



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

Gabriel Konzen
13 de março de 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA

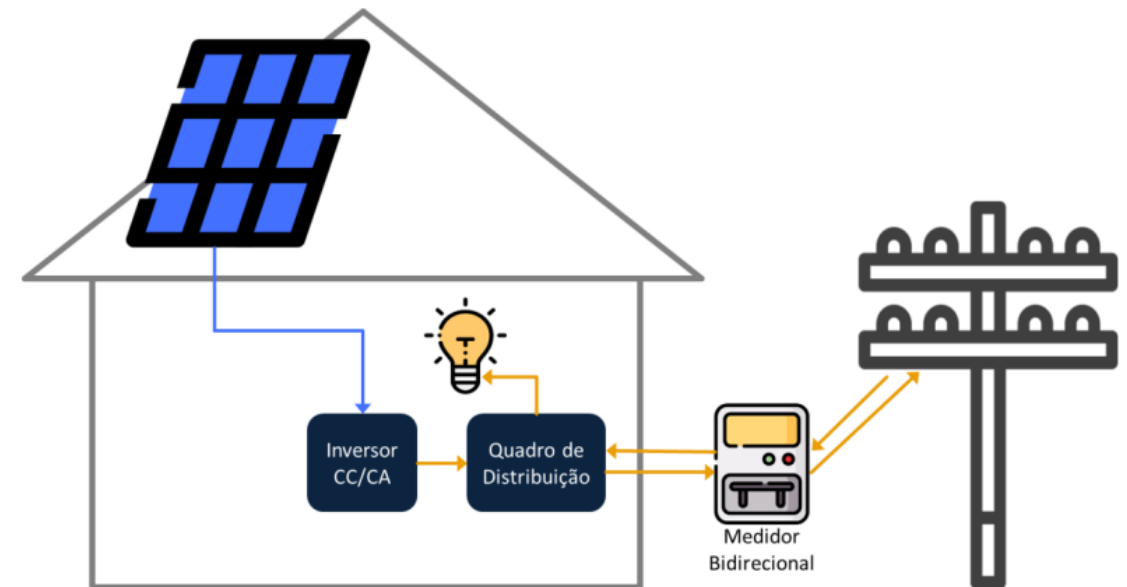


Estudo disponível para download



Há a necessidade de se estimar a geração total de MMGD

- Geração total dos sistemas de microgeração e minigeração distribuída (MMGD) não é medida. Atualmente, é estimada através de um modelo matemático.
- Melhorar essa estimativa é cada vez mais importante, dadas as suas aplicações:
 - Efeito na sobrecontratação das distribuidoras (redação da Lei nº 14.300).
 - Efeito nos modelos de planejamento e formação de preço do setor elétrico (CT PMO/PLD).
 - Estimativas de subsídios (parcela não injetada na rede);
 - Efeito nas estatísticas nacionais (BEN, Anuário Estatístico de Energia Elétrica).
 - Metodologia é utilizada nas apenas para o histórico, mas também para fazer projeções, como no modelo 4MD da EPE.



Medidor bidirecional não mede a geração total

Método de estimativa da geração fotovoltaica utilizado pela EPE



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

Onde:

- $E_{m,s}$ 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 ;
- $P_{i,f,m,s}$ é a potência instalada (**Panel**) 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 que incorpora perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor, 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.

- **Potência dos módulos:** definida em kWp (corrente contínua), atingida mediante condições de teste (irradiância de 1000 W/m², temperatura de 25 °C e massa de ar AM 1,5);
- **Potência do inversor:** definida em kW (corrente alternada).

CodEm...	DthAtua...	SigMod...	DscMod...	QtdUCR...	SigTipo...	DscFont...	DscPorte	MdaPot.
	2023-01-23	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	3,30
GD.AC.0...	2015-07-15	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	32,50
GD.AC.0...	2015-04-20	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	4,00
GD.AC.0...	2015-06-22	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	2,00
GD.AC.0...	2016-08-25	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	2,00
GD.AC.0...	2017-03-09	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	5,00
GD.AC.0...	2017-05-27	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	11,52
GD.AC.0...	2017-07-29	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	5,00
GD.AC.0...	2017-10-05	R	Caracteri...	2	UFV	Radiaçã...	Microger...	8,20
GD.AC.0...	2017-11-22	P	Com Mic...	1	UFV	Radiaçã...	Microger...	3,00

Exemplo da base de dados de MMGD disponível no [site da ANEEL \(Dados Abertos\)](https://dados.abertos.aneel.gov.br/)

Definição de Potência Instalada na base da ANEEL:

A potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos é definida na Resolução Normativa nº 1029/2022 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”.

