

# ANÁLISE COMPARATIVA DA PRODUTIVIDADE REAL DE SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

**Rafael Alexandre Silva de Carvalho** – rafael.carvalho@alsolenergia.com.br

**Gustavo Malagoli Buiatti** – gustavo@alsolenergia.com.br

ALSOL Energias Renováveis S/A

**Franclin Róbias da Silva Junior** – franclin.robias@ifrn.edu.br

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Rio Grande do Norte,

**José Roberto Camacho** – jrcamacho@ufu.br

Universidade Federal de Uberlândia, Faculdade de Engenharia Elétrica

**Resumo.** Este artigo tem como objetivo analisar a produtividade real de sete sistemas de microgeração fotovoltaica conectados à rede elétrica, operando em quatro cidades brasileiras, situadas nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul. A comparação do desempenho de tais sistemas é realizada através da produção específica, que é a razão entre a energia gerada durante um ano (kWh) e a potência de pico instalada (Wp). Este índice é influenciado pelas particularidades de cada sistema tais como orientação, inclinação, integração ao telhado, temperatura ambiente, irradiação, sombreamento próximo e outros fatores que influenciam diretamente no desempenho de sistemas fotovoltaicos. Para auxiliar no entendimento de como inclinação e orientação influenciam a produtividade específica dos sistemas, uma análise teórica de cada sistema e cada região sob análise é realizada com o apoio de um software dedicado. Os resultados de simulação são comparados com aqueles obtidos na prática, sendo discutidos em função dos diferentes aspectos técnicos e climatológicos de cada instalação.

**Palavras-chave:** Geração Distribuída, Microgeração, Energia Solar Fotovoltaica, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica.

## 1. INTRODUÇÃO: MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA NO BRASIL

Atualmente, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis é uma realidade e solução viável em diversos países, inclusive com a concessão de incentivos à geração distribuída de pequeno porte (Aneel, 2014). Pelo Brasil tal diversificação se torna claramente necessária, pois a principal fonte de energia elétrica, a fonte hídrica, tem enfrentado dificuldades para suprir e assegurar a quantidade de energia elétrica necessária no país. Como a matriz energética brasileira é predominantemente de origem hidroelétrica (Aneel, 2015), cuja parcela representa mais de 66% de toda a matriz, a escassez de chuvas leva a riscos de racionamentos, e mesmo aos chamados “apagões”, devido aos baixíssimos níveis dos reservatórios (Kafruni, 2015). Em seguida, em termos de representatividade, destacam-se as fontes de energia de origem fóssil com participação de 18%, e que vêm aumentando sua participação ano após ano (Amato, 2015), fontes estas extremamente necessárias por possuir uma característica de “backup” que aumenta a confiabilidade da matriz por estarem disponíveis sempre que necessário (porém com a desvantagem de serem caras e poluentes). Finalmente, as demais fontes (biomassa, eólica, nuclear e solar), conforme apresentado na Fig. 1, representam os outros 16% da matriz brasileira, onde a fonte solar começa a aparecer pela primeira vez na mesma.

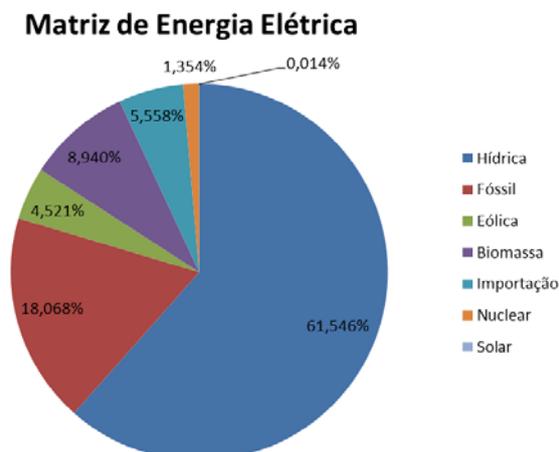


Figura 1 – Matriz de Energia Elétrica Brasileira (Aneel, 2015 – acesso em 18 de outubro de 2015)

Como observado pela Fig. 1, a energia solar fotovoltaica começa a se apresentar como uma fonte que de fato está se tornando realidade e se consolidando no Brasil, principalmente na forma de GD (geração distribuída).

Esse processo se iniciou com a publicação da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Desde então, e de acordo com dados da própria Agência (Castro, 2015) apresentados durante a Audiência Pública 26/2015, que aconteceu no dia 19 de junho de 2015 em Brasília/ DF durante o procedimento de revisão da Resolução 482, há cerca de 670 unidades de geração distribuída conectadas à rede elétrica e valendo-se da possibilidade de compensação, dos quais a fonte fotovoltaica representa 94,3%.

Considerando as 632 unidades fotovoltaicas acumuladas, das quais 98% são unidades de microgeração com potência instalada inferior a 100 kW, e considerando os 10 trimestres que se passaram desde a primeira conexão do Brasil na cidade de Uberlândia, entre dezembro de 2012 e junho de 2015 a fonte fotovoltaica apresenta uma Taxa Composta de Crescimento Trimestral (em inglês *CQGR - Compounded Quarterly Growth Rate*) de 55% por trimestre. Este número é bem mais expressivo que a Taxa Composta de Crescimento Anual (em inglês *CAGR - Compounded Annual Growth Rate*) da potência fotovoltaica instalada no mundo entre 2000 e 2014 que é de 39% ao ano (total de 178,4 GWp acumulados). Os dados mencionados acima podem ser visualizados na Fig. 2 e Fig. 3 respectivamente.

