

Evoluindo para a Otimização de Potência a Nível Módulo

Objetivo

Assim como as pessoas requerem atenção individual para trabalhar na sua melhor capacidade, o mesmo acontece com os módulos. Apenas quando um módulo fotovoltaico recebe a melhor combinação específica de tensão e corrente, ele alcançará seu máximo rendimento. Tanto através do debate técnico quanto da análise de dados reais, este ensaio irá demonstrar como energia extra pode ser obtida dos sistemas fotovoltaicos quando a otimização de potência a nível módulo for aplicada. Este é o propósito deste documento: provar que a energia extra é significativa e relevante em qualquer cenário possível no mundo da energia solar fotovoltaica.

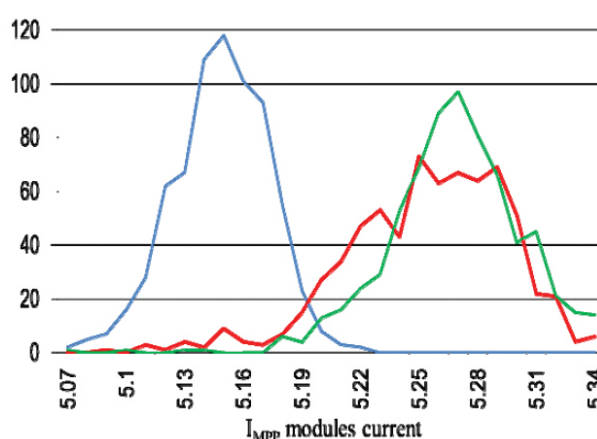
Mismatch E Os Inversores Tradicionais

When working with SolarEdge Inverters, SolarEdge power optimizers offer module-level optimization and fixed input voltage. This allows efficient use of all available space through unprecedented design flexibility - multiple orientations, tilts, and even module types and sizes in the same string. This 10kW system has an East-West orientation with two opposite-facing roof facets, but thanks to module-level optimization it only needs one three-phase inverter for a -42module string. Reducing strings decreases BoS costs. In addition, the SolarEdge solution allowed 5 additional modules (1.5Wp) to be placed on the roof in zones that typically don't support solar installation.

Distribuição Gaussiana da Impp de três lotes diferentes do mesmo modelo de módulo

Figura 1:

Na sua pesquisa, Paolo Perotti observou os esforços para reduzir o 'mismatch' entre mais de 2.800 módulos fotovoltaicos, durante a construção de uma mini-usina fotovoltaica de 815 kWp em Modena, na Itália. Os módulos foram, então, re-organizados em campo com base nos relatórios de 'flash-test' (o teste laboratorial da Curva I-V). A figura mostra três distribuições Gaussianas de Impp para três lotes de produção diferentes do mesmo módulo fotovoltaico.



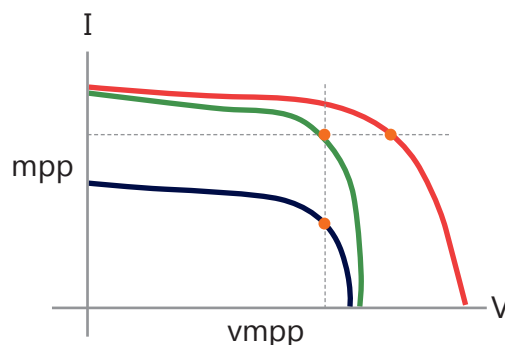
Fonte: P. Perotti et. al., "Monitoring and evaluation of economic impact in the reduction of mismatching in a PV plant located in Northern Italy", 26th EUPVSEC, 5-9/9/11, Alemanha

Mesmo modelo de módulo fotovoltaico, curvas IV diferentes

Figura 2:

Três módulos fotovoltaicos similares, exibindo propriedades diferentes sob condições diferentes:

- **Linha Verde** – Curva IV do módulo sob condições padrão
- **Linha Azul** – A corrente do módulo varia de acordo à irradiância
- **Linha Vermelha** – A tensão do módulo aumenta em temperaturas mais baixas

