

MAPAS DE PRODUTIVIDADE FOTOVOLTAICA PARA O RIO GRANDE DO SUL (BRASIL)

Krenzinger A.^{*}, Prieb C.W.M.^{}, Gasparin F.P.^{***}**

LABSOL – Laboratório de Energia Solar da UFRGS, Escola de Engenharia,
Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Campus do Vale, Av. Bento Gonçalves, 9500
CEP 91509-900 Bairro Agronomia. Porto Alegre, RS Brasil
*arno.krenzinger@ufrgs.br, **cprieb@ufrgs.br, ***fabiano.gasparin@ufrgs.br

<https://doi.org/10.34637/cies2020.1.2034>

RESUMO

Este trabalho apresenta a metodologia que foi usada para produzir mapas de produtividade fotovoltaica no Estado do Rio Grande do Sul (RGS), Brasil, e os resultados alcançados. A partir de dados de 33 estações meteorológicas automáticas instaladas no RGS foram compiladas séries de dados horários registrados ao longo de mais de 15 anos. Com procedimentos bem conhecidos na literatura, os dados foram separados nas componentes direta e difusa para o cálculo da irradiação solar sobre superfícies inclinadas em diferentes orientações. Também foi calculado o impacto da reflexão de vidros na cobertura de equipamentos de conversão, para os diferentes ângulos de incidência. Pela metodologia apresentada neste trabalho, foi calculada a produtividade fotovoltaica em média anual e em média sazonal. Para a interpolação entre as estações foi utilizado o modelo meteorológico *Weather Research and Forecasting Model* (WRF) adaptado pela empresa UL Truepower para a climatologia do sul do Brasil. Este trabalho fez parte da elaboração do Atlas Solar do Rio Grande do Sul, publicado no final de 2018.

PALAVRAS CHAVE: Mapas de potencial fotovoltaico, Dados meteorológicos, Irradiação Solar

ABSTRACT

This work presents the methodology that was used to produce photovoltaic potential maps in the State of Rio Grande do Sul (RGS), Brazil, and the results achieved. From data from 33 automatic weather stations installed in the RGS, series of hourly data recorded over more than 15 years have been compiled. With procedures well known in the literature, the solar irradiation data were separated into the direct and diffuse components for calculating solar irradiation on tilted surfaces at different orientation. The impact of glass reflection on the top cover of conversion equipment was also calculated for the different orientation angles. Using the methodology presented in this work, photovoltaic potential was calculated as an annual average and a seasonal average. For the interpolation between the stations, the Weather Research and Forecasting Model (WRF) was used, adapted by the company UL Truepower for the climatology of southern Brazil. This work was part of the elaboration of the Solar Atlas of Rio Grande do Sul, published in late 2018.

KEYWORDS: Photovoltaic potential maps, Meteorological data, Solar Irradiation

INTRODUÇÃO

Depois de várias décadas de estudos e análises, a Energia Solar finalmente deixou de ser apenas uma alternativa de cientistas sonhadores para tornar-se uma das protagonistas entre as fontes de energia elétrica competitivas em todo o mundo. Inicialmente viável apenas para sistemas isolados e de pouco impacto na estatística internacional, a conversão fotovoltaica teve na forte industrialização dos módulos fotovoltaicos o impulso para a diminuição dos preços dos componentes. Atualmente os geradores fotovoltaicos estão competindo em preço com outras formas de produzir eletricidade. Apesar de que estudos sobre a disponibilidade de radiação solar no Brasil como um todo já ter sido tema de diversas publicações, um maior detalhamento sobre a área do Estado do Rio Grande do Sul dá margens para garantir bons resultados em futuros investimentos energéticos na região. Observe-se que o Rio Grande do Sul, com mais de 457 MWp de potência instalada em Geração Fotovoltaica Distribuída, é o segundo estado brasileiro neste quesito.

Levando em consideração o exposto acima, o Governo do Estado do Rio Grande do Sul, no Brasil, resolveu produzir o Atlas Solar Rio Grande do Sul, através de um estudo realizado pela Secretaria de Minas e Energia e integrantes das universidades: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Universidade Estadual do Rio Grande do Sul além da empresa Camargo Schubert Engenharia. O Atlas foi publicado com um livro de 152 páginas com mapas de irradiação solar e produtividade fotovoltaica (Back et al., 2018).

Este trabalho apresenta resumidamente a metodologia utilizada para determinar a irradiação incidente em planos inclinados e a produtividade fotovoltaica, conforme já descrita em (Krenzinger e Aguiar, 2016), além de alguns resultados obtidos no estudo citado.

