



LABORATÓRIO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS - INSTITUTO DE ELETROTÉCNICA E ENERGIA
UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

IEE0004 - APLICAÇÕES DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

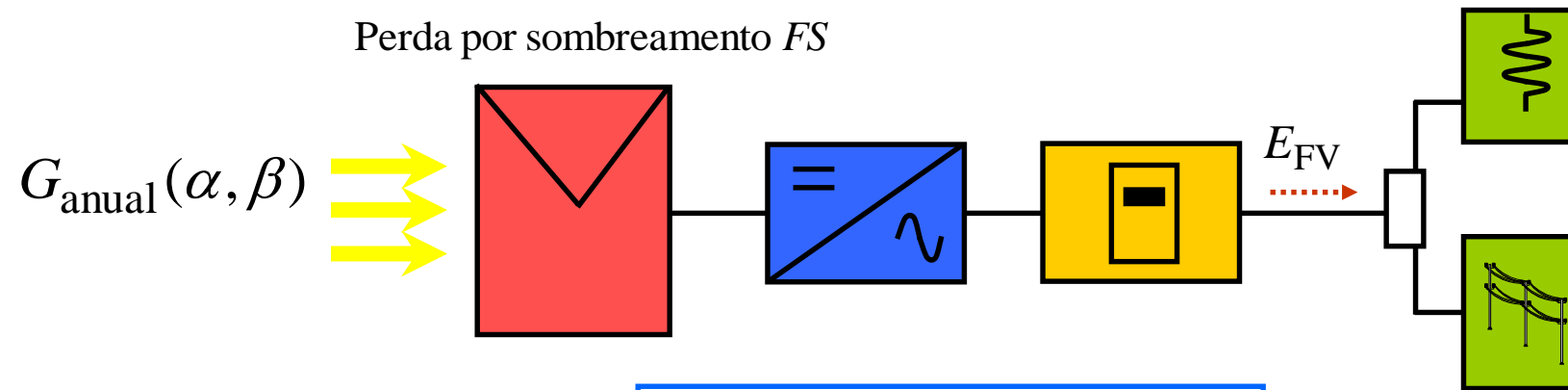
Aula 13 – Estimação da energia produzida por um SFCR
(Revisão)

Roberto Zilles
zilles@iee.usp.br

PRODUÇÃO ESPERÁVEL EM SFCR

P_{nomG} ; Posicionamento (α, β)

Perda por sombreamento FS



$$E_{\text{FV}} = P_{\text{nomG}} \cdot Y_{\text{R}} \cdot PR$$

$$Y_{\text{R}} [\text{h}] = \frac{G_{\text{anual}}(\alpha, \beta) [\text{kWh/m}^2]}{I_{\text{STC}} [\text{kW/m}^2]}$$

Produtividade de referência

nº horas de sol “pico” equivalentes,
incluídas perdas por sombras

PR **Rendimento característico** (relativo a um sistema ideal, sem perdas)

