



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

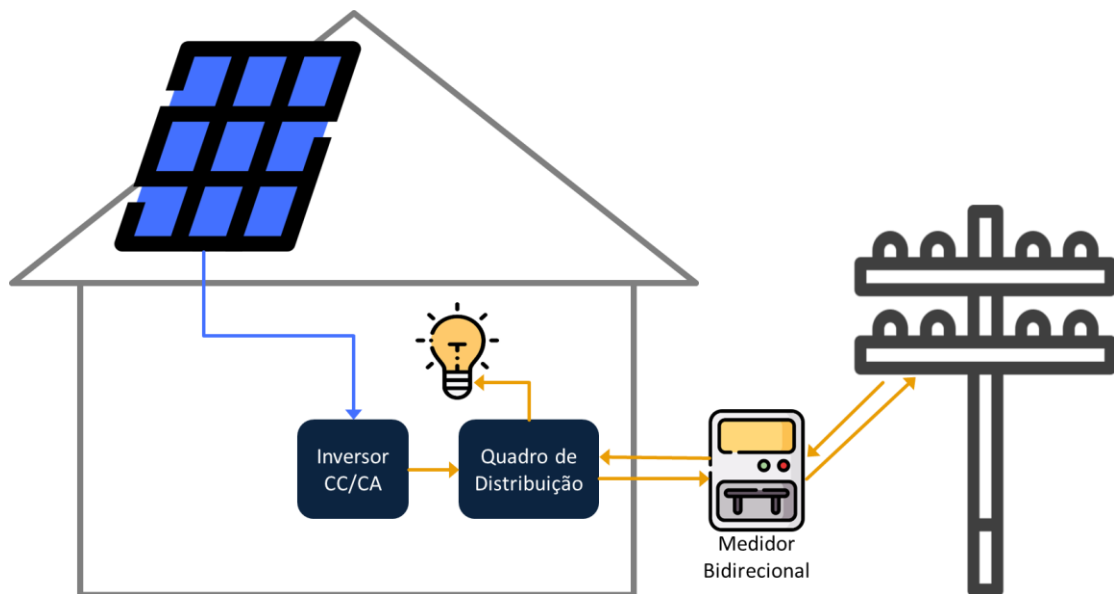


Micro e Minigeração Distribuída

Cenário Regulatório
Taxa de Retorno de Projetos
Projeções

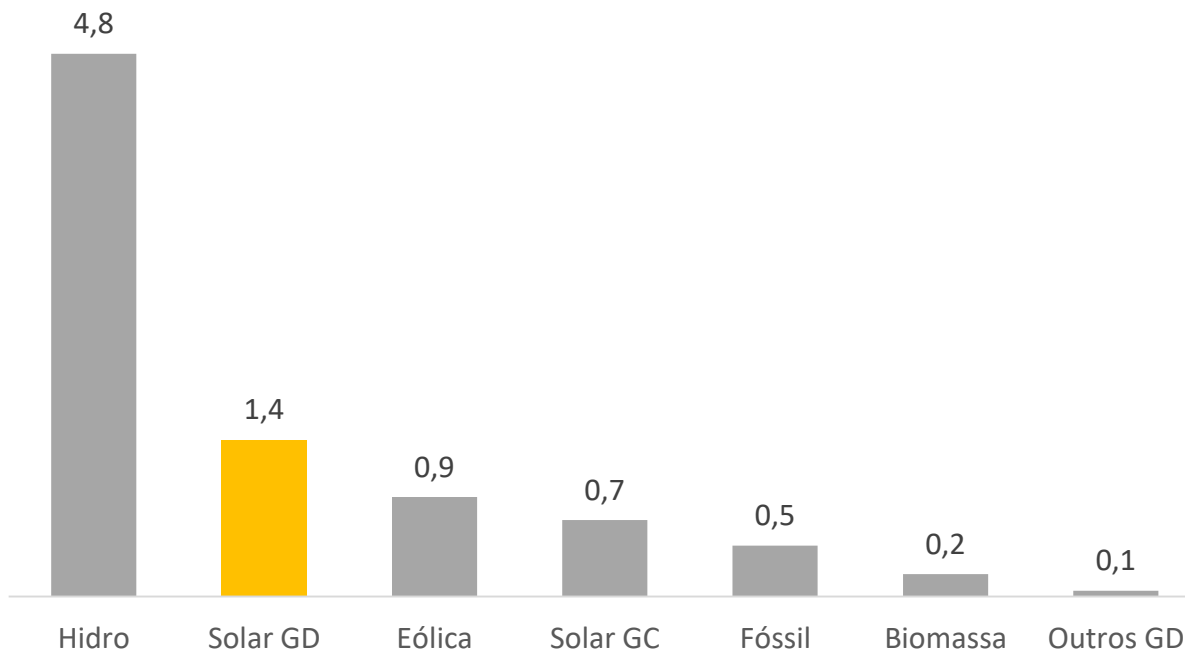
O QUE SE ENQUADRA COMO MMGD?