A primeira parte do trabalho envolveu pesquisa de dados existentes em 38 Estações Meteorológicas Automáticas (EMA) pertencentes ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2020), das quais 33 foram selecionadas pela maior confiabilidade nas séries horárias registradas. Foram utilizados dados obtidos entre 2001 e 2017. As medições realizadas nas EMA registram valores de minuto em minuto de radiação solar horizontal, pressão atmosférica, temperatura, umidade relativa, precipitação, direção e velocidade do vento, entre outros. Depois os valores são integrados a cada hora e transmitidos ao centro de processamento do INMET. No caso da radiação solar o instrumento utilizado em cada estação é um [Kipp & Zonen](#) modelo CM6B.

Os dados foram inspecionados e foi realizada a eliminação de valores inválidos e o ajuste do horário para horário solar, permitindo uma compilação de séries horárias de dados de irradiação solar, temperatura ambiente e velocidade de vento. Posteriormente foram separadas as componentes direta e difusa da radiação solar pelo procedimento descrito a seguir.

PROCEDIMENTO PARA DETERMINAR A IRRADIAÇÃO HORÁRIA EM PLANO INCLINADO

Para todos os períodos e localidades onde se conhecem os dados medidos, a irradiação solar horária deverá ser dividida nas parcelas direta e difusa para processar o cálculo da irradiação em plano inclinado. Inicialmente os dados de irradiação solar são comparados com a irradiação solar extraterrestre da mesma hora produzindo um valor de índice de limpidez horário k_T (*clearness index*), conforme a relação $k_T = I / I_o$, onde I e I_o representam respectivamente a irradiação solar horária em um plano horizontal e a irradiação solar horária extraterrestre em um plano paralelo ao plano horizontal. As equações para obtenção da irradiação extraterrestre são bem conhecidas e encontram-se em textos como (Duffie e Beckmann, 2013). Utilizando dados da localidade e do tempo considerado, como ϕ (Latitude), δ (declinação) e ω (ângulo horário) em conjunto com os parâmetros que identificam a orientação e a inclinação do plano receptor da radiação, como β (ângulo de inclinação) e γ (ângulo azimutal que indica a orientação da superfície) se determinam θ_s (ângulo de incidência da radiação solar direta sobre o plano receptor) e θ_z (ângulo de zênite solar).

Erbs et al., 1982 apresentaram uma correlação da qual se obtém a fração difusa da irradiação horária, $k_D = I_d / I$, em função de k_T , tornando possível dividir a irradiação solar horizontal horária em suas componentes direta e difusa, I_b e I_d respectivamente.

Para calcular as parcelas da radiação sobre o plano inclinado foram utilizados (a) relação entre $\cos \theta_s$ e $\cos \theta_z$ para corrigir a componente direta, obtendo-se $I_{b\beta}$ (b) modelo isotrópico para determinar a radiação oriunda da reflexão do solo (considerando refletividade de 20%,) e (c) modelo descrito em (Perez et al, 1987) para a irradiação difusa ($I_{d\beta}$).

CÁLCULO DA IRRADIAÇÃO EFETIVA EM FUNÇÃO DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA.

Sabe-se que a parcela da radiação direta é fortemente dependente do ângulo de incidência, mas na prática esta dependência é ainda maior, porque tanto módulos fotovoltaicos como coberturas de coletores solares térmicos geralmente tem uma superfície de vidro na sua face frontal, com refletividade também dependente do ângulo de incidência. Para considerar este efeito, especialmente para comparações de conversão de equipamentos instalados em diferentes orientações, foi considerada a transmitância de uma lâmina de 3,2 mm de vidro com coeficiente de absorção 4/m e índice de refração 1,526, utilizando as equações de Fresnel conforme exposto em (Duffie, e Beckmann, 2013). A transmitância calculada para cada orientação em cada hora foi normalizada em função da transmitância calculada para incidência normal, de forma a não afetar resultados quando a radiação direta incide perpendicularmente ao coletor e não alterar a fração difusa da radiação. Esta correção levou a resultados identificados como Irradiação Efetiva.

