



Empresa de Pesquisa Energética

Metodologia para criação de séries horárias de geração distribuída fotovoltaica por subsistema



GOVERNO FEDERAL
MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
MME

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e

Desenvolvimento Energético

Paulo Cesar Magalhães Domingues

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretária de Petróleo, Gás Natural e

Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Alexandre Vídgal de Oliveira



Empresa de Pesquisa Energética

Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Praça Pio X, 54 - 7º andar.

20091-040 - Rio de Janeiro - RJ

Informe Técnico

Metodologia para criação de séries horárias de geração distribuída fotovoltaica por subsistema

Coordenação Geral

Giovani Vitoria Machado

Coordenação Executiva

Carla Achão

Coordenação Técnica

Luciano Basto Oliveira

Equipe Técnica

Cristiano Saboia Ruschel

Gabriel Konzen

Gustavo Brandão Haydt de Souza

Thiago Toneli Chagas

Nº IT-EPE-DEA-SEE-001-2021

09 de março de 2021

I Introdução

A Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482) regulamentou a micro e a minigeração distribuída (GD¹) no Brasil, permitindo que qualquer consumidor gere sua própria energia. O modelo de compensação implementado associado à qualidade dos recursos energéticos nacionais, ao valor das tarifas finais de eletricidade e à redução no preço dos equipamentos de geração tornou o investimento na geração própria bastante atrativo no Brasil. De fato, observa-se um crescimento exponencial no número de instalações, que totalizaram até o fim de 2020 mais de 370 mil sistemas de GD, somando uma capacidade instalada superior a 4,6 GW. Desses sistemas, 99,9% são fotovoltaicos, que representam 97% da potência total².

Diante do crescimento da GD, assim como a maior inserção de fontes renováveis variáveis centralizadas, torna-se cada vez mais necessário que os estudos de planejamento sejam realizados observando janelas temporais cada vez menores, capazes de capturar o efeito da variabilidade na geração. Atualmente, o planejamento da operação de médio/longo prazo é feito utilizando patamares de carga que representam uma média de um conjunto de horas do dia.

A utilização de curvas horárias de geração e carga se torna importante, pois permite estabelecer uma melhor relação da real carga vista pelo sistema, a chamada carga líquida. A partir dela se pode estudar novos e mais adequados patamares de carga para alimentar os modelos utilizados no planejamento, possibilitando a verificação de possíveis alterações na operação do SIN, bem como nos critérios de suprimento de energia e potência. Esse efeito é ilustrado pela Figura 1, onde se pode observar a maior carga do sistema e a real maior carga que o sistema observa após a entrada das fontes renováveis variáveis (no caso, a eólica).

¹ Apesar de haver diferentes definições para a geração distribuída, neste trabalho o termo “geração distribuída” e a sigla “GD” serão utilizados, quando fizerem referência ao Brasil, para se referir ao modelo regulamentado pela REN 482/2012 da ANEEL.

² Dados da ANEEL em 13/01/2021 disponíveis em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp.

