

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA - CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA
TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE ENERGIA GERADA E IRRADIAÇÃO EM FUNÇÃO
DA INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO AZIMUTAL DE SFCR

por

Henrique Spengler Collatto

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, novembro de 2020

Collatto, Henrique Spengler
ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE ENERGIA GERADA E
IRRADIAÇÃO EM FUNÇÃO DA INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO
AZIMUTAL DE SFCR / Henrique Spengler Collatto. --
2020.
21 f.
Orientador: Leticia Jenisch Rodrigues.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de
Engenharia, Curso de Engenharia Mecânica, Porto
Alegre, BR-RS, 2020.

1. Energia gerada por SFCR. 2. Orientação de
sistemas SFCR. 3. SFCR em diferentes localidades do
Brasil. I. Rodrigues, Leticia Jenisch, orient. II.
Titulo.

Henrique Spengler Collatto

ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE ENERGIA GERADA E IRRADIAÇÃO EM FUNÇÃO
DA INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO AZIMUTAL DE SFCR

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO MECÂNICO
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO
CURSO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof. Dr. Mário Roland Sobczyk Sobrinho
Coordenador do Curso de Engenharia Mecânica

Área de concentração: Energia e Fenômenos de Transporte

Orientador: Prof^ª. Dr^ª. Leticia Jenisch Rodrigues

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula

Prof. Dr. Guilherme Henrique Fiorot

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider

Porto Alegre, novembro de 2020

AGRADECIMENTOS

Fica aqui um breve agradecimento aos meus familiares, amigos e colegas que de alguma forma facilitaram a produção deste trabalho, seja através do apoio técnico ou emocional.

ANÁLISE DA RELAÇÃO ENTRE ENERGIA GERADA E IRRADIAÇÃO EM FUNÇÃO DA INCLINAÇÃO E ORIENTAÇÃO AZIMUTAL DE SFCR

Collatto, Henrique Spengler

hcollatto@gmail.com

Resumo. Este trabalho tem por objetivo principal avaliar a energia gerada por um SFCR hipotético variando-se a localização (dados climáticos) e seus ângulos de azimute e de inclinação. Para tanto, realizaram-se simulações no software SAM para 411 localidades brasileiras, correlacionando os dados climáticos de cada localidade com as configurações angulares do SFCR. A partir dessas simulações, obteve-se a energia anual gerada pelo SFCR, com a qual gerou-se, para cada localidade, um mapa de contorno e calor. A análise desses dados evidencia que a maior parte das localidades avaliadas possui azimute de máxima energia gerada voltado para o quadrante Norte-Leste. E a partir dos mapas de contorno e calor observa-se que a energia gerada decresce suavemente em torno do ponto máximo, possibilitando eficiência de 95% ou mais para diversas configurações angulares.

Palavras-chave: energia gerada por SFCR, orientação de sistemas SFCR, SFCR em diferentes localidades do Brasil.

Analysis of the relationship between generated energy and irradiation in function of the tilt and azimuth orientation of SFCR

Abstract. This paper has as main goal to evaluate the energy generated by a hypothetical grid-connected photovoltaic system by varying the location (climatic data) and its azimuth and tilt angles. For this purpose, simulations were carried out in the SAM software for 411 Brazilian locations. These simulations correlate the climatic data of each location with angular grid-connected photovoltaic system configurations. From these simulations, the annual energy generated by SFCR was obtained, with which a contour and heat map was generated for each location. The analysis of data shows that most of the locations evaluated have azimuth of maximum energy generated facing the North-East quadrant. From the contour and heat maps it is observed that the energy generated decreases smoothly around the maximum point, enabling efficiency of 95% or more for different angular configurations.

Keywords: energy generated by SFCR, orientation of SFCR systems, SFCR in different locations in Brazil.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	7
2	METODOLOGIA.....	8
2.1	Definição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede – SFCR.....	8
2.2	Definição das localidades brasileiras.....	8
2.3	Software SAM.....	9
2.3.1	Simulação e parâmetros de entrada.....	9
2.4	Tratamento dos Dados.....	11
3	RESUTADOS.....	11
3.1	Discussão dos Resultados.....	16
4	CONCLUSÃO.....	17
	REFERÊNCIAS.....	17
	ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR CS3W-400P.....	19
	ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR FRONIUS IG PLUS V 5.0.....	20

1. INTRODUÇÃO

A literatura especializada sugere, tradicionalmente, que módulos fotovoltaicos sejam orientados ao Equador (orientação azimutal Sul para o Hemisfério Norte e orientação azimutal Norte para o Hemisfério Sul) e inclinados a um ângulo próximo à latitude local, a fim de maximizar a irradiação incidente sobre eles. Alguns autores investigam a irradiação incidente para diversas configurações de azimute e inclinação de algumas localidades, obtendo mapas de contorno no processo. Nesses mapas, observa-se, comumente, que o Norte ou Sul geográficos são as orientações azimutais nas quais se tem a máxima irradiação, independentemente da localidade.

Dentre esses autores, pode-se citar Chen et al. (2018), que propôs um método para obtenção desses mapas de contorno, para qualquer localidade do mundo. Ele utilizou o modelo matemático de céu-claro (*clear-sky*) da ASHRAE (2017), que utiliza apenas o ângulo de zênite solar como dado de entrada. Como resultado, obteve mapas de contorno simétricos ao Norte ou Sul geográficos, nos quais se localiza o azimute de máxima irradiação. Igualmente, Portolan dos Santos e Rütther (2014), avaliaram a irradiação em vinte e sete capitais brasileiras por meio de mapas de contorno. Esses mapas foram gerados com o auxílio do software Radiasol 2¹, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Para tanto, utilizaram dados de satélite disponibilizados pelo projeto *Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA)*², e obtiveram mapas de contorno simétricos ao Norte geográfico, o qual corresponde ao azimute de máxima irradiação. Finalmente, Cronemberger, Caamaño-Martín e Sánchez (2012), propuseram a geração desses mapas para sete cidades brasileiras, por meio do cálculo da irradiação utilizando a correlação proposta por Collares-Pereira e Rabl (1979), e o modelo de Perez (PEREZ et al., 1987). Para tanto, utilizaram dados disponibilizados pelo *World Radiation Data Center (WRDC)*³. E com isso, obtiveram mapas de contorno simétricos ao Norte geográfico, o qual corresponde ao azimute de máxima irradiação.

Todos esses autores avaliaram a irradiação e geraram esses mapas de contorno com o intuito de facilitar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e otimizar a sua geração de energia. Entretanto, será que é suficiente investigar o posicionamento (orientação azimutal e inclinação) dos módulos fotovoltaicos apenas com base na maximização da irradiação? A temperatura do módulo, que depende das condições climáticas (como velocidade do vento e temperatura ambiente) e do regime de transferência de calor a que está sujeito, tem impacto direto na eficiência do módulo fotovoltaico. Assim, considerar essas variáveis em conjunto com a irradiação incidente parece crucial para se determinarem os ângulos de azimute e de inclinação do módulo que maximizem a energia gerada pelo sistema fotovoltaico.

Matshoge e Sebitose (2010), Hummon, Denholm e Margolis (2013), e Rowlands, Kemery e Beausoleil-Morrison (2011), investigaram não somente a orientação que proporciona a máxima irradiação, mas também a orientação que proporciona a máxima energia gerada. Os primeiros autores avaliaram a geração de energia de um sistema fotovoltaico para diversas combinações de azimute e inclinação para toda a África do Sul. Com o auxílio dos softwares *Meteonorm*⁴ e *PV Design Pro-S*⁵, elaboraram uma tabela com os ângulos ótimos de cada localidade, correspondentes à máxima geração de energia. Os respectivos ângulos de azimute variaram entre 20° e 60°. Os segundos autores avaliaram os ângulos de azimute e inclinação que maximizaram o retorno financeiro do sistema fotovoltaico. Por meio do cruzamento dos dados

¹ Disponível em <https://radiasol.software.informer.com/2.0/>

² Disponível em <http://en.openei.org/apps/SWERA/>

³ Disponível em <http://wrdc.mgo.rssi.ru/>

⁴ Disponível em <https://meteonorm.com/en/>

⁵ Disponível em <https://photovoltaic-software.com/pv-softwares-calculators/pro-photovoltaic-softwares-download/pv-design-pro-ge>

de energia gerada para cada posição com os dados tarifários da região de estudo, identificaram que o azimute correspondente à máxima geração de energia é de 189°. Por fim, os terceiros autores avaliaram os ângulos de azimute e inclinação ótimos para um conjunto de sistemas fotovoltaicos de duas cidades do Canadá. Para tanto, utilizaram de mapas de contorno da energia gerada e concluíram que o azimute de máxima energia gerada é de 174° para uma cidade e 178° para outra.