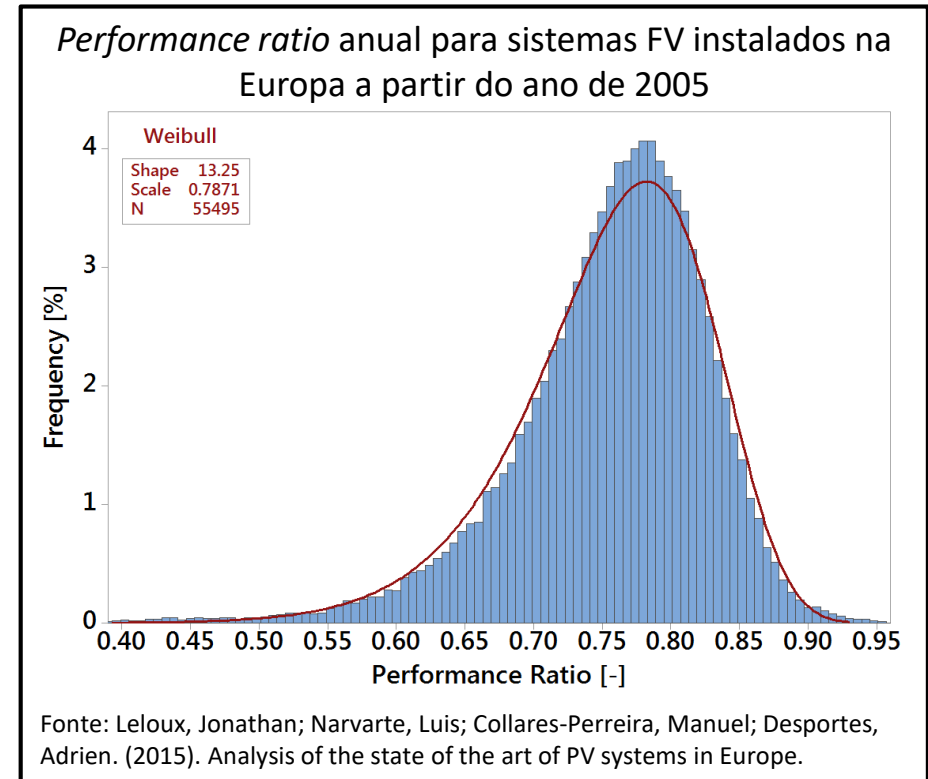
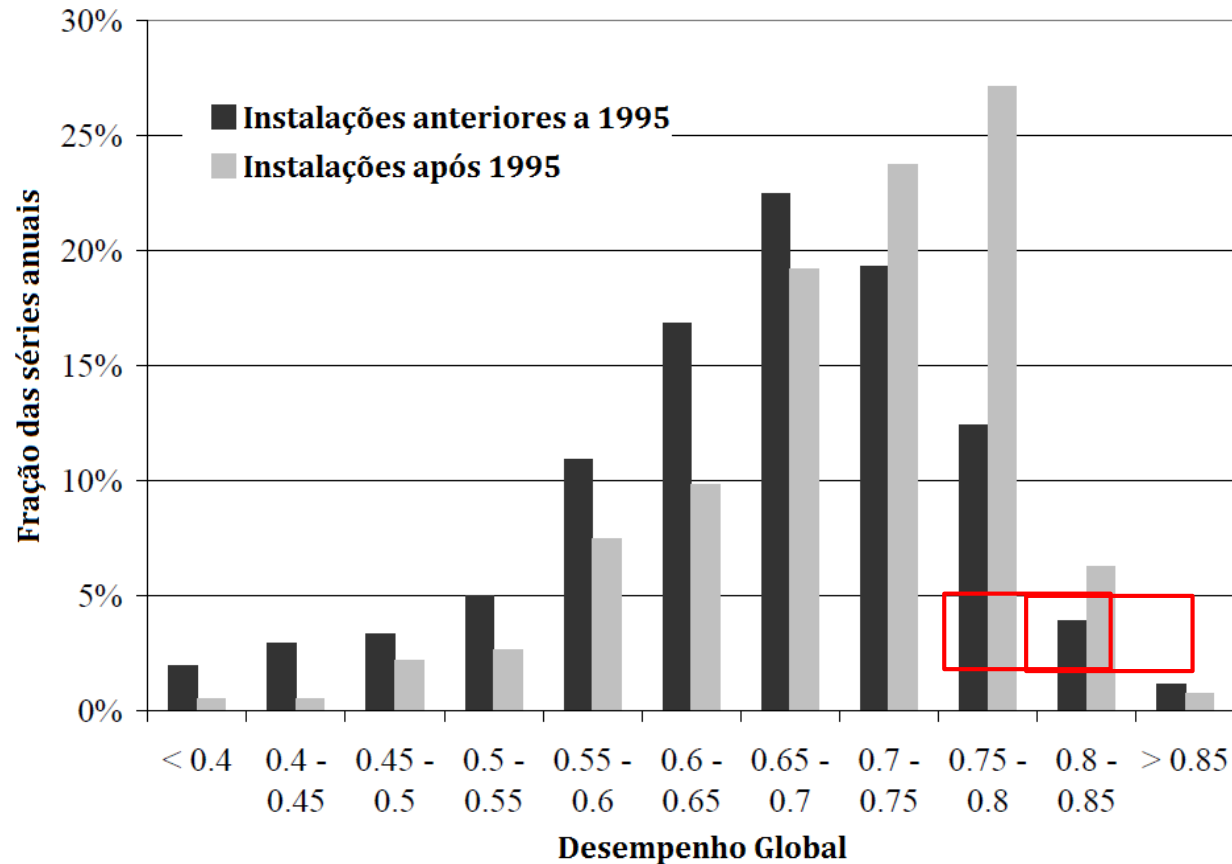
Inclui perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do MPPT

Instalações reais: $PR \approx [0,70 - 0,75]$

$$PR = \frac{E_{FV} G_{STC}}{P_{Nom} G_{anual}}$$

Taxa de desempenho (*Performance Ratio* - relativo a um sistema ideal, sem perdas)
Inclui perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do MPPT

Instalações reais: $PR \approx [0,70 - 0,80]$



PRODUÇÃO ESPERÁVEL EM SFCR

$$E_{\text{FV}} = P_{\text{nomG}} \cdot Y_{\text{R}} \cdot PR$$

$$Y_{\text{R}} [\text{h}] = \frac{G_{\text{anual}}(\alpha, \beta) [\text{kWh/m}^2]}{I_{\text{STC}} [\text{kW/m}^2]}$$