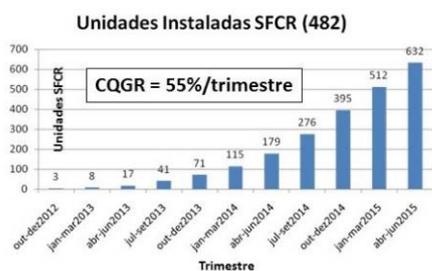


Figura 2 – Fonte: Audiência Pública 26/2015 ANEEL- Revisão da REN 482 (Castro, 2015).



Figura 3 – Fonte: Global Market Outlook for Solar Power 2105-2019 – Solar Power Europe (Masson, 2015).

Ainda segundo os dados apresentados pela ANEEL (Castro, 2015), a geração distribuída apresentava até então uma potência instalada no escopo da REN 482 de 9,6 MW, sendo 70% desta potência oriunda da fonte fotovoltaica (6,7 MW). Dentre as distribuidoras com o maior número de conexões a CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais) se destacava até então como a principal distribuidora do país em número de conexões de unidades de GD, com um total de 124 unidades conectadas, ou seja, 18,5% de todas as conexões do Brasil.

Por outro lado, considerando os pareceres de acesso já emitidos pela CEMIG e em fase de conexão até junho de 2015, o número de unidades é de 267: mais que o dobro do que está registrado na ANEEL no mesmo período, com um CQGR ainda mais agressivo e da ordem de 69% por trimestre. Considerando os dados de potência acumulada de todas estas unidades chegava-se ao valor de 1,69 MW acumulados no estado, com um CQGR de 43% por trimestre em termos de potência acumulada no mesmo período já mencionado acima (crescimento na mesma ordem de grandeza do crescimento mundial).

Uma vez constatado o crescimento da microgeração fotovoltaica no país, torna-se essencial entender o real potencial de geração de qualquer localidade no Brasil, para fins de planejamento e de estudo de retorno de investimento, considerando as particularidades de todo e qualquer sistema de microgeração tais como inclinação, orientação, temperatura, irradiação, fontes de sombreamento, entre outros, que influenciam diretamente no desempenho de um sistema fotovoltaico. Neste trabalho são analisados 7 casos diferentes, instalados e operando em 4 cidades distintas (Curitiba-PR, Rio de Janeiro-RJ, Uberlândia-MG e Natal-RN) como pode ser observado na Fig. 4.



Figura 4 – Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede operando em 4 cidades brasileiras e respectivas irradiações globais no plano horizontal (Inpe, 2015).

## 2. POTENCIAL BRASILEIRO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FOTOVOLTAICA

O Brasil é um país com um grande potencial para geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos, em toda sua totalidade. Como indicado na Fig. 4, Curitiba ao sul do país possui irradiação global no plano horizontal de 1686 kWh/m<sup>2</sup>/ano (Inpe, 2015), ou seja, 39% a mais que a cidade de Freiburg na Alemanha (Nasa, 2015), que possui irradiação global no plano horizontal (GHI) de 1216 kWh/m<sup>2</sup>/ano, cidade modelo com grande utilização da tecnologia no país que é líder mundial em sistemas fotovoltaicos em operação, atualmente com capacidade instalada de 38 GWp como indicado na Fig. 3. Outras regiões entre o sudeste e o nordeste do Brasil chegam a possuir 60% mais irradiação que a cidade de Freiburg, como é o caso de Uberlândia e Natal (Fig. 4). Diante deste cenário se torna evidente que a geração distribuída fotovoltaica é uma solução a ser adotada em todo o Brasil e é necessário entender, na prática, o real potencial de geração de cada localidade, uma vez que a geração de energia elétrica a partir do sol é função de vários fatores além da irradiação, tais como temperatura, velocidade do vento, massa de ar, albedo, eficiência dos inversores, relação de carregamento entre potência dos módulos e dos inversores, sombreamento próximo e/ou distante, orientação(ões) e inclinação(ões) dos módulos, tipos de inversores, perdas por descasamento (“*mismatch*”) e ventilação, em sistemas com integração ou sobrepostos ao telhado.

Dentre as principais vantagens de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica na forma de GD, e talvez não seja por acaso que na Alemanha 65% das instalações estejam sobre telhados de residências, comércios e indústrias, podemos citar: utilização de espaços ociosos; tamanho escalável (ajustável); o sol é uma matéria-prima livre e ilimitada. Neste momento enfrentamos falta de chuvas, mas não existem registros de falta de sol, sendo que a produção fotovoltaica aumenta em períodos com falta de chuvas, reduzindo o risco de racionamento ou *black-out*; não há fuga de gases e emissões de Gases de Efeito Estufa com zero emissão de CO<sub>2</sub>, ao contrário das termelétricas que estão operando a todo vapor neste momento no Brasil; operação silenciosa; módulos com vida útil longa (em geral maior que 30 anos); manutenção praticamente inexistente desde que a instalação tenha sido bem feita e em conformidade com as normas vigentes; favorece a imagem corporativa de empresas que buscam sustentabilidade e certificações do tipo *LEED* ou *AQUA* e, finalmente, é uma fonte muito confiável no quesito disponibilidade do recurso, sobretudo quando comparada com outras fontes como a eólica no contexto da GD.