Com relação aos trabalhos citados, é perceptível um desvio entre o azimute de máxima irradiância e o de máxima geração de energia. Nesse sentido, indaga-se: qual o impacto desses desvios e como eles se apresentam em um país tão extenso quanto o Brasil? Seriam esses desvios significativos? Se sim, quão significativos eles seriam? Adicionalmente, em Chen et al. (2018), Portolan Dos Santos e Rütther (2014), Cronemberger, Caamaño-Martín e Sánchez (2012), e Rowlands, Kemery e Beausoleil-Morrison (2011), é possível verificar que tanto para a irradiação quanto para a energia gerada há uma extensa região ao redor do ponto máximo dos mapas de contorno, correspondente a um grande espectro de azimutes e inclinações, em que ambas diminuem suavemente. Dessa forma, indaga-se: qual a magnitude desse decaimento em torno do ponto máximo para o território brasileiro e quanto ele impacta na busca pelo posicionamento ideal dos sistemas fotovoltaicos?

Diante do exposto, este trabalho teve por objetivo principal avaliar a energia gerada por um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) hipotético variando-se a localização (dados climáticos) e seus ângulos de azimute e de inclinação. Com isso, buscou-se verificar como se comporta esse SFCR em diferentes localidades do Brasil. Para tanto, foram realizadas simulações no software *System Advisor Model* (SAM) para 411 localidades. Como resultado, obteve-se a energia gerada e a irradiação total anual, no plano inclinado, para uma série de combinações diferentes de azimute e de inclinação. Foram utilizados os dados climáticos medidos nas estações meteorológicas do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e, posteriormente, tratados por Roriz (2012).

2. METODOLOGIA

Esse capítulo tem por objetivo apresentar as etapas envolvidas na solução do problema proposto até a obtenção da resposta à questão-foco do mesmo, ou seja, até o objetivo final.

2.1 Definição do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede - SFCR

Para avaliação da energia gerada por um SFCR em cada localidade, foi definido um arranjo hipotético de módulos cuja potência nominal é de 4 kW_p, valor característico de sistemas residenciais. O arranjo foi composto de dez módulos fotovoltaicos conectados em série, ou seja, em uma *string*, que por sua vez se conecta à rede através de um inversor. Ainda como hipótese, assumiu-se que o sistema é de eixo fixo.

2.2 Definição das localidades brasileiras

Diante da necessidade de dados climáticos adicionais à irradiação, como temperatura de bulbo seco e velocidade do vento, foi necessária a definição dos locais de estudo com base na existência desses dados. Dessa forma, foram definidas 411 localidades brasileiras onde estão presentes estações meteorológicas do INMET. Para essas localidades, Roriz (2012), elaborou arquivos climáticos a partir das medições feitas entre 2000 e 2010 por essas estações. Em 2016, o Laboratório de Eficiência Energética em Edificações (LABEEE) corrigiu esses arquivos (Scheller; Melo; Lamberts, 2016) e posteriormente corrigiu os dados de nebulosidade em 2018.

Dentre esses arquivos⁶, utilizou-se os de formato .EPW, que apresentam o ano climático de referência como sendo o ano meteorológico típico, ou *typical meteorological year* (TMY). Na Figura 1 é possível verificar a distribuição das estações meteorológicas (e, portanto, das localidades avaliadas) no Brasil.

Figura 1. Localização das estações meteorológicas do INMET



2.3 Software System Advisor Model

Para realização das simulações foi utilizado o software SAM⁷, versão 2020.2.29. Este software gratuito e de código aberto foi desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e, dentre outras destinações, é amplamente utilizado para análise de eficiência e retorno financeiro de sistemas fotovoltaicos. Além disso, devido ao suporte acadêmico e financeiro do Departamento de Energia dos Estados Unidos, o NREL mantém o software constantemente atualizado.

2.3.1 Simulação e parâmetros de entrada

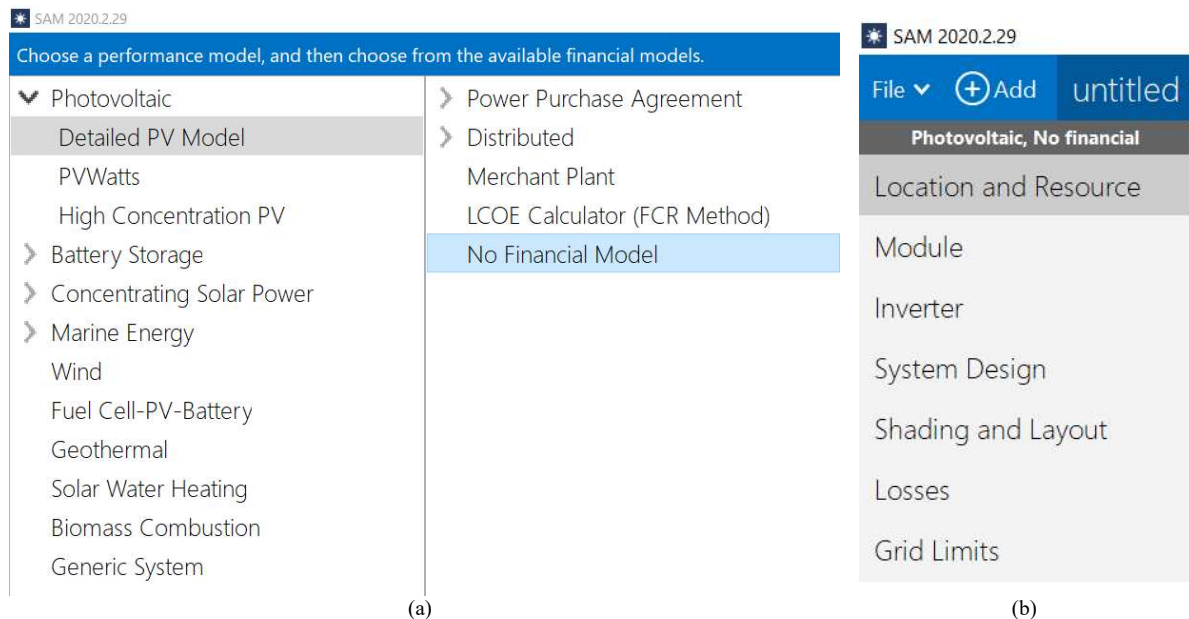
As simulações foram automatizadas por um código em LK Script, linguagem interpretada pelo SAM. Obteve-se como resultado a energia gerada pelo SFCR e a irradiação total anual no plano do SFCR para cada configuração angular simulada (par azimute-inclinação). A seguir estão os passos de inserção dos parâmetros de entrada no software.

⁶ Disponível em: <http://climate.onebuilding.org/>

⁷ Disponível em: <https://sam.nrel.gov/download.html>

Inicialmente, foi selecionado o modelo de performance e financeiro da simulação, dentre os disponibilizados pelo software, conforme a Figura 2. Neste trabalho, utilizou-se o *Detailed PV Model* com a opção *No Financial Model*. Esses modelos foram selecionados por permitir maior controle dos parâmetros de entrada e resultados mais próximos da realidade. Além disso, não é do interesse deste trabalho avaliar a viabilidade financeira do SFCR.