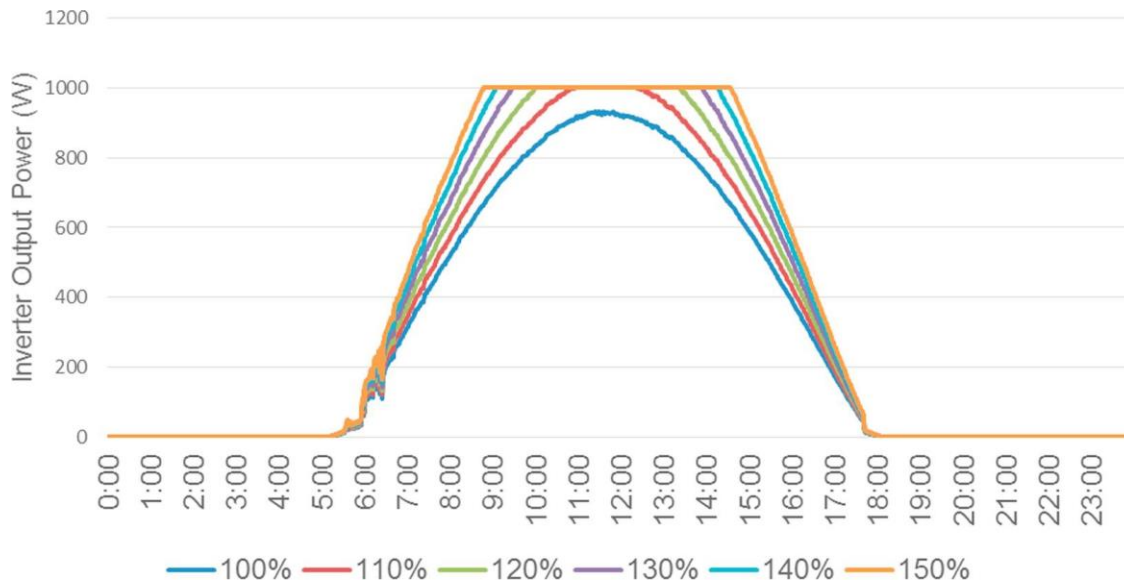
Trata-se, portanto, do **menor valor entre a potência nominal do inversor e a potência dos módulos**.

Fonte: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida>

Conceito de Inverter Loading Ratio (ILR)

- Como a potência de pico dos módulos fotovoltaicos dificilmente é atingida, costuma-se sobrecarregar o inversor com mais módulos.
- No entanto, o aumento expressivo do ILR pode levar a cortes (clipping) da geração.

Curvas teóricas de geração para um dia de céu claro



Fonte: Deschamps e Rüther, 2019

Conceito padrão de inverter loading ratio (ILR):

$$ILR = \frac{P_{módulos}}{P_{Inversor}}$$

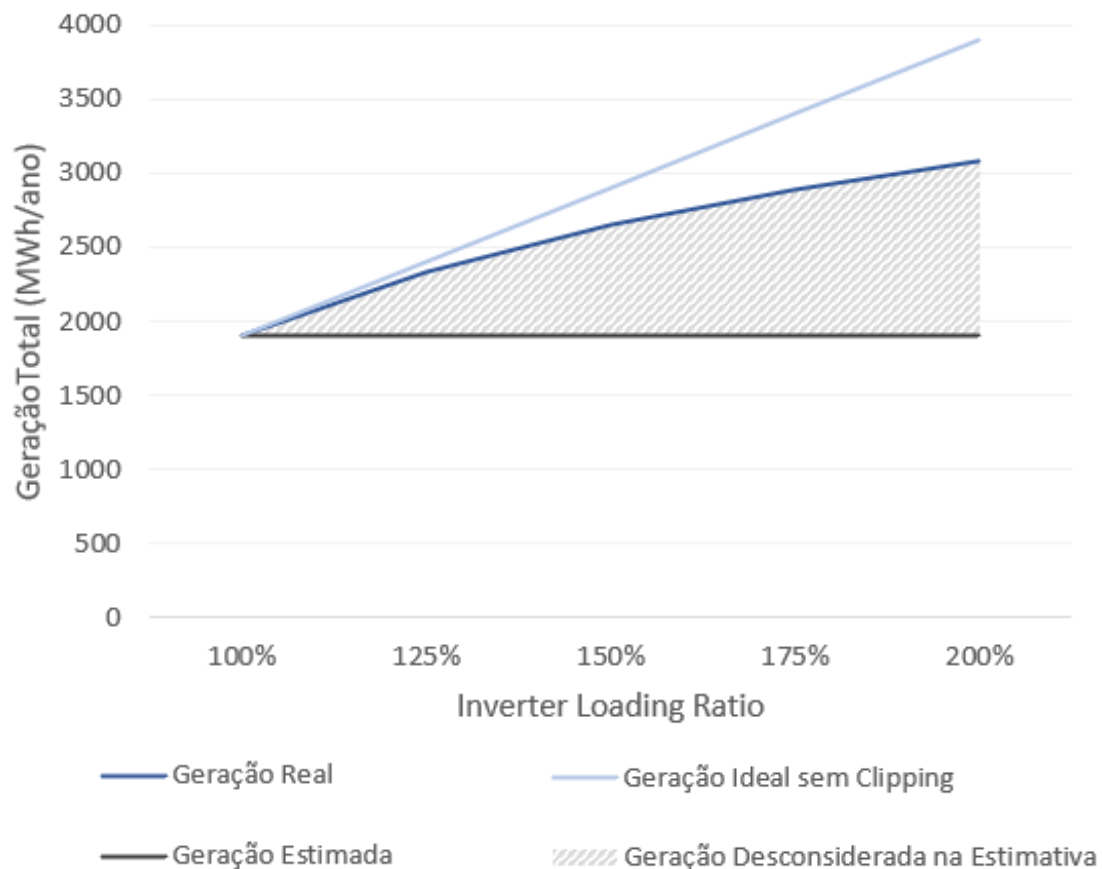
“The optimum ILR, for the most commonly used PV technologies at utility-scale solar power plants (c-Si and m-Si), was estimated at about 126%. The results recommend the use of ILRs approximately 5% lower for the northeast region when compared to the southern region of Brazil (Florianópolis)” (Deschamps e Rüther, 2019).

“Para geradores com até 167% da potência nominal do inversor, não se afeta significativamente a produtividade do sistema” (Macedo, 2006).

