



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030

# Micro e Minigeração Distribuída & Baterias

---

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos  
Setembro de 2020

MINISTÉRIO DE  
MINAS E ENERGIA

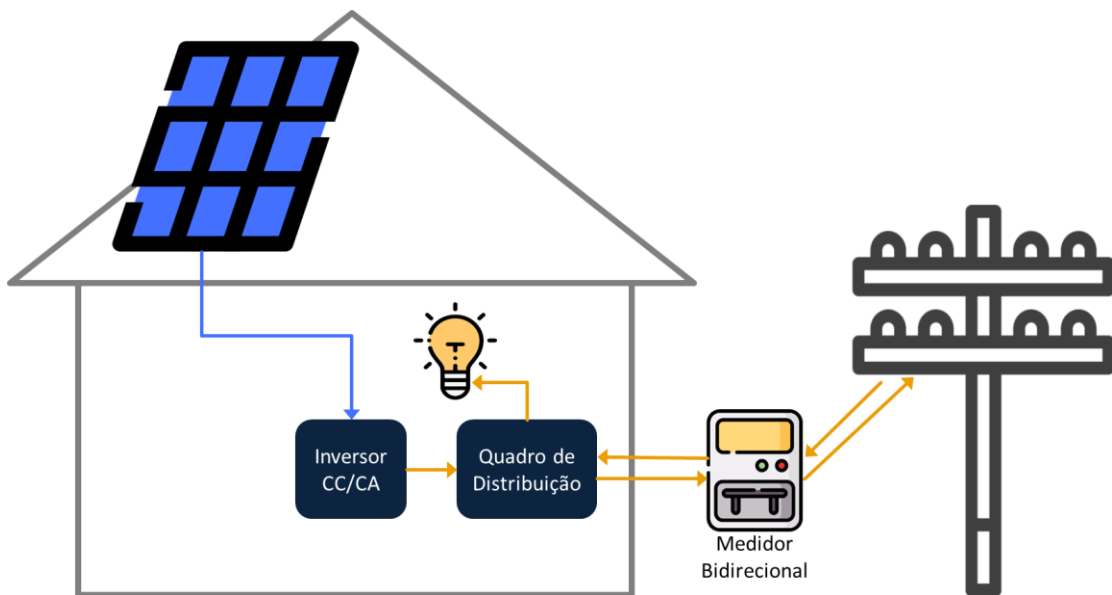


# Micro e Minigeração Distribuída

Cenário Regulatório  
Taxa de Retorno de Projetos  
Projeções

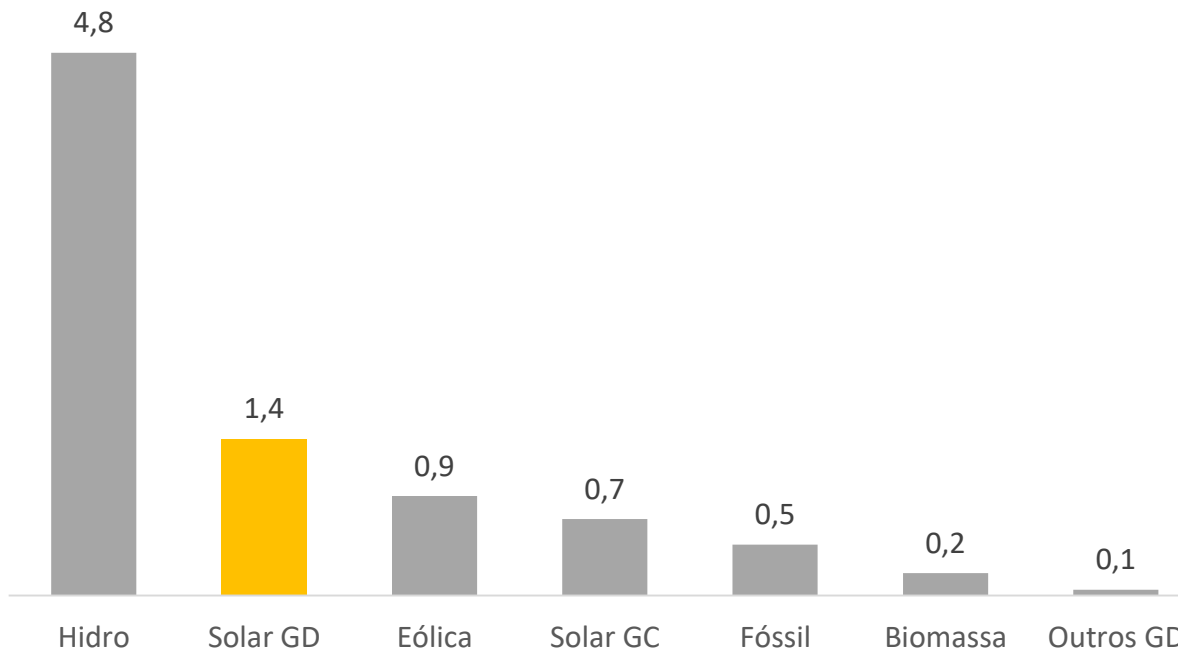
## O QUE SE ENQUADRA COMO MMGD?

- Normatizada pela Resolução Normativa (REN) n° 482 da ANEEL;
- Plantas de até 5 MW;
- Fontes renováveis ou cogeração qualificada;
- Conectadas à rede de distribuição;
- Participação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE);



A MMGD está se tornando protagonista da expansão da oferta de eletricidade no Brasil. Em 2019, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas, com exceção das hidrelétricas.

## Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2019 (GW)



Fonte dos dados: ANEEL. Painel Interativo do RALIE (Dezembro de 2019) e base de MMGD (Acesso em 03/03/2020)

## QUAIS ALTERAÇÕES REGULATÓRIAS ESTÃO SENDO DISCUTIDAS?

### Alteração do SCEE

- Atualmente, não é cobrado do gerador todas as componentes tarifárias ao gerar sua própria energia. É um incentivo que foi dado para estimular o desenvolvimento desse mercado;
- Com a redução dos custos e franca expansão da MMGD, está sendo discutida a revisão do SCEE com o intuito de "melhor alinhar incentivos e garantir a sustentabilidade sistêmica". Dessa forma, a energia injetada na rede seria usada para compensar apenas algumas componentes da tarifa;

### Aplicação de tarifa binômia

- Também se discute a aplicação de uma tarifa binômia para os consumidores atendidos em baixa tensão;
- Nesse modelo, algumas componentes tarifárias não seriam mais cobradas em R\$/kWh. Isso também afetaria a atratividade da MMGD.

### Componentes tarifárias

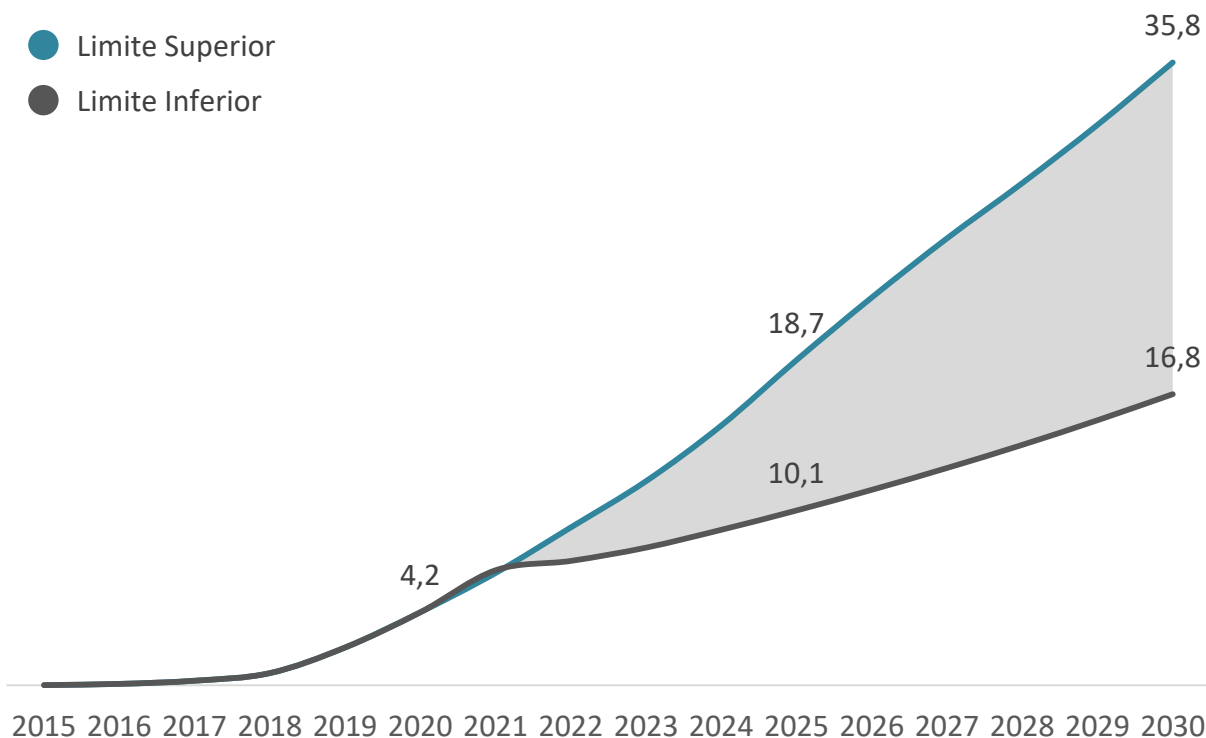
TUSD – Distrib.
TUSD – Transm.
TUSD – Encargos
TUSD – Perdas
TE – Encargos
TE – Energia

