



Empresa de Pesquisa Energética

APRIMORAMENTO NA METODOLOGIA DE ESTIMAÇÃO DA GERAÇÃO DE MICROGERADORES E MINIGERADORES FOTOVOLTAICOS DISTRIBUÍDOS

DEZEMBRO DE 2023

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário Executivo

Efrain Pereira da Cruz

Secretário Nacional de Transição Energética e Planejamento

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Secretário de Energia Elétrica

Gentil Nogueira de As Junior

Secretário de Petróleo, Gás Natural e

Combustíveis Renováveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

Secretário de Geologia, Mineração e

Transformação Mineral

Vitor Eduardo de Almeida Saback

Aprimoramento na Metodologia de Estimação da Geração de Microgeradores e Minigeradores Fotovoltaicos Distribuídos



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 Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitoria Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Angela Regina Livino de Carvalho

URL: www.epe.gov.br

Escritório Central

Praça Pio X, nº 54

20091-040 - Rio de Janeiro – RJ

Coordenação Geral

Giovani Vitoria Machado

Coordenação Executiva

Carla da Costa Lopes Achão

Gustavo Naciff de Andrade

Coordenação Executiva

Luciano Basto Oliveira

Arnaldo Júnior

Equipe Técnica

Allex Yujhi Gomes Yukizaki

Gabriel Konzen

Mariana Weiss de Abreu

Simone Saviolo Rocha

Nº EPE-DEA-SEE NT 014/2023-R1

Data: dezembro de 2023

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS.....	2
1 INTRODUÇÃO	3
2 ANÁLISE DA METODOLOGIA ATUAL E SUAS LIMITAÇÕES.....	4
2.1 A metodologia atual de estimativa	4
2.2 O sobrecarregamento dos inversores.....	5
2.3 A ausência do ILR na metodologia de estimativa	7
3 DADOS.....	7
3.1 Base de dados de inversores.....	7
3.2 Base de dados de faturamento	8
3.3 Base de registros de potência	9
4 ILR TÍPICO DOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS.....	9
5 GERAÇÃO REAL VERSUS ESTIMADA	11
6 AJUSTES NA METODOLOGIA DE ESTIMATIVA DA GERAÇÃO TOTAL	13
6.1 Metodologia de estimativa sem <i>clipping</i>	13
6.2 Metodologia de estimativa com <i>clipping</i>	15
7 GERAÇÃO NÃO INJETADA NA REDE	18
8 CONCLUSÕES.....	19
9 REFERÊNCIAS	20

IDENTIFICAÇÃO DO DOCUMENTO E REVISÕES

 Empresa de Pesquisa Energética		
Área de Estudo ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS		
Estudo NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE 014/2023		
Macro - atividade		
Ref. Interna (se aplicável)		
Revisões	Data de emissão	Descrição sucinta
r0	28/12/2023	Emissão original
r1		Revisão geral

AGRADECIMENTOS

A EPE agradece à Neoenergia pela colaboração nas discussões deste trabalho e pelo fornecimento voluntário dos dados utilizados oriundos de um projeto do Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela ANEEL, inscrito sob o código PE-00047-0124/2019.

I INTRODUÇÃO

A geração histórica de microgeração e minigeração distribuída (MMGD) é um dado necessário para a execução de diversos trabalhos no setor elétrico nacional, incluindo: (a) avaliação da sobrecontratação involuntária das distribuidoras, (b) o planejamento do atendimento futuro da carga, (c) o cálculo de preços da energia, (d) o cálculo de subsídios, (e) o registro estatístico em documentos como o Balanço Energético Nacional, entre outros. No entanto, de acordo com o Prodist, Módulo 5, da ANEEL, o sistema de medição utilizado na conexão de MMGD deve ser capaz de apurar a energia ativa *consumida* e *injetada* na rede. Conforme ilustra a figura a seguir, a geração é utilizada prioritariamente para o atendimento instantâneo das cargas, e somente o excedente é exportado para a rede. Portanto, a geração total do sistema gerador não é medida pelas distribuidoras e é desconhecida pela sociedade.

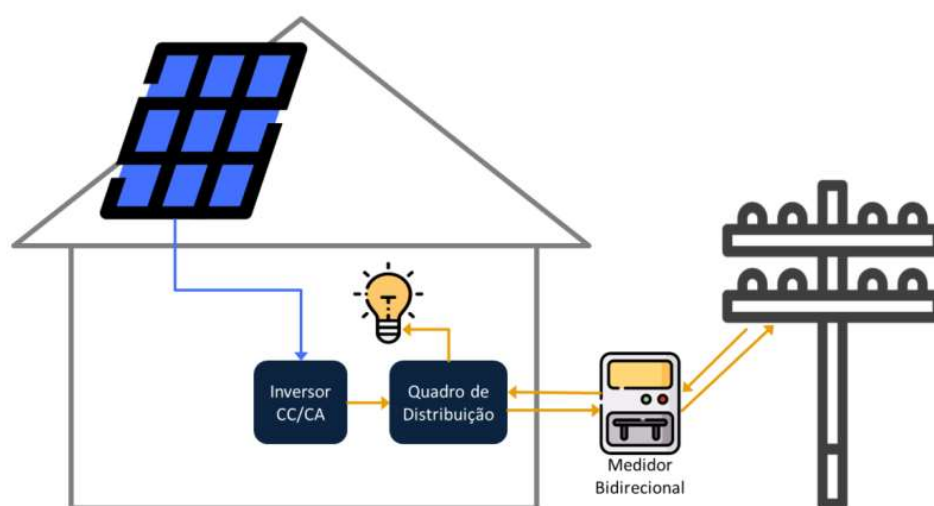


Figura 1 - Diagrama de um sistema fotovoltaico conectado à rede

Logo, dada a inexistência de medições dessa grandeza, são necessárias estimativas a partir de modelagem matemática. A metodologia utilizada pela EPE em seus estudos vem evoluindo ao longo dos anos, tendo a sua última versão publicada em 2022 (EPE, 2022). No entanto, como será apresentado ao longo deste documento, a versão atual da metodologia, fundamentada na disponibilidade de dados publicados, pode estar levando a uma subestimação da geração total de MMGD no Brasil.

Portanto, esta nota técnica busca especialmente discutir aprimoramentos na metodologia de estimativa da geração total de energia da MMGD no Brasil.

2 ANÁLISE DA METODOLOGIA ATUAL E SUAS LIMITAÇÕES

2.1 A metodologia atual de estimativa

Para fins de estimativa do histórico de geração total de MMGD fotovoltaica, a EPE utiliza a seguinte metodologia.

$$E_{m,s} = \sum_{i=1}^n P_{i,m,s} \cdot GTI_m \cdot PR_s \cdot Z_b \cdot (1 - k)^{Z_T} \quad (1)$$

Fonte: EPE (2022)

Em que:

- $E_{m,s}$ é a energia gerada no ano base, no município m e setor s .
- i é o índice de cada sistema de geração em operação no ano base, sendo incrementado do primeiro até o total n ;
- $P_{i,m,s}$ é a potência instalada do sistema i , no município m , no setor s ;
- GTI_m é a irradiação diária global média no plano inclinado para o município m . Obtidas a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição (Pereira et al., 2017);
- PR_s é o Performance Ratio. É um fator (entre 0 e 1) que representa a relação entre a geração real e a geração esperada de um sistema fotovoltaico, desta forma, são incorporadas perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor e etc. Assumido valor igual a 0,80 para sistemas remotos instalados em Alta Tensão e 0,75 para os demais sistemas (baseados em Pinho e Galdino, 2014);
- Z_b é o número de dias de operação da potência P_i no ano base;
- k é o fator de degradação diário da tecnologia. Para a fonte fotovoltaica, assumiu-se o fator de degradação diário equivalente a uma degradação de 0,5% ao ano. Desta forma, o fator de degradação diário foi calculado através da expressão $(1+0,005)^{(1/365)}-1$.
- Z_T é o número total de dias em operação da P_i desde a sua instalação até o final do ano base.