## 3. EFEITOS DA ORIENTAÇÃO E INCLINAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL

Ao se iniciar um projeto fotovoltaico conectado à rede elétrica e visando a maximização da produção anual, garantindo um retorno de investimento mais rápido, pelo país estar no hemisfério sul é natural que a melhor situação é ter os arranjos fotovoltaicos orientados para o Norte. Geralmente uma premissa usual sobre a inclinação é considerar a inclinação do arranjo como sendo a mesma da latitude do local. Porém, pelo Brasil ser um país de grande extensão, onde, por exemplo, entre as quatro localidades analisadas neste artigo existem uma diferença de 25° de latitude, ou seja, mais de 2500 quilômetros entre a localidade mais próxima ao equador e aquela mais ao sul (Natal aproximadamente 6°, Uberlândia aproximadamente 19°, Rio de Janeiro aproximadamente 23° e Curitiba aproximadamente 25°), recomenda-se uma análise mais aprofundada das orientações e inclinações em função do percurso solar anual de cada região. Esta análise é de suma importância, pois na microgeração os telhados possuem orientação e inclinação já pré-definidos, e quando os telhados são planos um estudo detalhado pode levar à utilização de menos material de instalação e otimização da utilização do espaço disponível sem comprometer a produção elétrica.

Neste contexto, o primeiro passo deste trabalho é a análise dos efeitos de inclinação e orientação para cada localidade avaliada, utilizando o software dedicado PVSyst© versão 5 (Pvsyst, 2012), que permite visualizar os efeitos em termos de irradiação anual, ou seja, o ganho ou perda em relação à posição horizontal, considerando condições ideais de orientação ao Norte e sem qualquer desvio azimutal.

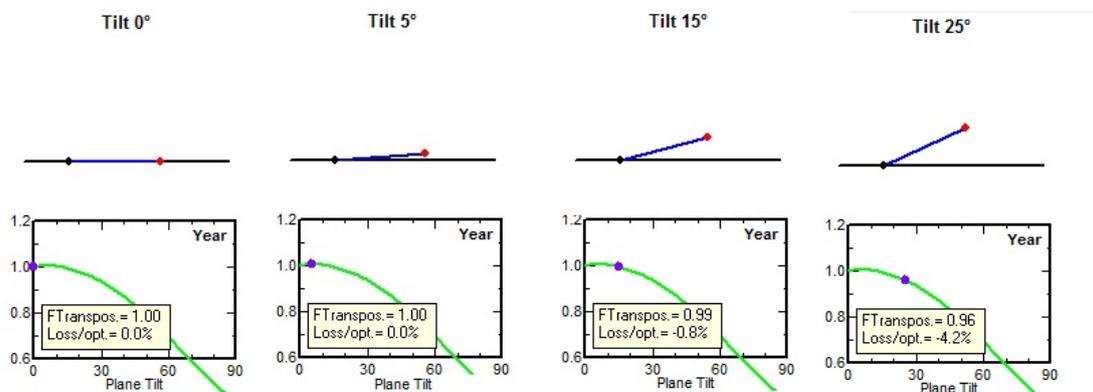


Figura 5 - Efeitos da inclinação de um sistema na cidade de Natal devidamente orientado ao Norte (PVsyst®).

Iniciando pela localidade mais próxima à linha do Equador, ou seja, a cidade de Natal, é possível observar pela Fig. 5 que a inclinação que maximiza a geração fica entre 0° e 8°, ou seja, qualquer um destes ângulos irá captar a mesma quantidade de energia luminosa ao ano (que neste caso é a mesma do plano horizontal). Do ponto de vista

prático, é desejável uma inclinação mínima de  $5^\circ$  devido a garantias de fabricantes e também para dificultar o acúmulo de poeira, gerando as chamadas “soiling losses” (Labouret, 2009). Outro aspecto relevante é que  $5^\circ$  a  $10^\circ$  é exatamente a inclinação usual de telhados de fibrocimento (10% a 18%). Considerando os efeitos da orientação para uma inclinação ótima de  $5^\circ$  em Natal, observa-se pela Fig. 6 que telhados com inclinação de 10% e orientados entre Leste e Oeste irão captar praticamente a mesma quantidade de energia luminosa durante o ano, com perdas desprezíveis de 0,3% nos casos extremos. Caso esteja completamente orientado ao sul e com os mesmos  $5^\circ$  de inclinação a perda será de apenas 0,9%.

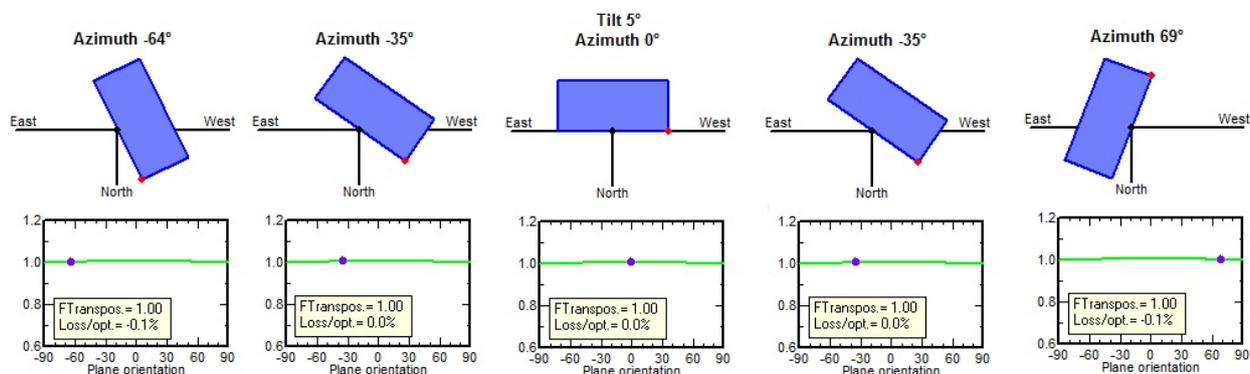


Figura 6 - Efeitos da orientação de um sistema na cidade de Natal com  $5^\circ$  de inclinação (PVSyst®).