	Alteração do SCEE	Tarifa Binômia
<b>Status na ANEEL</b>	O processo de revisão da REN 482 na ANEEL foi interrompido e mecanismo de compensação deve ser discutido no Congresso Nacional.	Estudo está na agenda regulatória 2020-2021 da ANEEL. No entanto, não há previsão para alguma alteração.
<b>Status no Congresso</b>	Há diversos Projetos de Lei apresentados sobre o tema, mas o ritmo das discussões está impactado pela priorização de temas emergenciais associados à pandemia da COVID-19.	O Projeto de Lei de Modernização do Setor Elétrico Brasileiro (PLS 232/2016) prevê a aplicação de tarifa binômia em até 60 meses após a aprovação do projeto. O PLS 232 aguarda votação no Senado.
<b>Incertezas</b>	Qual parcelas da tarifa serão compensadas pelo gerador? Em que ano as mudanças entrarão em vigor?	Quando haverá a mudança da forma de tarifação do consumidor atendido em baixa tensão (BT)? Qual será o formato da cobrança?

## Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)

Cone de possibilidades

- Limite Superior
- Limite Inferior



### Limite Superior:

Considera a manutenção das regras vigentes para MMGD. Ou seja, compensação integral das componentes tarifárias e sem aplicação de tarifa binômia.

### Limite Inferior:

Considera alterações na regulação válidas a partir de 2022. Novos geradores podem compensar apenas a parcela TE Energia com a energia injetada na rede. Geradores também são submetidos à Tarifa Binômia no mesmo ano, com cobrança da TUSD Transmissão e Distribuição de forma não volumétrica.

Diferentes mecanismos de compensação dos créditos da MMGD e de aplicação de tarifa binômia, além da variação na data de entrada das medidas, se traduzem em uma vasta gama de resultados possíveis para o horizonte decenal.

Diante das incertezas no âmbito regulatório, optou-se por elaborar o PDE 2030 sob dois cenários de referência, contidos no cone de possibilidades apresentado. Tal abordagem é importante para que seja possível desenvolver diferentes estratégias para os possíveis desdobramentos das incertezas relacionadas ao SCEE e a tarifa binômia.

## CENÁRIO VERÃO

O Brasil opta em manter uma política de grande incentivo para a MMGD, fazendo mudanças sutis na regulação.

### Mudança do Sistema de Compensação de Energia:

Em 2022, todos os novos geradores deixam de compensar a parcela TUSD Distribuição com sua geração. As demais parcelas continuam sendo compensadas.

### Aplicação da Tarifa Binômia:

Em 2026, todos os novos geradores são submetidos a um novo faturamento na baixa tensão, que passa a cobrar as parcelas TUSD Transmissão e Distribuição de forma não volumétrica.

## CENÁRIO PRIMAVERA

O Brasil opta por remover os incentivos tarifários à MMGD, mas o investimento em MMGD continua atrativo, o que garante o crescimento moderado ao longo da década.

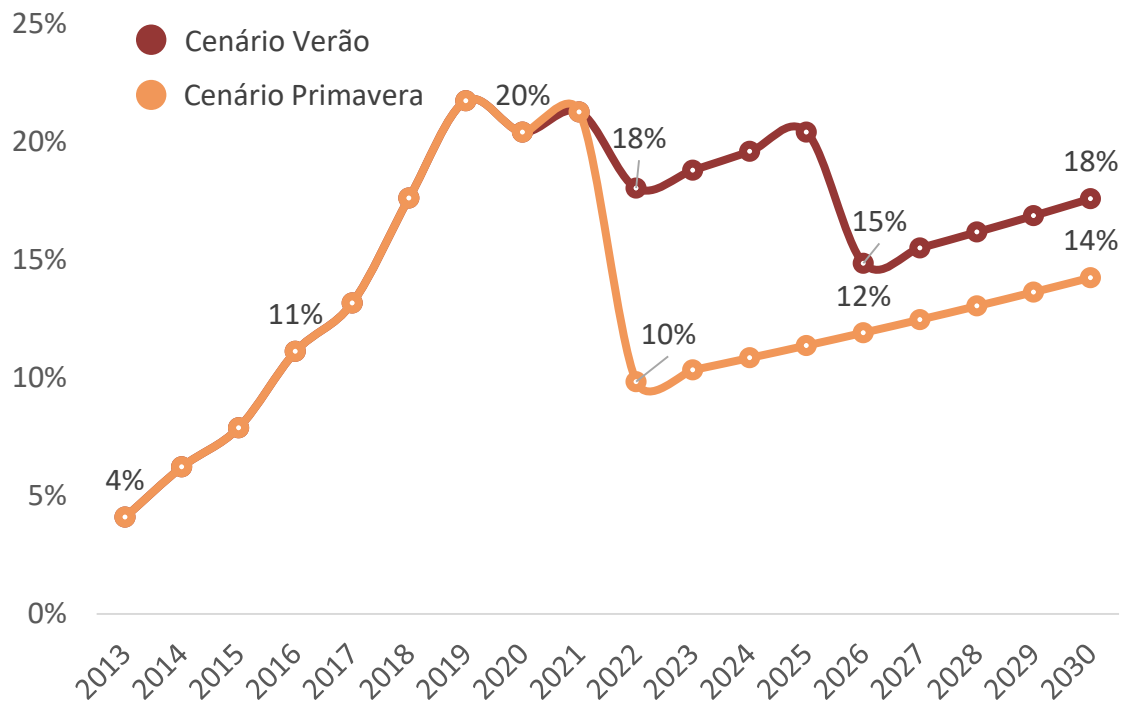
### Mudança do Sistema de Compensação de Energia:

Em 2022, todos os novos geradores passam a compensar apenas a parcela TE Energia com sua geração.