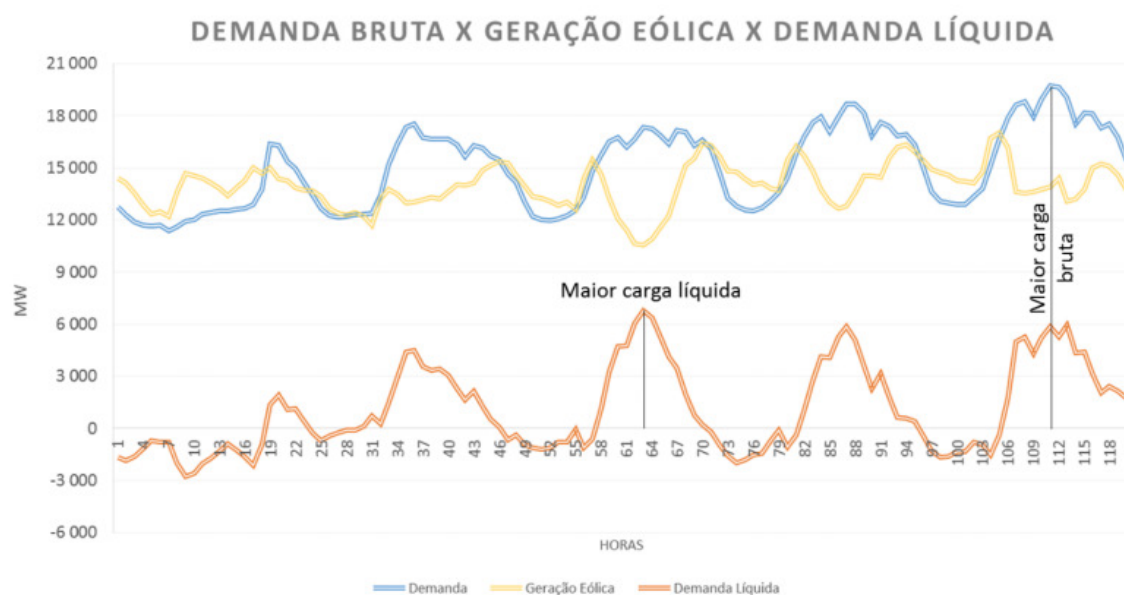


Figura 1 - Demandas bruta e líquida na região NE (exemplo com apenas geração eólica). Início da série num domingo. Fonte: EPE (2018).

Nos últimos anos, nos estudos de geração centralizada do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), os dados de entrada, tanto pelo lado da demanda quanto de oferta, foram discretizados em patamares de carga de base mensal. Ou seja, as análises que indicam a expansão e a consequente operação do sistema são realizadas tendo como base informações integradas em intervalos representativos das horas nos meses. No entanto, no PDE 2030 foi publicado pela primeira vez uma análise da operação considerando dados horários. Nessa avaliação, a demanda de energia, a expectativa de geração de eólicas e fotovoltaicas e a geração distribuída foram representadas em base horária. Em posse dessas variáveis, foi possível estabelecer a carga líquida baseada em dados horários de energia do sistema e formar novos patamares para alimentar os modelos utilizados no planejamento, possibilitando a verificação de possíveis alterações na operação do SIN, bem como nos critérios de suprimento de energia e potência (MME/EPE, 2020).

No caso da carga, a EPE publicou a NOTA TÉCNICA NT/EPE/DEA-005/2020 (EPE, 2020) com uma proposta da metodologia utilizada para o detalhamento dos montantes médios mensais projetados hora a hora. Para a GD, a EPE apresenta agora através deste Informe Técnico a metodologia utilizada para formar as curvas de geração fotovoltaica utilizadas no estudo apresentado no PDE 2030.

2 Metodologia

A metodologia aplicada consiste em (1) escolher municípios representativos em termos de instalações de GD para cada subsistema; (2) baixar dados meteorológicos horários para esses municípios; (3) simular a operação de sistemas de GD com as bases meteorológicas; e (4) ponderar os resultados de acordo com o peso de cada município no subsistema. Essas etapas são detalhadas a seguir.

2.1 Etapa 1 – Escolha dos municípios representativos

A GD está presente em mais de 5 mil municípios brasileiros. Levantar as séries horárias de irradiação de todas essas localidades seria um esforço muito grande e sem a certeza de um resultado proporcional ao esforço. Portanto, seguindo o princípio da parcimônia, foi elaborada uma metodologia que buscou selecionar as localidades mais representativas de cada subsistema. Foi adotado como critério de seleção os municípios que juntos detinham ao menos 50% do número de instalações de GD do subsistema no mês de janeiro 2019³. Essa seleção resultou em 139 municípios no Brasil.

2.2 Etapa 2 – Download e tratamento das séries de irradiação e temperatura

As coordenadas dos 139 municípios foram utilizadas para filtrar as séries horárias de irradiação solar e temperatura do ano 2000 a 2017, obtidas da base MERRA-2 da NASA⁴. A base MERRA-2 fornece séries horárias por pontos, formando uma grade que possui 576 pontos na direção longitudinal e 361 pontos na direção latitudinal, correspondendo a uma resolução de $0,625^\circ \times 0,5^\circ$. A partir das coordenadas dos municípios é possível encontrar o ponto de grade mais próximo e utilizá-lo como dado de referência para a localidade. Em função da proximidade, alguns municípios compartilharam o mesmo ponto da base de irradiação. Dessa forma, obteve-se 119 pontos distintos com dados de irradiação que podem ser observados pela Figura 2.