Figura 2. (a) Menu de seleção do modelo de performance e modelo financeiro para simulação e (b) menu do modelo selecionado para inserção dos parâmetros de entrada.



Em *Location and Resource*, foram inseridos os arquivos meteorológicos do INMET, em formato .EPW. As seguintes configurações padrão da seção foram mantidas: modelo de Perez para o modelo de céu difuso, albedo de 0,2 para todas as localidades e utilização das componentes DNI e DHI dos arquivos climáticos c.

Em *Module*, dentre a extensa biblioteca de módulos disponibilizada pelo SAM, foi selecionado um módulo da *Canadian Solar*. Essa marca apresentou o maior volume de importação de módulos fotovoltaicos para o Brasil no primeiro semestre de 2020 (GREENER, 2020). O modelo selecionado foi o CS3W-400P, de 400 W_p , cujas especificações elétricas e mecânicas podem ser verificadas no Anexo A.

Ainda com relação ao campo *Module*, as seguintes configurações padrão da seção foram mantidas: modelo NOCT para correção de temperatura do módulo, com instalação do sistema integrada à residência, sendo essa com altura equivalente a 1 andar. Essas considerações impactam diretamente no modelo utilizado pelo software para corrigir a temperatura do módulo considerando o efeito da temperatura ambiente e da velocidade do vento na localidade (Gilman, 2018).

Em *Inverter*, dentre a extensa biblioteca de inversores disponibilizada pelo SAM, foi selecionado um inversor da Fronius. Essa marca apresentou o maior volume de importação de inversores de até 10 kW para o Brasil no primeiro semestre de 2020 (GREENER, 2020). O modelo selecionado foi o IG Plus V 5.0, de 5 kW e 208 V, cujas especificações elétricas podem ser verificadas no Anexo B.

Em *System Design*, foram declarados dez módulos CS3W-400P conectados em série, totalizando um sistema de 4,0 kW_p , e um inversor IG Plus V 5.0. O SFCR, então, foi configurado como sendo de eixo fixo, e foram variados os ângulos de azimute e de inclinação

de 0° a 350° (em intervalos de 10°) e de 0° a 90° (em intervalos de 3°), respectivamente. Assim, foram feitas 1116 configurações angulares para cada localidade.

Em *Shading and Layout*, não foram necessárias alterações em relação à configuração padrão. O sombreamento externo e auto sombreamento foram desconsiderados para todas as localidades.

Em *Losses*, não foram necessárias alterações em relação à configuração padrão. Considerando que as perdas são proporcionais às respectivas gerações de energia, foram mantidos os valores padrão sugeridos pelo SAM, que considera uma perda por *soiling* (deposição de particulados) anual de 5%.

E em *Grid Limits*, não foi considerado qualquer limite imposto pela rede elétrica. Isto só seria válido em situações nas quais o usuário está conectado a uma rede que limite a quantidade de energia injetada na mesma.

Assim, esses parâmetros de entrada foram utilizados nas simulações das 411 localidades avaliadas, totalizando 458.676 simulações. Em seguida, a fim de melhor compreender a correlação entre os azimutes de máxima energia gerada e máxima irradiação para cada localidade, aumentou-se a resolução dos dados e novas simulações foram realizadas. Para essas, mantiveram-se os parâmetros discutidos anteriormente, exceto os ângulos de azimute do sistema. Em *System Design*, considerou-se um arco de azimutes de 20° centrado no azimute de máxima irradiação encontrado anteriormente, o qual se variou em intervalos de 1°. Dessa forma, foram simuladas novas 651 configurações angulares para cada localidade, totalizando mais 267.561 simulações.

Por fim, optou-se por investigar o impacto da temperatura na energia gerada pelo SFCR. Em *Module*, mantendo-se o modelo NOCT de correção de temperatura, considerou-se dessa vez uma instalação do SFCR com afastamento menor do que 1,3 cm entre o verso dos módulos e a estrutura de montagem. Essa consideração causa um aumento de 18°C na temperatura corrigida do módulo (Gilman, 2018). Para essa hipótese, repetiram-se os parâmetros até então apresentados, considerando 1116 configurações angulares (azimutes de 0° a 350°, em intervalos de 10°) para 4 localidades selecionadas. Dessa forma, foram feitas mais 4.464 simulações.

2.4 Tratamento dos Dados

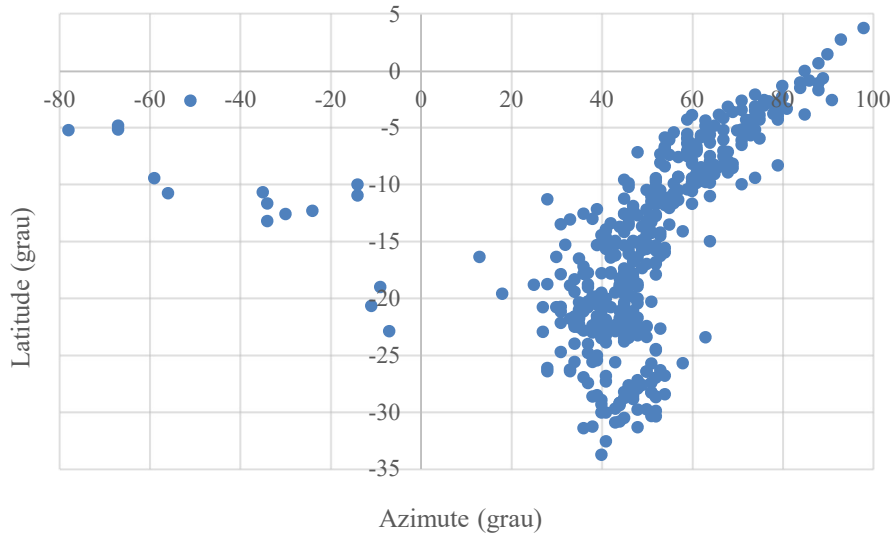
Os resultados das simulações foram organizados em planilha eletrônica e foram confeccionados gráficos dos azimutes de máxima energia gerada e máxima irradiação incidente para cada localidade avaliada, bem como um gráfico comparativo desses dois azimutes. Adicionalmente, com o auxílio do software RStudio⁸, através da linguagem R de programação, foram gerados mapas de contorno e calor da energia anual gerada pelo SFCR e da irradiação incidente para cada uma das 1116 configurações de orientação dos módulos fotovoltaicos de todas as localidades. Esses mesmos mapas foram gerados, também, para 4 localidades selecionadas, utilizando-se os dados de energia gerada pelo SFCR ao se considerar uma temperatura maior.

3. RESULTADOS

Após a realização das 730.701 simulações, foram obtidos os ângulos de azimute correspondentes à máxima geração de energia anual do SFCR e os ângulos de irradiação incidente em um plano inclinado para cada uma das 411 localidades analisadas. A Figura 3 mostra a correlação entre as latitudes e os azimutes de máxima energia gerada para cada localidade. A Figura 4, a correlação entre as latitudes e os azimutes de máxima irradiação incidente para cada localidade.

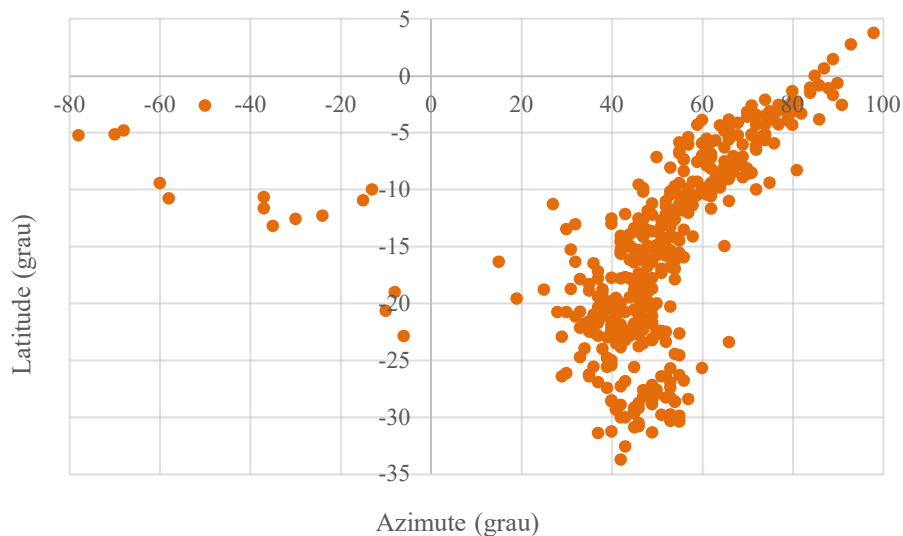
⁸ Disponível em: <https://rstudio.com/products/rstudio/download/>

Figura 3. Orientação azimutal correspondente à máxima energia anual gerada pelo SFCR para as latitudes de cada localidade avaliada.