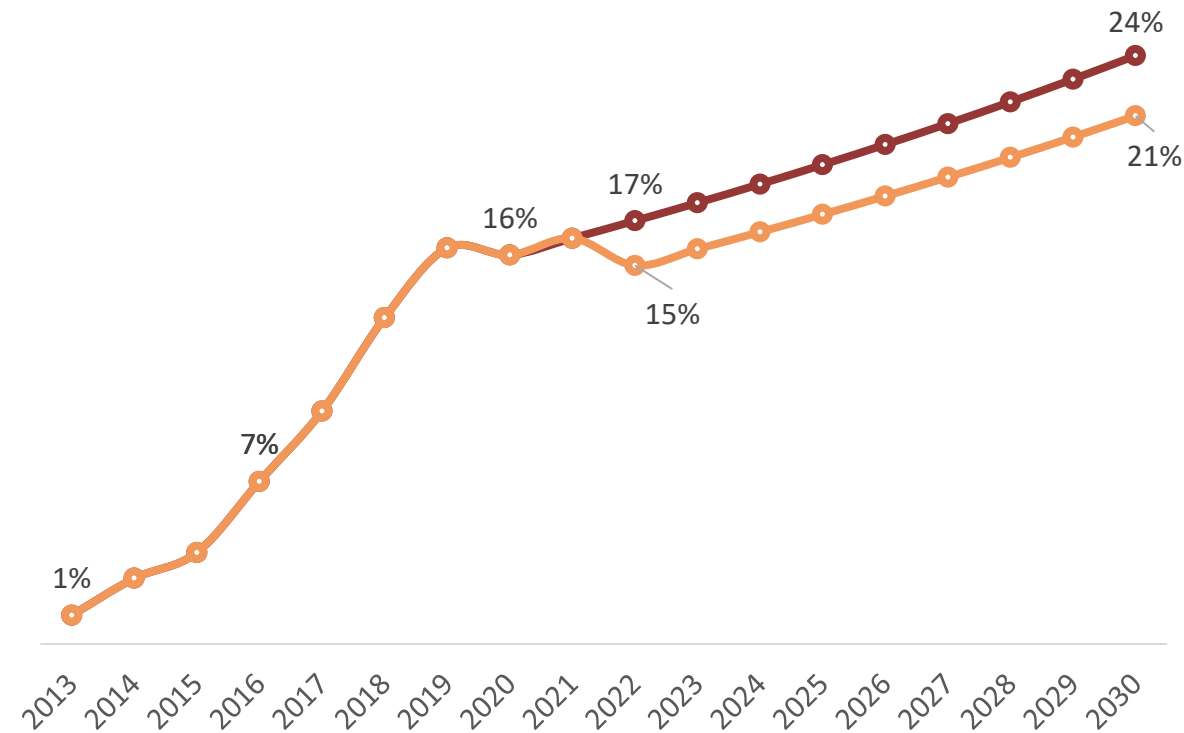
### Aplicação da Tarifa Binômia:

Em 2022, todos os novos geradores são submetidos a um novo faturamento na baixa tensão, que passa a cobrar as parcelas TUSD FIO A e FIO B de forma não volumétrica.

**Média BR da TIR real de um projeto fotovoltaico residencial local**  
Por cenário



**Média BR da TIR Real de um projeto fotovoltaico comercial local A4**  
Por cenário



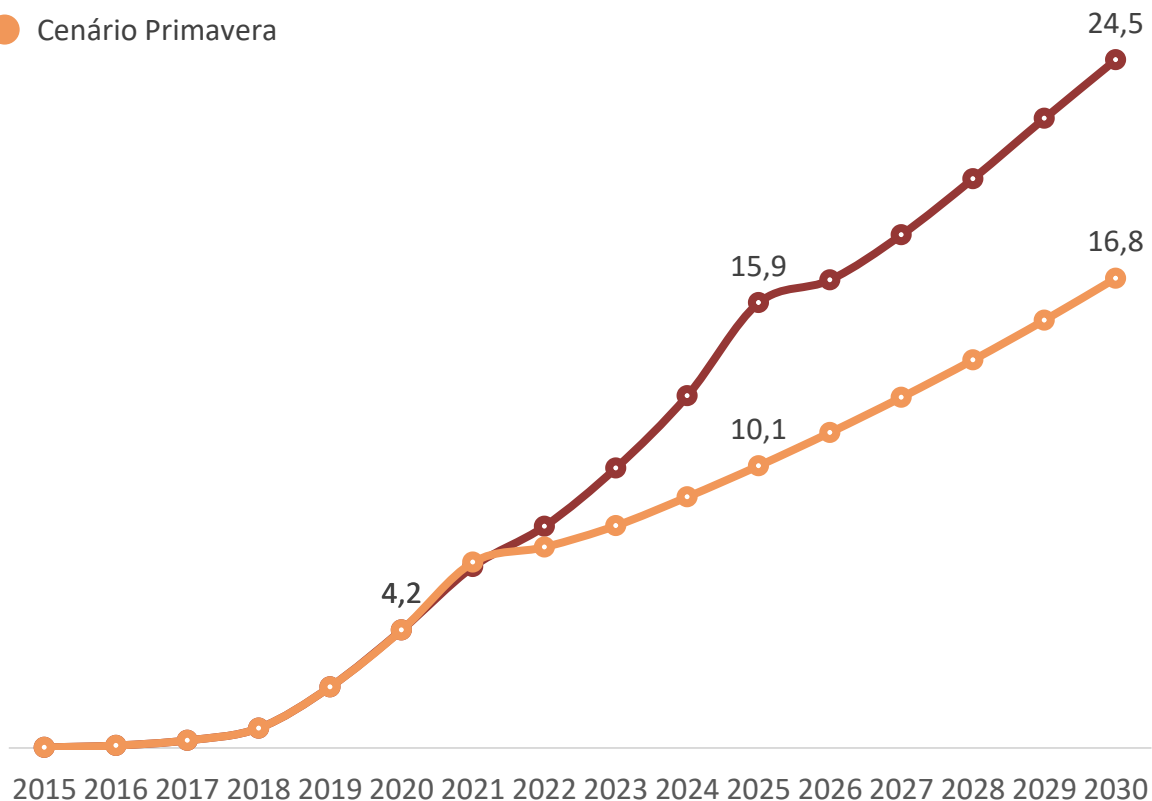
Nota: ambos casos consideram investimento com 100% de capital próprio.

**Alterações regulatórias irão diminuir a atratividade dos investimentos em MMGD. No entanto, a TIR continua competitiva nos dois cenários. O consumidor AT já paga tarifa binômica, portanto, não é impacto por essa medida.**

## Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)

Por cenário

- Cenário Verão
- Cenário Primavera



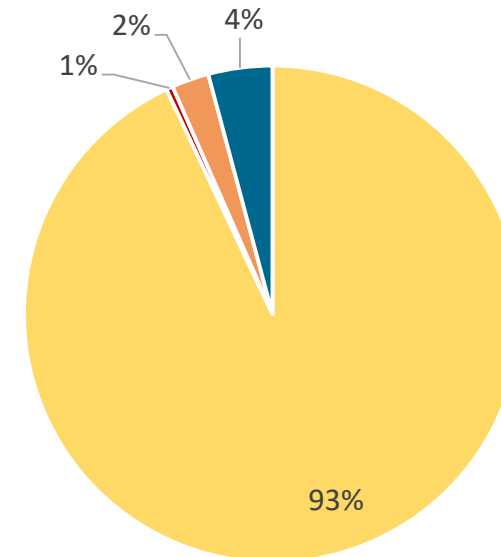
## Resumo da adoção e de investimentos em ambos cenários

	Cenário Verão	Cenário Primavera
Número de consumidores com MMGD em 2030	3 milhões	2 milhões
Investimentos até 2030	R\$ 70 bilhões	R\$ 50 bilhões