Como conclusão, na localidade de Natal os sistemas fotovoltaicos podem e devem ser integrados diretamente aos telhados no diz respeito à captação de energia luminosa, sobretudo os de fibrocimento, independente de orientação entre Nordeste e Noroeste, ou mesmo Sul já que 0,9% é uma perda aceitável, desde que sombreamentos próximos causados por árvores, antenas, fios ou platibandas sejam evitados, maximizando desta forma a utilização dos telhados.

Já na cidade de Uberlândia, na região Sudeste do país, observa-se pela Fig. 7 que entre  $10^\circ$  e  $20^\circ$  a captação de energia luminosa é maximizada com um ganho de 4% em relação ao plano horizontal. Vários telhados que possuem telhas de cerâmica possuem 30% de inclinação, ou seja,  $15^\circ$ . Neste contexto pode-se considerar uma integração direta neste tipo de telhado, considerando como melhor caso a orientação ao Norte. Para telhados de fibrocimento com 10% de inclinação haverá um ganho de apenas 2% e em lajes planas uma inclinação de  $10^\circ$  é adequada, levando-se em conta economia na estrutura de sustentação dos arranjos, maior utilização do espaço disponível quando a instalação é realizada por mesas com maiores inclinações, e também evitando o acúmulo de sujeiras e facilitando a autolimpeza através de chuvas ou ventos, além de favorecer a ventilação, que ajuda a reduzir o efeito da temperatura em módulos de silício cristalino (Labouret, 2009).

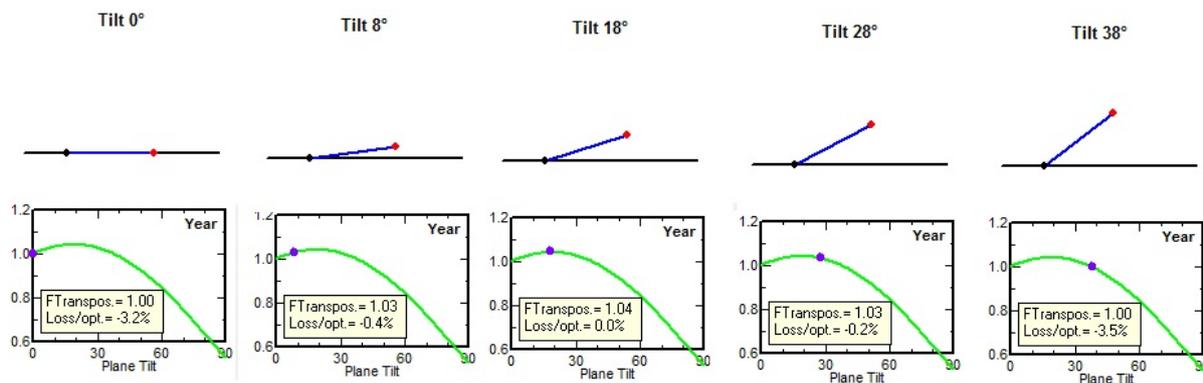


Figura 7 - Efeitos da inclinação de um sistema na cidade de Uberlândia devidamente orientado ao Norte (PVSyst®).

Em relação à orientação dos telhados com  $18^\circ$  de inclinação, como pode ser observado na Fig. 8, perdas entre  $-45^\circ$  e  $45^\circ$  são aceitáveis e no máximo igual a 1,3% (a exposição Noroeste é preferível). Quando expostos a Leste ou Oeste estas perdas em relação ao ótimo são em torno de 6%, com a orientação Oeste sempre mais favorável. No caso extremo de inclinação de  $18^\circ$  e orientação Sul, a perda é de 15% em relação ao ótimo (aproximadamente 12% em relação ao plano horizontal) e deve ser evitada.

A mesma análise foi realizada para Rio de Janeiro (Solarize, 2014) e Curitiba (Urbanetz, 2014), embora as figuras não sejam aqui apresentadas. No Rio de Janeiro a inclinação ótima, com um ganho de 5% em relação ao plano horizontal, é de  $22^\circ$  ao Norte com redução de ganho desprezível entre  $12^\circ$  e  $27^\circ$ . Orientações entre  $-30^\circ$  e  $30^\circ$  são aceitáveis, enquanto  $-45^\circ$  e  $45^\circ$  já reduzem o ganho em relação ao plano horizontal para 1,2%. Exposição Leste ou Oeste geram 8% de perdas em relação ao Norte e devem ser evitadas se possível, assim como exposição Sul onde a perda é de 20%. Uberlândia e Rio de Janeiro possuem grande similaridade no que tange a captação da energia luminosa: telhados de cerâmica com desvios azimutais entre Nordeste e Noroeste até  $30^\circ$  podem receber integração direta de arranjos

fotovoltaicos. Porém a questão da maresia na cidade litorânea possui alguns aspectos desfavoráveis em relação à degradação de estruturas metálicas e “soling losses”.