Após o efetivo download e filtragem das séries úteis, é feita uma conversão de unidades da informação de temperatura de °K para °C e converte-se a referência das datas do original em GMT, para o horário do Brasil (GMT-3). Mais detalhes sobre o download estão disponíveis no Apêndice.

³ Base levantada em http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_fonte_detalhe.asp?Tipo=12

⁴ GELARO, R. et al. The modern-era retrospective analysis for research and applications, version 2 (MERRA-2). Journal of Climate, v. 30, n. 14, p. 5419–5454, 2017.

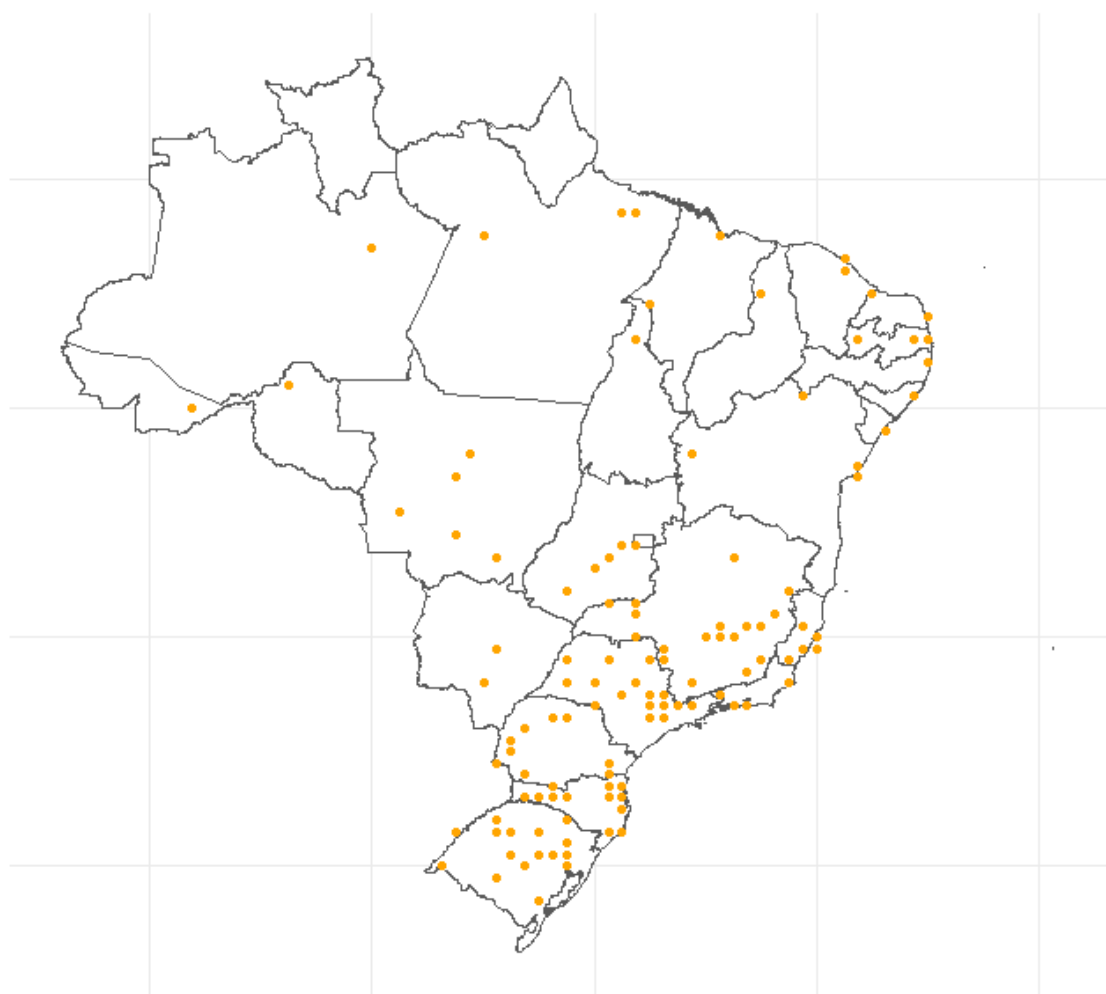


Figura 2 – Pontos de grade do MERRA-2 filtrados a partir dos municípios com MMGD

2.3 Etapa 3 – Simulação da operação dos sistemas fotovoltaicos

Na sequência, cada série foi dividida em blocos de 1 ano e utilizada como dado de entrada para simular a operação de um conjunto de sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída em telhados. Para isso, foi utilizado o software gratuito System Advisor Model (SAM), que traz como resultado a série de geração de energia para cada localidade simulada.

Considerou-se que os sistemas possuem inclinação de 10° , estando $1/3$ destes virados para o Norte, $1/3$ a 30° para Nordeste e $1/3$ a 30° para Noroeste. Essa premissa visa representar a diversidade de orientações presentes entre todas as instalações em um município. O Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) adotado foi igual a 1. Os coeficientes de perdas estabelecidos, apresentados na Tabela 1, foram baseados nas práticas de instalação e manutenção de sistemas de microgeração, com limpezas menos