Produtividade de referência

nº horas de sol “pico” equivalentes,
incluídas perdas por sombras

PR

Rendimento característico (relativo a um sistema ideal, sem perdas)

Inclui perdas por temperatura, sujeira, conversão CC/CA, eficiência do MPPT

Instalações reais: $PR \approx [0,70 - 0,75]$

Dimensionar um sistema para produzir a energia consumida em um residência localizada na cidade de Cotia, São Paulo, cujo consumo mensal é apresentado na tabela abaixo. Considerar que a residência é atendida com uma rede bifásica.

| CONSUMO EM kWh | | | | | | | | | | | | |
|----------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | AGO | SET | OUT | NOV | DEZ | ANUAL |
| 430 | 380 | 420 | 360 | 340 | 320 | 360 | 430 | 380 | 470 | 470 | 515 | 4.875 |

$$E_{FV} = P_{nomG} \cdot Y_R \cdot PR$$

$$4.275 \text{ kWh} = P_{nomG} \times 1.728 \text{ h} \times 0,75$$

$$P_{nomG} = \frac{4.275 \text{ kWh}}{1.728 \text{ h} \times 0,75} = 3,30 \text{ kW}$$

- 50 kWh x12

4.275 kWh

http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html

$$Y_R = 4,734 \text{ kWh/m}^2 \times 365 / 1.000 \text{ W/m}^2$$

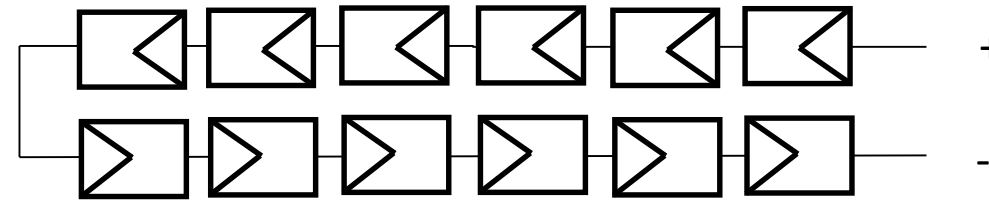
$$Y_R = 1.728 \text{ kWh/m}^2.\text{ano} / 1.000 \text{ W/m}^2$$

$$Y_R = 1.728 \text{ h}$$

JKM270PP

| | STC | NOCT |
|-----------------|--------|-------|
| P _m | 270Wp | 202Wp |
| V _m | 31.7V | 29.0V |
| I _m | 8.52A | 6.97A |
| V _{oc} | 38.8V | 35.6V |
| I _{sc} | 9.09A | 7.35A |
| | 16.50% | |

12 módulos em série



$$P_m = 3,24 \text{ kW}$$

$$V_m = 380,4 \text{ V}$$

$$I_m = 8,52 \text{ A}$$

$$V_{oc} = 465,6 \text{ V}$$

$$I_{sc} = 9,09 \text{ A}$$

| Modelo | PHB1500-NS | PHB3000-NS | PHB5000D-NS |
|---|--|------------|---------------------------------|
| Dados da Entrada CC | | | |
| Max. Potência Fotovoltaica[W] | 1950 | 3900 | 6500 |
| Max. Tensão CC [V] | 450 | 500 | 580 |
| Faixa de Operação SPMP (MPPT) [V] | 80~400 | 80~450 | 125~550 |
| Tensão CC de Partida [V] | 80 | 80 | 120 |
| Corrente CC Máxima [A] | 10 | 15 | 11/11 |
| N° Strings / MPPT | 1/1 | 1/1 | 2/2 |
| Conector CC | MC4 / Phoenix / Amphenol | | |
| Consumo em Standby [W] | 5 | | |
| Dados da Saída CA | | | |
| Potência CA Nominal [W] | 1500 | 3000 | 5000 |
| Max. Potência CA [W] | 1500 | 3000 | 5000 |
| Max. Corrente CA [A] | 7.5 | 13.5 | 22.8 |
| $FDI = \frac{P_{ca}(inversor)}{P_m(gerador\ FV)}$ | $FDI = \frac{3000 \text{ W}}{3.240 \text{ W}} = 0,925$ | | |
| Fator de Potência | Unitário | | 0.95 indutivo...0.95 capacitivo |
| Conexão CA | Monofásica / Bifásica | | |
| Eficiência | | | |
| Max. Eficiência | 97.0% | 97.5% | 97.8% |
| Eficiência SPMP (MPPT) | >99.9% | >99.9% | >99.9% |

Eagle Mono 72**330-350 Watt**

MONO CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2008, ISO14001:2004, OHSAS 18001
certified factory
IEC61215, IEC61730 certified products.