RESULTADOS PARA IRRADIÂNCIA TOTAL

Com o procedimento descrito foram calculadas as irradiações horárias ao longo de intervalos de aproximadamente 15 anos incidentes em 456 orientações diferentes para cada uma das 33 estações meteorológicas, o que permitiu obter resultados relativos à orientação em que a média das irradiações horárias foi máxima (usada como referência). Estes resultados relativos são apresentados em planilhas eletrônicas informando o percentual de energia que pode ser captado por um coletor solar em função de sua orientação azimutal e sua inclinação. As planilhas foram elaboradas para intervalo anual e para cada estação do ano: Verão, Outono, Inverno e Primavera. Como exemplo destes resultados a Fig.1 apresenta, para a cidade de Porto Alegre, um “Screen Print” da planilha da irradiação efetiva anual relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 25° e a Fig. 2 mostra a mesma informação para o período de inverno, quando a referência utilizada foi para um plano inclinado a 50°.

PORTO ALEGRE - melhor ângulo, orientado para o Norte com inclinação ~ 25°, Irradiação Efetiva Incidente no Plano do Coletor 4.5455 [kWh/m²/dia]																											
AZIMUTE																											
	195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°			
90°	19%	22%	27%	32%	38%	43%	48%	51%	53%	54%	53%	53%	53%	53%	52%	50%	47%	43%	38%	33%	27%	23%	19%	18%			
85°	21%	25%	30%	36%	42%	47%	52%	56%	58%	59%	59%	59%	58%	58%	57%	55%	51%	47%	42%	36%	30%	25%	22%	20%			
80°	24%	28%	33%	39%	46%	51%	56%	60%	63%	65%	65%	65%	64%	64%	62%	59%	55%	51%	45%	40%	34%	28%	24%	22%			
75°	27%	31%	37%	43%	49%	55%	61%	65%	68%	70%	70%	70%	70%	69%	67%	64%	60%	55%	49%	43%	37%	32%	27%	25%			
70°	30%	34%	40%	47%	53%	59%	65%	69%	72%	75%	76%	76%	75%	74%	72%	68%	64%	59%	53%	47%	40%	35%	31%	29%			
65°	34%	38%	44%	50%	57%	63%	69%	73%	77%	79%	80%	81%	80%	79%	76%	73%	68%	63%	57%	50%	44%	39%	34%	33%			
60°	38%	42%	47%	54%	60%	67%	72%	77%	81%	84%	85%	85%	85%	83%	80%	76%	72%	66%	60%	54%	48%	42%	39%	37%			
55°	43%	46%	51%	58%	64%	70%	76%	81%	85%	87%	89%	89%	88%	87%	84%	80%	75%	70%	64%	58%	52%	47%	43%	42%			
50°	47%	50%	55%	61%	68%	74%	79%	84%	88%	91%	92%	92%	92%	90%	87%	83%	79%	73%	67%	61%	56%	51%	48%	46%			
45°	52%	55%	59%	65%	71%	77%	82%	87%	91%	93%	95%	95%	95%	93%	90%	86%	82%	76%	71%	65%	60%	55%	52%	51%			
40°	57%	59%	64%	69%	74%	80%	85%	89%	93%	95%	97%	97%	97%	95%	92%	89%	84%	79%	74%	69%	64%	60%	57%	56%			
35°	62%	64%	68%	73%	77%	82%	87%	91%	95%	97%	98%	99%	98%	97%	94%	91%	87%	82%	78%	73%	68%	65%	62%	61%			
30°	67%	69%	72%	76%	81%	85%	89%	93%	96%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	92%	89%	85%	81%	76%	72%	69%	67%	66%			
25°	72%	74%	76%	80%	83%	87%	91%	94%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	94%	90%	87%	83%	80%	77%	74%	72%	71%			
20°	77%	78%	80%	83%	86%	89%	92%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	94%	92%	89%	86%	83%	80%	78%	77%	76%			
15°	81%	82%	84%	86%	88%	90%	93%	95%	96%	98%	98%	99%	98%	98%	96%	95%	92%	90%	88%	86%	84%	82%	81%	81%			
10°	86%	87%	88%	90%	91%	93%	94%	95%	96%	97%	97%	97%	96%	95%	94%	93%	91%	90%	88%	87%	86%	85%	85%				
5°	89%	89%	90%	90%	91%	92%	93%	93%	94%	95%	95%	95%	95%	94%	94%	93%	93%	92%	91%	90%	90%	89%	89%				
0°	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%				

Fig. 1. Planilha da irradiação solar efetiva anual, relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 25° para a cidade de Porto Alegre.