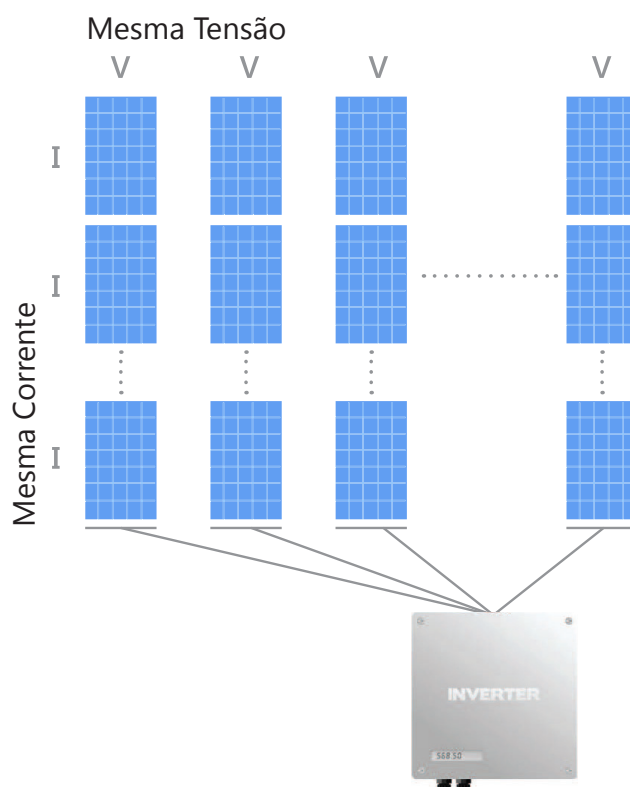


Contudo, atuando como unidades centrais, os inversores comuns são, por definição, incapazes de separar as curvas IV individuais dos módulos, e muito menos ajustar a corrente e a tensão por módulo. Ao invés disso, os inversores tradicionais procuram o ponto de potência máxima coletivamente para um arranjo de módulos (figura 3). Seguindo a abordagem “nivelar por baixo”, os inversores comuns recebem uma média do rendimento do arranjo, com os módulos com menor potência reduzindo o rendimento dos módulos com maior potência nas strings. A energia que é perdida como resultado desse comportamento, é o que chamamos de “perda por mismatch” entre os módulos fotovoltaicos. A suposição de que o mismatch possa ser evitado criando-se e mantendo uma uniformidade absoluta entre os módulos durante toda a vida útil do sistema fotovoltaico é praticamente impossível; considerando-se o fato de que mesmo após o flash-test e a classificação (e separação) de acordo com as curvas IV similares, há uma tolerância padrão de $\pm 3\%$ em relação aos “dados de placa”. O ‘mismatch’ pode, então, ser agravado por praticamente qualquer coisa que promova a diferença entre alguns módulos no arranjo.

Sistemas fotovoltaicos comuns: Nivelamento por baixo

Figura 3:

A figura mostra a conexão em série dos módulos fotovoltaicos nas strings, e a conexão em paralelo de várias strings ao inversor. Todos os módulos da mesma string apresentam a mesma corrente; todas as strings em paralelo apresentam a mesma tensão.

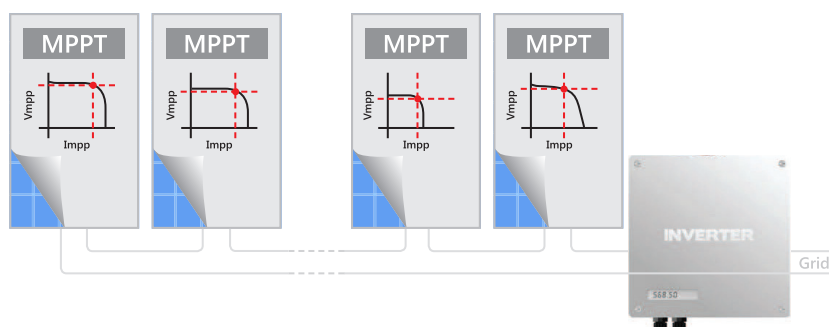


Como Os Otimizadores De Potência Ganham Energia

A seguir, examinaremos seis cenários para exemplificar os diferentes níveis de ganho de energia possíveis de se obter com otimizadores de potência.