(5BB)

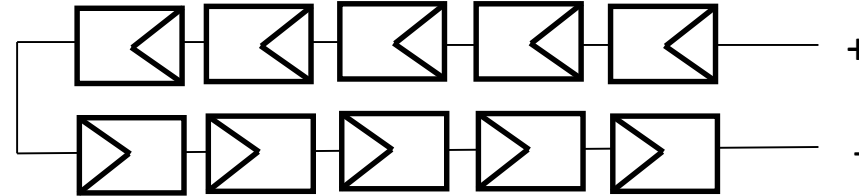


SPECIFICATIONS

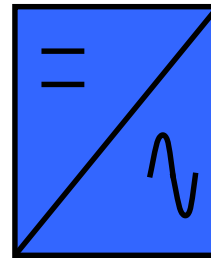
| Module Type | JKM330M-72-V | | JKM335M-72-V | | JKM340M-72-V | | JKM345M-72-V | | JKM350M-72-V | |
|---|---------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|--------------|-------|
| | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT | STC | NOCT |
| Maximum Power (Pmax) | 330Wp | 246Wp | 335Wp | 250Wp | 340Wp | 254Wp | 345Wp | 258Wp | 350Wp | 262Wp |
| Maximum Power Voltage (Vmp) | 38.2V | 36.4V | 38.4V | 36.6V | 38.7V | 36.8V | 38.9V | 37.0V | 39.1V | 37.2V |
| Maximum Power Current (Imp) | 8.64A | 6.75A | 8.72A | 6.82A | 8.79A | 6.89A | 8.87A | 6.98A | 8.94A | 7.05A |
| Open-circuit Voltage (Voc) | 46.7V | 44.8V | 46.9V | 45.2V | 47.1V | 45.5V | 47.3V | 45.8V | 47.5V | 46.0V |
| Short-circuit Current (Isc) | 9.11A | 7.24A | 9.18A | 7.29A | 9.24A | 7.33A | 9.31A | 7.38A | 9.38A | 7.46A |
| Module Efficiency STC (%) | 17.01% | | 17.26% | | 17.52% | | 17.78% | | 18.04% | |
| Operating Temperature(°C) | -40°C~+85°C | | | | | | | | | |
| Maximum system voltage | 1500VDC (IEC) | | | | | | | | | |
| Maximum series fuse rating | 15A | | | | | | | | | |
| Power tolerance | 0~+3% | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Pmax | -0.40%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Voc | -0.29%/°C | | | | | | | | | |
| Temperature coefficients of Isc | 0.05%/°C | | | | | | | | | |
| Nominal operating cell temperature (NOCT) | 45±2°C | | | | | | | | | |

10 módulos em série

| JKM330M-72-V | | |
|-----------------|-------|-------|
| | STC | NOCT |
| P _m | 330Wp | 246Wp |
| V _m | 38.2V | 36.4V |
| I _m | 8.64A | 6.75A |
| V _{oc} | 46.7V | 44.8V |
| I _{sc} | 9.11A | 7.24A |



$P_m = 3,30 \text{ kW}$
 $V_m = 382 \text{ V}$
 $I_m = 8,64 \text{ A}$
 $V_{oc} = 467 \text{ V}$
 $I_{sc} = 9,11 \text{ A}$