PORTO ALEGRE - melhor ângulo aprox. inverno, orientado para o Norte com inclinação ~ 50°, Irradiação Efetiva Incidente no Plano do Coletor 3.5047 [kWh/m²/dia]																											
AZIMUTE																											
	195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°			
90°	10%	12%	16%	19%	26%	35%	45%	56%	65%	76%	81%	81%	77%	69%	60%	49%	39%	31%	23%	17%	13%	11%	10%	10%			
85°	12%	14%	17%	21%	29%	38%	49%	60%	70%	80%	85%	86%	82%	74%	64%	53%	43%	33%	25%	19%	15%	13%	11%	11%			
80°	13%	15%	19%	23%	32%	42%	52%	63%	74%	84%	89%	90%	86%	78%	68%	57%	46%	36%	28%	21%	17%	14%	13%	12%			
75°	15%	17%	21%	25%	34%	45%	56%	67%	77%	88%	92%	93%	90%	82%	72%	60%	49%	39%	30%	23%	18%	16%	14%	14%			
70°	16%	18%	22%	30%	37%	47%	59%	70%	80%	91%	95%	96%	93%	85%	75%	64%	53%	42%	33%	25%	20%	17%	16%	15%			
65°	18%	20%	24%	32%	39%	50%	61%	73%	85%	93%	97%	98%	95%	87%	78%	67%	56%	45%	35%	28%	22%	19%	17%	17%			
60°	19%	21%	26%	34%	42%	53%	64%	75%	87%	94%	98%	99%	96%	89%	80%	69%	58%	48%	38%	30%	24%	21%	19%	18%			
55°	21%	23%	28%	36%	47%	55%	66%	79%	89%	96%	99%	99%	97%	91%	82%	71%	61%	50%	41%	32%	26%	22%	21%	20%			
50°	22%	25%	30%	39%	49%	60%	70%	81%	89%	96%	99%	99%	98%	92%	83%	74%	63%	53%	43%	35%	28%	24%	22%	22%			
45°	24%	27%	33%	41%	51%	61%	72%	81%	90%	96%	99%	99%	97%	92%	84%	75%	65%	55%	46%	38%	31%	26%	24%	23%			
40°	26%	29%	36%	44%	53%	63%	73%	82%	89%	95%	98%	98%	96%	92%	85%	76%	67%	57%	49%	41%	34%	28%	25%	25%			
35°	29%	33%	39%	47%	56%	65%	74%	82%	89%	94%	96%	97%	95%	91%	85%	77%	68%	60%	52%	44%	37%	31%	28%	28%			
30°	33%	37%	43%	50%	58%	66%	74%	81%	87%	92%	94%	94%	93%	89%	84%	77%	70%	62%	54%	47%	41%	36%	33%	32%			
25°	38%	42%	47%	53%	60%	67%	74%	80%	86%	89%	91%	92%	90%	87%	83%	77%	71%	64%	57%	51%	45%	41%	38%	37%			
20°	45%	47%	51%	57%	62%	68%	74%	79%	83%	86%	88%	88%	87%	85%	81%	76%	71%	65%	60%	54%	50%	46%	44%	43%			
15°	51%	53%	56%	60%	64%	69%	73%	77%	80%	83%	84%	84%	83%	81%	79%	75%	71%	67%	62%	58%	55%	52%	50%	50%			
10°	57%	59%	61%	63%	66%	69%	72%	75%	77%	79%	79%	80%	79%	78%	76%	73%	71%	68%	65%	62%	60%	58%	57%	57%			
5°	63%	64%	65%	66%	68%	69%	71%	72%	73%	74%	74%	75%	74%	74%	73%	71%	70%	68%	67%	66%	64%	64%	63%	63%			
0°	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%	69%				

Fig. 2. Planilha da irradiação solar efetiva no inverno, relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 50° para a cidade de Porto Alegre.

Para a confecção dos mapas, o governo do Estado do Rio Grande do Sul contratou uma empresa (CAMARGO-Schubert Engenharia) que por sua vez subcontratou uma Modelagem de Mesoescala realizada pela empresa UL Truepower, a qual utilizou o sistema de modelagem WRF-Solar (*Weather Research and Forecasting*), com capacidade de alcançar uma resolução espacial de 3 km X 3 km. Os resultados destes modelos foram ajustados com as medições terrestres nas EMA. A Fig. 3 mostra, como exemplo, mapas de irradiação média em plano inclinado de 20°.