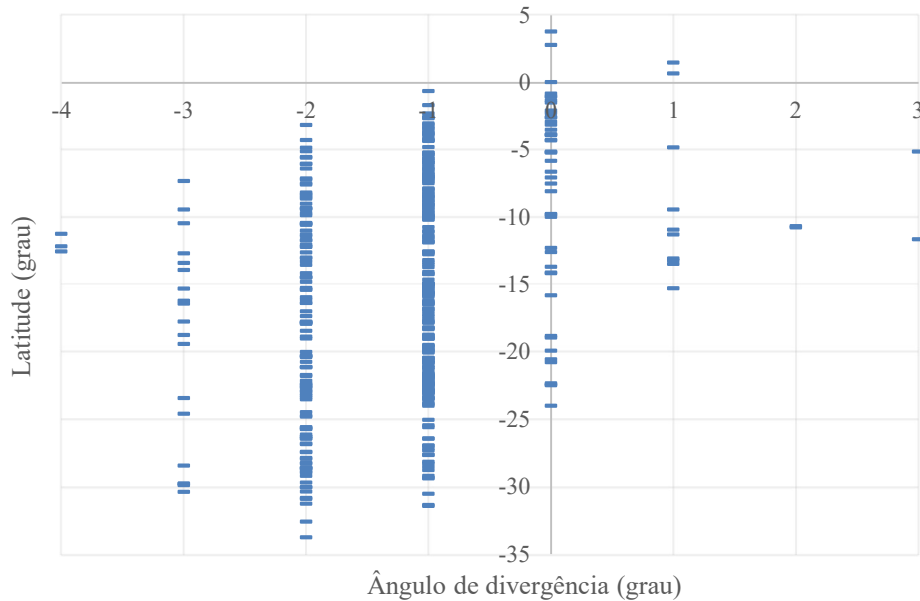
Conforme a Figura 3, é possível perceber que para a maior parte das localidades o azimute dos módulos fotovoltaicos correspondentes à máxima energia gerada é orientado ao quadrante Norte-Leste, ou nascer do Sol. Para latitudes superiores a -15° há uma tendência de aumento do ângulo de azimute (que cresce de 40° a 100° , aproximadamente) conforme a latitude aumenta (de -15° a aproximadamente 5°). Para latitudes inferiores a -15° , o ângulo de azimute se mantém relativamente constante (limitado ao intervalo de 30° a 50°) conforme a latitude diminui (de -15° a aproximadamente -35°). Uma porção menor de localidades possui o azimute de máxima energia voltado para o quadrante Norte-Oeste, ou pôr-do-Sol. Essas localidades estão dispersas entre as latitudes de, aproximadamente, $-2,5^\circ$ e -23° . Apenas três localidades possuem azimute voltado levemente para o Sul (maiores que 90°): Oiapoque/AP, de latitude $3,81^\circ$ e de azimute 98° ; Boa Vista/RR, de latitude $2,8^\circ$ e azimute de 93° ; e São Luís/MA, de latitude $-2,53^\circ$ e azimute de 91° .

Figura 4. Orientação azimutal correspondente à máxima irradiação incidente no plano inclinado para as latitudes de cada localidade avaliada.



Observando-se os dados gerados, verifica-se que as Figura 3 e Figura 4 são praticamente coincidentes. Entretanto, apenas 46 localidades têm azimutes de máxima irradiação coincidindo com os de máxima energia gerada, o que equivale a 11% da totalidade. Nas outras 365 localidades, os ângulos de azimute de máxima irradiação e de máxima energia gerada divergem entre si. A Figura 5 mostra a correlação entre a latitude e a divergência entre os respectivos ângulos de azimute para cada localidade avaliada.

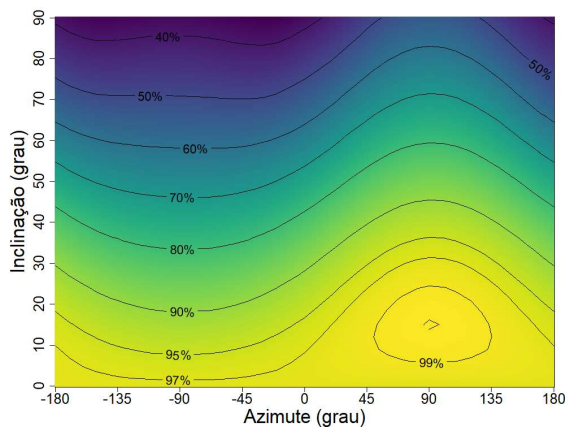
Figura 5. Divergência entre os ângulos de azimute de máxima irradiação incidente e de máxima energia anual gerada pelo SFCR em relação à latitude de cada localidade avaliada.



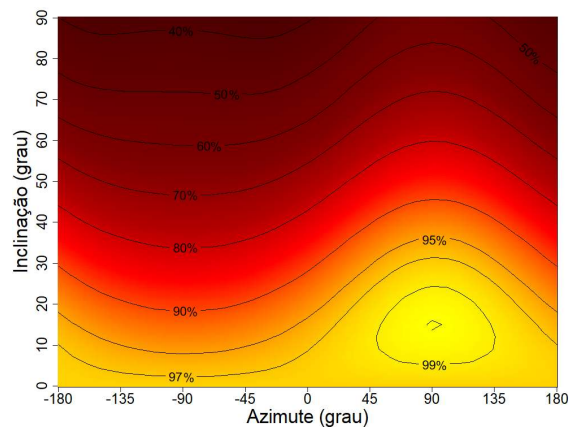
Na Figura 5, estão representados os desvios que o ângulo de azimute de máxima energia gerada possui em relação ao azimute de máxima irradiação. Por exemplo, para um azimute de máxima irradiação de 80° e um azimute de máxima energia gerada de 78° , a latitude correspondente apresenta um desvio de -2° . Assim, as latitudes cuja divergência é de 0° são as das 46 localidades cujos azimutes de máxima irradiação e energia gerada coincidem; as latitudes de divergência negativa possuem módulos orientados mais a oeste do azimute de máxima irradiação para se obter a máxima energia gerada; e as latitudes de divergência positiva possuem módulos orientados mais a leste do azimute de máxima irradiação.

A fim de investigar o impacto dessas diferenças entre o azimute de máxima irradiação e de máxima energia gerada, foram selecionadas quatro cidades de latitudes diferentes, e igualmente espaçadas entre si. Sendo elas: Boa Vista/RO ($+2,8^\circ$, próxima ao Equador), Paulo Afonso/BA ($-9,41^\circ$), Presidente Kennedy/SP ($-21,1^\circ$, próxima ao Trópico de Capricórnio) e Chuí/RS ($-33,74^\circ$ - ponto mais meridional do país). Para essas, foram gerados mapas de calor com curvas de nível que representam a energia gerada e a irradiação incidente para cada combinação de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos, conforme a Figura 6.