freqüentes que em grandes sistemas, por exemplo. A perda por *mismatch* elevada representa diferenças de sombreamento ou sujeira desigual entre os módulos do sistema.

Tabela 1 - Coeficientes de perdas adotados na simulação

Perda	Valor adotado
Sujeira	5%
<i>Mismatch</i>	3%
Diodos e conexões	1%
Cabeamento CC	2%
Inversor	3%
Cabeamento CA	1%
Temperatura	Calculada pelo Software
Sombreamento	Não considerado

Os resultados por localidade foram normalizados de modo que fosse possível sua ponderação de acordo com as proporções instaladas nos municípios dentro de cada subsistema.

2.4 Etapa 4 – Ponderação das séries para cada subsistema

Por fim, as séries municipais foram agrupadas de forma ponderada por subsistema, de acordo com a participação em potência de cada município dentro do grupo de cada subsistema (conforme Tabela 2). Assim, municípios com maior potência instalada, têm maior peso. De forma similar, em subsistemas em que a potência de MMGD está bastante pulverizada, várias séries são consideradas, reduzindo a variabilidade da geração naquele subsistema.

Portanto, a base conta com dados de 18 anos, com 8760 horas em cada ano, para 6 subsistemas.

Tabela 2 – Peso de cada município no subsistema

Município	Sub.	Part. no Subsistema	Município	Sub.	Part. no Subsistema
Rio Branco	MAD	100,00%	Tubarão	S	0,85%
Manaus	MAN	100,00%	Umuarama	S	1,63%
Ananindeua	N	6,60%	Uruguaiana	S	1,07%
Araguaína	N	11,15%	Venâncio Aires	S	2,50%
Belém	N	15,89%	Vera Cruz	S	0,96%
Imperatriz	N	18,62%	Videira	S	0,36%
Porto Velho	N	12,93%	Americana	SE	0,66%
Santarém	N	11,42%	Andradina	SE	0,73%