## Projeção da capacidade instalada de MMGD por fonte em 2030 (%)

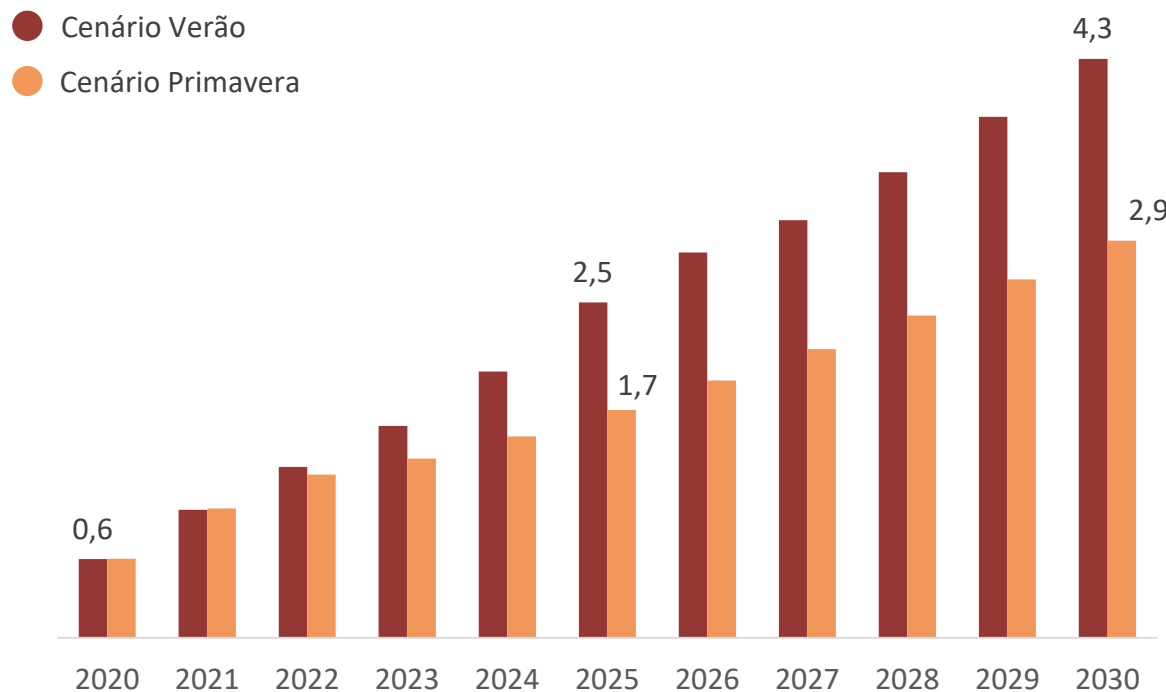
Cenário Verão

- Fotovoltaica
- CGH
- Termelétrica
- Eólica

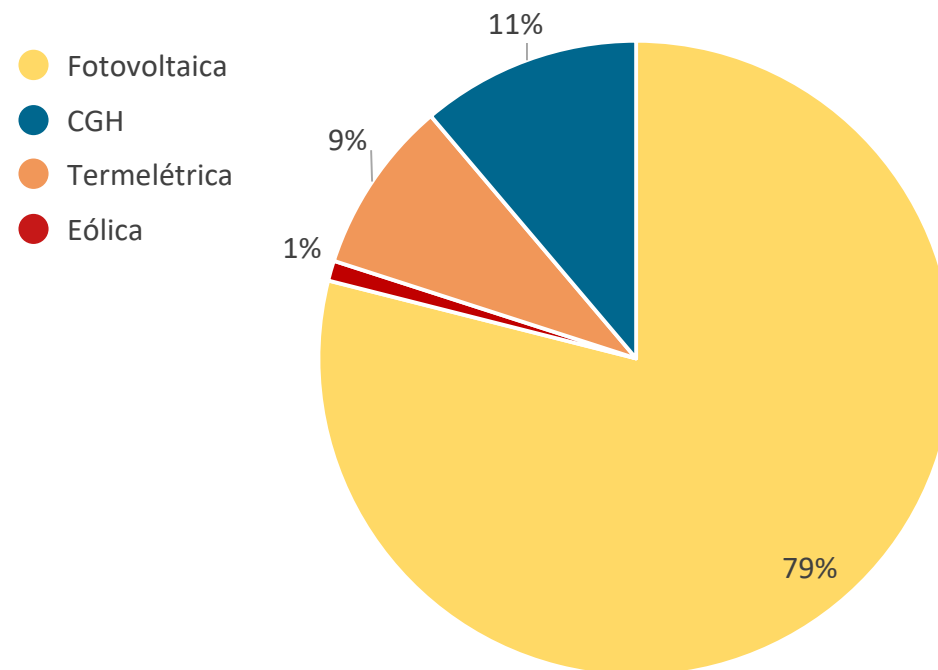




### Projeção da energia gerada por MMGD (GWh méd) Por cenário



### Projeção da energia gerada de MMGD por fonte em 2030 (%) Cenário Verão



A MMGD deve contribuir com 4,6% e 3,2% da carga total de energia em 2030, nos cenários Verão e Primavera, respectivamente.

# Baterias atrás do medidor

Contexto

Aplicações

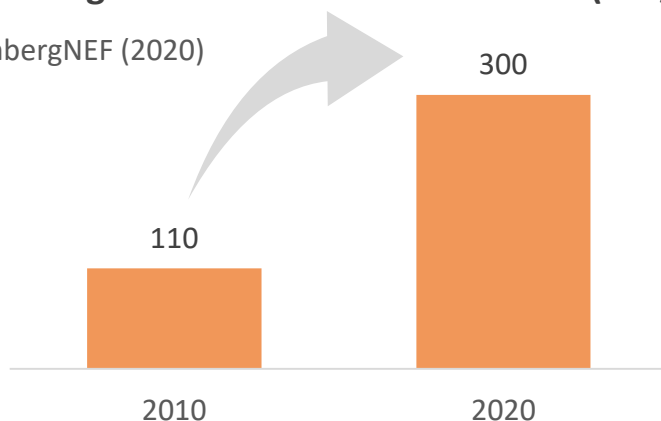
Simulações de atratividade

## CONTEXTO INTERNACIONAL

- Mercado de baterias em grande expansão no mercado externo, para atendimento da indústria de eletrônicos, veículos elétricos e de eletricidade;
- Escala e desenvolvimento tecnológico levaram a uma redução de 87% no preço das baterias de íon-lítio entre 2010 e 2019 (BloombergNEF, 2020);
- Aplicação por consumidores residenciais e comerciais têm se popularizado em função da redução do custo e de desenhos tarifários que incentivam o deslocamento do consumo ou armazenamento da geração distribuída.

### Densidade energética das células das baterias (Wh/kg)

Fonte: BloombergNEF (2020)



## CONTEXTO NACIONAL

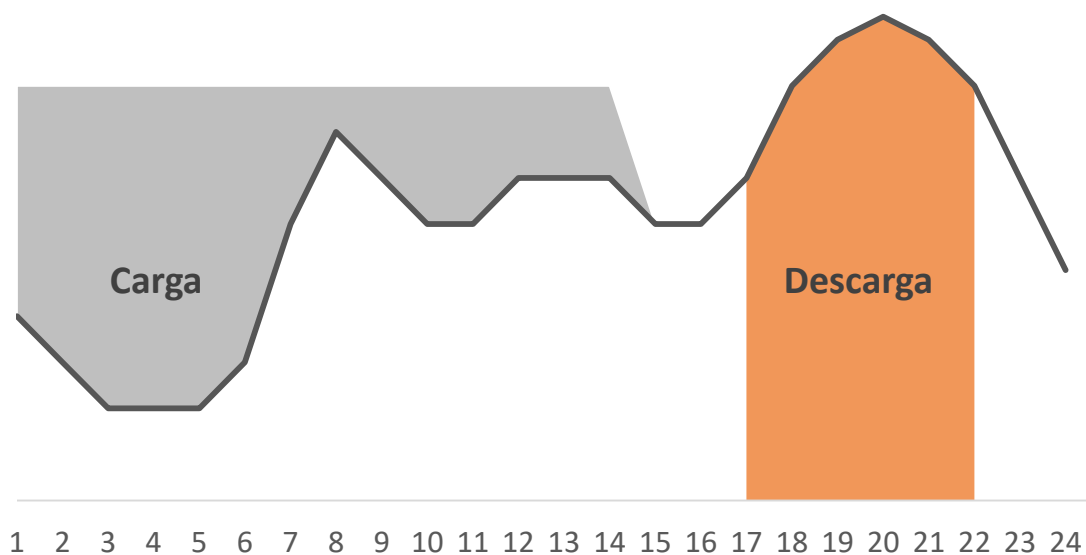
- Com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras;
- A regulação da MMGD no Brasil não incentiva o armazenamento da geração. É como se a rede funcionasse como uma bateria para o gerador;
- Atualmente, não há regulação específica para o uso de baterias com injeção na rede. Porém, nada impede o consumidor a utilizar o equipamento para fazer uma gestão interna do seu consumo e geração.

