereiro, março, abril e maio de 2017. A queda no desempenho no sistema de baixa tensão está relacionada à queima de todos os fusíveis das *strings* do sistema, provavelmente em virtude dos altos níveis de irradiância medidos no sistema, conforme apresentado anteriormente, levando a uma geração inferior à esperada para estes meses. No sistema de alta tensão, a queda de 50% na PR do sistema aconteceu em consequência da abertura dos fusíveis de uma das duas *stringboxes* do sistema para inspeção e medições elétricas, os quais não foram fechados após o término das medições. A geração destes sistemas só foi normalizada no dia 30 de maio de 2017, quando os fusíveis foram substituídos e fechados, e os sistemas passaram a operar com todas as *strings*.

### Diseleneto de Cobre, Índio e Gálio (CIGS)

A tecnologia CIGS apresentou o pior desempenho de todas as tecnologias, com uma *Performance Ratio* média de 67%. Isso se deve em parte pelo forte coeficiente negativo de temperatura desta tecnologia (Tab. 2). Além disso, por ter cor preta, o módulo atinge uma temperatura superior à dos outros módulos do sistema. Isso faz com que as perdas por temperatura para esta tecnologia estejam entre as mais elevadas dentre as tecnologias utilizadas neste projeto. Novamente, destaca-se uma possível diferença entre as potências nominais de placa e de operação. É importante ressaltar que essas diferenças de potência podem ser validadas através da medição de curvas IxV dos sistemas em condições ambientais favoráveis.

A partir do mês de abril de 2017, nota-se uma nova queda no desempenho do sistema de CIGS. Assim como nas tecnologias de a-Si/ $\mu$ c-Si, essa queda é atribuída à queima de fusível de uma *string* do sistema. Conforme comentado, foram medidos valores extremos de irradiância, chegando a mais de 1550 W/m<sup>2</sup>, que levaram à queima dos fusíveis dos sistemas.

### 4.3 Produtividade dos sistemas (*Yield*)

A Fig. 9 apresenta o *Yield* mensal dos cinco sistemas para os meses avaliados. O *Yield* é definido como a geração do sistema (kWh) para determinado período, dividido pela potência CC instalada (kWp).

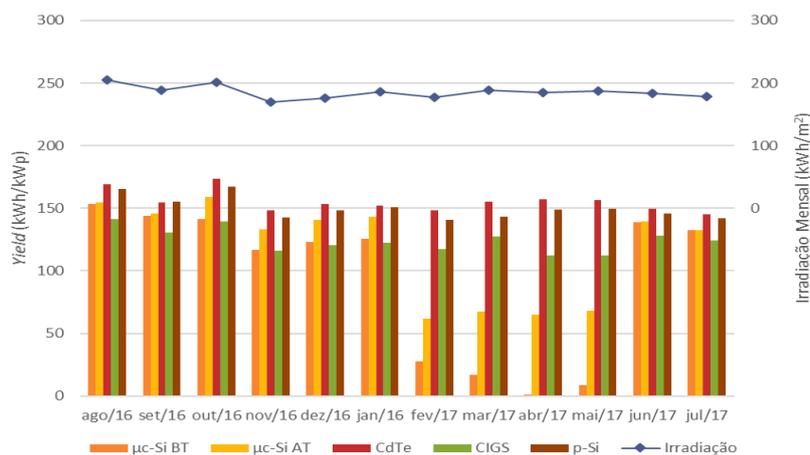


Figura 9 - *Yield* mensal dos cinco sistemas para o período avaliado em Irecê-BA.

As produtividades acompanham as variações de irradiância mensal conforme esperado e as diferenças entre as tecnologias se mantêm relativamente constantes. Observa-se que para os meses de fevereiro, março, abril e maio de 2017 os sistemas de a-Si/ $\mu$ c-Si têm suas produtividades consideravelmente reduzidas. Como já mencionado na seção anterior, isto se dá devido à queima de fusíveis em várias *strings* dos sistemas e não pode ser atribuído à tecnologia em si.

#### 4.4 Fator de capacidade dos sistemas

A Fig. 10 mostra os resultados para o fator de capacidade para os sistemas no período analisado. Esta figura representa a proporção entre a produção efetiva do sistema FV em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período.