Um ponto importante nessa equação é a variável “potência instalada”. A origem dessa variável é a base de dados abertos da ANEEL¹, que disponibiliza a informação de potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos como a “potência nominal elétrica, em kW (quilowatt), na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência decorrentes dos módulos, do controle de potência do inversor ou de outras restrições técnicas” (ANEEL, 2022). Em suma, a potência instalada representa “o menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos” (ANEEL, 2023). Cabe destacar que, até o momento de elaboração desta Nota Técnica, em agosto de 2023, a potência dos inversores e a potência dos módulos não era divulgada pela

¹ Disponível em <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/relacao-de-empreendimentos-de-geracao-distribuida>

ANEEL. No entanto, como veremos na sequência, o uso do menor valor pode estar levando a uma subestimativa da geração total.

É importante ressaltar que a potência nominal dos módulos fotovoltaicos é definida em corrente contínua, em kWp (kilowatt-pico), e é estipulada mediante condições padrões de teste (irradiância de 1.000 W/m², temperatura de 25 °C e massa de ar AM 1,5). Dadas as condições reais de operação, em poucos momentos se atinge a potência nominal dos módulos. A potência dos inversores, por outro lado, representa a capacidade de saída do equipamento, em corrente alternada, e é expressa em kW.

2.2 O sobrecarregamento dos inversores

Como a potência nominal dos módulos dificilmente é atingida², é comum dimensionar os projetos com uma sobrecarga do inversor, com uma potência de módulos fotovoltaicos superior à potência do inversor. Esse sobrecarregamento pode ser resumido pelo fator conhecido como *Inverter Loading Ratio* (ILR)³:

$$ILR = \frac{P_{\text{módulos}}}{P_{\text{Inversor}}} \quad (2)$$

Onde:

- $P_{\text{módulos}}$ é soma da potência nominal dos módulos fotovoltaicos (CC)
- P_{Inversor} é a soma da potência nominal dos inversores do sistema (CA)

A figura a seguir ilustra uma simulação de saída de um inversor de 1 kW sob diferentes sobrecarregamentos, para um dia de céu claro.

² Além da potência nominal ser definida com base em condições de teste, é sabido que ocorre uma degradação da potência dos módulos com o passar dos anos (cerca de 0,5% a.a.).

³ Em alguns estudos é utilizado um fator inverso ao ILR, conhecido como Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI).

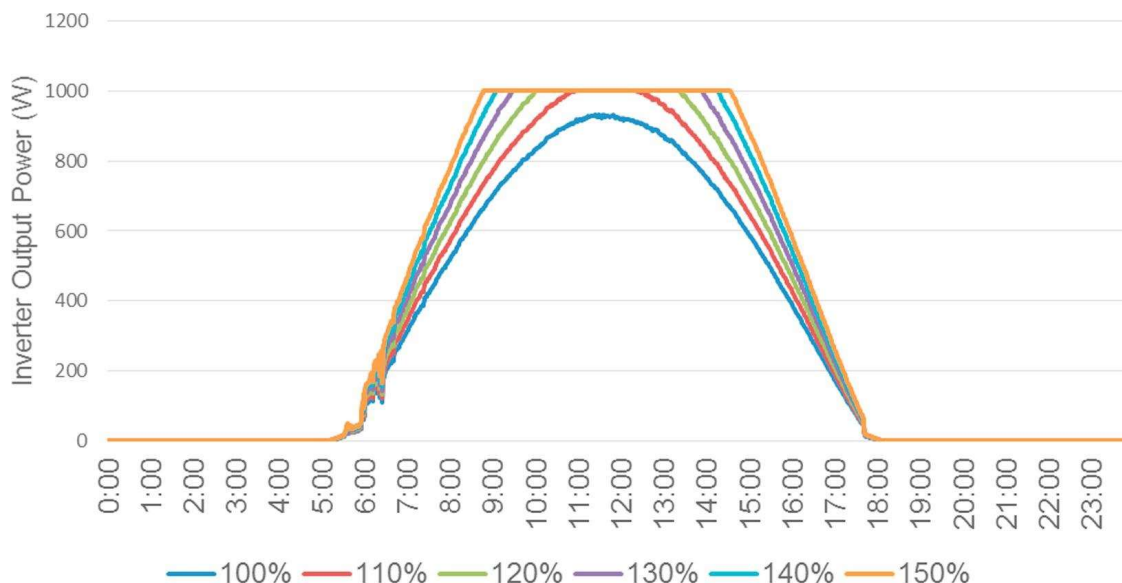


Figura 2 - Curvas teóricas de geração para um dia de céu claro sob diferentes sobrecarregamentos do inversor.

Fonte: Deschamps e Rüther (2019)

Percebe-se que à medida que aumenta o sobrecarregamento alarga-se a curva de geração, aumentando assim a geração durante os períodos fora de pico. Por outro lado, em horários de pico ocorre o *clipping*, ou saturação da geração, em função da limitação do inversor. O efeito do *clipping* pode ser observado nos gráficos a seguir, em que se evidencia que o aumento do ILR permite aumentar a geração total do sistema, porém leva a uma perda progressiva da produção. Cabe ressaltar que o aumento do ILR se faz a partir do investimento adicional em módulos, o que também tem um custo. Portanto, há que se avaliar para cada caso até que ponto vale a pena o investimento adicional em módulos, dado o incremento de *clipping* (EPE, 2023).

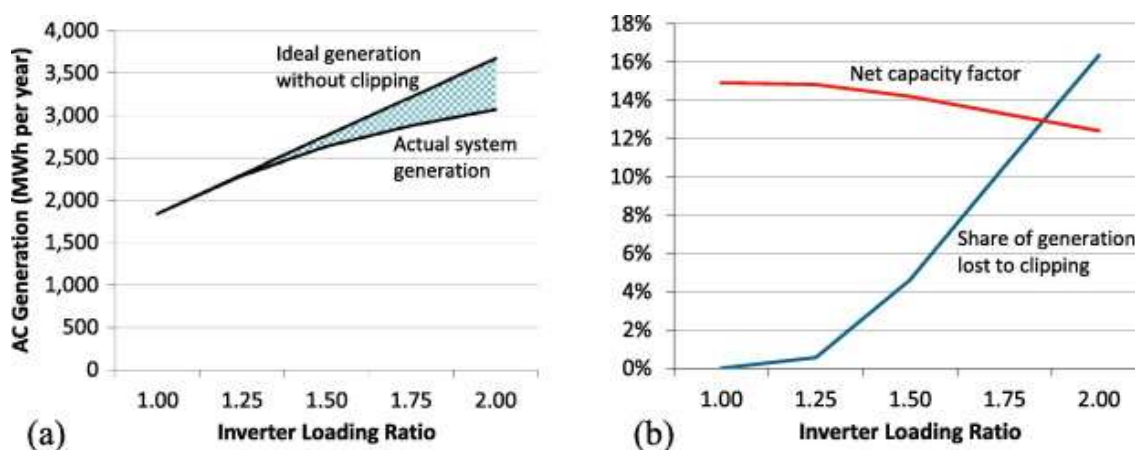


Figura 3 - (a) Impacto do ILR na geração total de um sistema FV; (b) Fator de capacidade e percentual da geração perdida por clipping em função do ILR.