Figura 4:

Os otimizadores de potência ajustam a corrente e a tensão por módulo fotovoltaico para captar a sua máxima energia individualmente, eliminando qualquer interdependência entre os módulos de um arranjo.



Seis Exemplos

O MPPT a nível módulo ajusta-se à corrente e tensão individuais de cada módulo fotovoltaico, e garante que trabalhem na sua capacidade máxima independentemente dos outros módulos da string (figura 4). Em vez de ser uma média, o MPPT a nível módulo significa a soma de todos os pontos de máxima potência individuais de cada um dos módulos que, por um simples princípio matemático, sempre resultará em maior produção de energia do que uma média.

1. Sombreamento Parcial – Mismatch Devido A Diferentes Exposições À Luz

Com um pouco de imaginação, a lista de fontes de sombreamento parcial é infinita: chaminés, antenas parabólicas, um cabo que atravessa o arranjo fotovoltaico – todos podem projetar um pouco de sombra em um módulo. Os módulos podem até mesmo fazer sombra uns sobre os outros. Ao alterar a intensidade de luz em apenas alguns módulos, o sombreamento parcial diversifica o rendimento dos módulos e introduz o 'mismatch' no arranjo fotovoltaico. A seguir um exemplo de quanta energia poderia ser recuperada num sistema fotovoltaico de 6 kWp com sombreamento parcial na Alemanha: o portal de monitoramento da SolarEdge revela que dois módulos (9 e 12) possuem incidência de sombra entre as 8 h e 10 h todos os dias (figura 5). A fim de quantificar o impacto dos módulos 9 e 12 na produção de energia, o PVsyst, um software de análise desenvolvido na Universidade de Genebra, foi aplicado para projetar e simular a produção de energia: utilizando um inversor comum que "nivela por baixo", e os inversores e otimizadores de potência SolarEdge com MPPT's individuais para cada módulo. Os relatórios mostram que, enquanto com SolarEdge a perda por sombreamento é proporcional à área sombreada (1,5%), com um inversor comum perde-se 13,4% de rendimento devido a dois módulos sombreados (figura 6). O sistema SolarEdge produziu 12,4% a mais de energia somente no primeiro ano de operação.

Figura 5:

O portal de monitoramento SolarEdge exibe dois módulos sombreados por uma chaminé entre as 8 h e 10 h todas as manhãs. O menor rendimento dos módulos 9 e 12 não influencia os demais módulos da string.

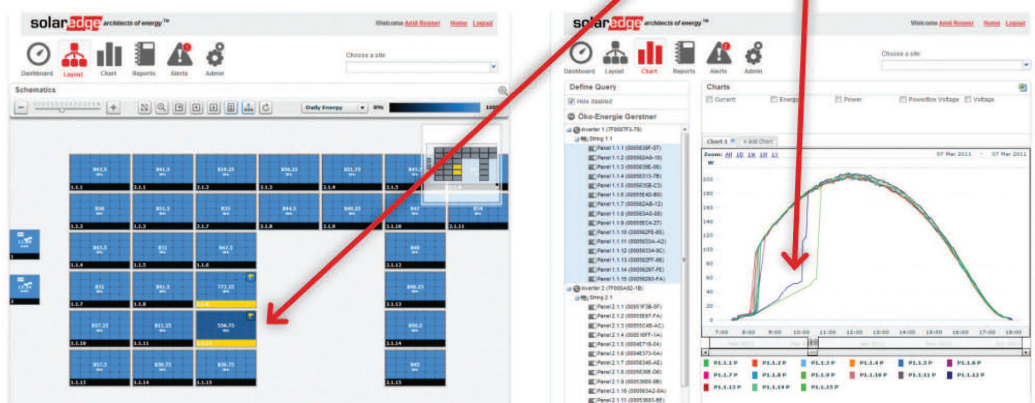
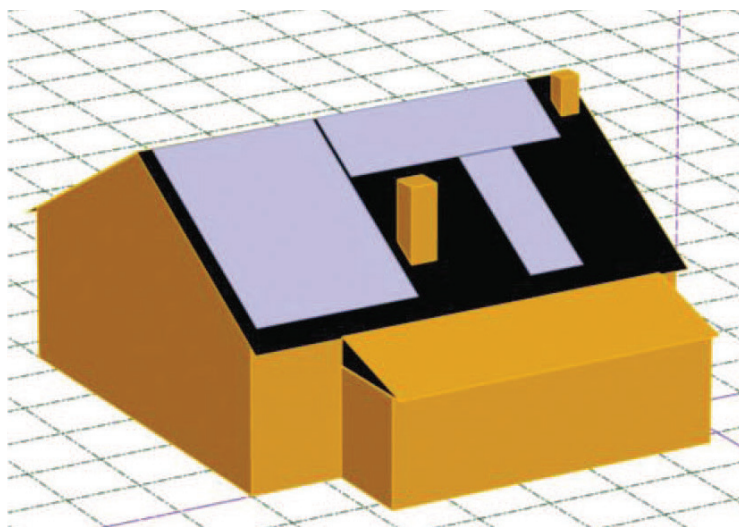