JKM330M-72-V

Pm

Vm

Im

Voc

Isc

STC NOCT

330Wp 246Wp

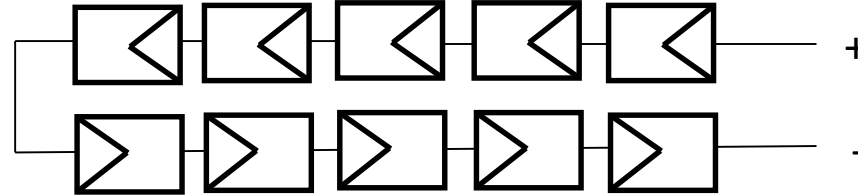
38.2V 36.4V

8.64A 6.75A

46.7V 44.8V

9.11A 7.24A

10 módulos em série



Pm = 3,30 kW

Vm = 382 V

Im = 8,64 A

Voc = 467 V

Isc = 9,11 A

| Modelo | PHB1500-NS | PHB3000-NS | PHB5000D-NS |
|---|---|------------|---------------------------------|
| Dados da Entrada CC | | | |
| Max. Potência Fotovoltaica[W] | 1950 | 3900 | 6500 |
| Max. Tensão CC [V] | 450 | 500 | 580 |
| Faixa de Operação SPMP (MPPT) [V] | 80~400 | 80~450 | 125~550 |
| Tensão CC de Partida [V] | 80 | 80 | 120 |
| Corrente CC Máxima [A] | 10 | 15 | 11/11 |
| N° Strings / MPPT | 1/1 | 1/1 | 2/2 |
| Conector CC | MC4 / Phoenix / Amphenol | | |
| Consumo em Standby [W] | 5 | | |
| Dados da Saída CA | | | |
| Potência CA Nominal [W] | 1500 | 3000 | 5000 |
| Max. Potência CA [W] | 1500 | 3000 | 5000 |
| Max. Corrente CA [A] | 7.5 | 13.5 | 22.8 |
| $FDI = \frac{P_{ca}(inversor)}{P_m(gerador\ FV)}$ | $FDI = \frac{3000\ W}{3.330\ W} = 0,91$ | | |
| Fator de Potência | Unitário | | 0.95 indutivo...0.95 capacitivo |
| Conexão CA | Monofásica / Bifásica | | |
| Eficiência | | | |
| Max. Eficiência | 97.0% | 97.5% | 97.8% |
| Eficiência SPMP (MPPT) | >99.9% | >99.9% | >99.9% |

Dimensionar um sistema de Micro Geração Distribuída com sistema fotovoltaico para atender a demanda de uma residência localizada na cidade de Mogi das Cruzes, São Paulo, cujo consumo mensal é apresentado na tabela abaixo. Considerar que a residência é atendida com uma rede bifásica.

| CONSUMO EM kWh | | | | | | | | | | | | |
|----------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|
| JAN | FEV | MAR | ABR | MAI | JUN | JUL | AGO | SET | OUT | NOV | DEZ | ANUAL |
| 250 | 230 | 250 | 200 | 300 | 200 | 210 | 250 | 250 | 275 | 275 | 300 | 2.990 |

$$E_{FV} = P_{nomG} \cdot Y_R \cdot PR$$

$$2.390 \text{ kWh} = P_{nomG} \times 1.690 \text{ h} \times 0,75$$

$$P_{nomG} = \frac{2.390 \text{ kWh}}{1.690 \text{ h} \times 0,75} = 1,88 \text{ kW}$$

- 50 kWh x12

2.390 kWh

http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html

$$Y_R = 4,632 \text{ kWh/m}^2 \times 365 / 1.000 \text{ W/m}^2$$

$$Y_R = 1.690 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{ano} / 1.000 \text{ W/m}^2$$

$$Y_R = 1.690 \text{ h}$$

Apresentando:

- o diagrama elétrico da conexão dos módulos e respectivas características elétricas
- características elétricas do inversor selecionado

| Dados do Cliente/Unidade Consumidora | | | Dados da Conta | | Histórico de Faturamento | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------|--------------------|----------------------------|---------------------|--|---|----------------|-------|-----------------|----------|-------|
| Nº DA INSTALAÇÃO | Nº DO CLIENTE | | VENCIMENTO | TOTAL A PAGAR (R\$) | Mês/Ano | kWh | Dias | | | | |
| | | | 14 JUN 2021 | 293,65 | mai/21 | 356 | 32 | | | | |
| CPF/CNPJ: INSC. EST: ISENTO | | | CONTA REFERENTE A MAI 2021 | | abr/21 | 263 | 30 | | | | |
| | | | | | mar/21 | 292 | 28 | | | | |
| | | | | | fev/21 | 406 | 32 | | | | |
| | | | | | jan/21 | 201 | 30 | | | | |
| | | | | | dez/20 | 161 | 31 | | | | |
| | | | | | nov/20 | 303 | 30 | | | | |
| | | | | | out/20 | 363 | 31 | | | | |
| | | | | | set/20 | 340 | 29 | | | | |
| | | | | | ago/20 | 351 | 32 | | | | |
| | | | | | jul/20 | 331 | 30 | | | | |
| | | | | | jun/20 | 405 | 32 | | | | |
| | | | | | mai/20 | 266 | 30 | | | | |
| Classificação da Unidade Consumidora | | | Dados de Medição | | Reservado ao Fisco | | | | | | |
| Grupo B | Subgrupo B1 | Classe RESIDENCIAL | Nº do medidor | 8184728 | D103.D21A.460CA173.B8FF.D273.6B16.C281 | | | | | | |
| Subclasse RESIDENCIAL | | | Leitura anterior | 16 ABR | 73.238 | Data de emissão | Nº Nota fiscal | Série | Base de cálculo | Alíquota | ICMS |
| | | | Leitura atual | 18 MAI | 73.594 | 18 MAI 2021 | 315444435 | B | 281,37 | 25% | 70,33 |
| | | | Próxima leitura | 17 JUN | | CFOP 5258: Venda de en. elétrica a não contribuinte | | | | | |
| Tipo de fornecimento Bifásico | | | Fator multiplicador | 1,00000 | | | | | | | |
| Modalidade Tarifária Convencional | | | Consumo do mês (kWh) | 356,0 | | | | | | | |
| | | | Número de dias | 32 | | | | | | | |