O desconhecimento da potência dos módulos pode levar a desvios na estimativa



Simulação para um sistema FV fixo de 1,4 MWac



- Ressalta-se que quanto maior o ILR do sistema FV, maior o desvio entre a geração real e a geração estimada.
- Este desvio é oriundo da potência nominal informada ser, geralmente, a potência do inversor. Ou seja, a potência dos módulos é desconhecida.

Fonte: Adaptado de Good e Johnson (2016)

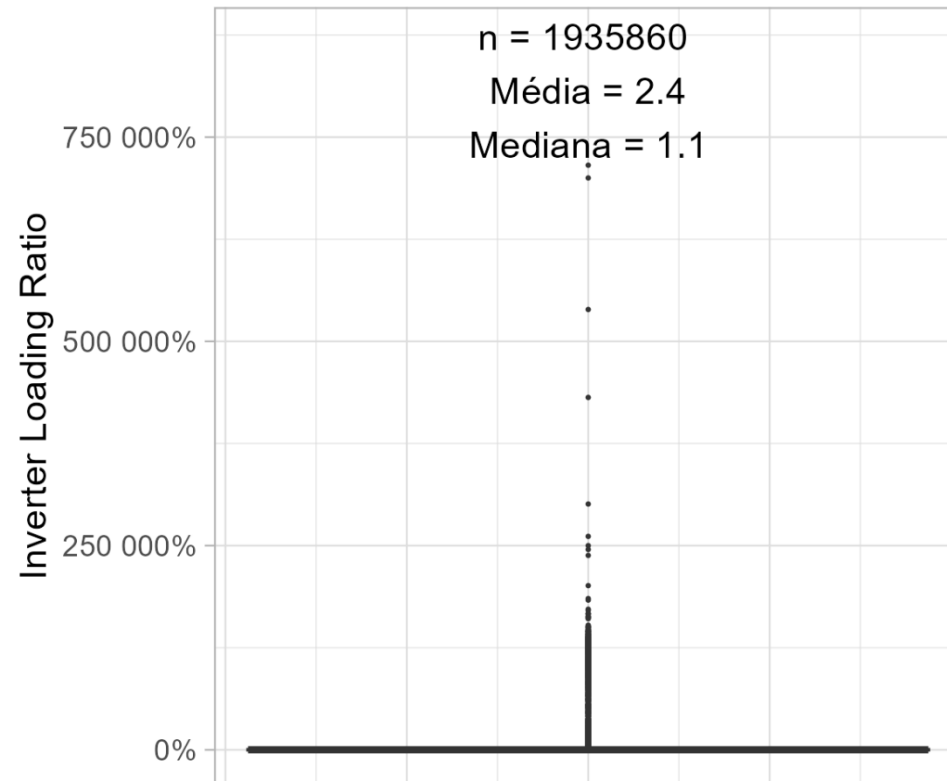
ILR Típico do Inversor

Resultado da base da ANEEL de sistemas

- Em 25/08/2023 a ANEEL começou a divulgar dados adicionais dos sistemas de MMGD, incluindo a potência dos módulos e a potência dos inversores.
- Base com 1,93 milhão de sistemas de MMGD FV.
- Boxplot ao lado mostra como há outliers que distorcem a média do ILR (Média de 240% versus mediana de 110%).

Boxplot do ILR de projetos de microgeração e minigeração distribuída

Inverter Loading Ratio
Distribuição dos resultados

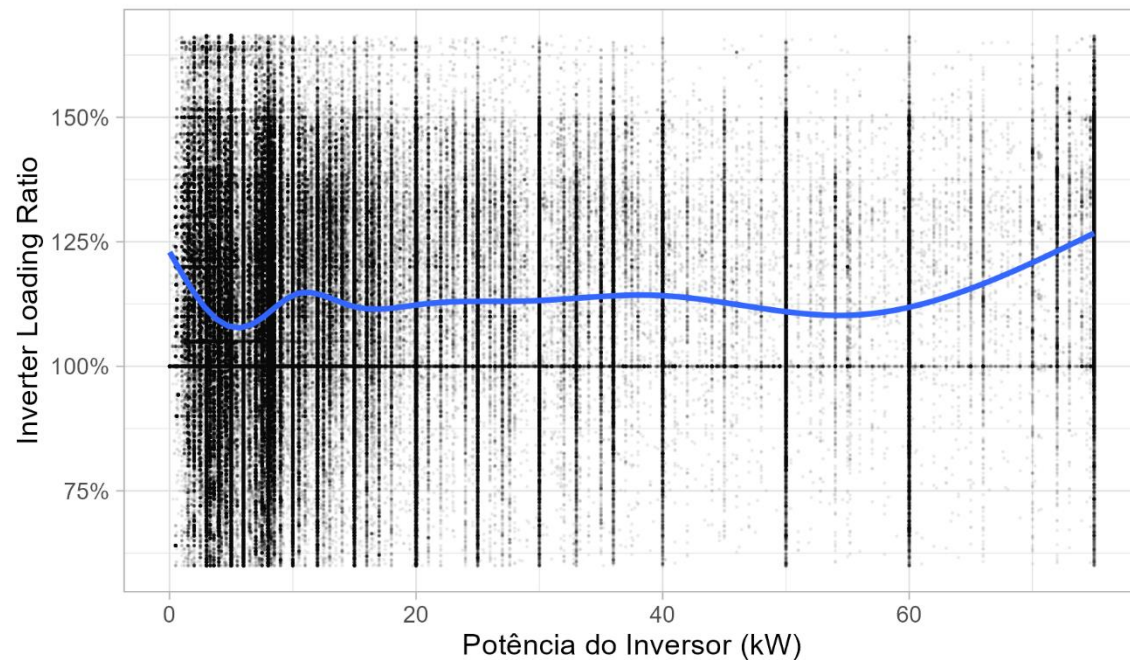


Resultados sem outliers

- Outliers foram removidos utilizando o método do $1,5 * IQR$, restando 1,85 milhão de sistemas.
- ILR médio na faixa de 115% para projetos de até 75 kW e 125% para projetos acima de 75 kW.
- Valores acima de 100% indicam que a metodologia atual de estimativa da MMGD possa estar subestimando a geração total por desconsiderar o efeito do ILR.