Fonte: Good e Johnson (2016).

O estudo de Deschamps e Rüther (2019) analisou um projeto (em solo) localizado na Bahia e chegou à conclusão de que o ILR ótimo para projetos que utilizam módulos de silício cristalino é

de 126%, e recomendam o uso de ILR aproximadamente 5% inferior em sistemas da região nordeste, em relação à sistemas da região sudeste. Isso em razão do sudeste possuir níveis inferiores de irradiação. No entanto, merece destaque que o estudo se baseou nas características específicas de um projeto, e nos custos daquela época. Portanto, como os autores indicam, esses valores são apenas um ponto inicial para a análise de cada empreendimento.

O fato é que tem sido comum o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos com ILR superior a 100% como forma de otimizar o uso do inversor e, conseqüentemente, do investimento realizado. Isso ocorre não apenas em sistemas de geração centralizada, mas também em sistemas de microgeração e minigeração distribuída.

2.3 A ausência do ILR na metodologia de estimativa

Percebe-se que a equação 1, ao utilizar a potência nominal elétrica disponibilizada na base de dados da ANEEL (menor valor entre a potência dos módulos e dos inversores), acaba-se por desconsiderar possíveis sobrecarregamentos do inversor. Em outras palavras, a metodologia subestima a geração total ao desconsiderar a possibilidade de haver uma potência instalada de módulos fotovoltaicos superior à potência instalada de inversores. Como exemplo, sistemas com a mesma potência do inversor, mas com ILRs de 100% e 130%, são representados de forma idêntica na base de dados e, logo, possuem uma estimativa de geração idêntica.

Na sequência, a metodologia de estimativa será comparada com dados reais de geração para ilustrar esse efeito e entender o tamanho do desvio.

3 DADOS

A EPE recebeu os dados individualizados e anonimizados do grupo Neoenergia, divididos em três bases, conforme as seguintes seções.

3.1 Base de dados de inversores

Essa base de dados contempla os registros dos inversores de 1.572 sistemas fotovoltaicos residenciais, instalados em quatro estados: BA, PE, SP e RN. Os dados são oriundos de um projeto do Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela ANEEL, inscrito sob o código PE-00047-0124/2019. O projeto possui como proponente a Neoenergia Coelba e como cooperadas as distribuidoras Neoenergia Pernambuco, Neoenergia Cosern e Neoenergia Elektro.

Os registros abrangem o período de fevereiro de 2020 a fevereiro de 2023, embora varie para cada sistema de acordo com a sua data de instalação. Foram considerados os dados de geração total acumulada ao final de cada mês, para cada sistema gerador.

A partir da base completa, foram mantidos apenas os registros para anos completos (2021 e 2022). Na sequência, foram excluídos os sistemas que possuíam registros faltantes para algum mês ou que possuíam geração igual a zero ao longo de todo ano. Adicionalmente, foram

excluídos os sistemas sem informação do município onde está instalado. Por fim, foram excluídos os outliers, com base na produtividade⁴, utilizando o método do $1,5 * IQR$ ⁵.

A partir da limpeza dessa base, restaram os dados de 1.162 sistemas geradores, distribuídos entre os estados da BA, PE e SP, com registros para os anos de 2021 e 2022. A tabela a seguir resume a limpeza realizada.

Tabela 1 - Limpeza da base de dados de inversores

	Registros
Base bruta	1572
Sem código de município	-52
Com geração faltante em algum mês	-304
Com geração igual a zero em algum mês	-8
Produtividade outlier	-46
Base 3.1 limpa	1162

3.2 Base de dados de faturamento

A partir dos sistemas presentes na base anterior, foram fornecidos os dados de faturamento das unidades consumidoras associadas a cada gerador, com os dados de energia injetada na rede. Essa base contemplou apenas os dados de 2022. Como o faturamento de cada mês segue um calendário um pouco diferente do calendário tradicional (de acordo com a data de leitura), houve uma normalização das medições (realizada pela Neoenergia), de modo que os valores de injeção correspondessem a um período equivalente ao calendário tradicional. Com isso, foi possível associar os dados de geração da base anterior com os dados de injeção em cada mês.

Em primeiro lugar, foram excluídos da base de faturamento 15 clientes que possuíam mais de um sistema de geração associado à unidade consumidora. Como a intenção dessa base é verificar dados típicos de autoconsumo e injeção na rede, preferiu-se excluir esses casos que podem distorcer os resultados. Na sequência, os dados de faturamento foram associados aos geradores presentes na base 3.1 limpa. Como limpeza da base, foram excluídos os geradores com dados faltantes de injeção, com geração igual a zero, ou com autoconsumo igual a zero. A partir da limpeza, restaram 596 sistemas na base de dados. A tabela a seguir resume a limpeza realizada.

⁴ A produtividade de um sistema fotovoltaico é a relação entre a energia produzida e a potência nominal do sistema, geralmente expressa em kWh/kWp.

⁵ O método de exclusão de outliers $1,5 * IQR$ é uma técnica estatística que envolve calcular o intervalo interquartil (IQR) de um conjunto de dados, definir limites inferior e superior multiplicando-os por 1,5 vezes o IQR, e identificar como *outliers* os valores que se estendem além desses limites como *outliers*.

Tabela 2 - Limpeza da base de faturamento

	Registros
Base 3.1 limpa	1162
Injeção faltante	-92
Autoconsumo igual a zero	-13
Com geração igual a zero	-2
Sem dados para os 12 meses	-459
Base 3.2 limpa	596

3.3 Base de registros de potência

Esta base contempla apenas os dados de cadastro de 253.688 sistemas de MMDG presentes na área das distribuidoras Neoenergia Elektro, Neoenergia BA, Neoenergia PE e Neoenergia RN. Nessa base constam os dados de potência instalada em corrente alternada (potência dos inversores), potência instalada em corrente contínua (potência dos módulos), classe, modalidade de geração e data de conexão.

A figura a seguir ilustra o fluxo entre as bases de dados utilizadas e as seções de resultado desta Nota Técnica.

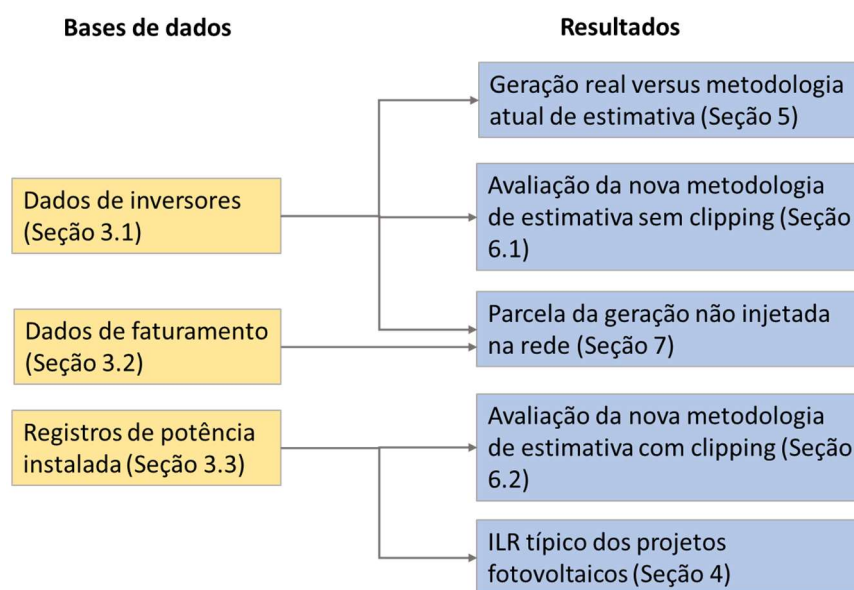


Figura 4 - Fluxo entre bases de dados e seções de resultados

4 ILR TÍPICO DOS PROJETOS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção são apresentados os resultados de *Inverter Loading Ratio* (ILR) para a base 3.3. Essa análise ajuda a entender se é comum o sobrecarregamento do inversor e em qual grau ele costuma ocorrer. A partir da base bruta, foram excluídos os sistemas *outliers*, com base no ILR, utilizando o método do $1,5 * IQR$. A partir da limpeza dessa base, foram mantidos os dados de 252.460 sistemas de MMDG.