Município	Sub.	Part. no Subsistema	Município	Sub.	Part. no Subsistema
São Luís	N	23,40%	Araguari	SE	1,25%
Aracaju	NE	7,01%	Araraquara	SE	0,48%
Camaçari	NE	2,16%	Atibaia	SE	0,41%
Campina Grande	NE	4,06%	Bauru	SE	1,38%
Eusébio	NE	3,01%	Belo Horizonte	SE	3,81%
Fortaleza	NE	18,67%	Betim	SE	0,82%
João Pessoa	NE	4,20%	Brasília	SE	5,28%
Lauro de Freitas	NE	2,08%	Cachoeiro de Itapemirim	SE	1,11%
Luís Eduardo Magalhães	NE	1,83%	Campinas	SE	1,79%
Maceió	NE	4,23%	Campo Grande	SE	2,99%
Mossoró	NE	6,17%	Campos dos Goytacazes	SE	1,79%
Natal	NE	8,84%	Colatina	SE	0,76%
Parnamirim	NE	3,69%	Cuiabá	SE	5,55%
Petrolina	NE	8,32%	Divinópolis	SE	2,32%
Recife	NE	3,57%	Dourados	SE	1,96%
Salvador	NE	4,65%	Goiânia	SE	4,25%
Sousa	NE	3,95%	Governador Valadares	SE	2,57%
Teresina	NE	13,55%	Indaiatuba	SE	0,49%
Arroio do Meio	S	0,76%	Ipatinga	SE	2,10%
Blumenau	S	2,91%	Itabira	SE	0,49%
Cachoeira do Sul	S	1,02%	Itaúna	SE	0,94%
Campo Bom	S	1,33%	Itumbiara	SE	1,14%
Candelária	S	0,57%	Juiz de Fora	SE	1,18%
Canoas	S	1,48%	Limeira	SE	1,08%
Carazinho	S	1,17%	Lucas do Rio Verde	SE	1,49%
Cascavel	S	4,33%	Marília	SE	0,56%
Caxias do Sul	S	4,83%	Moji-Mirim	SE	0,43%
Chapecó	S	1,85%	Montes Claros	SE	2,66%
Concórdia	S	1,55%	Muriaé	SE	1,03%
Criciúma	S	0,55%	Niterói	SE	1,12%
Cruz Alta	S	0,92%	Nova Lima	SE	0,96%
Curitiba	S	3,13%	Ourinhos	SE	0,61%
Estrela	S	1,34%	Palmeiras de Goiás	SE	0,19%
Florianópolis	S	2,45%	Pará de Minas	SE	1,12%
Foz do Iguaçu	S	3,26%	Passos	SE	1,19%
Francisco Beltrão	S	1,79%	Piracicaba	SE	0,81%
Itajaí	S	1,36%	Pirenópolis	SE	0,07%
Jaraguá do Sul	S	2,00%	Pouso Alegre	SE	0,76%
Joinville	S	1,69%	Presidente Prudente	SE	2,30%

Município	Sub.	Part. no Subsistema	Município	Sub.	Part. no Subsistema
Lajeado	S	1,98%	Ribeirão Preto	SE	1,48%
Londrina	S	4,11%	Rio Claro	SE	0,73%
Marechal Cândido Rondon	S	1,74%	Rio de Janeiro	SE	7,18%
Maringá	S	4,76%	Rio Verde	SE	1,94%
Montenegro	S	1,02%	Rondonópolis	SE	1,83%
Novo Hamburgo	S	3,83%	São Gonçalo	SE	0,45%
Palmas	S	4,64%	São José do Rio Preto	SE	1,33%
Passo Fundo	S	2,20%	São José dos Campos	SE	0,83%
Pelotas	S	1,55%	São Paulo	SE	2,29%
Porto Alegre	S	3,15%	São Sebastião do Paraíso	SE	0,67%
Rio do Sul	S	0,88%	Serra	SE	1,17%
Santa Cruz do Sul	S	5,19%	Sete Lagoas	SE	1,93%
Santa Maria	S	3,12%	Sinop	SE	2,17%
Santa Rosa	S	1,53%	Sorocaba	SE	0,73%
Santo Ângelo	S	1,31%	Tangará da Serra	SE	1,36%
São Bento do Sul	S	0,59%	Teófilo Otoni	SE	0,68%
São Borja	S	1,43%	Timóteo	SE	0,41%
São Carlos	S	0,83%	Uberaba	SE	1,81%
São Gabriel	S	1,15%	Uberlândia	SE	5,64%
São Leopoldo	S	2,69%	Valinhos	SE	0,33%
São Miguel	S	0,07%	Vila Velha	SE	0,95%
Sapiranga	S	1,82%	Vitória	SE	1,45%
Toledo	S	2,79%			

3 Características dos dados de geração

A Figura 3 apresenta a distribuição dos dados de geração por hora e subsistema. Contém dados de 18 anos, com 365 dias cada. Percebe-se que os subsistemas Madeira e Manaus possuem uma variabilidade elevada por terem a geração concentrada em apenas 1 município. A região Sul também apresenta maior variabilidade que os demais subsistemas por estar em uma latitude maior. Por outro lado, destacam-se os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Nordeste, que possuem reduzida variabilidade em função da maior dispersão das instalações de GD e menor variação climática, no caso do Nordeste.