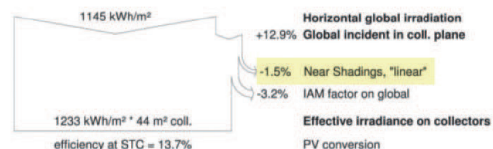
Figura 6:

As figuras mostram o resultado de uma simulação do PVsyst para um sistema fotovoltaico residencial de 6kW, que sofre de uma forma muito comum de sombreamento, neste caso provocado por uma chaminé. A Figura 6 mostra o modelo 3D e a figura 7 mostra dois relatórios de performance, um para a SolarEdge e o outro para um inversor comum.



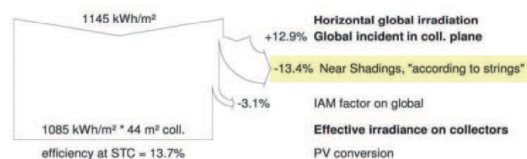
SolarEdge

Produced Energy 6262 kWh/year
Performance Ratio PR 80.7 %



Inversor Comum

Produced Energy 5574 kWh/year
Performance Ratio PR 71.8 %



2. Sujeira – Mismatch Devido A Diferentes Exposições À Luz

Outra fonte comum de perda de energia por 'mismatch', nos sistemas fotovoltaicos, é a sujeira acumulada nos módulos. Assim como o sombreamento parcial, a sujeira reduz a área iluminada dos módulos. A sujeira pode ser causada por qualquer coisa: folhas, poeira, fezes de aves (fotos a & b). Uma vez que estes fatores nunca afetam os módulos igualmente, eles criam o 'mismatch'. Em alguns locais onde poeira ou lama (poeira+umidade) se acumulam facilmente, os efeitos podem ser graves. A Figura 7 apresenta uma imagem do Portal de Monitoramento SolarEdge que ilustra as diferentes produções de módulos sujos em uma mini-usina de 700 kWp na Califórnia, antes de ser feita a limpeza dos módulos fotovoltaicos (indicada pelos diferentes tons de azul).



Fotos a&b:
Duas fontes comuns de sujeira: pássaros e poeira

Figura 7:

Diferenças de geração entre módulos e strings, provocadas por diferentes níveis de sujeira. Quanto mais claro o azul, mais energia gerada diariamente.



3. Mudanças Dinâmicas – Rápidas Alterações Climáticas E Variações De Irradiância

Mesmo os elementos mais distantes como nuvens passageiras podem atuar como uma forma de sombreamento intermitente. Os inversores comuns têm dificuldade de detectar flutuações de energia com rapidez suficiente e tendem a demorar para acompanhar uma elevação da potência-pico do arranjo fotovoltaico. Como demonstrado nas figuras 8 e 9, temos razões para crer que a perda de energia devido às rápidas variações de irradiância pode ser significativa. A topologia de rastreamento deve responder rápido o suficiente para ajustar-se à corrente e tensão em tempo real quando as variações ocorrerem. Os otimizadores de potência fazem exatamente isto. Responsáveis por cada módulo individualmente, os otimizadores de potência têm a habilidade de responder rápida e adequadamente às também rápidas variações de irradiância.