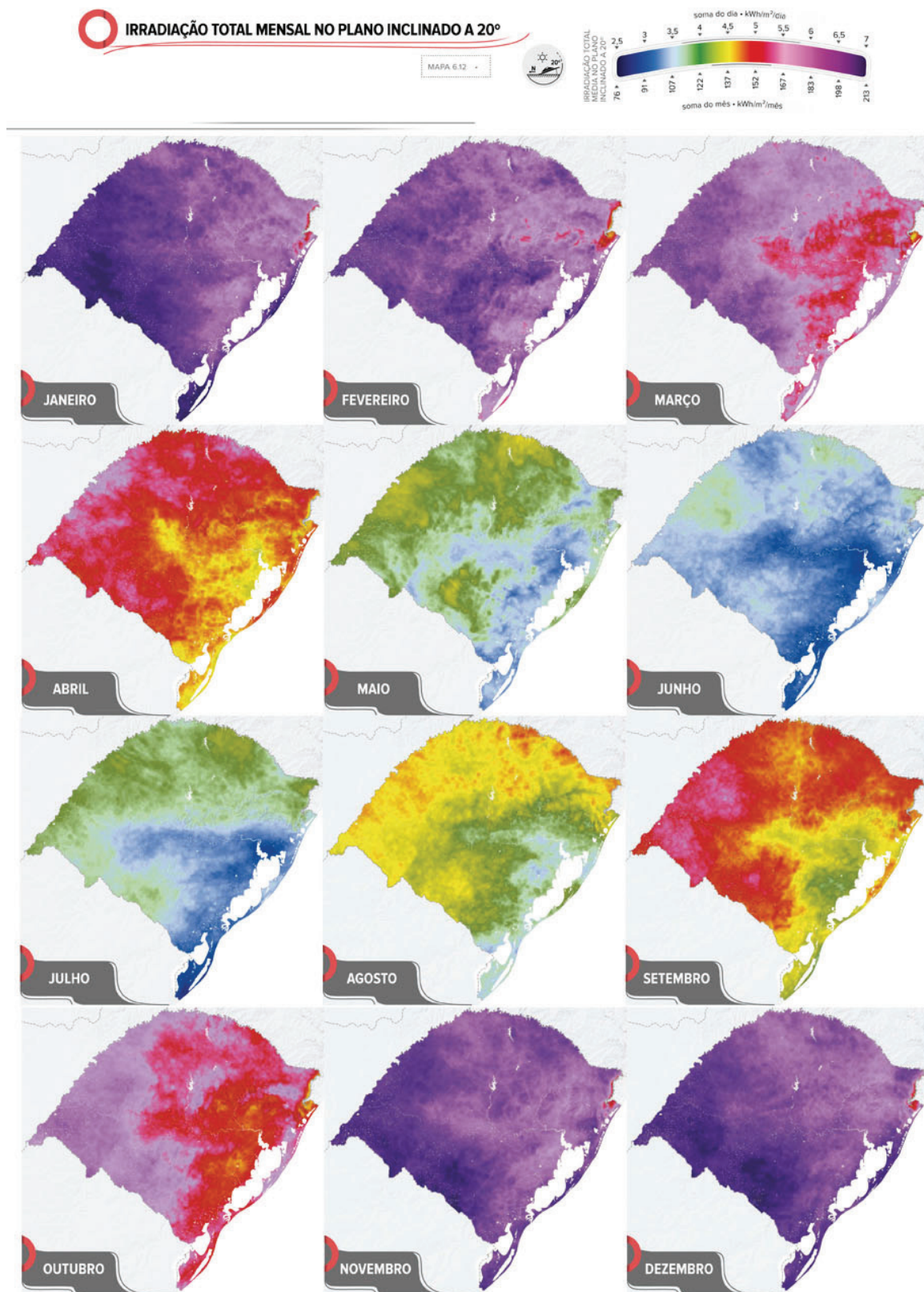


Fig. 3. Mapas de irradiação mensal para superfície inclinada de 20° voltada para Norte no RGS.

PRODUTIVIDADE FOTOVOLTAICA

Para estimar a produção de eletricidade pela conversão da energia solar foram selecionados alguns componentes com características que podem ser consideradas típicas. A partir do exame do comportamento de um grande número de módulos comerciais foi utilizado um típico módulo com células de silício multicristalino com parâmetros médios entre os módulos comerciais. O mesmo foi feito para a curva de eficiência de um modelo típico de inversor para uso em instalações pequenas (5 kW). O estudo enfocou pequenas instalações urbanas utilizadas em geração distribuída, mas a produtividade não seria muito diferente caso fosse aplicado a usinas fotovoltaicas de maior porte.