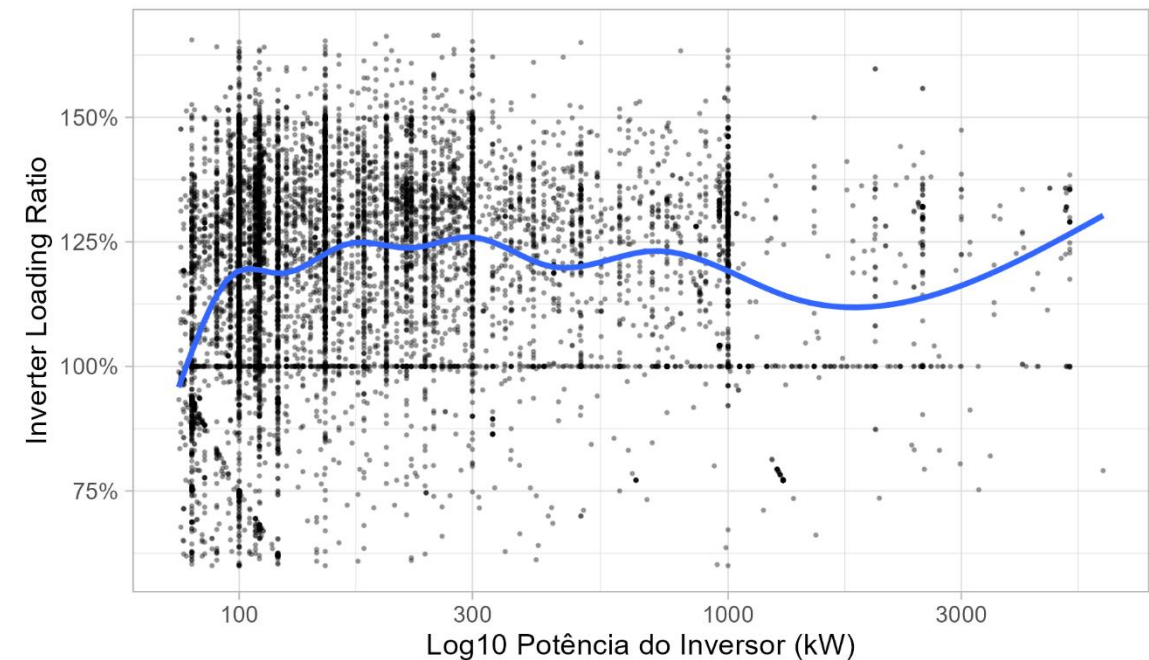
ILR versus Potência (≤ 75 kW)

Distribuição dos resultados e linha de suavização



ILR versus Potência (> 75 kW)

Distribuição dos resultados e linha de suavização



Geração real versus estimada

A solid yellow vertical bar is positioned to the right of the text "versus", extending from the height of the word "versus" down to the height of the word "estimada".