Figura 8:

Eficiência do MPPT em função das rápidas variações de irradiância.

Fonte: R. Bründlinger Austrian Institute of Technology, 4/2010

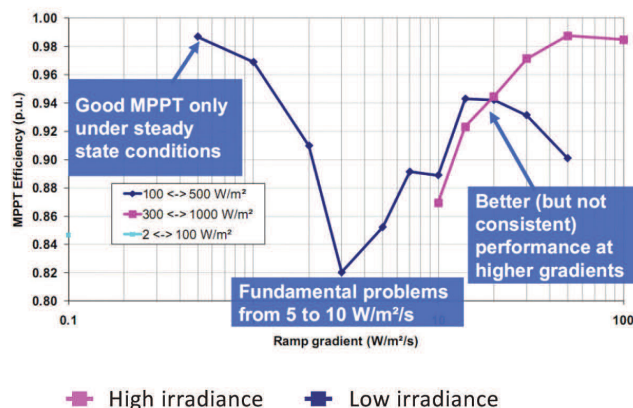
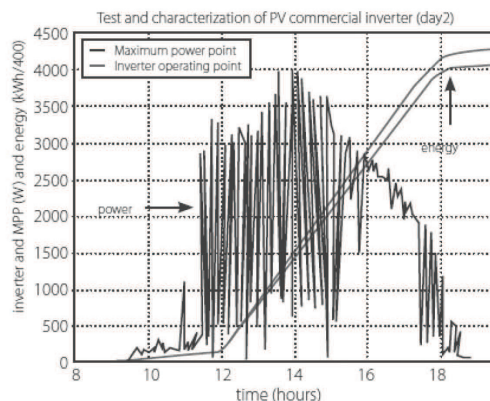


Figura 9:

Perda de energia durante um dia com clima variável. O MPPT a nível do inversor apresenta dificuldade em rastrear as variações de rendimento do sistema sob condições de sombra e luz intermitentes.

Fonte: On the Testing, Characterization, and Evaluation of PV Inverters and Dynamic MPPT Performance Under Real Varying Operating Conditions, Pablo Sanchis et al. (2007).

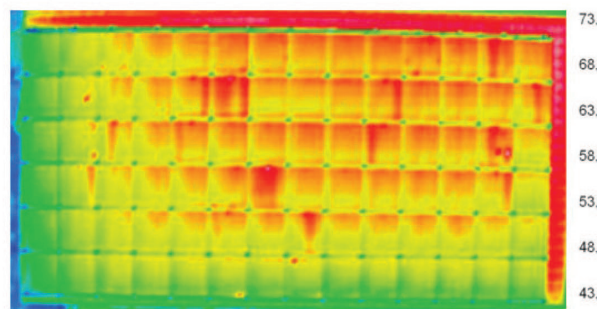


4. Diferentes Temperaturas, Diferentes Mpp's

As temperaturas podem variar drasticamente ao longo de um arranjo fotovoltaico. A pesquisadora Claudia Buerhop utilizou uma câmera termográfica, instalada em um helicóptero, para medir as diferentes temperaturas de um arranjo fotovoltaico instalado na Alemanha. A imagem revelou um gradiente de temperaturas no arranjo fotovoltaico. A diferença na temperatura medida entre as fileiras superior e inferior dos módulos foi equivalente a 13°C com apenas 7,8 m de distância entre as linhas. A câmera termográfica também revelou a existência do gradiente de temperatura de 3°C a 5°C mesmo 'dentro' de alguns módulos fotovoltaicos. Devido à relação entre a temperatura ambiente e a potência de saída, os módulos fotovoltaicos expostos a diferentes temperaturas apresentarão diferentes curvas de potência. Cenários como este ocorrem, por exemplo, quando o sistema fotovoltaico é instalado em áreas costeiras, ou em dias de muito vento: o calor é transportado de uma extremidade a outra do arranjo fotovoltaico.

Figura 10:

A figura mostra um mapa térmico de um sistema fotovoltaico. Diferentes módulos apresentam diferentes valores de V_{mpp} devido às diferentes temperaturas no arranjo. A figura 10 também mostra os hotspots, indicativos de defeitos nos módulos, e que também provocam perdas por 'mismatch'. Fonte: C. Buerhop et al., ZAE Bayern, "The role of infrared emissivity of glass on IR-imaging of PV-plants", 26th EUPVSEC, 5-9/9/11, Alemanha.