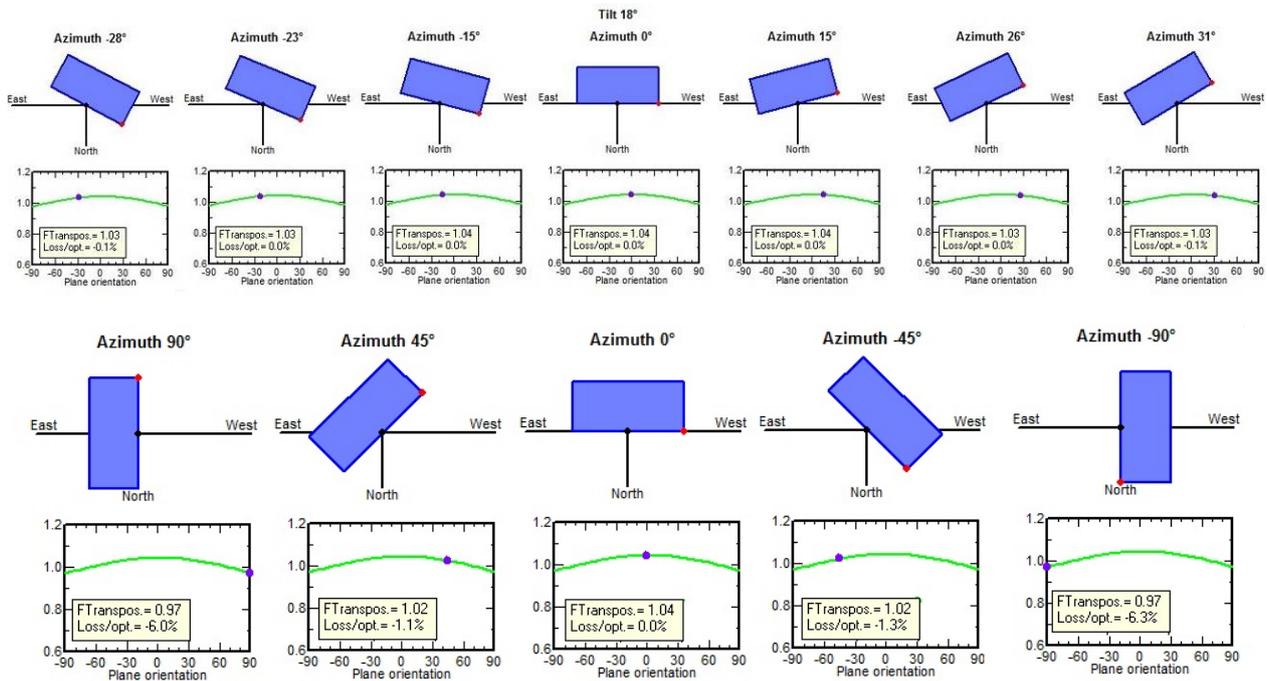


Figura 8 - Efeitos da orientação de um sistema na cidade de Uberlândia com 18° de inclinação (PVsyst®).

Finalmente, a cidade de Curitiba apresenta inclinação ótima de 25°, sendo aceitável inclinações entre 15° e 30°, onde o ganho em relação ao plano horizontal é de 4 a 6%. Na região sul é comum encontrar telhados de ardósia ou outros materiais com inclinações da ordem de 45°, situação em que tal inclinação anula o ganho ótimo em relação ao plano horizontal gerando perdas da ordem de 4,5%. No que tange as orientações, -30° a 30° também são aceitáveis, enquanto -45° e 45° já reduzem o ganho em relação ao plano horizontal para 2% (efeito maior em relação ao Sudeste). Exposições Leste ou Oeste geram 9 a 10% de perdas em relação ao Norte e devem ser evitadas, assim como exposição Sul que leva a perdas de 25%. Como observado pela Fig. 4, Curitiba possui 15% menos irradiação que a cidade de Uberlândia e, considerando as análises desta seção e levando em conta somente a produtividade de sistemas fotovoltaicos nesta região, sem considerar valores vigentes de tarifas de energia elétrica na baixa tensão ou média tensão, o retorno de investimento nesta região será mais longo.

#### 4. COMPARAÇÕES ENTRE RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E DESEMPENHOS REAIS

Uma vez realizada a análise teórica dos efeitos de inclinação e orientação na captação da energia luminosa, outros efeitos devem ser levados em consideração através de softwares dedicados (PVsyst, 2012). Foram analisados 7 sistemas de microgeração reais e operando a mais de um ano, sendo 4 deles na cidade de Uberlândia e um em cada uma das outras 3 cidades. As características principais de cada sistema são apresentadas na Tab. 1, onde é possível observar que em termos de inclinação quase todas estão em posição ótima de inclinação, com exceção do caso 6 da Tab. 1, e todos os desvios azimutais, ou orientações, estão dentro dos limites considerados como sendo adequados na análise realizada na seção 3 deste trabalho.

Para se ter uma estimativa o mais próximo da realidade, é necessário reproduzir o sistema e seu entorno no exato local da instalação e de forma fidedigna, levando em consideração as características da Tab. 1, assim como o percurso solar do local para cada dia do ano, temperatura e velocidade do vento, tipo de integração dos módulos, os modelos físicos de módulos, inversores, cabos, entre outros, em um software que possua tais funcionalidades. Desta forma é possível prever os diferentes aspectos tais como ganhos ou perdas de irradiação, perdas elétricas e de irradiação devido a sombreamento próximo, perdas relacionadas com tolerância e descasamentos (“mismatch”) de módulos, perdas relacionadas com eficiência de inversores, etc. Em todos os casos foram utilizados módulos fotovoltaicos de 60 células policristalinas. Com exceção do sistema de Curitiba, foram utilizados módulos de 235Wp em condições de teste padrão (STC em inglês, 1000 W/m<sup>2</sup>, 25°C, Massa de Ar 1,5) do fabricante Sun-Earth (modelo TPB156x156-60-P, certificado INMETRO classe A) e inversores com isolamento galvânica de alta frequência do fabricante Eltek, potências de 2,0, 3,8 e 4,4 kW (modelos He-t). Já no caso da instalação de Curitiba (Urbanetz, 2014) foram utilizados módulos de 210 Wp, do fabricante Kyocera (modelo KD210GX-LP) e um inversor de 2 kW do fabricante PVPOWERED (modelo PVP2000).