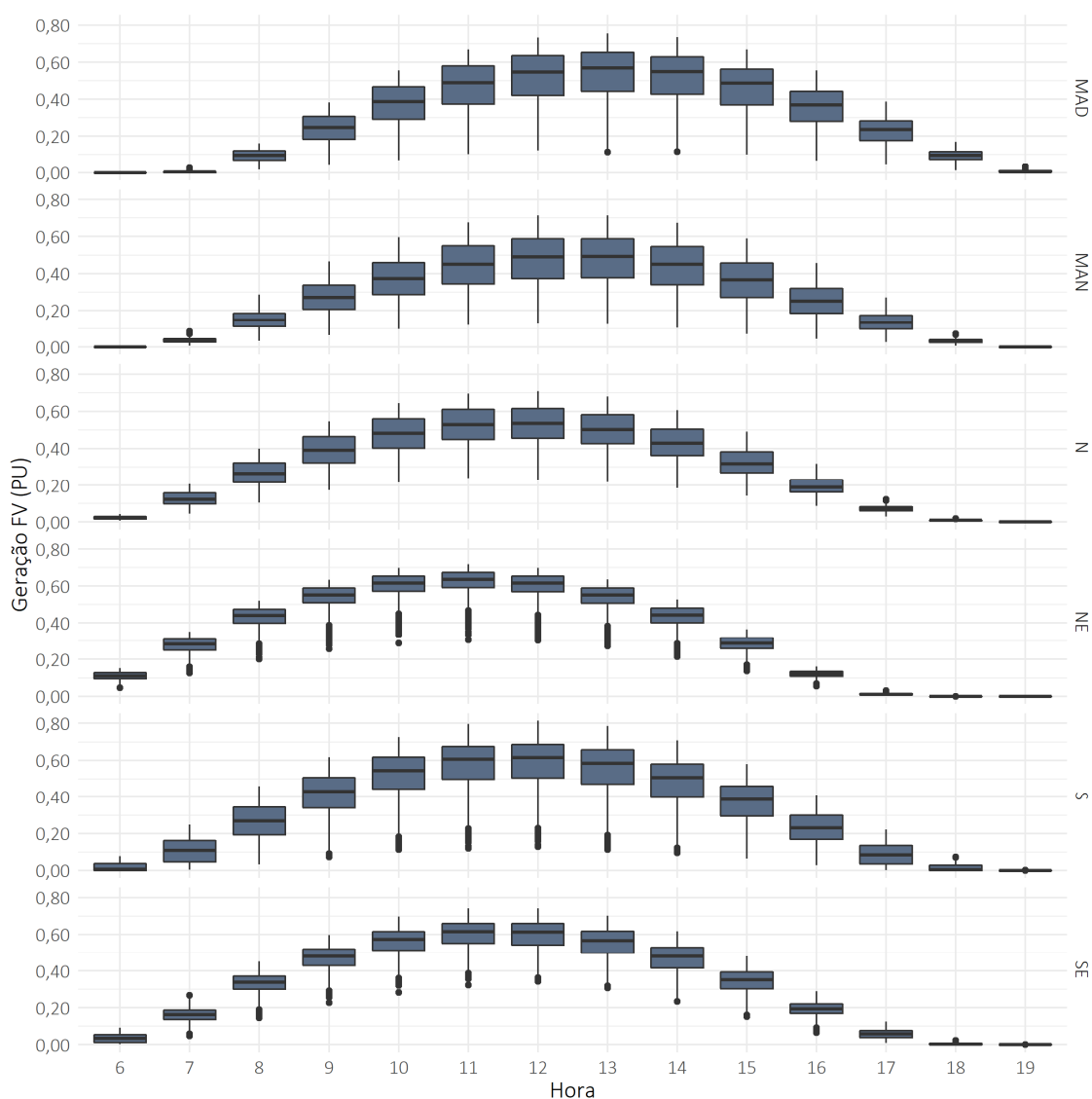


Figura 3 – Distribuição dos dados de geração por hora e subsistema

Em termos de variabilidade, é possível ilustrar como o portfólio de vários municípios reduz os extremos verificados individualmente. A Figura 4 apresenta uma comparação da base gerada para cada subsistema com as séries individuais para cada município. O exemplo é para o mês de maio. A amostra foi gerada selecionando para cada subsistema,

de forma aleatória, 3 anos, 5 dias e até 10 municípios⁵ da base. Percebe-se uma atenuação da variabilidade na geração em função da agregação de vários municípios para formar a série do subsistema. O efeito é maior no Sudeste, por haver maior pulverização das