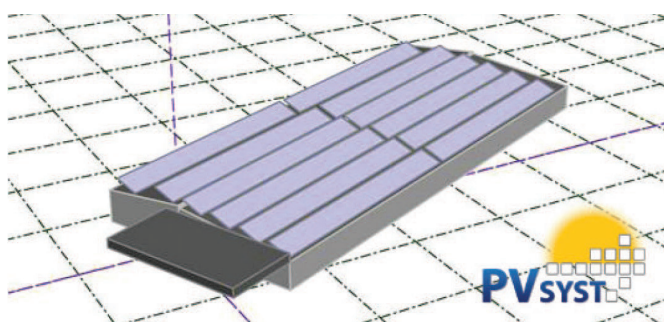


5. Em Condições Perfeitas

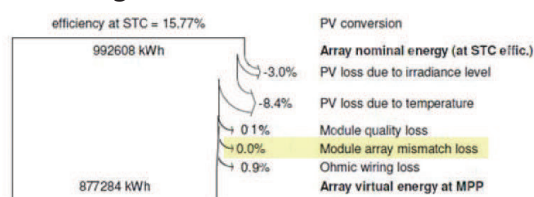
Considerando clima estável, sem causadores de sombra, sem sujeira, sem módulos com baixa eficiência, ou diferenças de temperatura no arranjo, ainda assim o PVsyst considera que uma tolerância de potência-pico em torno de $\pm 3\%$ provoca uma perda de energia da ordem de 2% (figura 11). Essa energia, se recuperada, numa instalação comercial na Califórnia por exemplo, para uma fábrica com um consumo de energia de 3.650 MWh/mês em média, e um custo de energia de US\$ 0,11/kWh, representa mais de US\$ 7.500 em retorno de investimento somente no primeiro ano de operação.

Figura 11:

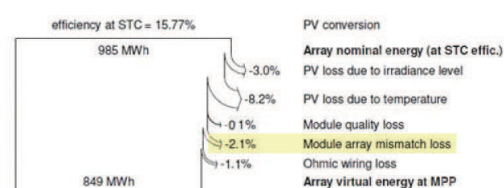
O PVsyst foi utilizado para simular e comparar a produção de energia de um projeto de 475 kW com inversores e otimizadores de potência SolarEdge e com inversores comuns. Sem causadores de sombra.



SolarEdge



Inversor Comum



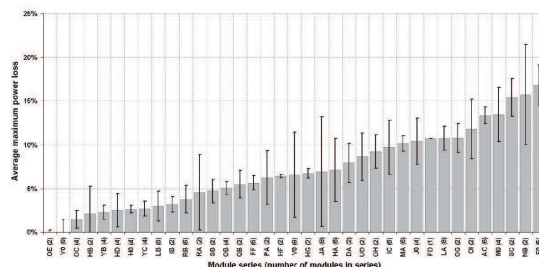
6. Degradação – Mismatch Devido Ao Tempo

Embora seja verdade que a maioria dos módulos, ao envelhecer, perca somente 20% do seu rendimento ao longo de 20 anos, o envelhecimento desigual introduz o 'mismatch' por degradação. Esse 'mismatch' por degradação aumentará no futuro, mas pesquisas mostram que esse efeito pode ser considerado uma fonte de preocupação imediata. O pesquisador Jorge Coello comprovou o processo de degradação dos módulos de silício cristalino instalados em duas usinas solares na Espanha com capacidades de 19MW e 13 MW respectivamente. Em 2008, antes da sua instalação, Coelho fez o flash-test numa amostra de 785 módulos de cinco fabricantes diferentes com certificação IEC 17025 e, então, repetiu o teste em 2009 e 2010 para examinar as potenciais mudanças. Como antecipado, os resultados mostraram uma pequena perda de potência-pico, entre 1% e 3,5% no primeiro ano, e um adicional entre 0,4% e 1,3% no ano seguinte. Contudo, o mais importante para este propósito, é o fato de que dentro desses limites, os módulos envelheceram em percentuais completamente diferentes. Durante dois anos, entre 2008 e 2010, um dos cinco fabricantes apresentou uma variação de até 6% entre os módulos. Em outra pesquisa realizada em 2009, Artur Skoczek apresentou resultados de uma pesquisa sobre degradação de um conjunto de 53 módulos diferentes de 20 fabricantes diferentes, 204 módulos no total, após 19 a 23 anos de exposição externa, no European Solar Test Installation (ESTI) em Ispra, na Itália. O desvio padrão da redução de energia foi de mais de 5% para um quarto dos módulos e, em alguns casos, chegou a alcançar 15%.