Os pontos presentes nas figuras a seguir representam o ILR de cada sistema. As linhas representam médias dos valores ao longo do espectro de potência, por classe. Percebe-se que há ampla variação nos valores de ILR, mas que, na média, se encontram ao redor de 115% para sistemas de microgeração e 125% para sistemas de minigeração. Esses valores acima de 100% geram um alerta em relação à equação 1, pois não é capaz de capturar o sobrecarregamento.

ILR versus Potência (≤ 75 kW)

Distribuição dos resultados e linhas de suavização por classe

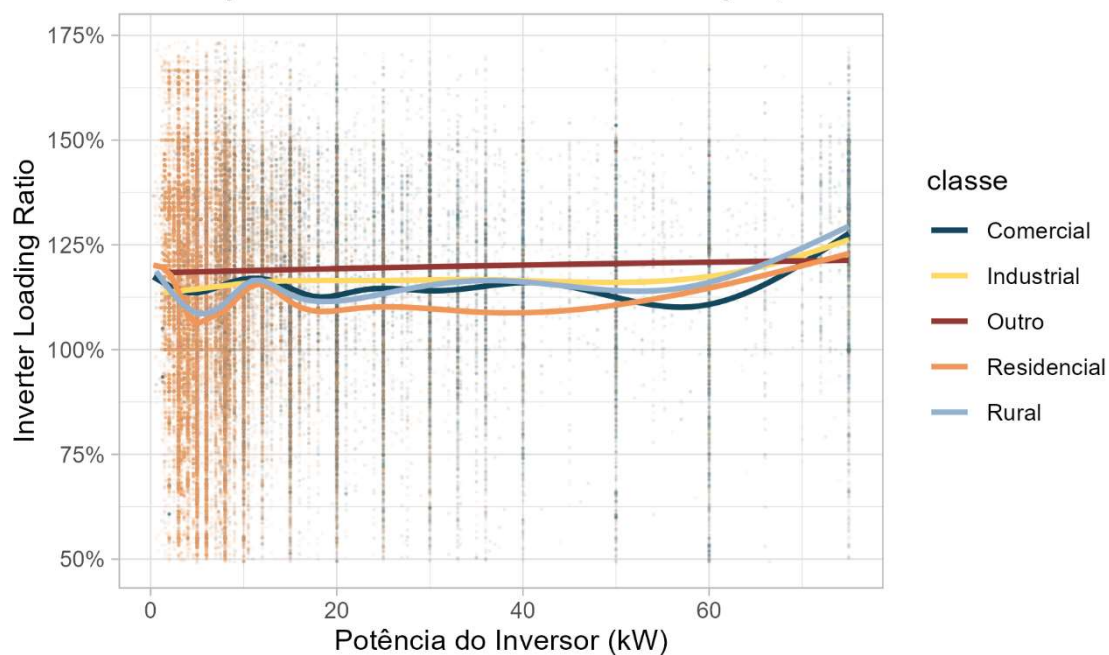


Figura 5 - ILR de sistemas de geração distribuída de até 75 kW

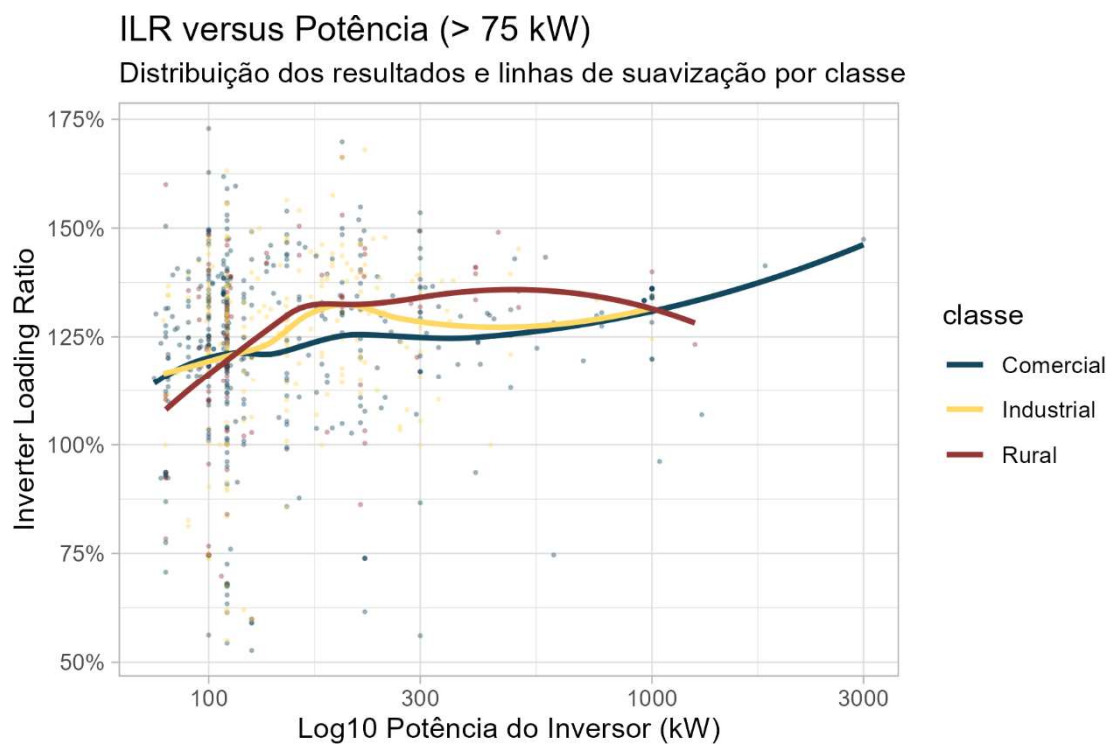


Figura 6 - ILR de sistemas de geração distribuída superiores a 75 kW

5 GERAÇÃO REAL VERSUS ESTIMADA

A EPE comparou os dados de geração real presentes na base de dados 3.1 e os comparou com a estimativa da geração a partir da equação 1. Como mostra a figura a seguir, a geração real supera a estimativa, em média, em 33% para o estado da Bahia, em 23% para Pernambuco, e em 22% para São Paulo.