instalações. Para os subsistemas Madeira e Manaus, pelo fato de serem representados na metodologia apenas por um município (que sozinhos detinham mais de 50% das instalações na data da análise), não há diferença entre a série municipal e a série agregada do subsistema.

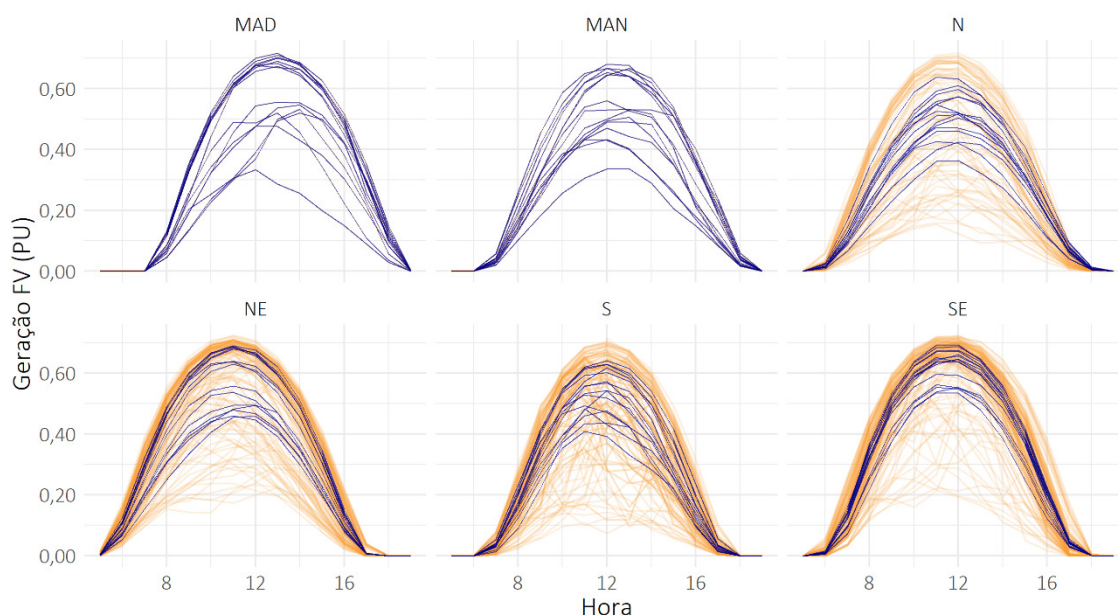


Figura 4 – Amostra de séries diárias de geração FV por município versus agregado por subsistema

Nota: linhas laranjas são séries individuais por município. Linhas azuis são as séries agregadas do subsistema, para os mesmos dias e anos.

Por fim, a Tabela 3 apresenta um resumo com a geração média anual e os valores máximos de geração horária, ambos por subsistema e normalizador entre 0 e 1 P.U.