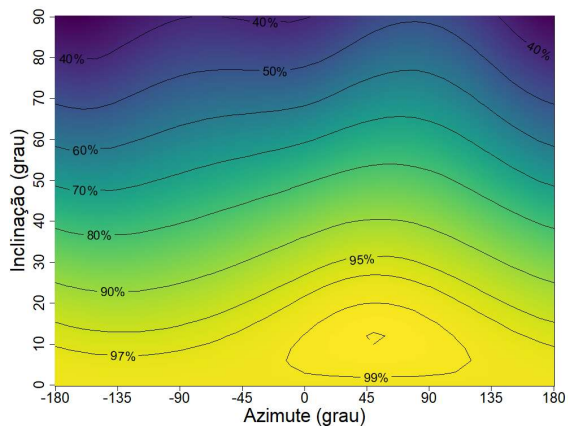
Figura 6. Mapas de calor com curvas de nível que representam a energia gerada e a irradiação incidente para cada combinação de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos.



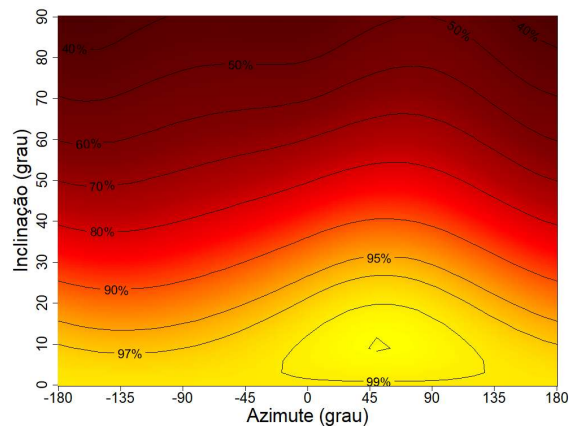
(a) **Energia** (máxima anual = 219,3 kWh/m²) – Boa Vista/RR



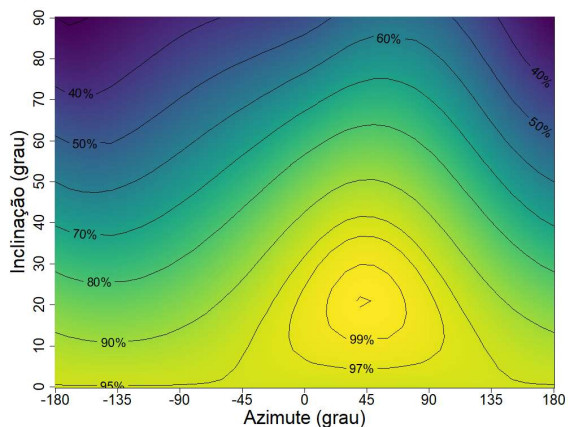
(b) **Irradiação** (máxima anual = 1366,1 kWh/m²) – Boa Vista/RR



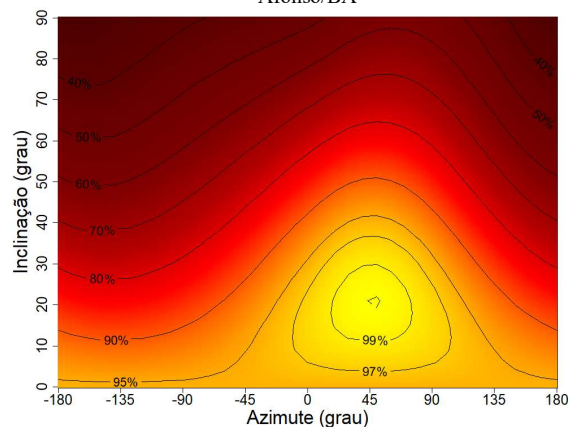
(c) **Energia** (máxima anual = 257,4 kWh/m²) – Paulo Afonso/BA



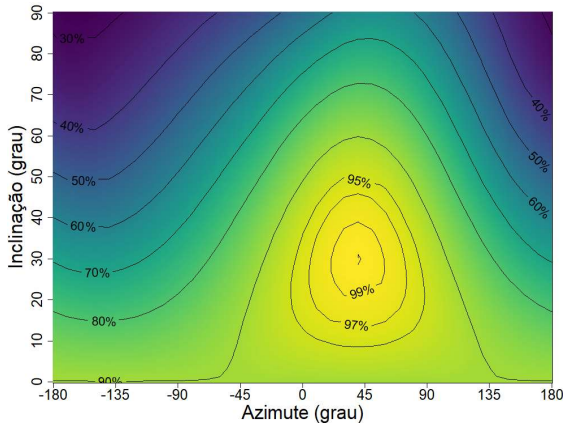
(d) **Irradiação** (máxima anual = 1579,6 kWh/m²) – Paulo Afonso/BA



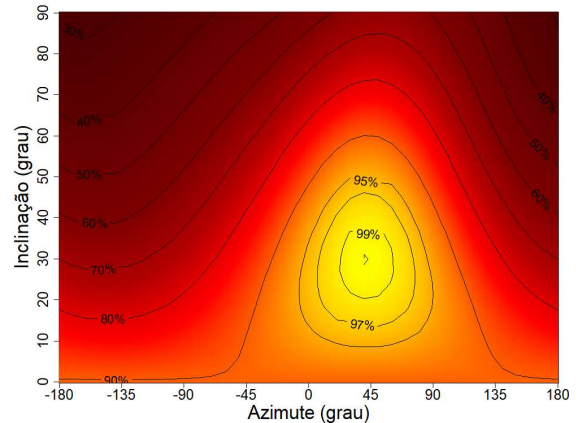
(e) **Energia** (máxima anual = 224,7 kWh/m²) – Presidente Kennedy/ES



(f) **Irradiação** (máxima anual = 1367,9 kWh/m²) – Presidente Kennedy/ES



(g) **Energia** (máxima anual = 211,8 kWh/m²) – Chui/RS

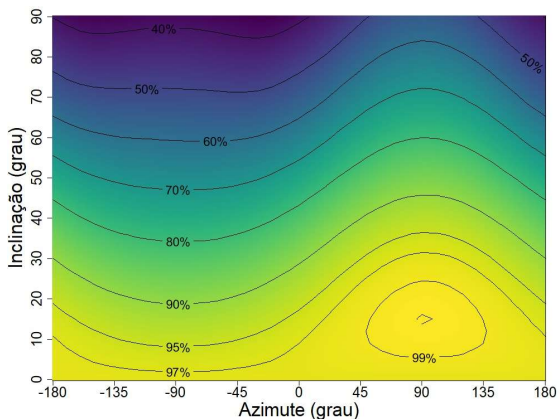


(h) **Irradiação** (máxima anual = 1268,8 kWh/m²) – Chui/RS

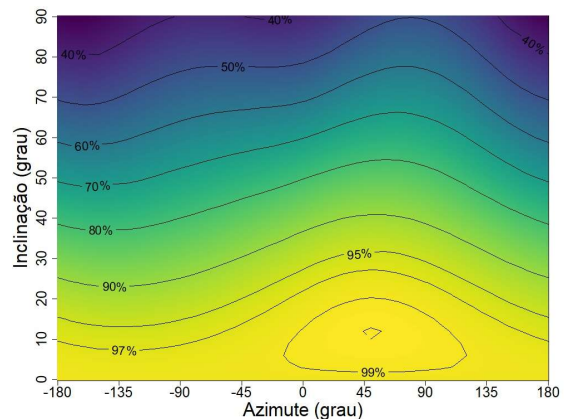
Na Figura 6 fica claro que as diferenças entre a irradiação incidente e a energia gerada são praticamente desprezíveis. Além disso, ambas possuem um intervalo considerável de posicionamentos (combinação azimute-inclinação) para os quais a energia gerada, bem como a irradiação incidente, permanece próxima do máximo. Da Figura 6a à Figura 6d, as curvas de 95% ou mais abrangem todo o espectro de azimutes e uma parcela dos ângulos de inclinação até 30°. Nas Figura 6e e Figura 6d, as curvas de nível de 95% ou mais estão localizadas na região compreendida entre os azimutes de -45° a 135° e as inclinações de 0° a, aproximadamente, 40°. Já nas Figura 6g e Figura 6h, observa-se o mesmo comportamento, salvo que o intervalo, no sentido do azimute e da inclinação, é mais restritivo, i.e., correspondendo a um intervalo de 0° a 90° e 10° a 45°, respectivamente.