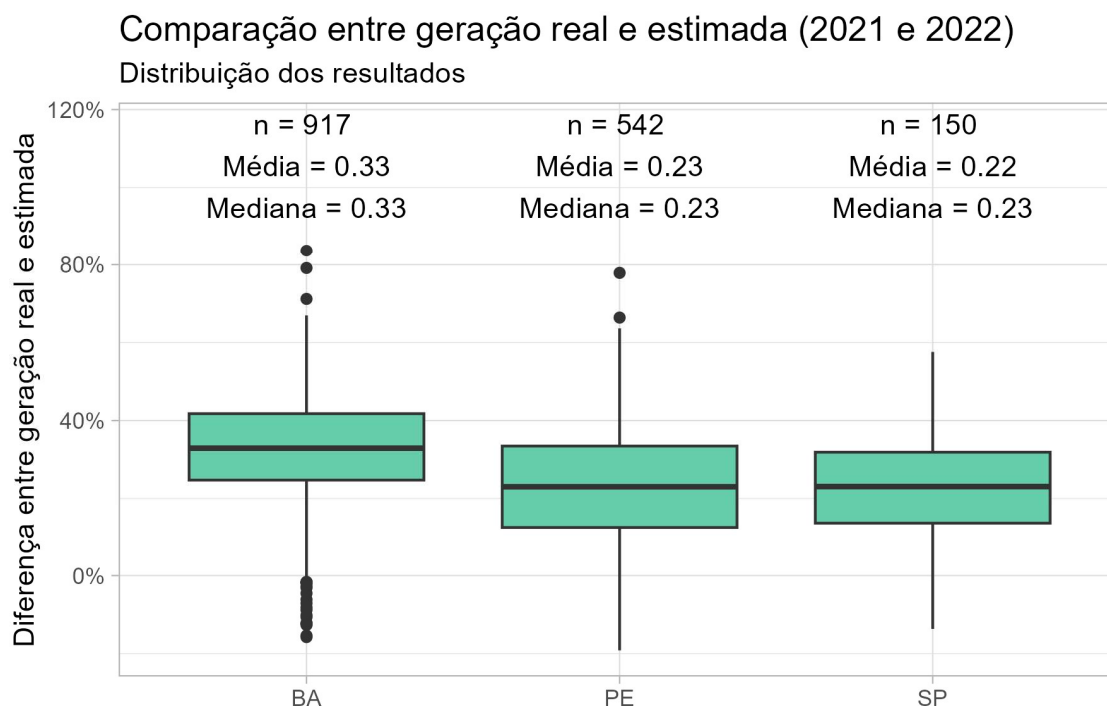


Figura 7 – Comparação entre geração real e estimada por UF

Ressalta-se que individualmente há grande variabilidade no desvio. Há casos de geração real inferior à estimada, enquanto há casos de geração real até 80% superior à estimada. Essa variabilidade é esperada, uma vez que a geração de cada sistema depende de diversos fatores, como a orientação dos módulos, a inclinação, o sombreamento, a rotina de limpeza, a temperatura e a manutenção. Paralelamente, a fórmula de estimativa considera condições médias de perdas, que estão englobadas no fator *Performance Ratio*. Portanto, é natural que haja a variabilidade no desvio e não é o objetivo da estimativa acertar a geração individual de cada sistema. Por outro lado, o fato de a *média* dos desvios estar acima de 20% sugere que a estimativa da geração de MMGD fotovoltaica no Brasil está inferior à geração real dos sistemas.

Uma das hipóteses para esse desvio entre a estimativa e a geração real advém de a equação 1 desconsiderar possíveis sobrecarregamentos do inversor. Ou seja, em função do ILR não ser divulgado publicamente na base de dados da ANEEL⁶, a estimativa parte da premissa que não há sobrecarregamento, ou seja, um ILR igual a 100% para todos os casos. Por outro lado, como mostra a figura a seguir, a maioria dos sistemas utiliza um ILR superior a 100%, e quanto maior é esse fator, maior é o desvio entre a geração real e a estimada.

⁶ Importa destacar que o presente estudo foi realizado em agosto de 2023, data em que a ANEEL disponibilizava apenas o menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos. Posteriormente a ANEEL passou a divulgar ambas as informações.

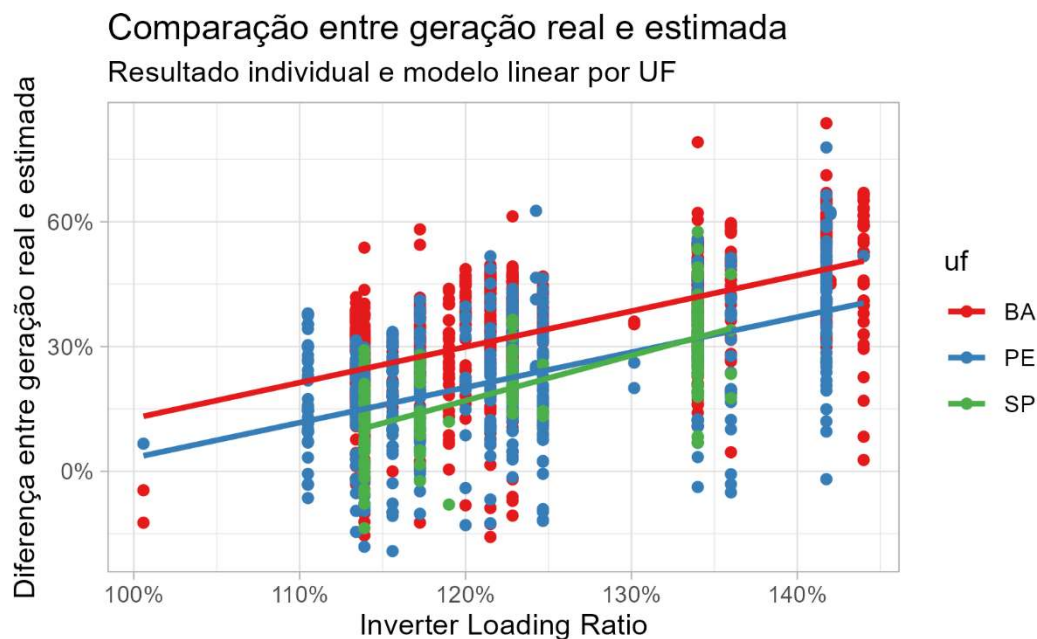


Figura 8 - Comparação entre geração real e estimada de acordo com o ILR

6 AJUSTES NA METODOLOGIA DE ESTIMATIVA DA GERAÇÃO TOTAL

6.1 Metodologia de estimativa sem *clipping*

Com o intuito de testar um aprimoramento metodológico, a EPE adaptou a equação 1, passando a utilizar a potência dos módulos fotovoltaicos (kWp), ao invés da potência instalada do gerador (menor valor entre a potência dos módulos e a potência dos inversores). Em resumo:

$$E_{m,s} = \sum_{i=1}^n PM_{i,m,s} \cdot GTI_m \cdot PR_s \cdot Z_b \cdot (1 - k)^{Z_T} \quad (3)$$

Em que $PM_{i,m,s}$ é a soma da potência dos módulos fotovoltaicos (em kWp) do sistema i , no município m , no setor s . As demais variáveis não sofreram alteração em relação à equação 1.

A comparação entre a geração real da base 3.1 e geração estimada foi então recalculada utilizando-se a equação 3 e os resultados podem ser vistos a seguir.