| Descrição de Faturamento | | Bandeira(s) Tarifária(s) aplicada(s) no mês AMARELA VERMELHA PATAMAR I | | | | | |
|----------------------------------|-----------------------------|--|---------------|-----------|-----------|--------------|--------|
| CCI | DESCRIÇÃO | QTD kWh | TARIFA C/ICMS | BASE ICMS | ALIQ ICMS | ICMS | VALOR |
| 0605 | USO SIST. DISTR. (TUSD) | 356,000 | 0,38065 | 135,51 | 25% | 33,87 | 135,51 |
| 0601 | ENERGIA (TE) | 356,000 | 0,33155 | 118,03 | 25% | 29,50 | 118,03 |
| 0698 | ADICIONAL BANDEIRA AMARELA | 0,000 | 0,00000 | 2,78 | 25% | 0,69 | 2,78 |
| 0698 | ADICIONAL BANDEIRA VERMELHA | 0,000 | 0,00000 | 11,17 | 25% | 2,79 | 11,17 |
| 0699 | PIS/PASEP (0,89%) | | | 2,45 | 25% | 0,61 | 2,45 |
| 0699 | COFINS (4,08%) | | | 11,43 | 25% | 2,87 | 11,43 |
| 0807 | CIP-OSASCO - MUNICIPAL | | | | | | 12,28 |
| 0,71 R\$/kWh | | | | | | | |
| Tarifas aplicadas (sem impostos) | | | | | | | |
| CONVENCIONAL-RESIDENCIAL | | 0,28551 (TUSD) | | | | 0,24868 (TE) | |
| Valor dos Tributos: R\$ 80,77 | | | | | | | |

$$Y_R = 1850 \text{ kWh/m}^2$$

| Histórico de Faturamento | | |
|--------------------------|-----|------|
| Mês/Ano | kWh | Dias |
| mai/21 | 356 | 32 |
| abr/21 | 263 | 30 |
| mar/21 | 292 | 28 |
| fev/21 | 406 | 32 |
| jan/21 | 201 | 30 |
| dez/20 | 161 | 31 |
| nov/20 | 303 | 30 |
| out/20 | 363 | 31 |
| set/20 | 340 | 29 |
| ago/20 | 351 | 32 |
| jul/20 | 331 | 30 |
| jun/20 | 405 | 32 |
| mai/20 | 266 | 30 |

0,71 R\$/kWh

$$\Sigma = 3772 \text{ kWh} \sim 314 \text{ kWh/mês}$$

- 50 kWh (disponibilidade)

$$264 \text{ kWh/mês} \times 12 = 3.168 \text{ kWh/ano}$$

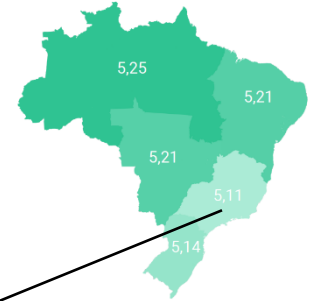
$$E_{FV} = P_{nomG} \cdot Y_R \cdot PR$$

$$P_{nomG} = E_{FV} / (1850h \times 0,75)$$

$$P_{nomG} = 3.168 \text{ kWh} / (1850h \times 0,75) = 2,3 \text{ kW}$$

Preços de sistemas fotovoltaicos por região
Sistema residencial (4 kWp)

| Preço Médio por Macrorregião | |
|------------------------------|----------------------|
| Região | Preço Médio (R\$/Wp) |
| Nordeste | 5,21 |
| Sudeste | 5,11 |
| Centro-Oeste | 5,21 |
| Norte | 5,25 |
| Sul | 5,14 |