Devido a essa similaridade entre a irradiação e energia gerada, investigou-se o impacto que a temperatura poderia ter no perfil das curvas de nível de energia. Para isso, optou-se por se simular essas mesmas 4 cidades considerando uma instalação do sistema em que a temperatura do módulo aumenta em 18°C. Dos dados obtidos, geraram-se os mapas de contorno e calor representados na Figura 7.

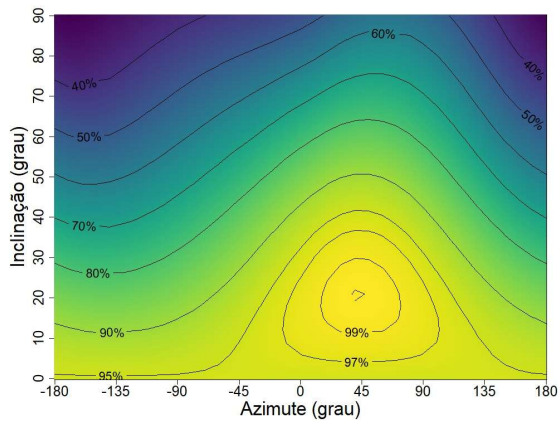
Figura 7. Mapas de calor com curvas de nível que representam a energia gerada cada combinação de azimute e inclinação dos módulos fotovoltaicos, com temperatura dos módulos incrementada em 18°C.



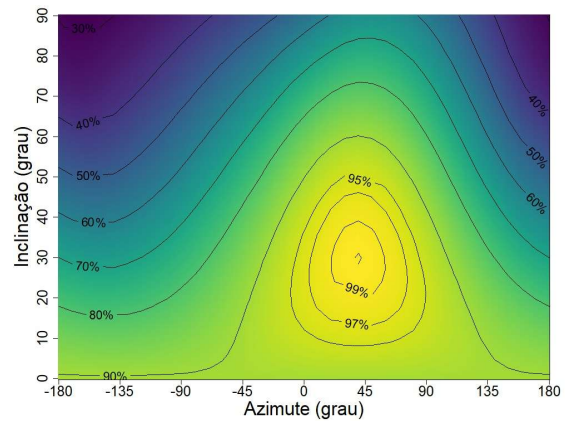
(a) **Energia** (máxima anual = 211,2 kWh/m²) – Boa Vista/RR



(b) **Energia** (máxima anual = 250,3 kWh/m²) – Paulo Afonso/BA



(c) Energia (máxima anual = 218,5 kWh/m²) – Presidente Kennedy/ES



(d) Energia (máxima anual = 204,2 kWh/m²) – Chuí/RS

Comparando-se as Figuras 7a a 7d com as Figuras 6a, 6c, 6e e 6g, é possível perceber que o perfil das curvas de nível não se altera. Entretanto, há uma diminuição da energia anual gerada pelo SFCR.

3.1 Discussão dos Resultados

Diante desses resultados, percebe-se que a maioria das localidades no Brasil obtém seu máximo potencial de produção energética ao se orientar genericamente para o nascer do Sol. Aproximadamente, os azimutes de máxima energia gerada começam a partir dos 30°, a partir do extremo Sul do país, e evoluem quase linearmente até 100°, após passado o Equador. Esses resultados divergem do sugerido pela literatura. Entretanto, verificou-se que em relação à irradiação obtida por este trabalho, não há desvio considerável entre o azimute de máxima irradiação incidente e o de máxima energia gerada, ficando esses desvios contidos a intervalos de -4° a +3°. Adicionalmente, a avaliação do impacto da temperatura na geração de energia do SFCR demonstra que a mesma só exerce influência sobre a magnitude da energia anual gerada. Então, se a temperatura não altera o perfil das curvas de nível do mapa de contorno e os azimutes de máxima energia gerada não divergem mais que 4° dos azimutes de máxima irradiação, é possível concluir que parece adequada a avaliação individual da irradiação para determinação do posicionamento ótimo dos módulos fotovoltaicos.

Em relação ao perfil dos mapas de contorno e calor gerados por este trabalho, é possível verificar que, conforme a literatura especializada demonstra, as perdas na produção de energia, bem como na captação de irradiação incidente, são pequenas para uma região considerável ao redor do ponto máximo. Inclusive, mesmo para localidades de baixa latitude (próximas do extremo Sul do país), as curvas de nível de 95% indicam que dentro de um intervalo de até 90° de azimutes e 35° de inclinações a perda em relação ao máximo não ultrapassa os 5%. Isso se traduz em cerca de 3150 possíveis combinações angulares de posicionamento (contabilizando um intervalo discreto de ângulos separados de 1° em 1°), o que representa cerca de 9,6% das combinações possíveis. Adicionalmente, para a maioria das localidades avaliadas, a sugestão da literatura de se orientar o azimute ao Norte ou Sul geográficos não incorre em perdas maiores que esses 5%.

Ainda em relação aos mapas de contorno e calor, é importante discutir o impacto que uma restrição adicional nas possibilidades de orientação dos módulos pode causar na sua produção de energia. Por exemplo, considerando-se que é recomendada uma inclinação mínima de 10° para os módulos fotovoltaicos a fim de evitar o acúmulo de sujeira (Zilles et al., 2012), locais mais próximos ao Equador, com curvas de nível mais achatadas (como ocorre nas Figura 6a, Figura 6b, Figura 6c e Figura 6d), ficam com as possibilidades de orientação dos módulos

limitadas. Já para locais mais ao Sul do país, o impacto dessa recomendação não é tão grande, como é o caso do Chuí (Figura 6g e Figura 6h).

Também é importante salientar o desvio observado entre os mapas de contorno gerados por este trabalho e os encontrados na literatura especializada. Há vários aspectos que podem ser um indicativo do motivo desse desvio. Por exemplo, Chen et al. (2018) usou o ângulo de zênite do Sol como dado de entrada para o modelo *clear-sky* da ASHRAE (2017) para determinação da irradiação; Cronemberger, Caamaño-Martín e Sánchez (2012) usaram dados meteorológicos disponibilizados pelo WRDC, que foram obtidos a partir de piranômetros; Portolan dos Santos e Rütther (2014), utilizou dados de irradiação do Atlas Solar (Pereira et al., 2017); e neste trabalho foram utilizados arquivos meteorológicos com dados obtidos a partir de estações meteorológicas do INMET. Dessa forma, tem-se que a origem dos dados de irradiação pode ser o fator preponderante que influencia no comportamento dos gráficos e curvas de nível.

Por fim, não se encontrou relação entre as localidades cujos azimutes de máxima energia e irradiação estão orientados ao quadrante Norte-Oeste.

4. CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo principal avaliar a energia gerada por um SFCR hipotético variando-se a localização (dados climáticos) e seus ângulos de azimute e inclinação. Para tanto, foram realizadas simulações no software SAM para 411 localidades brasileiras. Como resultados, obtiveram-se mapas de contorno e calor para cada localidade que destacam a distribuição da energia anual gerada e da irradiação total anual para todas as combinações de ângulo de azimute e de inclinação possíveis. Além disso, obtiveram-se os azimutes de máxima energia e máxima irradiação para cada localidade.

A partir deste trabalho, conclui-se que a maior parte das localidades avaliadas possui azimute de máxima irradiação e energia gerada voltados para o quadrante Norte-Leste. Não há desvios consideráveis entre o azimute de máxima energia gerada e o de máxima irradiação incidente. Isso evidencia que a avaliação individual da irradiação já é um bom indicador para posicionamento do sistema fotovoltaico, e que a temperatura não exerce influência sobre o perfil das curvas de nível de energia, mas apenas sobre a magnitude dessa grandeza. Existe uma tendência de orientação desses azimutes ao Leste conforme a latitude se aproxima do Equador. Houve um desvio entre os mapas de contorno de irradiação gerados neste trabalho e os presentes na literatura citada. Entretanto, devido à tênue queda das curvas de nível ao redor do ponto máximo, percebe-se que o impacto dessa discrepância não ultrapassa, em sua maioria, uma perda maior que 5% na energia gerada.