A Eq. (1) apresenta a energia elétrica produzida em um hora e injetada na rede utilizando a metodologia proposta

$$E_{INJ} = P_{STD} \left[\frac{I_{b\beta} F_{\theta} + I_{d\beta}}{1000} \right] F_G F_T F_{SIST} \eta_{CC/CA} \eta_{SPMP} \quad (1)$$

onde: E_{INJ} = energia elétrica injetada na rede na hora considerada em Wh; P_{STD} = potência nominal do arranjo fotovoltaico (nas condições padrão) em Wp; $I_{b\beta}$ = irradiação direta média sobre superfície inclinada na hora considerada, em Wh/m²; $I_{d\beta}$ = irradiação difusa média sobre superfície inclinada na hora considerada, incluindo a irradiação refletida pelo solo, em Wh/m²; F_{θ} = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função do ângulo de incidência da radiação solar direta utilizando a transmitância relativa, conforme discutido na terceira página deste trabalho; F_G = fator de correção da variação da potência exclusivamente em função do fluxo de radiação solar incidente, obtido a partir de ensaios no simulador solar do LABSOL e dado pela Eq. (2) onde $n_0 = 0,002107$; $n_1 = -0,01045126$ e $n_2 = 0,001$ conforme ajuste realizado para o comportamento do módulo Yingli modelo YL 245P-29b quando exposto a diversos valores de irradiância solar;

$$F_G = \frac{G}{G + (n_0 + n_1 + n_2 G^2)} \quad \text{onde} \quad G = \frac{I_{b\beta} F_{\theta} + I_{d\beta}}{1000 \text{ (Wh.m}^{-2}\text{)}} \quad (2)$$

F_T = fator de correção da variação da potência em função da temperatura da célula conforme a Eq. (3);

$$F_T = 1 - 0,0045(T_C - 25^\circ\text{C}) \quad \text{onde} \quad T_C = T_{amb} + 32,5G \quad (3)$$

F_{SIST} = fator de correção da potência em função das perdas por associação de módulos e nos cabos, neste caso considerado constante e igual a 0,98 e η_{SPMP} = eficiência de seguimento do ponto de máxima potência considerado igual a 0,99. $\eta_{CC/CA}$ é a eficiência de conversão de corrente contínua para alternada do inversor determinada segundo (Rampinelli et al., 2014) em função do seu carregamento com parâmetros dependentes da tensão de utilização, conforme Eq. (4), onde se define a potência relativa P_R , considerando que P_{CA} é a potência de saída do inversor e P_N é a potência nominal.

$$\eta_{CC/CA} = \frac{P_R}{P_R + [k_0 + k_1 P_R + k_2 P_R^2]} \quad \text{onde} \quad P_R = \frac{P_{CA}}{P_N} \approx 0,95 G F_G F_T \quad (4)$$

e onde k_0 , k_1 e k_2 são parâmetros dependentes da tensão de saída do arranjo fotovoltaico. Para a aplicação referida neste trabalho, os parâmetros foram obtidos por ajuste da curva de eficiência de um inversor típico utilizado nas instalações fotovoltaicas, obtendo-se os seguintes valores: $k_0 = 0,001055$; $k_1 = 0,008783$; $k_2 = 0,005837$;

A energia elétrica produzida em um dado período é obtida do somatório da energia injetada a cada hora (E_{INJ}) ao longo deste período. A produtividade fotovoltaica é então definida como a razão entre a energia elétrica injetada na rede no período considerado (mês, estação ou ano) e a potência nominal gerador fotovoltaico nas condições standard, expressa em kWh/kW_p.

Estes valores foram calculados para as 456 orientações das 33 estações meteorológicas, conforme antes citado, e referidos ao melhor ângulo de inclinação para obter as planilhas de produtividade fotovoltaica relativa por orientação, como mostra o exemplo para Porto Alegre em período anual na Fig. 4.