### Principais aplicações para o uso de armazenamento atrás do medidor no Brasil

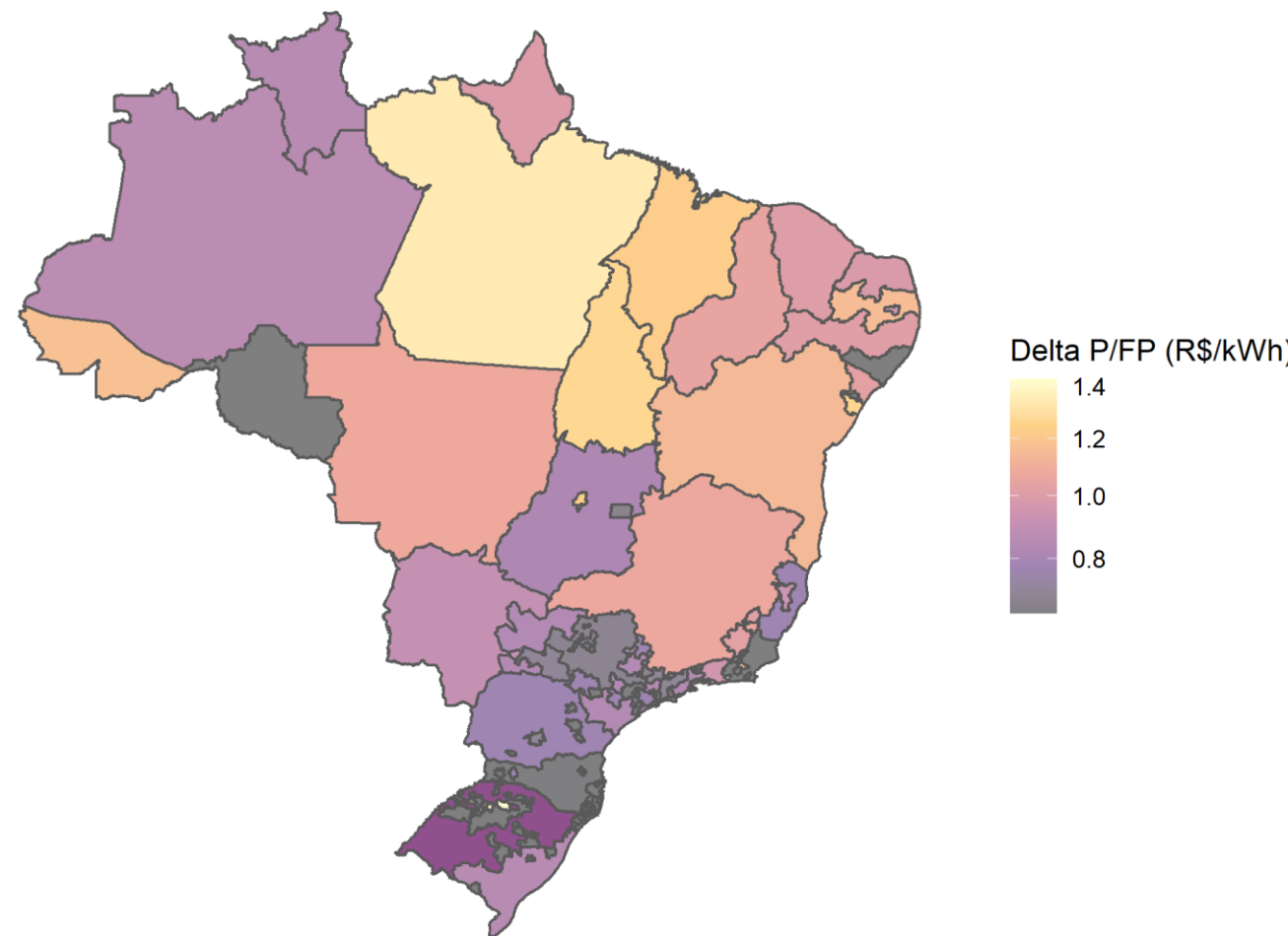
	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade			
Redução do pico da demanda			
Deslocamento do consumo		Avaliado no PDE 2030	Avaliado no PDE 2030
Aumento do autoconsumo da MMGD	Avaliado no PDE 2030		

- Desde 2018, consumidores atendidos em baixa tensão podem optar pela Tarifa Branca, com tarifas diferenciadas ao longo do dia;
- As baterias podem ser utilizadas para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta. Quanto maior a diferença entre as tarifas, maior a atratividade;
- Delta entre Tarifa de Ponta e Fora Ponta na Tarifa Branca é menor do que o delta nas Tarifas do Grupo A.

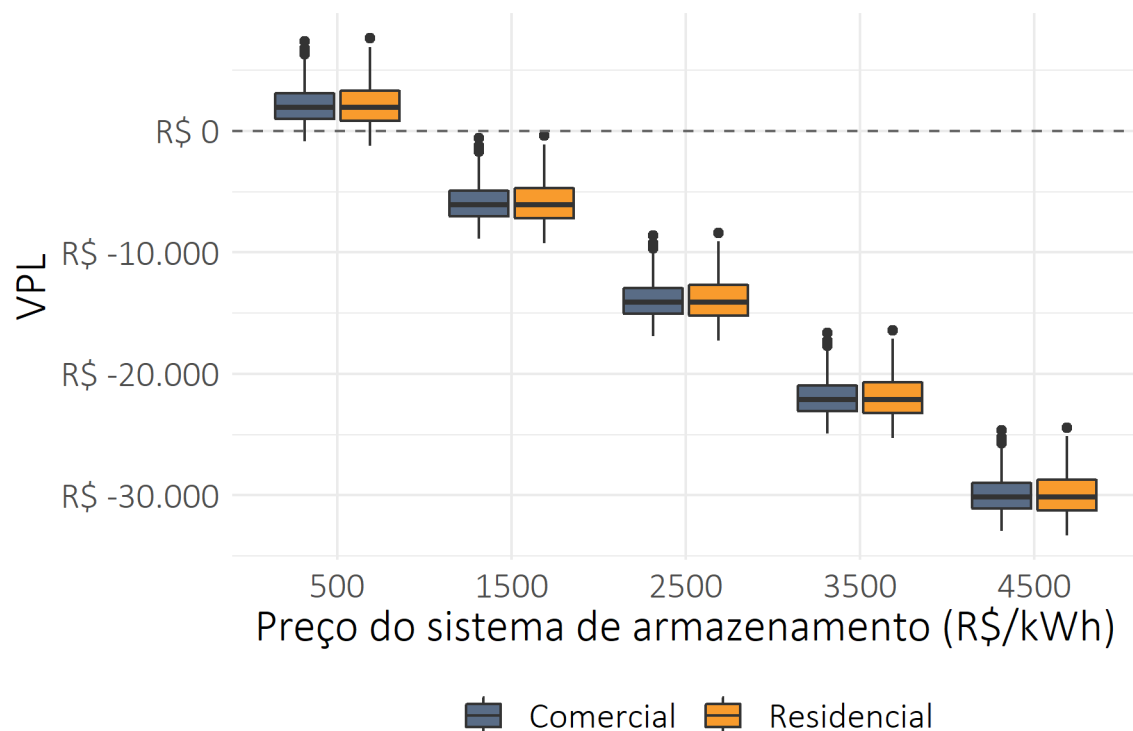
## Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação I



## Diferença entre Tarifa Ponta menos Tarifa Fora Ponta, com impostos



## Distribuição do VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa Branca. Análise para diferentes distribuidoras



Nota: Preço final para o consumidor, representado em reais por unidade de armazenamento

Dados de fornecedores apontam um preço final de uma solução de armazenamento *turn-key* na faixa de R\$ 4.500/kWh no Brasil em 2020, tanto para soluções residenciais quanto comerciais.

### QUAL SERÁ O PREÇO DAS BATERIAS EM 2030?

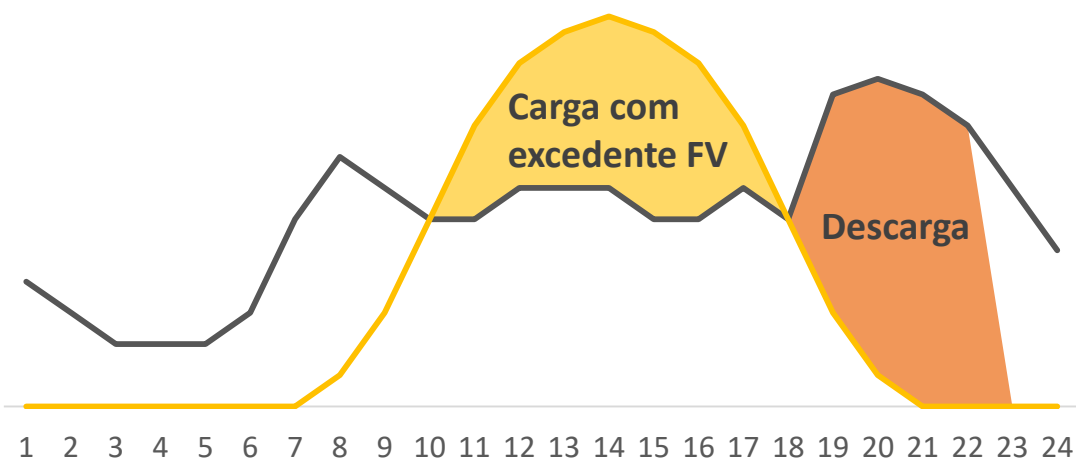
- Em termos internacionais, o estudo de Schmidt et al. (2019) aponta uma queda no CAPEX de baterias de íon-lítio de 8,3% a.a. entre 2020 e 2030;
- Aplicando essa redução ao preço atual, se estima um preço final na faixa de R\$ 2.000/kWh em 2030;
- No entanto, há outros fatores nacionais que podem afetar a redução no preço. Atualmente, há alta carga tributária na importação de baterias. Uma diminuição das alíquotas poderia reduzir ainda mais o preço esperado.