Por meio de uma breve análise, verificou-se que dentre as possíveis razões dessa discrepância, possam estar: o uso de fontes de dado diferentes; o uso de softwares diferentes ou o uso de modelos matemáticos diferentes. Recomenda-se para trabalhos futuros que sejam investigados mais a fundo os motivos desses desvios. Além disso, sugere-se uma avaliação das localidades cujo azimute de máxima energia e irradiação são voltadas para o quadrante Norte-Oeste.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHEN, X. M. *et al.* General method to obtain recommended tilt and azimuth angles for photovoltaic systems worldwide. **Solar Energy**, [S. l.], v. 172, p. 46–57, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.06.045>

COLLARES-PEREIRA, M.; RABL, A. The average distribution of solar radiation- correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation

values. **Solar Energy**, [S. l.], v. 22, n. 2, p. 155–164, 1979. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90100-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90100-2)

CRONEMBERGER, J.; CAAMAÑO-MARTÍN, E.; SÁNCHEZ, S. V. Assessing the solar irradiation potential for solar photovoltaic applications in buildings at low latitudes - Making the case for Brazil. **Energy and Buildings**, [S. l.], v. 55, p. 264–272, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2012.08.044>

GILMAN, P. SAM Photovoltaic Model Technical Reference SAM Photovoltaic Model Technical Reference. **Solar Energy**, [S. l.], v. 63, n. May, p. 323–333, 2018. Disponível em: <https://doi.org/NREL/TP-6A20-64102>. Acesso em: 9 set. 2020.

GREENER. **Estudo Estratégico Geração Distribuída Mercado Fotovoltaico**. Greener. [S. l.: s. n.]. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudos/>. Acesso em: 16 nov. 2020.

HUMMON, M.; DENHOLM, P.; MARGOLIS, R. Impact of photovoltaic orientation on its relative economic value in wholesale energy markets. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, [S. l.], v. 21, n. 7, p. 1531–1540, 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/pip.2198>. Acesso em: 24 set. 2020.

MATSHOGE, T.; SEBITOSI, A. Ben. The mapping of maximum annual energy yield azimuth and tilt angles for photovoltaic installations at all locations in South Africa. **Journal of Energy in Southern Africa**, [S. l.], v. 21, n. 4, p. 2–6, 2010. Disponível em: <https://doi.org/10.17159/2413-3051/2010/v21i4a3256>. Acesso em: 25 set. 2020.

PEREIRA, E.B. (org) *et al.* **Atlas Brasileiro de Energia Solar - 2ª Edição**. São José dos Campos: INPE, 2017

PEREZ, R. *et al.* A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. **Solar Energy**, [S. l.], v. 39, n. 3, p. 221–231, 1987. Disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(87\)80031-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(87)80031-2)

PORTOLAN DOS SANTOS, Í.; RÜTHER, R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. **Renewable Energy**, [S. l.], v. 63, p. 116–124, 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.09.008>

RORIZ, M. **Arquivos Climáticos de Municípios Brasileiros. Associação Nacional de Tecnologia do Ambiente Construído**. Grupo de Trabalho sobre Conforto e Eficiência Energética de Edificações. [S. l.: s. n.].

ROWLANDS, I. H.; KEMERY, B. P.; BEAUSOLEIL-MORRISON, I. Optimal solar-PV tilt angle and azimuth: An Ontario (Canada) case-study. **Energy Policy**, [S. l.], v. 39, n. 3, p. 1397–1409, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.12.012>

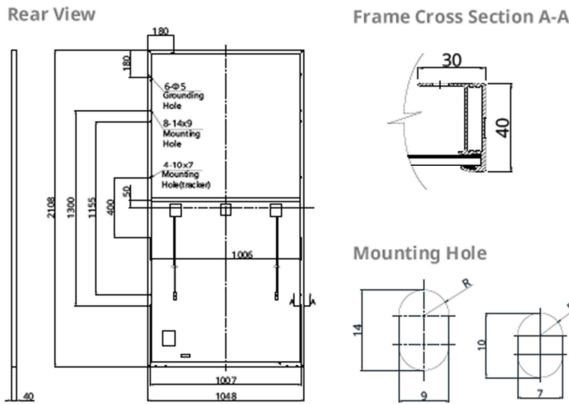
SHELLER, C.; MELO, A. P.; LAMBERTS, R. **Correções realizadas nos arquivos climáticos INMET (2012)**. [S. l.], n. 48, 2016.

ZILLES, R. *et al.* **Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

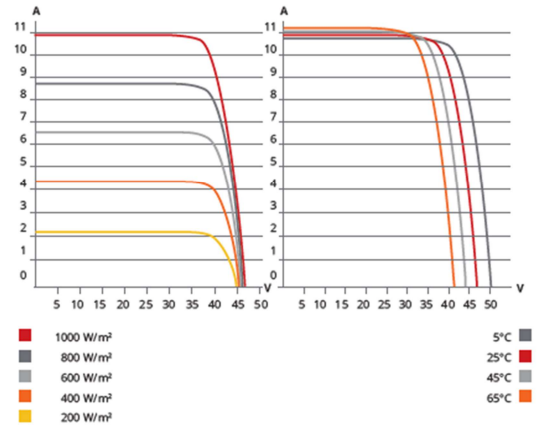
ASHRAE. **ASHRAE Handbook–Fundamentals**. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 2017.

ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO CANADIAN SOLAR CS3W-400P

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS3W-400P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	395 W	400 W	405 W	410 W	415 W	420 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	38.5 V	38.7 V	38.9 V	39.1 V	39.3 V	39.5 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.26 A	10.34 A	10.42 A	10.49 A	10.56 A	10.64 A
Open Circuit Voltage (Voc)	47.0 V	47.2 V	47.4 V	47.6 V	47.8 V	48.0 V
Short Circuit Current (Isc)	10.82 A	10.90 A	10.98 A	11.06 A	11.14 A	11.26 A
Module Efficiency	17.9%	18.1%	18.3%	18.6%	18.8%	19.0%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C					
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)					
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)					
Max. Series Fuse Rating	20 A					
Application Classification	Class A					
Power Tolerance	0 ~ + 10 W					

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS3W	395P	400P	405P	410P	415P	420P
Nominal Max. Power (Pmax)	294 W	298 W	302 W	305 W	309 W	313 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.8 V	36.0 V	36.2 V	36.4 V	36.6 V	36.8 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.21 A	8.27 A	8.33 A	8.39 A	8.45 A	8.51 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.1 V	44.3 V	44.5 V	44.7 V	44.9 V	45.1 V
Short Circuit Current (Isc)	8.73 A	8.79 A	8.86 A	8.92 A	8.99 A	9.08 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m²-spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline
Cell Arrangement	144 [2 X (12 X 6)]
Dimensions	2108 X 1048 X 40 mm (83.0 X 41.3 X 1.57 in)
Weight	24.9 kg (54.9 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 500 mm (19.7 in) (+) / 350 mm (13.8 in) (-); landscape: 1400 mm (55.1 in); leap-frog connection: 1670 mm (65.7 in)*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	27 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.36 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.28 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.canadiansolar.com, support@canadiansolar.com

ANEXO B – DATASHEET DO INVERSOR FRONIUS IG PLUS V 5.0

/ Battery Charging Systems / Welding Technology / Solar Electronics



FRONIUS IG PLUS V STRING INVERTER

/ The all-rounder with maximum yield.