Variação de energia de módulos idênticos após 20 anos

Figura 12:

Linhas pretas: Variação de energia de módulos idênticos após 20 anos (A figura acima sintetiza apenas os resultados da série de módulos com melhor desempenho)



Fonte: A. Skoczek et. al., "The results of performance measurements of field-aged c-Si photovoltaic modules", Prog. Photovolt: Res. Appl. 2009; 17:227–240.

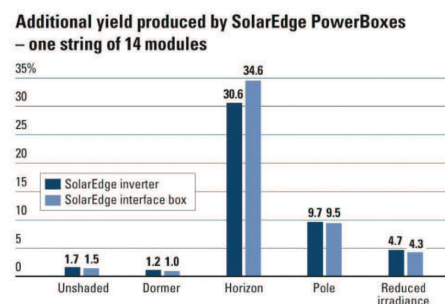
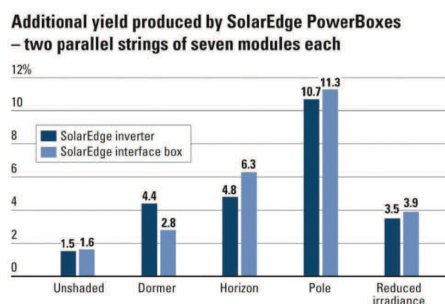
Conclusão

Os resultados apresentados neste ensaio mostram que o 'mismatch' é próprio dos arranjos fotovoltaicos, sendo agravado através das mudanças nas condições ambientais. Os resultados também mostram que qualquer topologia baseada no princípio de que os módulos fotovoltaico podem eventualmente agir como um grupo homogêneo ou que é possível manter a uniformidade entre os módulos durante toda a vida-útil do sistema fotovoltaico, representam severas perdas de energia. Utilizando tecnologias a nível módulo, energia extra pode ser obtida em praticamente qualquer sistema fotovoltaico. A quantidade de energia extra obtida depende de cenários específicos e foi melhor simplificada pela Revista PHOTON em outubro de 2011: "mesmo sob condições completamente controladas durante um teste realizado nos laboratórios da PHOTON, a produção de energia adicional com os otimizadores de potência SolarEdge variaram entre 1.6% a 34%" (figura 13). Esses resultados ainda precisam levar em conta outras fontes de 'mismatch' estabelecidos neste ensaio, como variações de temperatura, alterações dinâmicas de irradiância e 'mismatch' por degradação. A taxa de degradação desigual dos módulos continua a aumentar o 'mismatch' e reduz o retorno de investimento de um sistema fotovoltaico ano após ano. Concluindo, como parte de uma busca conjunta para tornar a produção de energia fotovoltaica mais eficiente, e ao invés de olhar para classificação dos módulos e flash-test como uma solução sustentável contra o 'mismatch', a indústria deveria acostumar-se a aceitar a diversidade dos módulos como parte da natureza dos sistemas fotovoltaicos, e olhar para a otimização de energia a nível módulo como o caminho a seguir.

Resultados dos Testes de Laboratório da PHOTON sobre produção de energia adicional dos otimizadores de potência SolarEdge

Figura 13:

Os gráficos ilustram a produção de energia adicional em cinco cenários diferentes que foram obtidos incluindo MPPT por módulos em comparação com o sistema de inversor comum com MPPT central. As colunas comparam os otimizadores de potência SolarEdge utilizando um inversor SolarEdge e utilizando um inversor de terceiros.



Fonte: Revista PHOTON, Outubro 2011