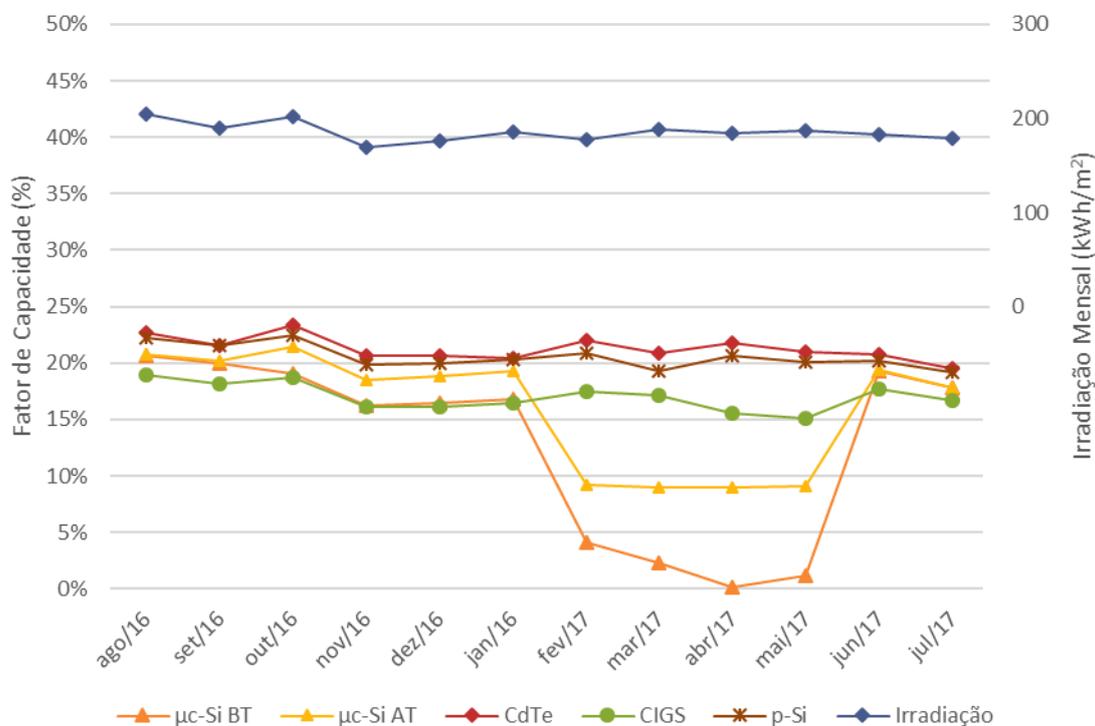


Figura 10 – Irradiação mensal e fator de capacidade para os cinco sistemas no período avaliado em Irecê-BA.

Os valores obtidos para os fatores de capacidade estão dentro do esperado. Observa-se que os valores de FC acompanham a irradiação mensal, uma vez que esta métrica, diferente da PR, não é normalizada pela irradiação. Novamente, observa-se uma queda no rendimento dos sistemas de a-Si/ $\mu$ c-Si de fevereiro a maio de 2017, devido à queima de fusíveis como mencionado anteriormente.

#### 5. CONCLUSÕES

Na avaliação do desempenho dos sistemas, ficou evidente a diferença de desempenho entre os mesmos. A tecnologia com maior *Performance Ratio* foi a de Telureto de Cádmio (CdTe), com uma PR média de 83,7%. Este dado pode ser justificado pelo menor coeficiente negativo de temperatura que esta tecnologia apresenta quando comparada às demais.

O sistema de p-Si apresentou uma *Performance Ratio* média de 81%, valor dentro do esperado de acordo com resultados anteriores para a mesma região (Nascimento *et al.*, 2016).

As tecnologias com os piores desempenhos foram as de filmes finos de CIGS e de a-Si/ $\mu$ c-Si, em razão da queima de fusível de algumas *strings* do sistema devido aos altos níveis de irradiação incidentes no local.