**Para a aplicação I, simulações demonstram que o preço das baterias teria que cair muito além do atual para que o investimento seja viável economicamente.**

- A mudança prevista no Sistema de Compensação de Energia Elétrica irá diminuir o valor da geração distribuída injetada na rede;
- O valor do crédito dependerá da alternativa de compensação que será definida. Quanto menor o valor, mais atrativo é o uso de baterias;
- Dessa forma, as baterias podem ser utilizadas para evitar a injeção na rede, armazenando o excedente da geração para consumo posterior.

- Na prática, as variações da geração e do consumo fazem com que seja difícil otimizar o uso da bateria. Em alguns momentos, há muita geração e pouco consumo, carregando a bateria completamente e tendo que exportar para a rede parte da geração. Caso seja aumentada a capacidade da bateria, aumenta-se o custo do sistema, e em muitos momentos a capacidade é subutilizada. Por esse motivo, o dimensionamento não é trivial.

Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação II

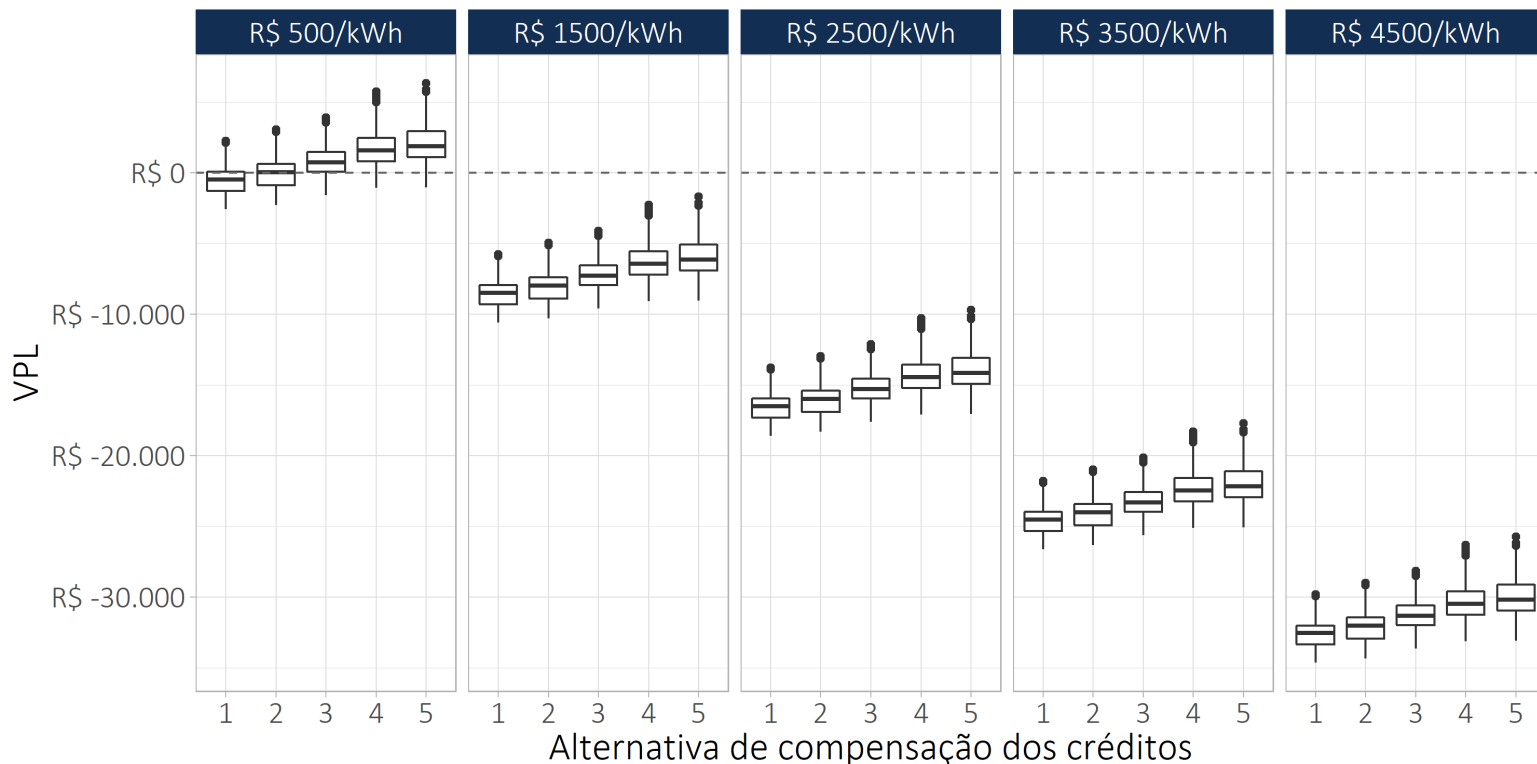


Componentes tarifárias compensadas em cada alternativa e valor correspondente, em relação à tarifa cheia (Tarifa B1)

	TUSD Distrib.	TUSD. Transm.	TUSD Encargos	TUSD Perdas	TE Encargos	TE Energia	% da Tarifa Cheia
Alternativa 0							85%
Alternativa 1							63%
Alternativa 2							58%
Alternativa 3							51%
Alternativa 4							45%
Alternativa 5							42%

Nota: apesar da compensação de todas as componentes na Alternativa 0, o valor não é de 100% em função do pagamento do ICMS sobre as parcelas TUSD.

VPL do investimento em baterias para o aumento do autoconsumo da micro GD de acordo com o preço final da bateria e alternativas de compensação dos créditos de energia injetada na rede. Análise para diferentes distribuidoras. Não considera tarifa binômia.

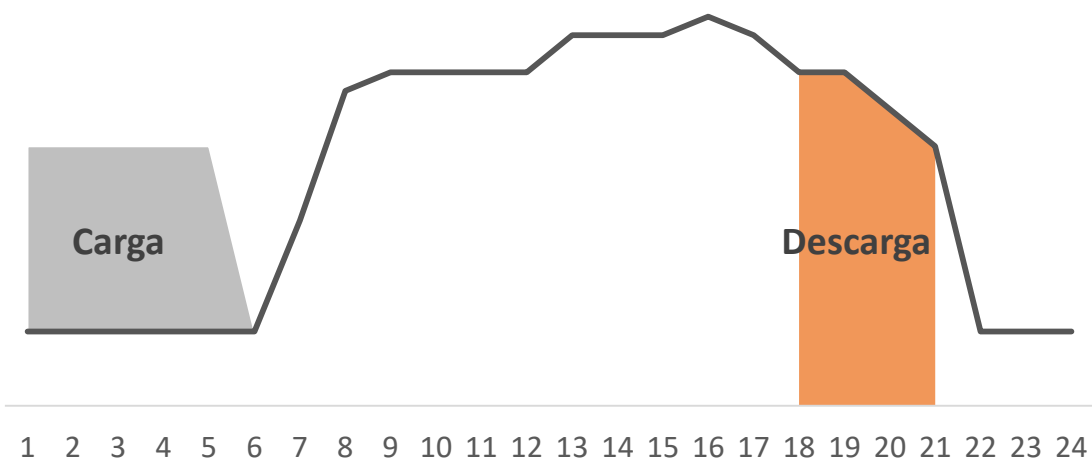


- Resultados mostram que, para os consumidores analisados, só seria viável o investimento em baterias caso houvesse grande redução no preço das baterias;
- Considerando um preço atual de R\$ 4.500/kWh, e uma redução anual de 8,3% no preço (Schmidt et al., 2019), se estima um preço na faixa de R\$ 2.000/kWh em 2030;