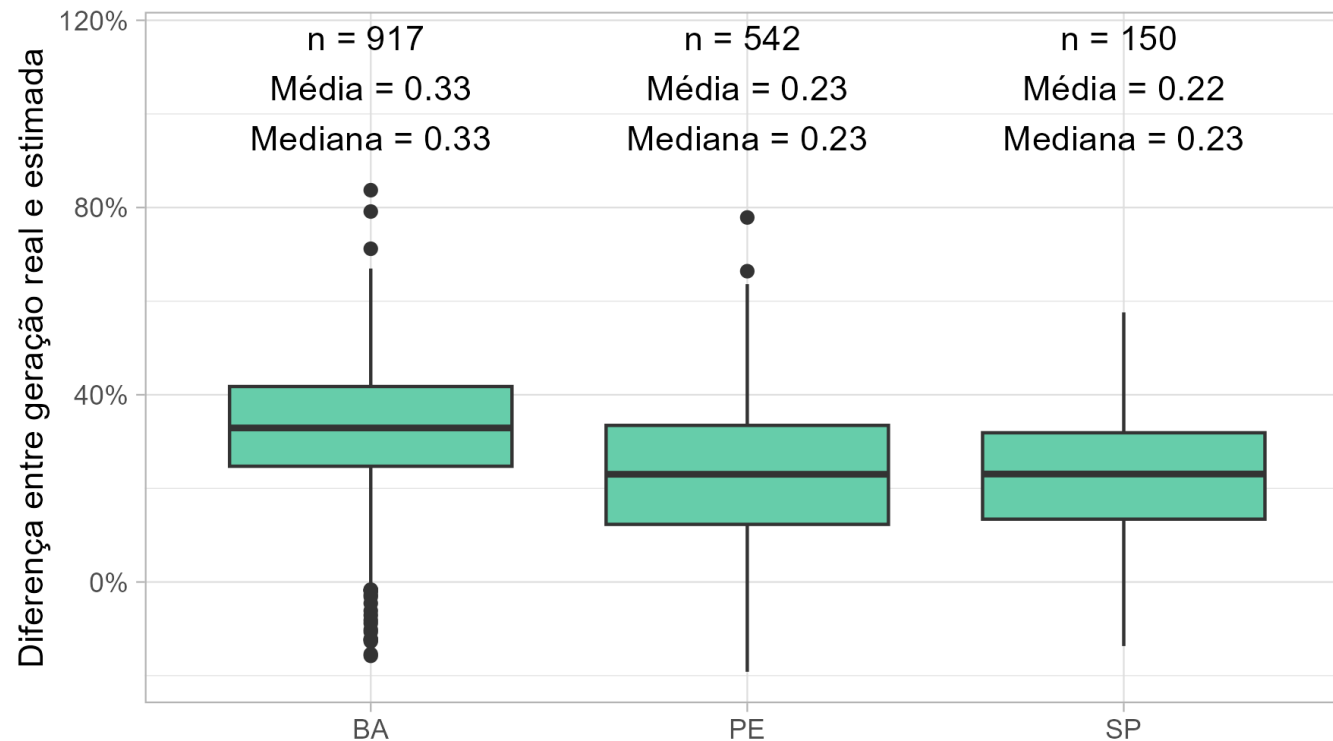
- Dados dos inversores de 1.572 sistemas residenciais, anonimizados, disponibilizados pela Neoenergia.
- Os dados são oriundos de um projeto do Programa de Eficiência Energética (PEE) regulado pela ANEEL, inscrito sob o código PE-00047-0124/2019.
- Foram utilizados os dados de geração acumulada, utilizando o último valor registrado em cada mês.
 - A geração mensal foi obtida pela diferença da geração acumulada entre t e $t-1$.
- Limpeza:
 - Removidos sistemas com meses faltantes de geração
 - Removidos sistemas sem código de município
 - Remoção de outliers (5%) – Regra de $1,5 * IQR$ sobre a produtividade
 - Sobraram 1162 sistemas para análise de geração.

Geração real foi de 22% a 33%, em média, maior que a estimada

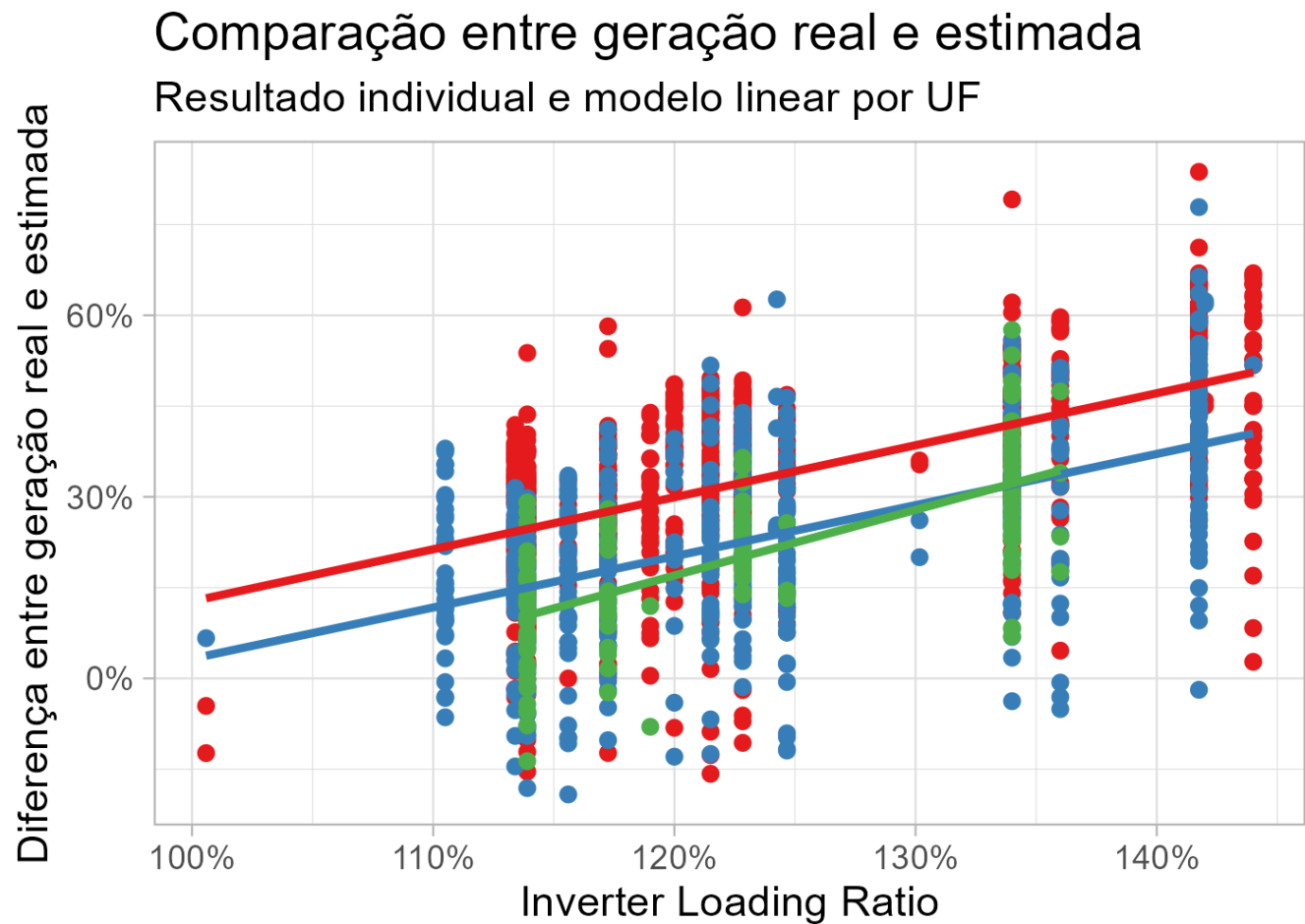
- Bahia apresentou um desvio maior em relação aos demais estados