Tabela 1- Características gerais dos locais de instalação dos sistemas de microgeração fotovoltaica

Caso	Cidade	Local	Latitude	Inclinação	Orientação	GHI [kWh/m <sup>2</sup> .ano]	Desvio Azimutal	Potência Instalada (kWp)
1	Curitiba	Comercial	25,4° S	15°	Noroeste	4,776	22° NO	2,1
2	Rio de Janeiro	Residencial	22,9° S	26°	Nordeste	4,974	27° NE	2,115
3	Uberlândia	Comercial 1	18,9° S	20°	Noroeste	5,438	14° NO	2,115
4	Uberlândia	Comercial 2	18,9° S	20°	Noroeste	5,438	20° NO	2,115
5	Uberlândia	Residencial 1	18,9° S	20°	Noroeste	5,438	29° NO	5,64
6	Uberlândia	Residencial 2	18,9° S	25°	Noroeste	5,438	29° NO	4,7
7	Natal	Institucional	5,8 S	7°	Nordeste e Sudoeste	5,277	24° NO e 204° SE	56,4

A simulação do caso 7 de 56,4 kWp (240 módulos de 235 kWp) na cidade de Natal está ilustrada na Fig. 9. Como pode ser observado, também verificado pela Tab. 1, existem duas orientações distintas. São 10 inversores de 4,4 kW, alimentados por arranjos de 5,64 kWp resultando em uma relação de 1,28, ou 28% a mais de potência dos módulos fotovoltaicos em condições de teste padrão (mesma relação do caso 5 em Uberlândia). Como pode ser observado as condições de somreamento são diferentes para cada hora do dia e para cada dia do ano, assim como as horas de sol pleno são distintas. Em resumo, somente simuladores deste gênero são capazes estimar as produções diárias de energia elétrica, utilizando para isto modelos estocásticos para definição horária da irradiância, temperatura e velocidade do vento (Labouret, 2009).

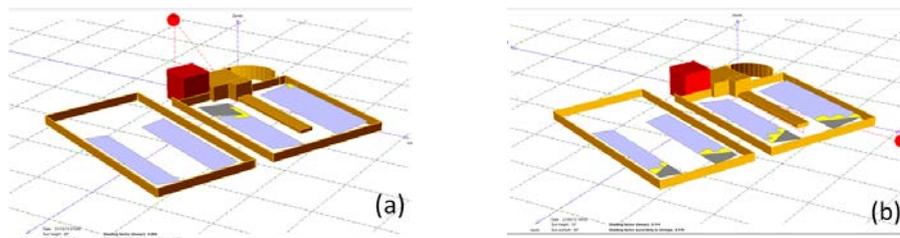


Figura 9 – Simulações do sistema fotovoltaico em Natal utilizando o software PVSyst©: (a) posição do sol, da sombra (cinza) e perdas elétricas (amarelo) às 7h00 do dia 21 de dezembro e (b) às 16h30 do dia 21 de junho.

Uma forma de comparar a precisão destes softwares dedicados é através da comparação dos resultados de simulações com resultados reais de produção. A Fig. 10 apresenta as produções reais mensais e médias em forma de gráficos, considerando todo ano de 2014 (Janeiro a Dezembro) para os casos 3 a 6 da Tab. 1, na cidade de Uberlândia. Observa-se que a geração fotovoltaica na cidade possui um comportamento que não condiz com o previsto pelo modelo “clear sky” (Labouret, 2009). Os meses de maior geração são agosto e outubro, devido à ausência de chuvas e menor nebulosidade, somado a temperaturas mais amenas. De uma maneira geral percebe-se um comportamento de geração mensal com pequenas variações, com exceção de novembro e dezembro, quando as chuvas aparecem com maior frequência e poucos dias chuvosos podem ter um grande impacto na geração total mensal. Já a Fig. 11 apresenta a produtividade real dos sistemas fotovoltaicos das outras 3 cidades. Como observados na Fig. 11a e na Fig. 11b, Curitiba e Rio de Janeiro possuem um comportamento mais próximo do previsto pelo modelo “clear sky”, ou seja, maior produção no verão (dezembro e janeiro respectivamente), assim como a menor produção durante o inverno (mês de junho). O mesmo comportamento de menor produção em junho também é observado em Natal (Fig. 11c), ao contrário dos casos 5 e 6 em Uberlândia, que possuem a menor produção em julho. O caso 7 de Natal apresenta a maior produção também em outubro, muito provavelmente pelas mesmas razões do que acontece em Uberlândia, ou seja, efeitos relacionados com menor nebulosidade, além de redução ou ausência das chamadas chuvas tropicais.

A forma mais adequada de comparar as produtividades dos diferentes casos, e o potencial efetivo de geração de energia elétrica a partir do efeito fotovoltaico, é através da relação de energia gerada ao ano pela potência de pico do arranjo (kWh/Wp/ano). A Tab. 2 apresenta tal produtividade, assim como compara os resultados medidos na prática, através dos sistemas de monitoramento dos inversores, com aqueles obtidos por simulação. A mesma tabela classifica o tipo de estrutura metálica que recebe os arranjos fotovoltaicos, sobreposta ao telhado em forma de mesa (ventilada) ou integrada sobre o mesmo respeitando sua inclinação, identificando a presença ou não de sombreamentos próximos tais como árvores, platibandas ou prédios, assim como estima o erro percentual da produção real em relação à produção estimada pelo software PVSyst. Como observado pela Tab. 2, a cidade de Uberlândia possui uma diferença de 20% entre a instalação que mais gera (caso 3) e aquela que menos gera (caso 4). No caso 3, a estrutura é ventilada e não há sombreamento próximo, além da relação entre a potência de módulos e inversor ser de apenas 0,55 resultando em menor aquecimento (inversor de 3,8 kW). Já o caso 4 possui grande presença de árvores no entorno e apesar da estrutura ser ventilada possui uma particularidade: a estrutura está contrária à inclinação do telhado, sendo que o próprio

telhado pela manhã e pela tarde causa sombreamento nos módulos do arranjo, ativando os diodos de by-pass e não gerando energia em algumas épocas do ano (além de apresentar risco de acidente por efeito “asa delta”, como pode ser observado na Fig. 4). Na prática, após a instalação do sistema, observou um ângulo superior a 28°, prejudicando ainda mais o desempenho (Fig. 7).