Mais do que os próprios mapas elaborados, o estudo proporcionou a organização de dados disponibilizados em planilhas para as estações selecionadas. Cada série temporal apresenta com as informações contidas na Tabela 1 a cada hora, esta é uma ferramenta muito útil para quem trabalha com simulação das séries temporais de produção de eletricidade. Com estes dados será possível analisar fenômenos decorrentes de simulações computacionais, como por exemplo, cálculo da frequência com que ocorre potência acima de um certo valor, conveniência de modificar o Fator de Dimensionamento de Inversores em centrais fotovoltaica, efeitos térmicos sobre os componentes, e muitos outros resultados.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z
7			PORTO ALEGRE - melhor ângulo, orientado para o Norte com inclinação ~ 25°, produtividade média anual calculada YF = 3.5678[kWh/kWp/dia]																							
			AZIMUTE																							
9			195°	210°	225°	240°	255°	270°	285°	300°	315°	330°	345°	0°	15°	30°	45°	60°	75°	90°	105°	120°	135°	150°	165°	180°
10		90°	21%	24%	29%	34%	40%	45%	49%	53%	55%	56%	55%	55%	55%	55%	54%	52%	49%	45%	40%	35%	29%	25%	21%	19%
11		85°	23%	27%	32%	38%	44%	49%	54%	58%	60%	61%	61%	61%	61%	61%	59%	57%	53%	49%	44%	38%	33%	28%	23%	21%
12		80°	25%	30%	35%	41%	47%	53%	58%	62%	65%	67%	67%	67%	67%	66%	64%	61%	57%	53%	47%	42%	36%	30%	26%	24%
13		75°	28%	33%	39%	45%	51%	57%	62%	66%	69%	72%	72%	72%	72%	71%	69%	66%	62%	57%	51%	45%	39%	34%	29%	26%
14		70°	32%	36%	42%	48%	55%	61%	66%	71%	74%	76%	77%	77%	77%	76%	73%	70%	65%	60%	55%	49%	43%	37%	32%	30%
15		65°	36%	40%	46%	52%	58%	64%	70%	74%	78%	81%	82%	82%	82%	80%	78%	74%	70%	64%	58%	52%	46%	41%	36%	35%
16		60°	40%	44%	49%	56%	62%	68%	73%	78%	82%	85%	86%	86%	86%	84%	81%	78%	73%	68%	62%	56%	50%	45%	41%	39%
17		55°	45%	48%	53%	60%	65%	71%	77%	81%	85%	88%	90%	90%	90%	88%	85%	81%	76%	71%	65%	60%	54%	49%	45%	44%
18		50°	49%	52%	57%	63%	69%	75%	80%	85%	88%	91%	93%	93%	92%	91%	88%	84%	80%	75%	69%	63%	58%	53%	50%	49%
19		45°	54%	56%	61%	67%	73%	78%	83%	87%	91%	94%	95%	95%	95%	93%	90%	87%	83%	78%	72%	67%	62%	57%	54%	53%
20		40°	58%	61%	65%	70%	76%	81%	85%	90%	93%	96%	97%	97%	97%	95%	93%	89%	85%	81%	76%	71%	66%	62%	59%	58%
21		35°	63%	66%	70%	74%	79%	83%	88%	92%	95%	97%	98%	99%	98%	97%	94%	91%	87%	83%	79%	74%	70%	66%	64%	63%
22		30°	69%	71%	74%	78%	82%	86%	90%	93%	96%	98%	99%	99%	99%	98%	96%	93%	90%	86%	82%	78%	74%	71%	69%	68%
23		25°	74%	75%	78%	81%	84%	88%	91%	94%	97%	99%	99%	99%	99%	98%	97%	94%	91%	88%	84%	81%	78%	76%	74%	73%
24		20°	79%	80%	82%	84%	87%	90%	92%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	95%	92%	90%	87%	84%	82%	80%	79%	78%
25		15°	83%	84%	85%	87%	89%	91%	93%	95%	97%	98%	99%	99%	99%	98%	97%	95%	93%	91%	89%	87%	85%	84%	83%	83%
26		10°	87%	87%	88%	90%	91%	92%	94%	95%	96%	97%	97%	98%	97%	97%	96%	95%	94%	92%	91%	89%	88%	87%	87%	87%
27		5°	90%	91%	91%	92%	92%	93%	94%	94%	95%	95%	96%	96%	96%	95%	95%	94%	94%	93%	92%	92%	91%	91%	90%	90%
28		0°	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%	93%

Fig.4 Planilha da produtividade fotovoltaica anual, relativa à irradiação sobre plano orientado ao Norte com inclinação de 25° para a cidade de Porto Alegre.