Comparação entre geração real e estimada (2021 e 2022)

Distribuição dos resultados



Quanto maior o ILR do sistema, maior a diferença na estimativa



■ Diferença na Bahia permanece para todos os valores de ILR

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

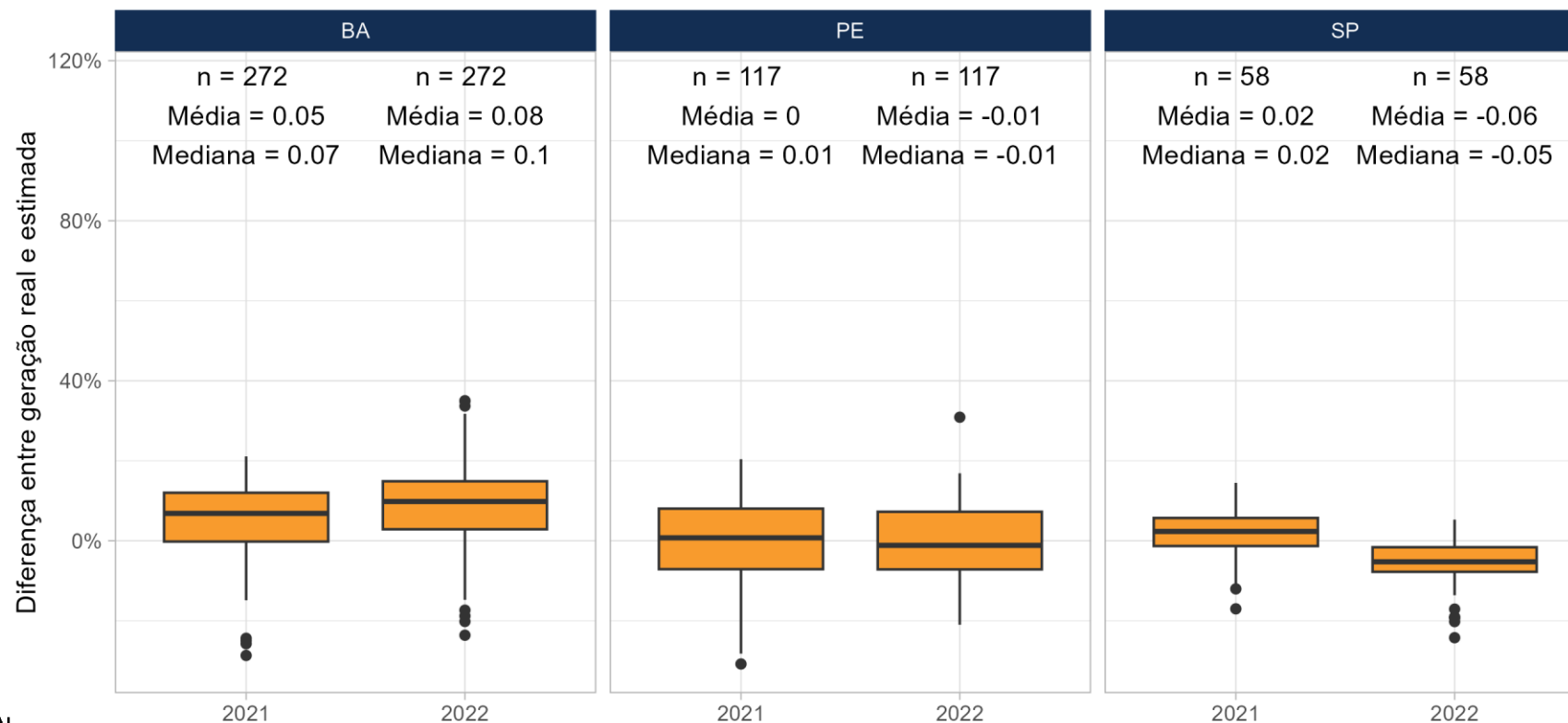
Em que:

- $E_{m,s}$ 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 ;
- $PM_{i,m,s}$ 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 que incorpora perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor, 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.

- Ajuste na metodologia faz com que desvio entre geração real e estimada diminua.
- Desvio remanescente pode ser oriundo de variações na irradiação. No entanto, esse tema ainda precisa ser melhor estudado.