Tabela 3 – Resumo da geração média anual e máxima horária por subsistema

Subsistema	Geração Média Anual (PU)	Geração Máxima Horária (PU)
MAD	0,16	0,76
MAN	0,14	0,71
N	0,16	0,71
NE	0,19	0,72
S	0,18	0,81
SE	0,18	0,74

⁵ Ou menos, caso o subsistema possua menos de 10 municípios com 50% dos sistemas de MMGD.

Percebe-se que o Nordeste tem a melhor média anual, embora seja o Sul que apresente a maior máxima ao longo dos 18 anos analisados. Apesar de parecer contraintuitivo, o valor máximo no Sul se justifica pela menor temperatura na região. A Figura 5 ilustra o efeito da temperatura dos módulos fotovoltaicos na sua tensão de saída.

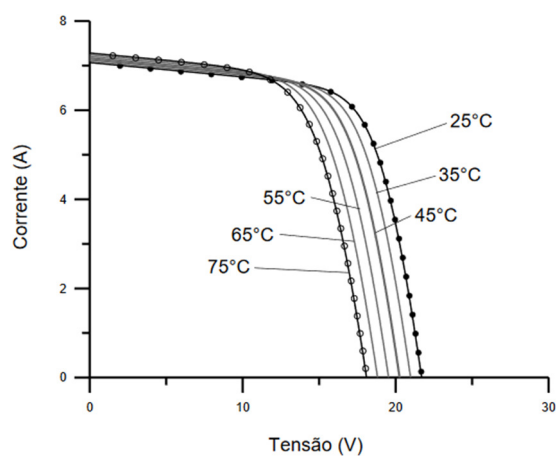


Figura 5 - Efeito causado pela variação da temperatura das células sobre a curva característica I-V para um módulo fotovoltaico de 36 células de silício cristalino (c-Si) sob irradiância de 1.000 W/m². Fonte: Pinho e Galdino, 2014

Numa análise específica da região foi identificado que é comum ter dias de primavera com elevada irradiância ao redor do meio dia, com baixas temperaturas (em relação a outras regiões), resultando em elevados índices de geração fotovoltaica horária.

4 Referências Bibliográficas

EPE. **Flexibilidade e Capacidade: Conceitos para a incorporação de atributos ao planejamento.** N° EPE-DEE-NT-067/2018-r0. 2018.

EPE. **Metodologia: Projeção de Curva de Carga Horária.** N° NOTA TÉCNICA NT/EPE/DEA-005/2020. 2020.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.** Versão para consulta pública. 2020.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos.** [s.l: s.n.]. 2014.

5 Apêndice

5.1 Passo a passo para o download da base de irradiação e temperatura

1. Acessar site Acessar site <https://disc.sci.gsfc.nasa.gov/SSW> e realizar o cadastro.
2. Selecionar os seguintes Data Sets:
 - i. “M2T1NXSLV 5.12.4” (MERRA 2D IAU Diagnostic, Single Level Meteorology, Time Average 1-hourly) – referência GMT – Possui dados de temperatura;
 - ii. “M2T1NXRAD 5.12.4” (MERRA 2D IAU Diagnostic, Single Level Meteorology, Time Average 1-hourly) – A referência é GMT – Base com dados de radiação solar.
3. Escolher o período de análise (preferencialmente até 5 anos);
4. Escolher a localização desejada. Os pontos a seguir definem o Brasil: -34.5,-73.75,5,-33.75;
5. Clicar em “Search for Data Sets”;
6. Escolher as variáveis:
 - i. Surface incident shortwave flux (surface_incoming_shortwave_flux). Essa é a base de irradiação global no plano horizontal (GHI)⁶.
 - ii. Temperature at 10 m above the displacement height (10-meter_air_temperature).

⁶ Conforme o artigo a seguir: '[Evaluation of Solar Radiation from MERRA, MERRA-2, ERA-Interim and CFSR Reanalysis Datasets Against Surface Observations for Multan, Pakistan](https://www.ises.org/publications/evaluation-of-solar-radiation-from-merra-merra-2-era-interim-and-cfsr-reanalysis-datasets-against-surface-observations-for-multan-pakistan)' (ises.org).