/ MIX™ concept



/ HF transformer switchover



/ Module Manager



/ PC board replacement concept



/ Mounting system



/ Ventilation concept

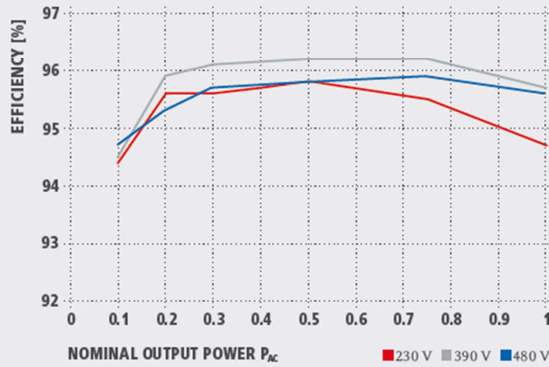


/ The Fronius IG Plus V generation of inverters represents an evolution of the proven Fronius IG product family. With power categories from 3 to 12 kW, there is an inverter suitable for every possible system size. The Fronius IG Plus V line achieves one of the highest efficiency values for transformer inverters, with a maximum efficiency of 95.9%.

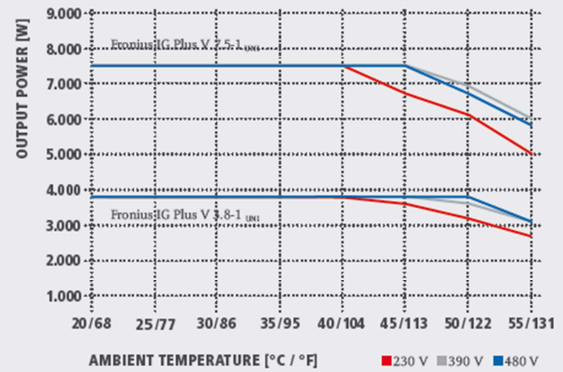
TECHNICAL DATA: FRONIUS IG PLUS V (3.0-1_{UNI}, 3.8-1_{UNI}, 5.0-1_{UNI}, 6.0-1_{UNI}, 7.5-1_{UNI})

INPUT DATA	3.0-1 _{UNI}	3.8-1 _{UNI}	5.0-1 _{UNI}	6.0-1 _{UNI}	7.5-1 _{UNI}
Recommended PV-power (kWp)	2.50 - 3.45	3.20 - 4.40	4.25 - 5.75	5.10 - 6.90	6.35 - 8.60
Max. usable DC input current	14.0 A	17.8 A	23.4 A	28.1 A	35.1 A
Min. MPPT voltage			230 V		
DC startup voltage			245 V		
Nominal input voltage			390 V		
Max. input voltage			600 V		
MPPT voltage range			230 ... 500 V		
Nominal input current	8.3 A	10.5 A	13.8 A	16.5 A	20.7 A
OUTPUT DATA	3.0-1 _{UNI}	3.8-1 _{UNI}	5.0-1 _{UNI}	6.0-1 _{UNI}	7.5-1 _{UNI}
Max. continuous output power @ 104°F (40°C)					
208 V	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W
240 V	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W
277 V	3000 W	3800 W	5000 W	6000 W	7500 W
Max. continuous output current					
208 V	14.4 A	18.3 A	24.0 A	28.8 A	36.1 A
240 V	12.5 A	15.8 A	20.8 A	25.0 A	31.3 A
277 V	10.8 A	13.7 A	18.1 A	21.7 A	27.1 A
Nominal AC output voltage			208 / 240 / 277 V (-12/+10%)		
Min. operating AC voltage					
208 V			183 V		
240 V			211 V		
277 V			244 V		
Max. operating AC voltage					
208 V			229 V		
240 V			264 V		
277 V			305 V		
Nominal output frequency			60 Hz		
Operating frequency range			59.3 - 60.5 Hz		
Total harmonic distortion			< 3 %		
Power factor			1 (at nominal output power)		
Consumption in standby (night)			< 1.5 W		
Number of phases			1		
Admissible conductor size			No. 14 - 4 AWG		
Max. continuous utility back feed current			0 A		

FRONIUS IG PLUS V 7.5-1 UNI EFFICIENCY CURVE



FRONIUS IG PLUS V TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA: FRONIUS IG PLUS V (3.0-1 UNI, 3.8-1 UNI, 5.0-1 UNI, 6.0-1 UNI, 7.5-1 UNI)

GENERAL DATA	3.0-1 UNI	3.8-1 UNI	5.0-1 UNI	6.0-1 UNI	7.5-1 UNI
Unit dimensions (W x H x D)	17.1 x 26.5 x 9.9 inch (434 x 673 x 250 mm)		17.1 x 38.1 x 9.9 inch (434 x 968 x 250 mm)		
Weight	55 lbs. (25 kg)		81 lbs. (37 kg)		
Protection class	1				
Enclosure type	Nema 3R				
Topology	HF transformer (galvanic separation)				
Cooling	Controlled forced ventilation, variable speed fan				
Mounting	Indoor & outdoor				
Ambient operating temperature	- 13°F ... 131°F (-25°C ... 55°C)				
Rel. humidity	0-95% (non-condensing)				
DC connection type	6x Screw Terminals; No. 14 - 6 AWG; 20 Amps maximum per DC input terminal; optional bus bar available for higher input currents				
AC connection type	Screw terminals; No. 14 - 4 AWG				
GND connection type	3x Screw terminals; No. 14 - 4 AWG				
Compliances	UL 1741-2010, IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1, ANSI/IEEE C62.41, FCC Part 15 A & B, NEC Article 690, C22. 2 No. 1071-01 (September 2001), California Solar Initiative - Program Handbook - Appendix C: Inverter Integral 5% Meter Performance Specification				

EFFICIENCY	3.0-1 UNI	3.8-1 UNI	5.0-1 UNI	6.0-1 UNI	7.5-1 UNI
Max. efficiency	96.2%				
CEC efficiency (η _{CEC})					
208 V	95.0%	95.0%	95.5%	95.5%	95.0%
240 V	95.5%	95.5%	95.5%	96.0%	95.5%
277 V	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%	96.0%
η at 10 % P _{ac} *	91.9 / 92.2 / 91.9	92.7 / 93.3 / 93.1	93.2 / 93.8 / 93.4	93.9 / 94.6 / 93.9	94.4 / 94.5 / 94.0
η at 20 % P _{ac} *	94.5 / 95.1 / 94.6	95.0 / 95.3 / 94.6	95.3 / 95.2 / 94.5	95.5 / 95.5 / 95.0	95.6 / 95.9 / 95.3
η at 30 % P _{ac} *	95.3 / 95.4 / 94.6	95.7 / 95.7 / 95.1	95.7 / 95.8 / 95.4	95.7 / 96.1 / 95.7	95.6 / 96.1 / 95.7
η at 50 % P _{ac} *	95.9 / 96.1 / 95.6	95.9 / 96.3 / 95.8	95.8 / 96.1 / 95.3	95.9 / 96.1 / 95.6	95.8 / 96.2 / 95.8
η at 75 % P _{ac} *	95.8 / 96.3 / 95.9	95.6 / 96.2 / 95.9	95.8 / 96.3 / 95.9	95.8 / 96.3 / 95.9	95.5 / 96.2 / 95.9
η at 100 % P _{ac} *	95.5 / 96.2 / 95.9	94.9 / 95.8 / 95.7	95.7 / 96.2 / 95.9	95.3 / 96.1 / 95.9	94.7 / 95.7 / 95.6
MPPT Efficiency	> 99.9 %				

*at U_{mppt} min/ U_{dc} nom/ U_{mppt} max

PROTECTION DEVICES	3.0-1 UNI	3.8-1 UNI	5.0-1 UNI	6.0-1 UNI	7.5-1 UNI
DC reverse polarity protection	Internal diode				
Over temperature	Output power derating / active cooling				
Islanding protection	Internal; in accordance with UL 1741-2010, IEEE 1547-2003 and NEC				
Ground fault protection	Internal GFDI (Ground Fault Detector/Interruptor); in accordance with UL 1741-2010 and NEC Art. 690				
DC disconnect	Integrated				

INTERFACES	3.0-1 UNI	3.8-1 UNI	5.0-1 UNI	6.0-1 UNI	7.5-1 UNI
2x RJ45 sockets (RS485)	Optional				