Comparação entre geração real e estimada (com potência dos módulos)

Distribuição dos resultados

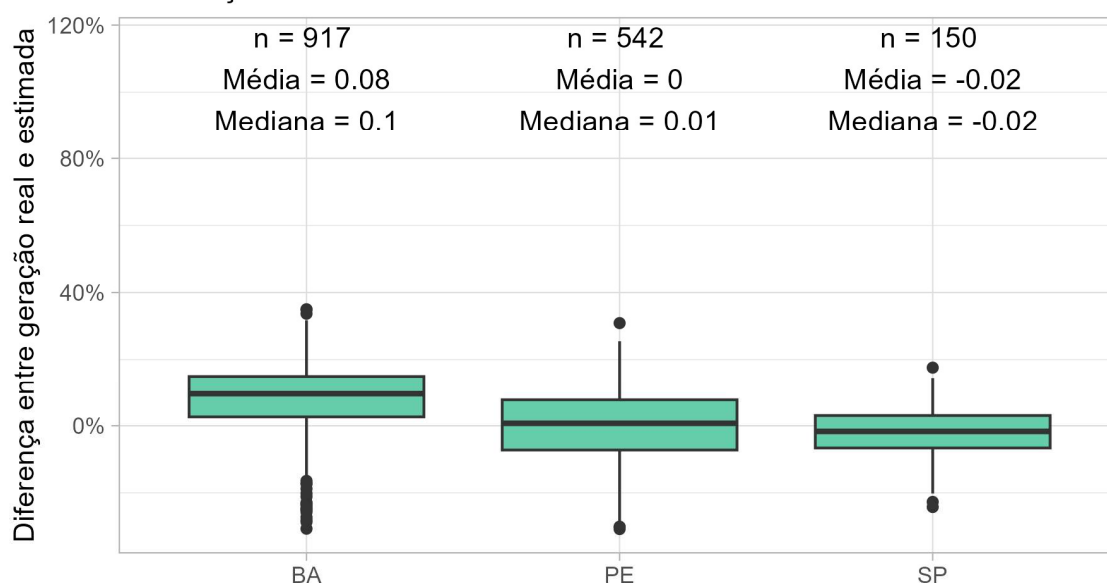


Figura 9 - Comparação entre geração real e estimada (ajustada)

A partir do ajuste na metodologia, percebe-se que há uma redução nos desvios observados com a equação 1. Para os estados de PE e SP, a diferença entre as médias se aproxima de zero. Para a Bahia, o desvio cai de 33% para 8%, em média. Uma das hipóteses para essa diferença remanescente seria uma irradiação solar acima da média no estado. Como apresentado na equação 1, a estimativa utiliza valores de irradiação médios por município, a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar 2ª edição (Pereira et al., 2017). Como mostra a figura a seguir, há certa variação no desvio médio em cada ano, que pode ser explicada pela variabilidade interanual da irradiação.

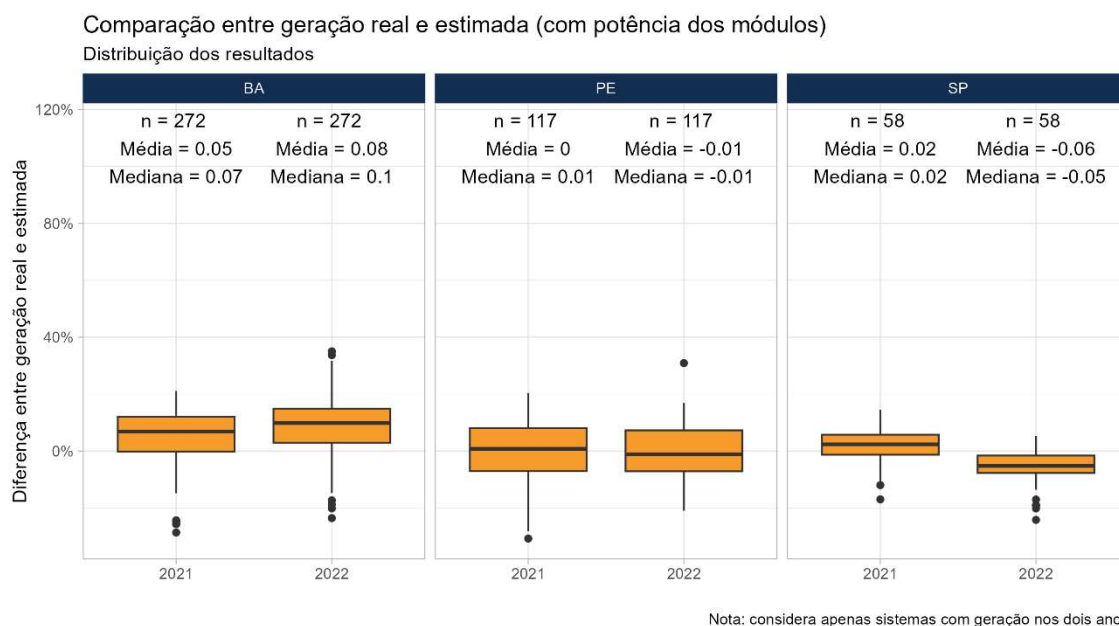


Figura 10 - Comparação entre geração real e estimada (ajustada) por ano

Outra hipótese para explicar a diferença seria as instalações da Bahia terem um *Performance Ratio (PR)* superior. Ou seja, menos perdas devido à orientação, temperatura, sujeira, entre outros. Porém, a EPE não dispõe de informações para comparar esses fatores entre os sistemas instalados. O fato é que o aumento do PR na metodologia (cujo padrão é 75% para sistemas residenciais) poderia zerar o desvio para o estado da Bahia, porém levaria a uma estimativa superior nos estados de São Paulo e Pernambuco.

Portanto, recomenda-se que sejam feitos mais estudos para tentar explicar por que a equação 3 trouxe boas estimativas para os estados de Pernambuco e São Paulo, enquanto para a Bahia a geração real ainda foi de 5% a 8%, em média, superior à estimada. De todo modo, deve-se reconhecer que houve uma evolução com a equação 3 em relação à equação 1.

6.2 Metodologia de estimativa com *clipping*

O ajuste trazido pela equação 3 trouxe bons resultados para a amostra de 1.162 sistemas presentes na base 3.1. No entanto, essa amostra teve *outliers* removidos, de forma que os valores de ILR verificados estão dentro de uma faixa pequena (de 101% a 144%). Uma possível revisão da metodologia de estimativa implica no seu uso para toda a base de dados de microgeradores e minigeradores da ANEEL. Nessa base, espera-se encontrar uma variação de ILR muito superior, o que pode levar a resultados imprecisos a partir da equação 3. Conforme ilustra a Figura 3, a geração tende a atingir um teto a partir de elevados valores de ILR. Ou seja, a partir de certo ponto, um módulo fotovoltaico adicional não traz geração adicional dada a limitação do inversor.

Portanto, a equação 3, ao desconsiderar as perdas por *clipping*, tende a superestimar a geração de sistemas com ILR elevado. Analisando a base de dados 3.3, que contém 253 mil sistemas,

percebe-se que 2,2% dos sistemas possuem ILR superior à 150%. Alguns casos extremos, possivelmente por erro de registro, apresentam ILR altíssimos, chegando a 105.000% (cento e cinco mil por cento). Esses casos extremos chamam a atenção e sugerem a implementação de algum ajuste na metodologia para evitar a superestimativa desses casos.

Nesse sentido, como forma de considerar o efeito do *clipping*, apresenta-se a seguinte metodologia de estimativa:

$$E_{m,s} = \sum_{i=1}^n P_{i,m,s} \cdot \left[C \cdot \left(1 - e^{-j \left(\frac{PM_{i,m,s}}{P_{i,m,s}} - 1 \right)} \right) + 1 \right] \cdot GTI_m \cdot PR_s \cdot Z_b \cdot (1 - k)^{Z_T} \quad (4)$$

Em que:

- $E_{m,s}$ é a energia gerada no ano base, no município m e setor s .
- i é o índice de cada sistema de geração em operação no ano base, sendo incrementado do primeiro até o total n ;
- $P_{i,m,s}$ é a potência instalada do sistema i , no município m , no setor s . É o menor valor entre a potência dos módulos e a potência dos inversores;
- C é o teto da geração adicional provocada pelo sobredimensionamento do inversor. Neste estudo é utilizado o valor de 70%;
- j é fator que dá forma à curva de *clipping*. Neste estudo é utilizado o valor de 1,6;
- $PM_{i,m,s}$ é a soma da potência dos módulos fotovoltaicos (em kWp) do sistema i , no município m , no setor s .
- GTI_m é a irradiação diária global média no plano inclinado para o município m . Obtidas a partir do Atlas Brasileiro de Energia Solar – 2ª Edição (Pereira et al., 2017);
- PR_s é o Performance Ratio. É um fator (entre 0 e 1) que representa a relação entre a geração real e a geração esperada de um sistema fotovoltaico, desta forma, são incorporadas perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor e etc. Assumido valor igual a 0,80 para sistemas remotos instalados em Alta Tensão e 0,75 para os demais sistemas (baseados em Pinho e Galdino, 2014);
- Z_b é o número de dias de operação da potência P_i no ano base;
- k é o fator de degradação diário da tecnologia. Para a fonte fotovoltaica, foi calculado como $(1+0,005)^{(1/365)}-1$.
- Z_T é o número total de dias em operação da P_i desde a sua instalação até o final do ano base.