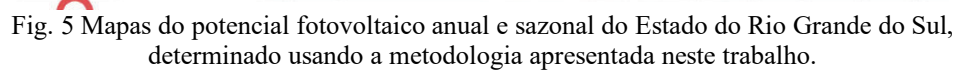
Tabela 1 Informações (em base horária) disponibilizadas nas planilhas organizadas para cada uma das 33 estações meteorológicas automáticas selecionadas do RGS

Tipo de variável	Informações disponibilizadas nas colunas da planilha para cada hora				
Tempo	<i>ano</i>	<i>mes</i>	<i>dia</i>	<i>Hora GMT</i>	<i>Hora Solar</i>
Geometria	$I_0(Wh/m^2)$	θ_z	AM		
Irradiação horizontal	$I(Wh/m^2)$	$I_d(Wh/m^2)$	$I_b(Wh/m^2)$	k_T	k_D
Irradiação inclinada $\beta=20^\circ$	$I_{\beta}(20^\circ)$	$I_{b\beta}(20^\circ)$	$I_{d\beta}(20^\circ)$	$I_{p\beta}(20^\circ)$	$\theta_s(\beta=20^\circ)$
Irradiação inclinada $\beta=45^\circ$	$I_{\beta}(45^\circ)$	$I_{b\beta}(45^\circ)$	$I_{d\beta}(45^\circ)$	$I_{p\beta}(45^\circ)$	$\theta_s(\beta=45^\circ)$
Irradiação Efetiva	$I_{ef}(\beta=0^\circ)$	$I_{ef}(\beta=20^\circ)$	$I_{ef}(\beta=45^\circ)$		
Energia Injetada	$E_{INJ}(\beta=0^\circ)$	$E_{INJ}(\beta=20^\circ)$	$E_{INJ}(\beta=45^\circ)$		
Meteorologia	T_{min}	T_{med}	T_{max}	V_{vento}	

Através da mesma técnica de interpolação utilizando dados dos modelos de mesoescala que foram utilizados para os mapas de irradiação solar, foram confeccionados mapas de produtividade fotovoltaica para sistemas com orientação Norte e inclinação de 20°. Também foram produzidos mapas para instalações fotovoltaicas instaladas na orientação Norte com inclinação de 45°, apesar de não ser uma inclinação usual por favorecer mais a uniformidade de produção e menos a produção anual.

CONCLUSÃO

Foi apresentada a metodologia utilizada para produzir mapas de produtividade fotovoltaica para o Estado do Rio Grande do Sul, localizado no extremo sul do Brasil. Esta metodologia foi aprovada por uma comissão que envolveu três universidades e a Secretaria de Minas e Energia do Governo do RGS, em estudo que culminou na publicação do Atlas Solar Rio Grande do Sul. Além da publicação de caráter consultivo, o resultado do empreendimento beneficia pesquisadores com a disponibilização de dados em sequências temporais com intervalos horários já processados, potencializando estudos de simulação de conversão de energia solar térmica e fotovoltaica.



REFERENCIAS

Back, C. A. ; Silva, F.J.L ; Catani, F. ; Lina, G.G. ; Coimbra, I. L. ; Amarante O. A. C. ; Andrade P. E. P. ; Freitas, R. M. ; Lima Neto, V. F. C. ; Silveira, E. J. T. ; Zamberlam, M. ; Moehlecke, A. ; Zanesco, I. ; Krenzinger, A. ; Prieb, C. W.M. ; Rossini, E. G. ; Gasparin, F. P. ; Haag, R. ; Aymani, J. ; Brower, M. ; Vidal, J. (2018). . *Atlas Solar Rio Grande do Sul*. 01. ed. Porto Alegre: SMERS, 2018. v. 01. 144p .

Duffie, J. A., Beckmann, W.A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*, John Wiley & Sons INC. NEW YORK, 4º Ed., 2013.

Erbs, D. G., Klein, S. A., Duffie, J. A., (1982). “Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation”, *Solar Energy*, v. 28, Nº 4. pp. 293-302.

INMETRO, (2020), <https://mapas.inmet.gov.br/> acessado em 01/09/2020.

Krenzinger, A.; Aguiar, D. .(2016) Metodologia para Elaboração de Mapas de Produtividade Fotovoltaica no Rio Grande do Sul. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar, Belo Horizonte. *Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia Solar*. Associação Brasileira de Energia Solar, 2016.

Perez, R., Seals, R., Ineichen, P., Stewart, R., Menicucci, D., (1987). A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*, Volume 39, Issue 3, 1987, Pages 221-231

Rampinelli, G., Krenzinger, A., Chenlo Romero, F. (2014) Mathematical models for efficiency of inverters used in grid connected photovoltaic systems. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, v. 34, p. 578-587.