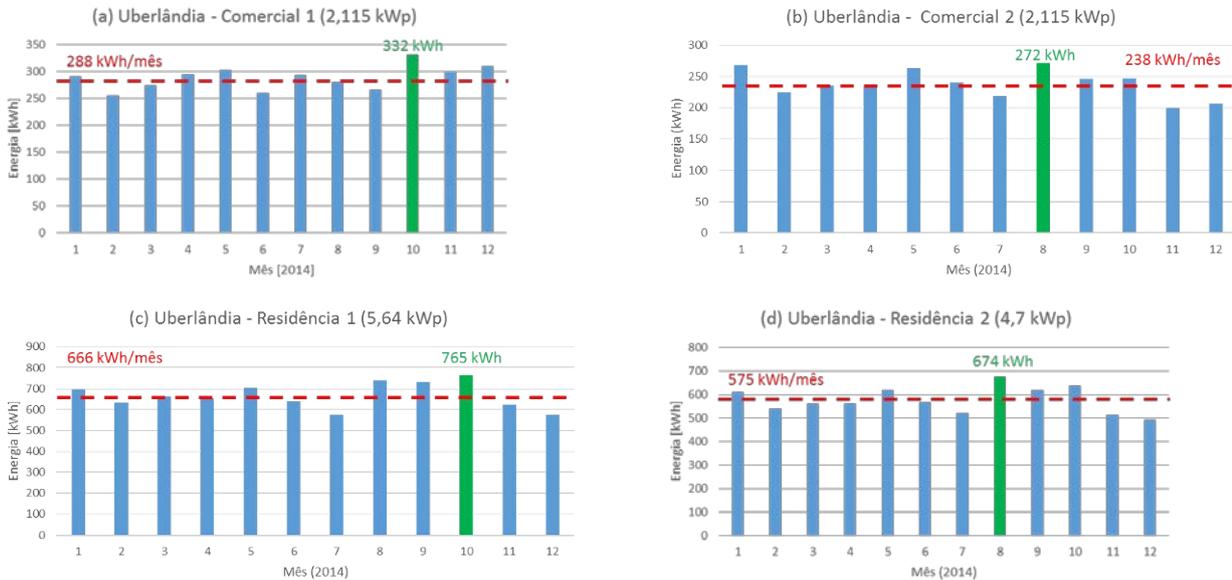


Figura 10 – Produção real de sistemas fotovoltaicos em Uberlândia: (a) caso 3, (b) caso 4, (c) caso 5 e (d) caso 6.

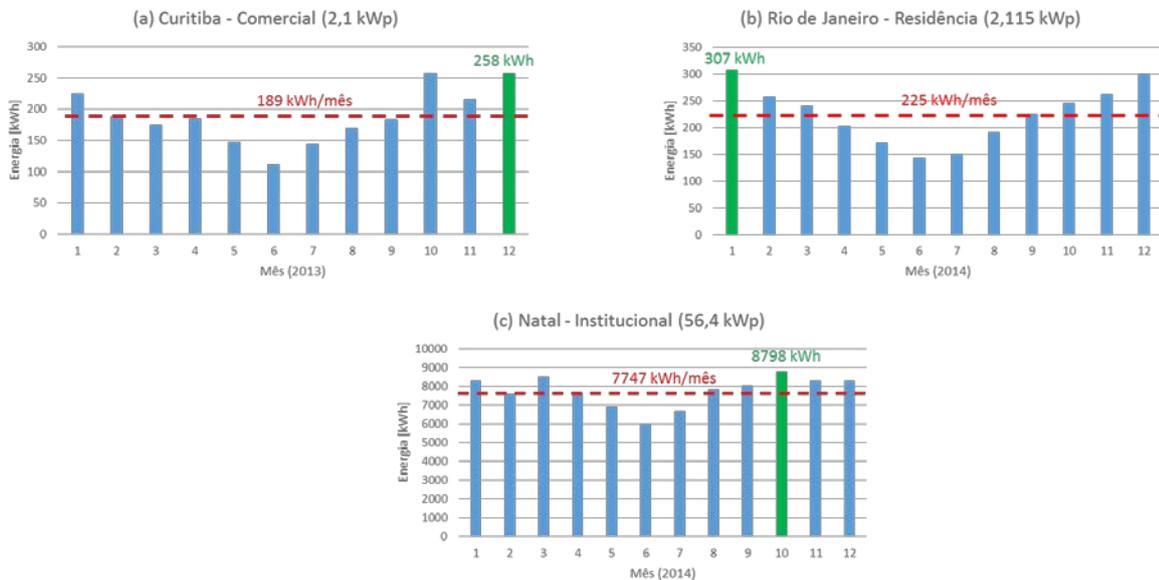


Figura 11 – Produção real de sistemas fotovoltaicos pelo Brasil: (a) caso 1, (b) caso 2, (c) caso 5 e (d) caso 7.

Tabela 2 – Resultados experimentais e comparações de produtividade em função das condições de instalação de sistemas fotovoltaicos em telhados.