Basicamente, a equação 4 parte da equação 1 e incorpora um fator entre colchetes que majora a potência até o limite de 1,7 vezes a potência do inversor. É uma equação de crescimento exponencial limitado, que foi determinada a partir dos trabalhos de Good e Johnson (2016) e Silva et al. (2021). O primeiro trabalho simulou a perda por clipping para um sistema FV em solo com inversor de 1,4 MW, localizado em Oak Ridge, Tennessee, EUA. O segundo estudo simulou um sistema de 5 MW localizado em Minas Gerais, Brasil. Ambos os estudos utilizaram o software SAM (System Advisor Model) para executar as simulações e verificar a geração total e as perdas

por *clipping* sob diferentes níveis de ILR. Os fatores C e j , foram definidos manualmente de modo a reproduzir uma curva intermediária à verificada na literatura (ver Figura 11).

A Figura 11 traz os resultados dos dois estudos considerados e as estimativas a partir da equação 3 (Modelo sem clipping) e 4 (Modelo com clipping). Como é possível perceber, a equação 3, por não considerar perdas por clipping, acaba superestimando a geração, especialmente para níveis elevados de ILR. Nesse sentido, o Modelo com clipping busca representar os resultados obtidos nas duas referências.

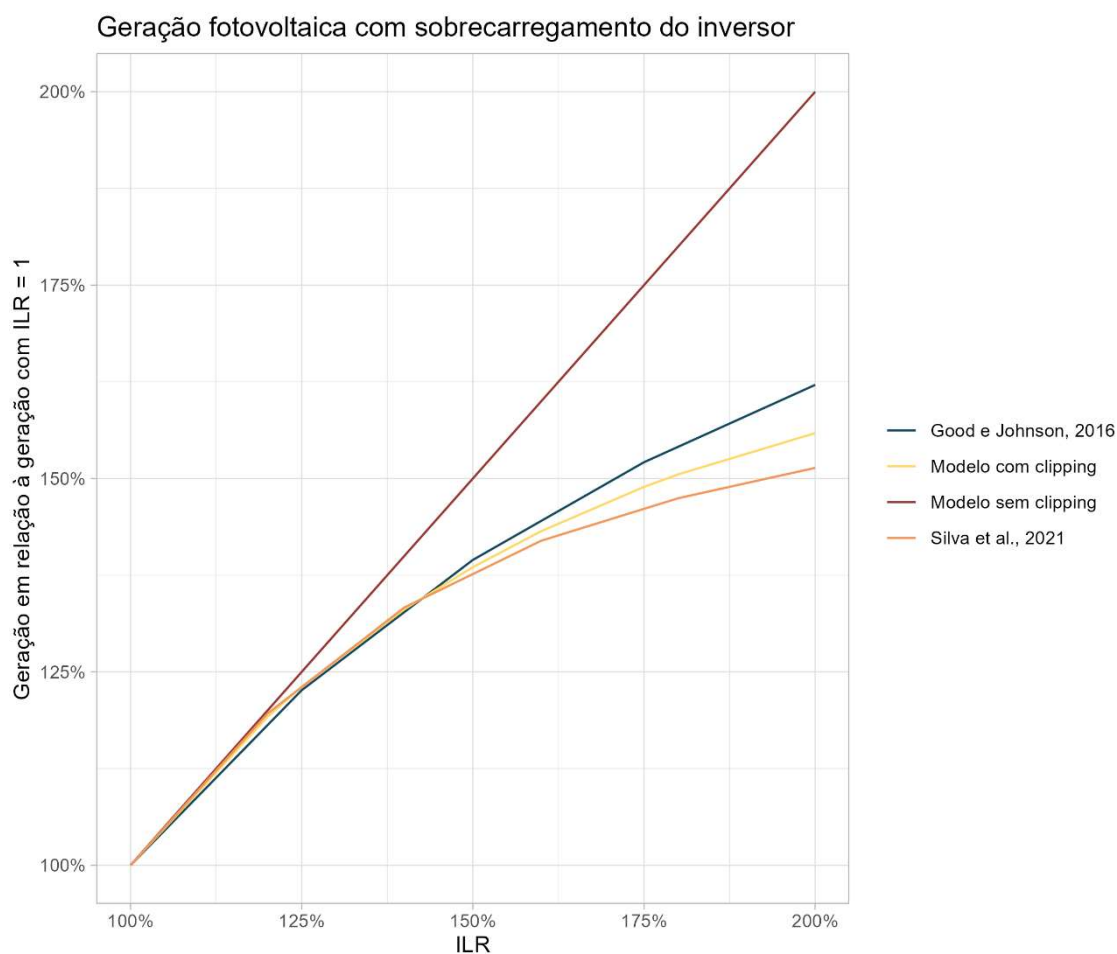


Figura 11 - Comparação de referências e modelos para estimar a geração com sobrecarregamento do inversor

Para avaliar o quão relevante é a mudança entre as equações 3 e 4, foi calculada a geração ao longo de 2022 da base de dados 3.3. Após a remoção dos sistemas conectados em 2023 e dos sistemas sem informação do município, permaneceram na análise 184.761 sistemas geradores. Cabe ressaltar que essa base não dispõe dos dados reais de geração. Portanto, a comparação é apenas entre as metodologias de estimativa.

Tabela 3 – Comparação de metodologias

Método de Estimativa	Variação em relação à equação 1
Equação 1	100%
Equação 3	118,95%
Equação 4	116,10%

Como era esperado, a equação 4 apresenta um valor inferior à equação 3 pois considera as perdas por *clipping*. Ou pode-se ressaltar que a desconsideração do efeito *clipping* na equação 3 leva a uma estimativa 2,4% superior que à equação 4.

7 GERAÇÃO NÃO INJETADA NA REDE

Esta seção traz uma análise complementar, que não está diretamente relacionada com a discussão das equações de estimativa da geração total, mas que pode contribuir em alguns estudos relacionados com o tema. Essa análise consistiu em calcular o percentual da geração total que não é exportado para a rede elétrica. Em alguns estudos essa parcela é conhecida como *autoconsumo* ou *geração não-injetada*. A análise foi realizada pela EPE com base nos dados de geração total extraídos da base 3.1 e nos dados de faturamento das unidades consumidoras (base 3.2).