Em todo o período analisado, a geração total dos sistemas foi de 71,65 MWh; e o *Yield* total do sistema foi de 1542,85 kWh/kW<sub>p</sub>. Ainda que não se possa atribuir estes resultados às tecnologias propriamente, os fusíveis utilizados atendem ao “*maximum fuse rating*” indicado pelos fabricantes; a utilização de fusíveis que atendam aos níveis de corrente experimentados no local levaria à perda da garantia dos módulos. Estes resultados apontam para a necessidade de que seja rediscutido o dimensionamento do fusível máximo admitido para as localidades do Brasil que experimentam eventos extremos (e longos) de sobreirradiação e podem ser considerados como uma contribuição nova para o tema no Brasil. Eventos extremos de irradiação vêm sendo medidos em outros projetos coordenados pelo laboratório Fotovoltaica/UFSC e este tema deve ser mais discutido pela comunidade solar brasileira na medida em que usinas de grande porte começam a ser instaladas nestas regiões do país.

Ressalta-se, também, a importância da qualidade e da confiabilidade do sistema de aquisição e tratamento de dados, sendo que esses componentes têm importância fundamental para uma análise correta no desempenho de qualquer sistema.

## REFERÊNCIAS

- Almeida, M. P., Zilles, R. e Lorenzo, E. (2014) “Extreme overirradiance events in São Paulo, Brazil”, *Solar Energy*. Elsevier Ltd, 110, p. 168–173. doi: 10.1016/j.solener.2014.09.012.
- de Andrade, R. C. e Tiba, C. (2016) “Extreme global solar irradiance due to cloud enhancement in northeastern Brazil”, *Renewable Energy*. Elsevier Ltd, 86, p. 1433–1441. doi: 10.1016/j.renene.2015.09.012.
- Burger, B. e Rütther, R. (2006) “Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature”, *Solar Energy*, 80(1), p. 32–45. doi: 10.1016/j.solener.2005.08.012.
- Emck, P. e Richter, M. (2008) “An upper threshold of enhanced global shortwave irradiance in the troposphere derived from field measurements in tropical mountains”, *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 47(11), p. 2828–2845. doi: 10.1175/2008JAMC1861.1.
- Haag, R. e Krenzinger, A. (2016) “Espectro solar característico para a região do semiárido brasileiro”, in *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*.
- Long, C. N. e Shi, Y. (2008) “An Automated Quality Assessment and Control Algorithm for Surface Radiation Measurements”, *The Open Atmospheric Science Journal*, 2(1), p. 23–37. doi: 10.2174/1874282300802010023.
- Nascimento, L. R. *et al.* (2016) “Avaliação de desempenho de diferentes tecnologias fotovoltaicas no nordeste brasileiro”, in *VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 8.
- Pereira, E. B. *et al.* (2017) *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2ª ed. São José dos Campos, SP.
- Reich, N. H. *et al.* (2012) “Performance ratio revisited: is PR>90% realistic?”, *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, 20, p. 717–726. doi: 10.1002/pip.
- Ross, R. G. (1976) “Interface Design Considerations for Terrestrial Solar Cell Modules”, in *Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. Baton Rouge, LA, p. 801–806.

## PERFORMANCE EVALUATION OF DIFFERENT PHOTOVOLTAIC TECHNOLOGIES IN THE BRAZILIAN CITY OF IRECÊ, BA

**Abstract.** *This work presents the results of the analysis of the generation potential of five different photovoltaic technologies (a-Si, a-Si/μc-Si, CIGS, p-Si e CdTe), each with an installed nominal power of approximately 10 kWp, in a period of twelve months between August 2016 and July 2017. This photovoltaic system is situated in the interior of the Brazilian state of Bahia, in the city of Irecê. For the analyzed period, global horizontal irradiation data varies approximately 1% between measured values and values estimated through the Brazilian Atlas of Solar Energy. The total plane of array irradiation for the twelve months analyzed was 2228 kWh/m<sup>2</sup>, with 19% of this value being a result of irradiance levels above the standard 1000 W/m<sup>2</sup>. The photovoltaic technologies that had the best performances were CdTe and p-Si, with average performance ratios of 84% and 81%, respectively. Overirradiance events are not rare in Brazil, caused by both cloud edge and cloud enhancement effects; some of these events are in the minute-long time span, and might result in blown fuses in PV strings. This issue will be of great importance as utility-scale PV power plants start to become mainstream in many regions in the country.*

**Key words:** *Solar Energy, Performance Ratio, Overirradiance Events*