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

Distribuição dos resultados



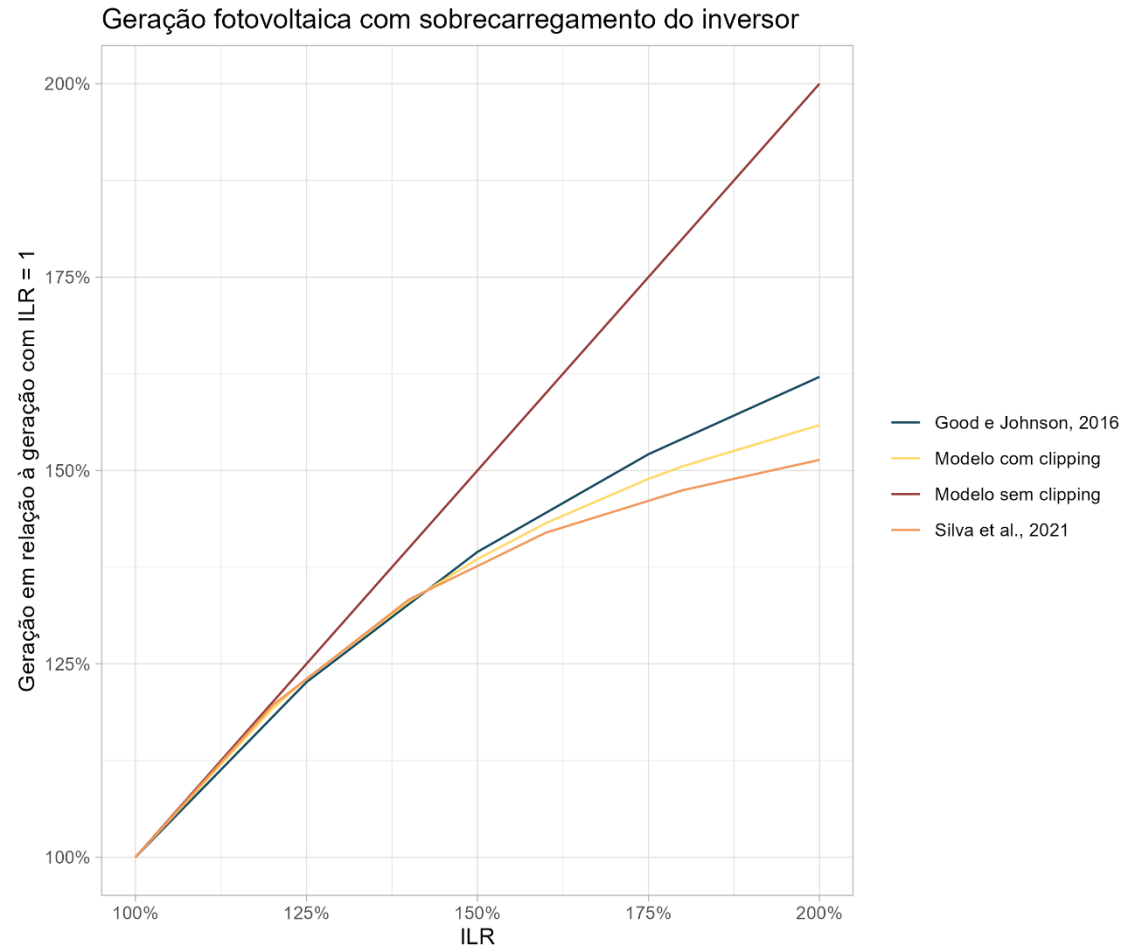
Nota: considera apenas sistemas com geração nos dois anos

Metodologia com clipping

As perdas por clipping precisam ser incorporadas na metodologia

- A metodologia de estimativa anterior, que utiliza a potência dos módulos, funcionou para a amostra pequena da Neoenergia, que contém valores de ILR de até 144%.
- Porém, a base completa da ANEEL possui casos com ILRs mais elevados, o que exige ajustes na metodologia.
- Como mostra a figura ao lado, quanto maior o ILR, maior o desvio entre a estimativa sem perdas por clipping e com perdas por clipping.

Impacto do ILR na geração total de um sistema FV



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

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 ;
- $P_{i,f,m,s}$ 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 que incorpora perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do inversor, 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.

- A atualização da metodologia, considerando o efeito clipping, aumentaria em 15% a estimativa da geração de MMGD no Brasil.

Método de Estimativa	Variação em relação à metodologia atual
Metodologia Atual	100%
Metodologia com potência dos módulos (sem clipping)	173,83%
Metodologia com clipping	115,47%

- Metodologia utilizada atualmente subestima a geração real da MMGD em função, especialmente, da desconsideração da capacidade instalada em módulos FV.
- Apesar do estudo, ainda não foi implementada uma mudança na metodologia utilizada pela EPE. Estamos buscando novos dados para dar mais robustez às conclusões.
- Dados de geração fornecidos pela Neoenergia são de projeto do PEE.
 - Há a possibilidade de outras distribuidoras fornecerem dados similares?

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.

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.