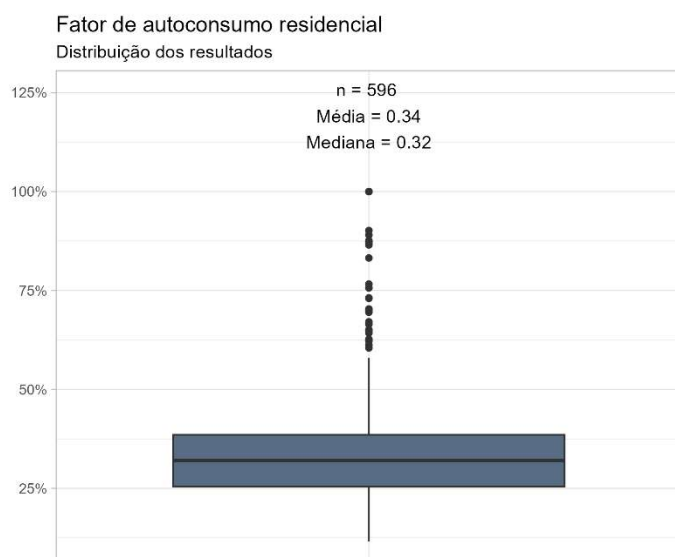


Figura 12 - Fator de autoconsumo residencial anual

A análise contemplou dados de 596 sistemas presentes na Neoenergia Coelba e Neoenergia Pernambuco. Em média, os sistemas apresentaram um autoconsumo anual de 34%.

Numa análise mensal, como mostra a figura a seguir, esse fator varia de 26% a 40%, em média.

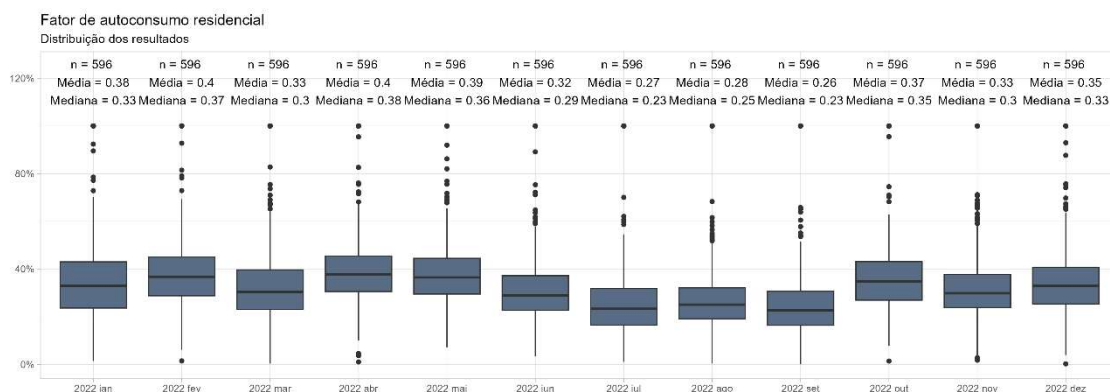


Figura 13 - Fator de autoconsumo residencial mensal

Ressalta-se que essa análise contemplou apenas consumidores residenciais, de duas distribuidoras, ao longo de um ano (2022). Logo, pode ser uma conclusão precipitada a extrapolação de tais fatores para demais classes e distribuidoras. Estudos adicionais são recomendados.

8 CONCLUSÕES

Como parte da rotina de aperfeiçoamento dos modelos da EPE, esta nota técnica procurou discutir com a sociedade aprimoramentos na metodologia de estimativa da geração total de microgeradores e minigeradores distribuídos (MMGD). Esse dado de geração é cada vez mais importante no âmbito do setor elétrico, sendo parte do fluxo de trabalho de diversos agentes públicos e privados do setor.

A partir dos dados anonimizados fornecidos pela Neoenergia, a EPE identificou que a geração real de MMGD está acima do calculado pela metodologia atual (Equação 1). No estado da Bahia, a geração real supera a estimativa em 33%, em média. Em São Paulo e Pernambuco, a geração real é cerca de 22% superior, em média. Esse desvio é, em grande parte, explicado pela desconsideração do sobrecarregamento dos inversores na metodologia, uma vez que, à época do presente estudo, esse dado não era divulgado na base de dados oficial da ANEEL.

Através da Equação 3, que passou a considerar a potência dos módulos fotovoltaicos ao invés da potência instalada da planta (menor valor entre a potência dos inversores e a potência dos módulos), foi possível zerar o desvio entre geração real e estimada para os estados de Pernambuco e São Paulo. Na Bahia, ainda restou um desvio de 5% a 8% (a depender do ano), que sugere a realização de estudos futuros que incorporem fatores adicionais, como a irradiação solar e o *Performance Ratio*, para averiguar a diferença remanescente.

Uma desvantagem de utilizar a equação 3 é que ela pode levar a uma superestimativa da geração em casos de alto sobrecarregamento. Especialmente a partir de um *Inverter Loading Ratio* (ILR) de 125%, começa a haver perdas por *clipping*, que, idealmente, deveriam ser consideradas na metodologia. Nesse sentido, é apresentada a equação 4, que incorpora esse efeito e, portanto, é mais precisa. Por outro lado, para estimativas agregadas foi verificado que

a diferença entre os resultados das equações 3 e 4 é pequeno. A estimativa da equação 3 foi 2,4% superior à estimativa da equação 4. Portanto, há que se avaliar para cada caso se o uso de uma metodologia mais complexa como a equação 4 é justificado pelo ganho de precisão.

Cabe ressaltar que a análise foi realizada a partir de dados de uma única empresa, de sistemas exclusivamente residenciais, instalados a partir de um projeto do PEE. Portanto, é desejável aprofundar os estudos com dados de outras localidades e classes para continuar validando o modelo de estimativa. De toda forma, os resultados encontrados até o momento são amparados pela teoria, o que traz o argumento de que a equação 1 (metodologia atual) esteja subestimando a geração real de MMGD no Brasil. Nesse sentido, entende-se que a aplicação das equações 3 ou 4 possivelmente traria maior acurácia na estimativa da geração de MMGD. A utilização dessas equações passou a ser possível a partir da divulgação da potência total dos módulos fotovoltaicos e da potência total dos inversores fotovoltaicos na base de dados abertos da ANEEL, em setembro de 2023. Neste sentido é importante realizar análises adicionais contemplando outras amostras a nível nacional.

Por fim, a EPE está aberta a receber dados adicionais de outros agentes e contribuições sobre a metodologia proposta, de forma continuar aprimorando este trabalho. Nesse sentido, o e-mail contato.4md@epe.gov.br está disponível para o recebimento de contribuições.

9 REFERÊNCIAS

ANEEL. **NOTA TÉCNICA 162/2022-SRM/ANEEL**. 22 de novembro de 2022.

ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída. Perguntas frequentes**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida>. Acesso em 18/08/2023.

DESCHAMPS, E. M. e RÜTHER, R. Optimization of inverter loading ratio for grid connected photovoltaic systems. **Solar Energy**, Volume 179, February 2019, Pages 106-118, 2019.

EPE. **Balanco Energético Nacional. Manual Metodológico**. BEN 2ª Edição. Junho de 2022.

EPE. **Caderno de Tecnologias da Geração 2023**. Rio de Janeiro, Maio 2023.

GOOD, J. e JOHNSON, J. X. Impact of inverter loading ratio on solar photovoltaic system performance. **Applied Energy**, Volume 177, 1 September 2016, Pages 475-486, 2016.

MACÊDO, W. N. **Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado à sistemas fotovoltaicos conectados à rede**. Tese de Doutorado. Programa interunidades de pós-graduação em energia da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2006.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar. 2ª ed.** São José dos Campos: INPE, 2017.

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

SILVA, J. L. S., et al. Impact of Bifacial Modules on the Inverter Clipping in Distributed Generation Photovoltaic Systems in Brazil, **2021 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)**, João Pessoa, Brazil, 2021.