Greener

Poupança (6%/ano)
R\$ 705

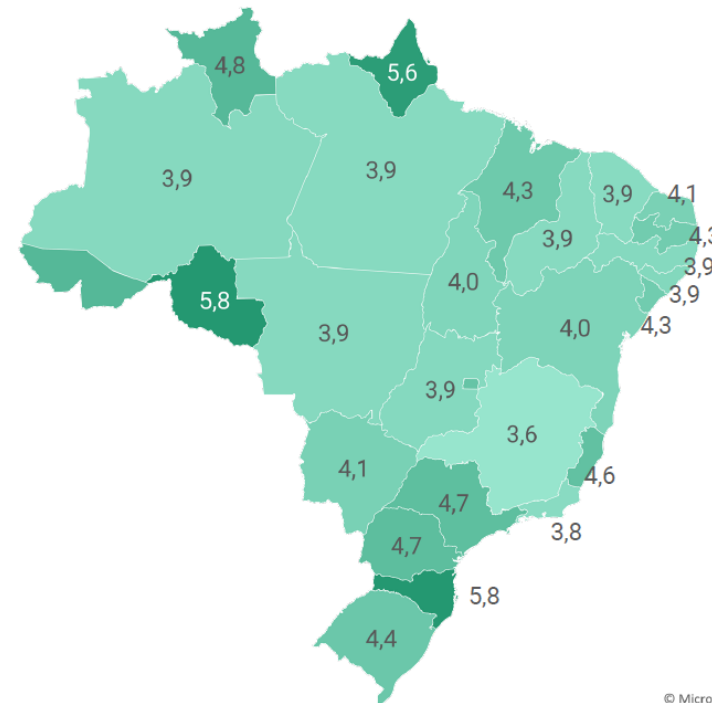
R\$ 11.753,00

$$0,71 \text{ R\$/kWh} \longrightarrow 3.168 \text{ kWh} \times 0,71 \text{ R\$/kWh} = \text{R\$ } 2.249 \text{ R\$/ano}$$

✓ Situação nacional

Payback médio por Estado Residencial (em anos)

- O valor dos sistemas residenciais foi de **R\$ 5,16/Wp** (dados médios conforme pesquisa GD 2º sem. 2021 para sistemas de **4 kWp**). O cálculo leva em consideração a produtividade do local, o custo médio dos sistemas, a tarifa das concessionárias, um PR* de **75%** e índice de simultaneidade de **30%**.



Powered by Bing
© Microsoft, OpenStreetMap

Greener

*PR = Performance Ratio

Fonte: GREENER - Estudo Estratégico Geração Distribuída - Mercado Fotovoltaico, 2º. Semestre 2021

COMO FAÇO PARA TER ELETRICIDADE SOLAR NA MINHA CASA

<http://www.americadosol.org/guiaFV/>

Marco Legal MMGD (Lei 14.300/2022)

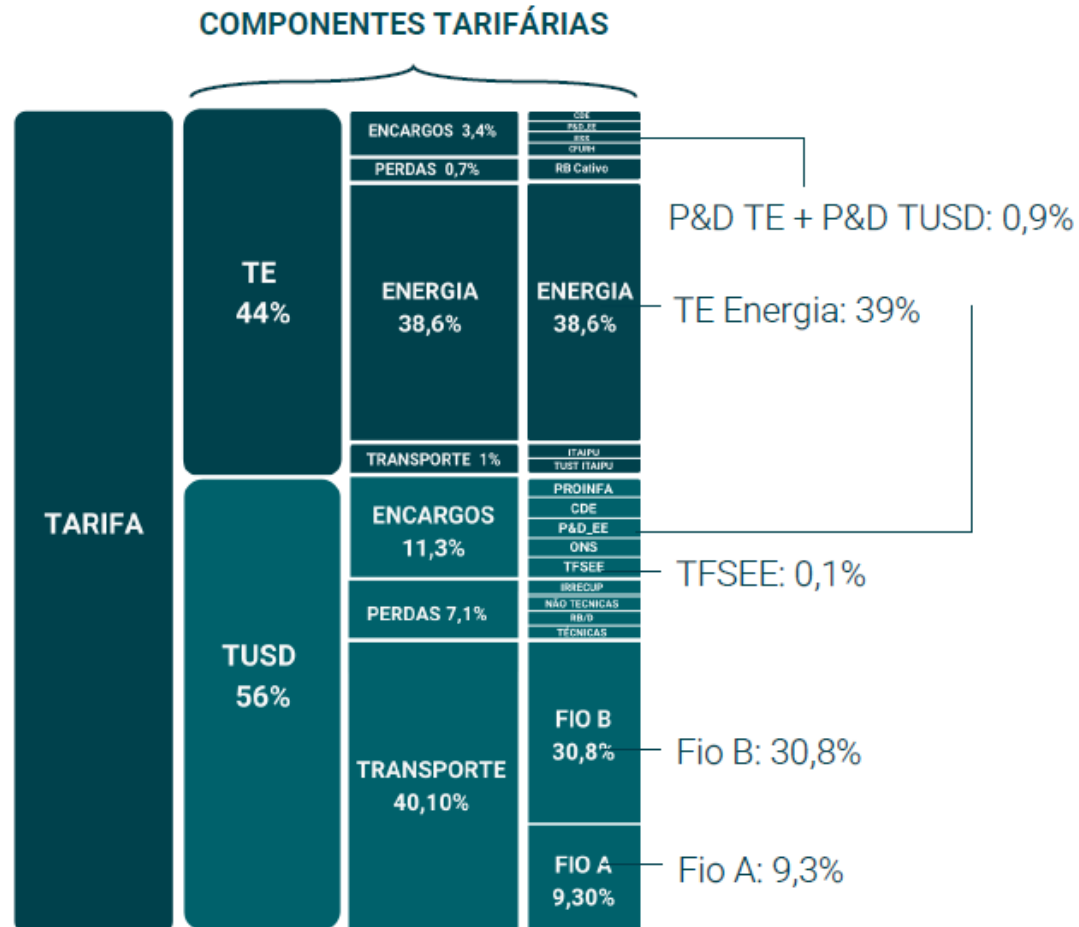
Recomenda-se ver o seguinte estudo: **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída** 