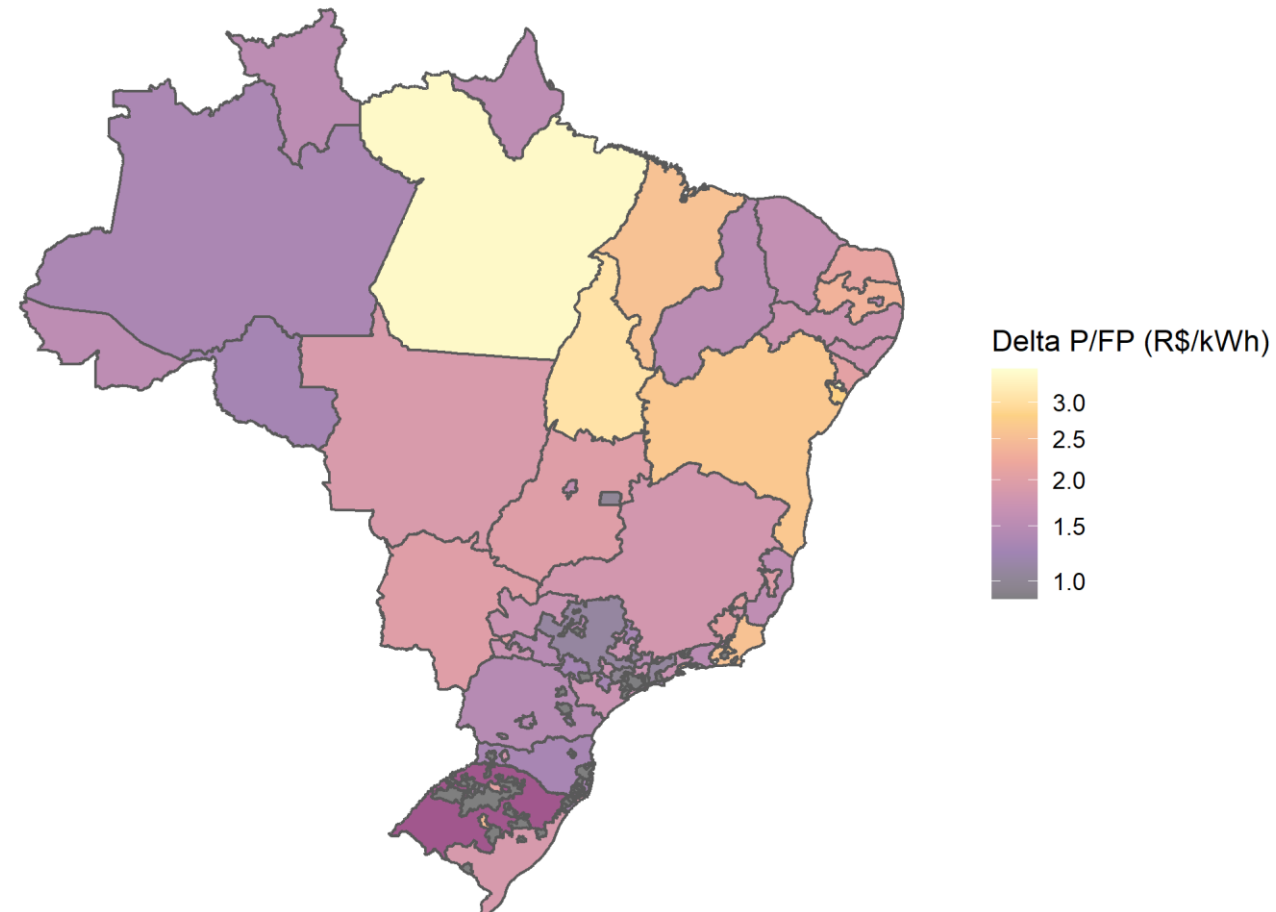
**Não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal para a aplicação de aumento do autoconsumo da micro GD**

- Desde 1988, consumidores atendidos em alta tensão são submetidos às tarifas horo-sazonais, com diferença entre horário de ponta e fora ponta;
- Muitos consumidores utilizam geradores a diesel para evitar o consumo no horário de ponta. A EPE estimou entre 7-9 GW de geradores para esse fim (EPE, 2015);
- As baterias também podem ser utilizadas para deslocar o consumo da ponta para fora da ponta. Quanto maior a diferença entre as tarifas, maior a atratividade.

## Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação III

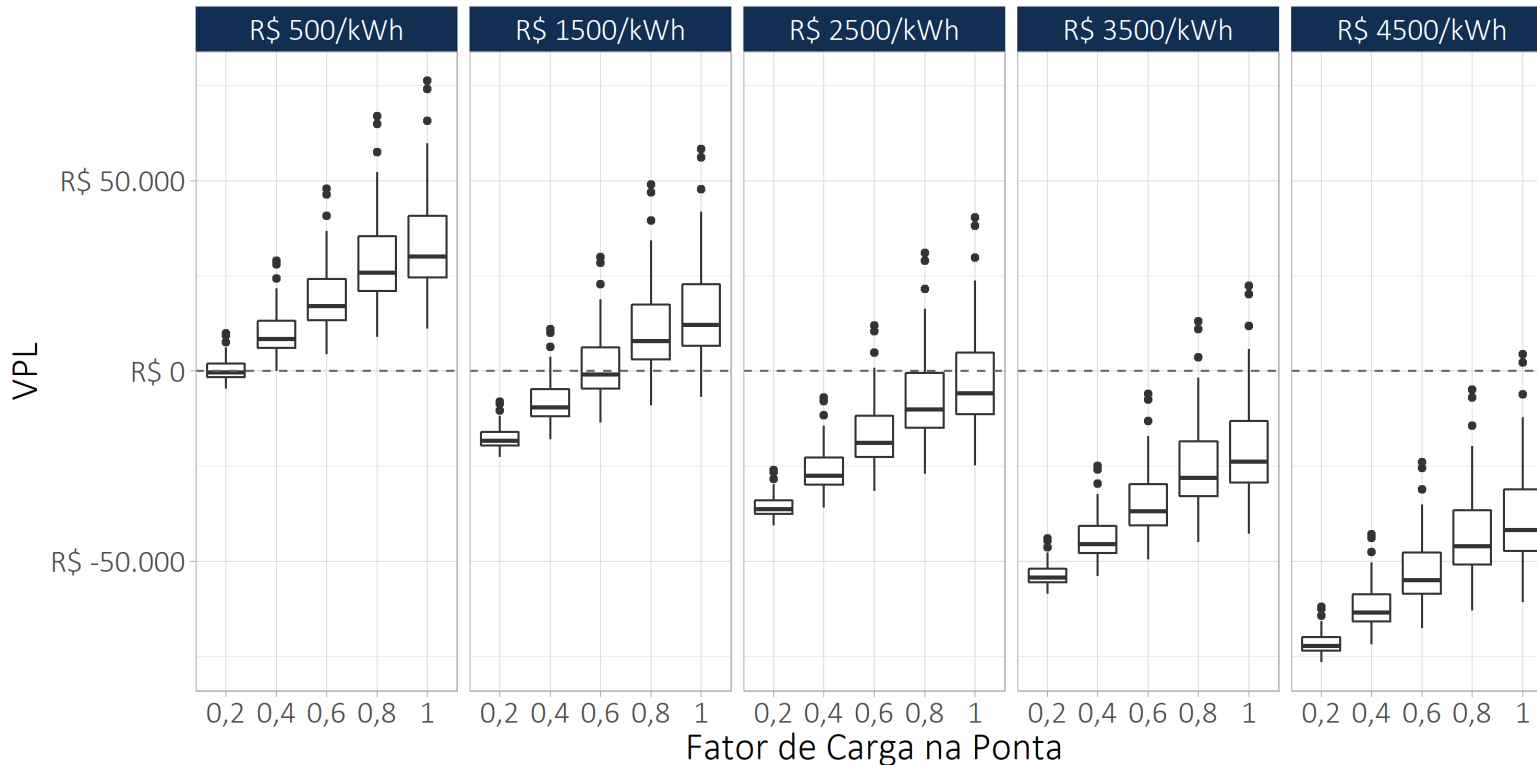


## Diferença entre Tarifa Ponta menos Tarifa Fora Ponta, com impostos





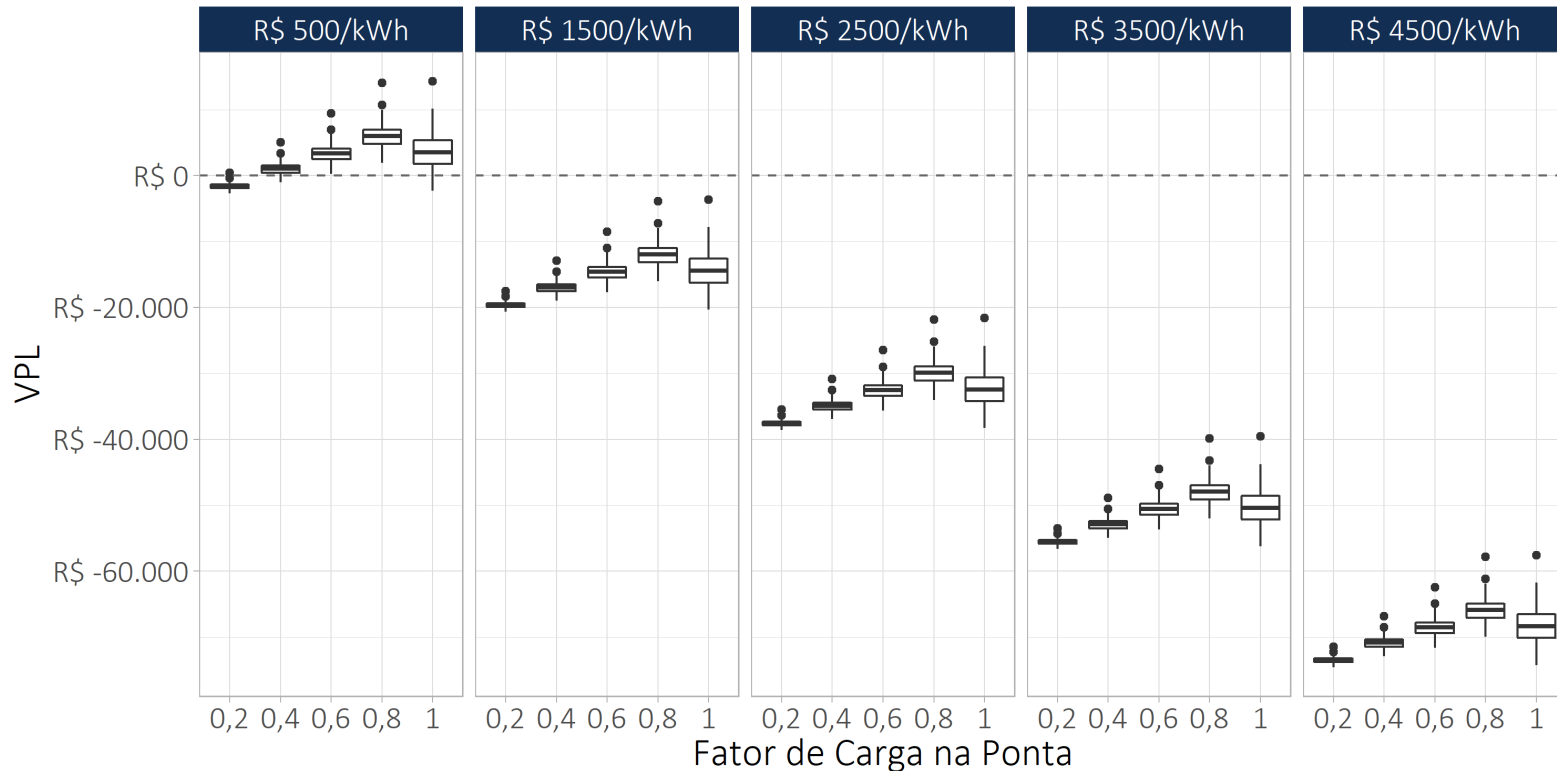
VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa A4 – Verde de acordo com o preço final da bateria e fatores de carga na ponta. Análise para diferentes distribuidoras



- Resultados mostram que para consumidores com alto consumo na ponta, frente à demanda máxima no período (alto FCp), pode ser viável a instalação de baterias abaixo de R\$ 3.500/kWh;
- Um baixo FCp indica que a bateria fica ociosa a maior parte do tempo, o que diminui a atratividade do investimento;
- Há que se ressaltar o risco de haver uma mudança no desenho tarifário do Grupo A, o que alteraria o retorno do investimento em baterias.

**Analisando exclusivamente a opção de baterias para o atendimento do horário de ponta, enxerga-se viabilidade econômica no horizonte decenal para consumidores com alto fator de carga na ponta.**

VPL do investimento em baterias *versus* geração diesel para gestão do consumo com Tarifa A4 – Verde de acordo com o preço final da bateria e fatores de carga na ponta. Análise para diferentes distribuidoras.



- A geração diesel continua competitiva para evitar a tarifa de ponta. O resultado aponta que somente se as baterias custassem próximo a R\$ 500/kWh valeria a pena, em termos financeiros, substituir a geração diesel por baterias;
- Considerando um preço atual de R\$ 4.500/kWh, e uma redução anual de 8,3% no preço (Schmidt et al., 2019), se estima um preço na faixa de R\$ 2.000/kWh em 2030;
- No entanto, não se pode descartar que a substituição da geração diesel pelo cliente seja impulsionada por outros fatores, como a redução do ruído.

**Quando feita a comparação com a solução tradicional para o atendimento do horário de ponta (diesel), não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal**

## METODOLOGIA

- Simulações horárias para um ano de operação, utilizando o software System Advisor Model (SAM);
- Dados horários de carga foram fornecidos, através de um acordo, pela empresa Sun Mobi. Após tratamento dos dados, foram utilizados dados de 15 consumidores BT residenciais e comerciais;
- Foi utilizado um fator de ajuste para que todos os consumidores totalizem um consumo anual de 10.000 kWh;
- Para a aplicação III, o consumo no horário de ponta foi alterado de forma a simular diferentes fatores de carga nesse período, com demanda máxima de 300 kW;
- Simulações com baterias de Lithium Ion (LFP), com mínimo State of Charge (SOC) de 15% e máximo de 100%. Eficiência do ciclo de 90%. Vida útil de 10 anos. OPEX de R\$ 50/kW.ano + R\$ 15/MWh;
- Taxa de desconto de 6% a.a.;
- Para a aplicação II, foi simulada a geração fotovoltaica horária com dados de cidades representativas de 35 distribuidoras. Dados de irradiação e temperatura da base MERRA-2;

- Geração diesel simulada com CAPEX de R\$ 1.000/kW, OPEX de R\$ 25/MWh, preço do diesel por estado em junho de 2020 e consumo específico de 329 litros/MWh;
- Foram testadas diferentes configurações de potência e capacidade de armazenamento para cada aplicação. Os gráficos mostram a configuração que teve o melhor resultado médio:
  - Aplicação I: 2 kW/8 kWh;
  - Aplicação II: 4 kW/8 kWh;
  - Aplicação III: 300 kW/1080 kWh.

## REFERÊNCIAS

- BloombergNEF, 2020. BNEF Summit. San Francisco. 4 de fevereiro de 2020.
- EPE, 2015. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Fevereiro de 2015.
- Schmidt et al., 2019. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule, Volume 3, Issue 1, 16, Pages 81-100.



[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

#### **Coordenação Executiva**

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira  
Giovani Vitória Machado

#### **Coordenação Técnica**

Carla da Costa Lopes Achão  
Gustavo Naciff de Andrade  
Luciano Basto Oliveira

#### **Equipe Técnica**

Gabriel Konzen  
Thiago Toneli Chagas



**EPE - Empresa de Pesquisa Energética**  
Avenida Rio Branco, 1 - 11º andar  
20090-003  
Centro - Rio de Janeiro