Gabriel Konzen

gabriel.konzen@epe.gov.br



www.epe.gov.br



EPE - Empresa de Pesquisa Energética

Praça Pio X, n. 54

Centro – Rio de Janeiro – RJ

CEP: 20091-040 – Tel: 21 3512-3242



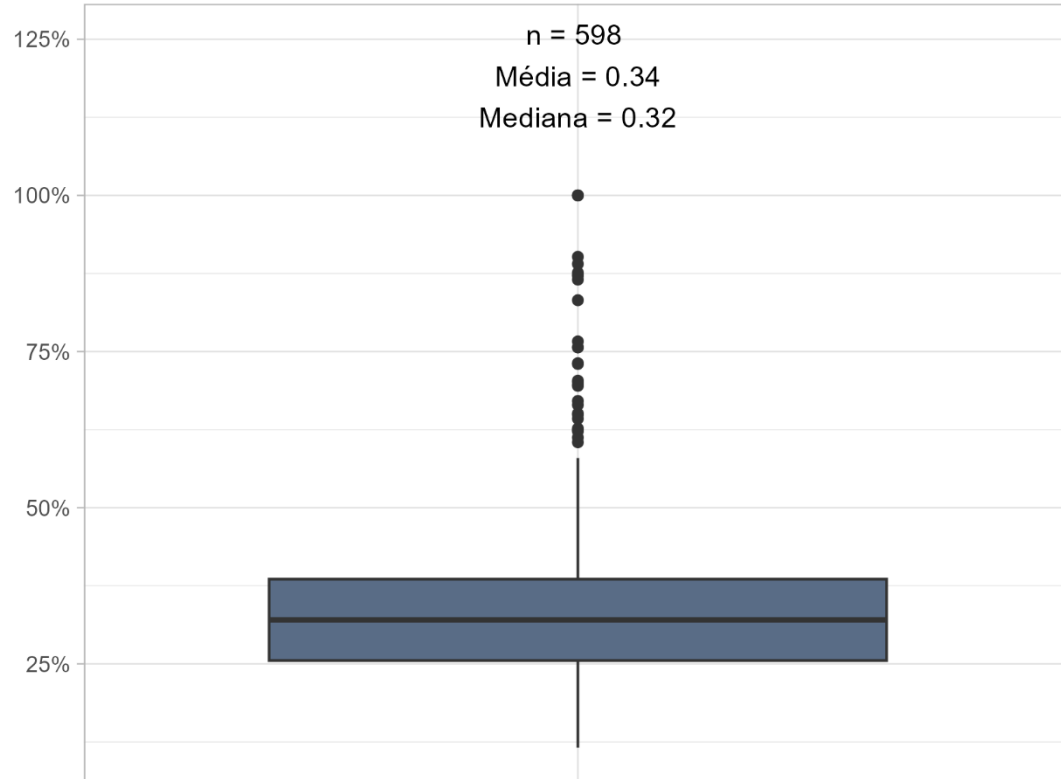
Percentual de autoconsumo |

- Excluídos da análise os clientes com mais de um sistema gerador.
- Excluídos sistemas sem dados de injeção (ex: dados de 2021 não fornecidos).
- Mantidos apenas sistemas com geração positiva nos 12 meses.
- Excluídos sistemas com injeção maior que geração.
- Restaram 598 observações

Fator de autoconsumo médio anual de 34%

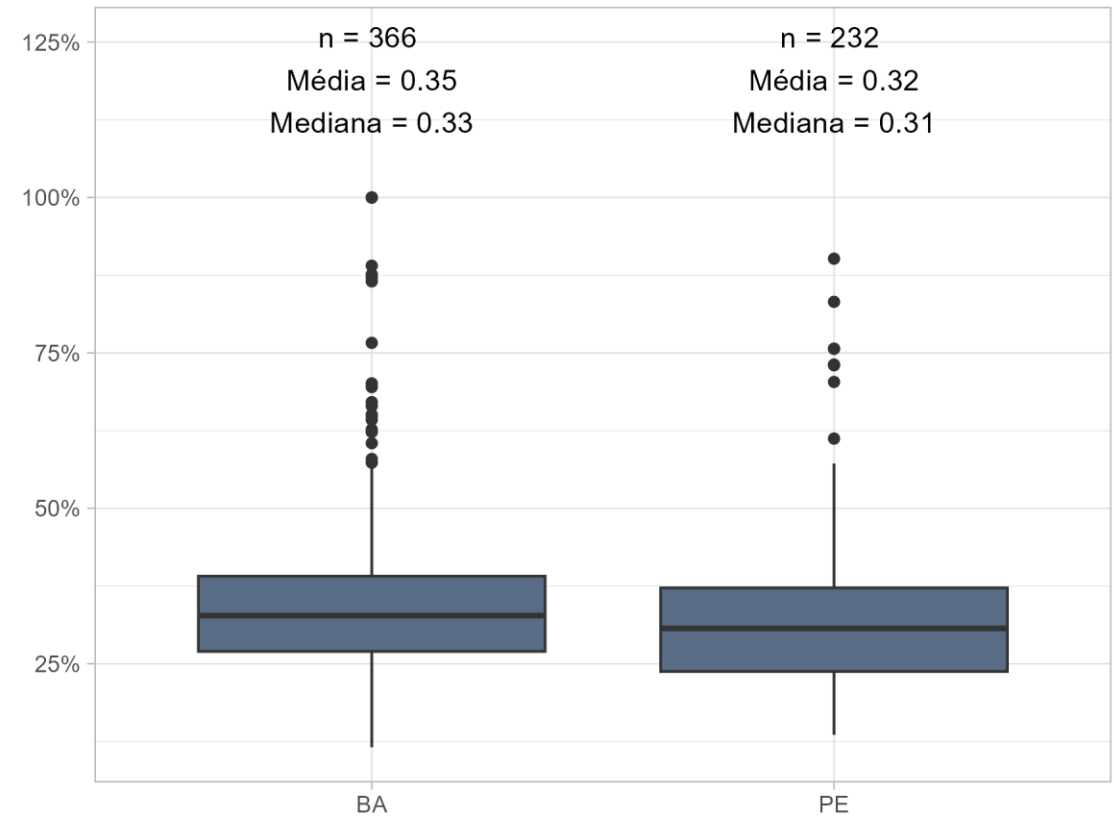
Fator de autoconsumo residencial

Distribuição dos resultados



Fator de autoconsumo residencial

Distribuição dos resultados



Fator de autoconsumo médio mensal varia entre 26% e 40%



Fator de autoconsumo residencial

Distribuição dos resultados