Comparação da Lei 14.300/2022 com a REN 482/2012

| Item | REN 482/2012 | Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD) |
|-----------------------------|---|--|
| Potência Instalada | <p>Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW</p> <p>Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW</p> | <p>Microgeração Distribuída: menor ou igual a 75 kW</p> <p>Minigeração Distribuída: maior que 75 kW e menor ou igual a 5MW para as fontes despacháveis* e menor ou igual a 3MW para as fontes não despacháveis**.</p> |
| Item | REN 482/2012 | Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD) |
| Valor da compensação | Compensação considerando todas as componentes da tarifa de eletricidade* | <ul style="list-style-type: none"> ➤ Compensação considerando todas as componentes menos a TUSD Fio B. ➤ Na modalidade de autoconsumo remoto com potência maior que 500 kW ou geração compartilhada**, compensação considerando todas as componentes menos: a TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE, e P&D. |

A nova regra **reduz o valor** da energia elétrica compensada. **Em média**, considerando as 58 principais distribuidoras e tarifas Grupo B - Convencional, na Lei 14.300 a compensação sofre uma redução gradual média de **31%** (representa TUSD Fio B) e redução de **36%** (representa TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, TFSEE, e TUSD P&D e TE P&D), dependendo das características da modalidade de compensação, conforme acima.

Quanto representa cada componente na tarifa de eletricidade?



Fonte: Greener.

- Os percentuais apresentados na figura representam a média do peso dessas componentes na tarifa total, considerando as 58 distribuidoras mais relevantes no país e suas respectivas tarifas Grupo B – Convencional.

Fonte: Análise do Marco Legal da Geração Distribuída **Greener**

Comparação da Lei 14.300/2022 com a REN 482/2012

| Item | REN 482/2012 | Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD) |
|------------------------------|--------------|---|
| Permanência na regra atual | N/A | Sistemas de MMGD que protocolarem solicitação de acesso antes do início da regra, permanecem na REN 482/2012 até 31 de dezembro de 2045. |
| Início da regra de transição | N/A | Após 12 meses da publicação da lei. |
| Regra de transição | N/A | <p>Quem protocolar solicitação de acesso depois do início da regra, e estiver enquadrado nas seguintes modalidades de compensação:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Micro GD • Mini GD • Geração compartilhada • EMUC • Autoconsumo remoto limitado até 500 kW de potência instalada <p>➤ Pagará a TUSD Fio B de forma gradual por 6 anos, até chegar a 100%.</p> |

- Após a entrada em vigência da regra (12 meses após a publicação da lei):

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | 2040 | 2041 | 2042 | 2043 | 2044 | 2045 | |
| 15% | 30% | 45% | 60% | 75% | 90% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |

Período de transição: aumento gradativo do percentual das componentes tarifárias relativas à TUSD Fio B.

Fonte: Análise do Marco Legal da Geração Distribuída **Greener**

Comparação da Lei 14.300/2022 com a REN 482/2012

| Item | REN 482/2012 | Lei 14.300/2022 (Marco Legal MMGD) |
|---------------------------------|--|---|
| Custo de disponibilidade | <p>Para o Grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência:</p> <p>Ligação Monofásica: 30 kWh</p> <p>Ligação Bifásica: 50 kWh</p> <p>Ligação Trifásica: 100 kWh</p> | <p>O custo de disponibilidade continua com os valores mínimos de referência 30, 50 ou 100 kWh, com a seguinte regra de aplicação.</p> <p>Para projetos com direito adquirido:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se o consumo medido for maior do que o valor de referência, a compensação ocorre somente até o valor de referência, que é cobrado na conta. Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. <p>Para projetos na regra de transição:</p> <ul style="list-style-type: none"> Se o consumo medido for maior que o valor de referência, ocorre toda a compensação do consumo sem a cobrança do custo de disponibilidade. Se o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. <p>Exceção: o valor mínimo faturável aplicável aos microgeradores de até 1,2 kW com compensação no mesmo local da geração deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes.</p> |

*Consumo medido é o consumo total no medidor ao final do mês antes da aplicação da compensação na conta de luz.