Caso	Ano	$P_{FV}/P_{INV}$	Estrutura	PVSyst anual [kWh]	Experimental anual [kWh]	Erro (%)	kWh/Wp/ano (Real)	Sombras
1	2013	1,05	Integrada	2662	2263	-15%	1,08	N
2	2014	1,057	Integrada	2736	2698	-1%	1,26	S
3	2014	0,55	Ventilada	3321	3456	4%	1,62	N
4	2014	1,057	Ventilada	2948	2855	-3%	1,34	S
5	2014	1,28	Ventilada	8604	7995	-7%	1,42	S
6	2014	1,068	Ventilada	6627	6904	4%	1,47	S
7	2014	1,28	Integrada	79098	92960	18%	1,65	S

O caso 1 em Curitiba apresentou a pior estimativa de geração de energia e a menor produção entre todos os casos analisados, seguramente relacionado aos baixos níveis de irradiação já que este caso não sofre com sombreamentos ou outras particularidades, além de possui inversor sem transformador e boa relação entre as potências do arranjo e do inversor (1,05). No caso 2 do Rio de Janeiro existe presença de sombra excessiva pela manhã, o que é nitidamente observado nos gráficos de geração e pela imagem da Fig. 4. Finalmente o caso 7, apesar da integração ao telhado e dos sombreamentos próximos causados por objetos adjacentes e prédios, valida o excelente potencial da região de Natal que deve ser bem ainda melhor na ausência de sombras e em condições ventiladas, e utilizando relações de potências mais próximas de um.

## 5. CONCLUSÃO

O presente trabalho discutiu os efeitos de inclinações e desvios azimutais em 4 cidades brasileiras de 3 diferentes macrorregiões situadas entre o Nordeste e o Sul do país. Considerações relacionadas com custo de implantação, produtividade e os tipos de telhados mais comuns no Brasil foram feitas, concluindo-se que normalmente a inclinação e orientação dos imóveis devem ser mantidas, permitindo a integração direta dos arranjos fotovoltaicos sobre os mesmos. Simulações utilizando dados de satélite disponíveis no Brasil em alguns casos apresentam imprecisões e devem ser continuamente avaliadas. Pelo presente trabalho 70% dos casos apresentaram excelentes precisões na estimativa realizada pelo software dedicado, mas estações solarimétricas próximas às instalações são desejáveis para validações definitivas. Na prática o Nordeste e algumas cidades do Sudeste com menor latitude possuem até 50% a mais de potencial de geração distribuída fotovoltaica que cidades no Sul do Brasil, sendo esta região mais atrativa para este tipo de investimento em situações de mesmos valores de tarifas de energia elétrica.

## REFERÊNCIAS

- Amato, F., 2015. Governo pode elevar 'taxa extra' das bandeiras tarifárias na conta de luz. G1. Disponível em: <<http://tinyurl.com/nt4w5sw>>. Brasília. Acesso em: 20 jun. 2015.
- Aneel, 2014. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2014. Cadernos Temáticos ANEEL. 28 p.
- Aneel, 2015. Matriz energética brasileira. Disponível em: <<http://tinyurl.com/mcpfnlo>>. Acesso em: 18 out. 2015.
- Castro, M. A., L., 2015. Audiência Pública 26/2015 Revisão das regras para micro e minigeração distribuída. Disponível em <<http://tinyurl.com/od9uy2a>>. Acesso em: 10 nov. 2015.
- Inpe, S., 2015, Disponível em: <<http://maps.nrel.gov/swera>>. Acesso em: 30 jul. 2015.
- Kafruni, S., Níveis de reservatórios de água em todo o país estão piores do que em 2001. Correio Braziliense. 22 jan. 2015. Disponível em: <<http://tinyurl.com/onfme12>>. Acesso em: 17 de jun. 2015.
- Labouret, A., Viloz, M., 2009. Énergie Solaire Photovoltaïque. 4. ed. França: Dunod. 355 p.
- Masson, G., Orlandi, S., Insitute, B., 2015. Global Market Outlook For Solar Power 2015-2019. Solar Power Europe. Disponível em: <<http://tinyurl.com/oelt49k>>. Acesso em 19 nov. 2015.
- Nasa, S., 2015, Disponível em: <<http://maps.nrel.gov/swera>>. Acesso em: 30 jul. 2015.
- PVsyst, 2012: Photovoltaic Software. Versão 5. Suíça: PVsyst SA, 2012. Online. Disponível em: <<http://www.pvsyst.com/en/>>. Obtido em: 19 nov. 2015.
- Solarize Serviços em Tecnologia Ambiental Ltda, 2012. Primeiro sistema de energia solar é conectado à rede no Rio de Janeiro. 2014. Disponível em: <<http://tinyurl.com/payf2kg>>. Acesso em: 05 jun. 2015.
- Urbanetz J., Jair; Casagrande J., Eloy F., 2014. Acompanhamento de Desempenho do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica do Escritório Verde da UTFPR, Florianópolis – Santa Catarina. IX Congresso Brasileiro De Planejamento Energético, Santa Catarina.

## COMPARATIVE ANALYSIS ON ACTUAL GENERATION OF PHOTOVOLTAIC MICRO GENERATION SYSTEMS IN BRAZIL

**Abstract.** *This paper analyzes the actual energy production of seven different grid-connected photovoltaic (PV) micro generation systems, operating in four different Brazilian cities located in Northeast, Southeast and South regions. The performance of such systems is compared through their specific productions, meaning the relation between actual energy generated within a year (kWh) and the PV system peak-power (kWp). The specific production is influenced by particular features of every single system such as orientation, tilt angle, rooftop integration, temperature, irradiation, near shadings and other factors that may directly impact their performance. For better understanding the effects of tilt angle and orientation on specific productions of PV systems, a theoretical analysis is performed through the use of a dedicated software tool. Simulation results are compared with actual measured production values that are discussed in function of the different technical and weather aspects of every single installed system.*

**Keywords:** *Distributed Generation, Micro generation, Photovoltaic Solar Energy, Grid-connected Photovoltaic Systems.*