- 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

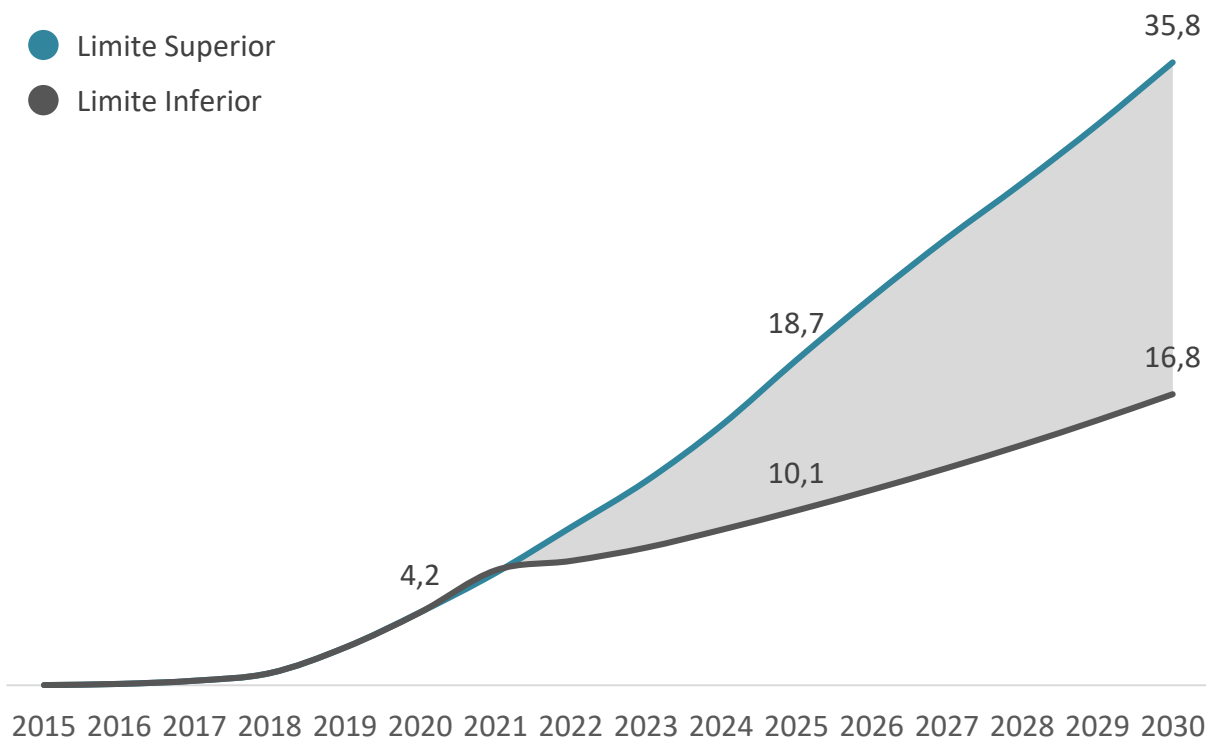
	Alteração do SCEE	Tarifa Binômia
Status na ANEEL	O processo de revisão da REN 482 na ANEEL foi interrompido e mecanismo de compensação deve ser discutido no Congresso Nacional.	Estudo está na agenda regulatória 2020-2021 da ANEEL. No entanto, não há previsão para alguma alteração.
Status no Congresso	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.
Incertezas	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.

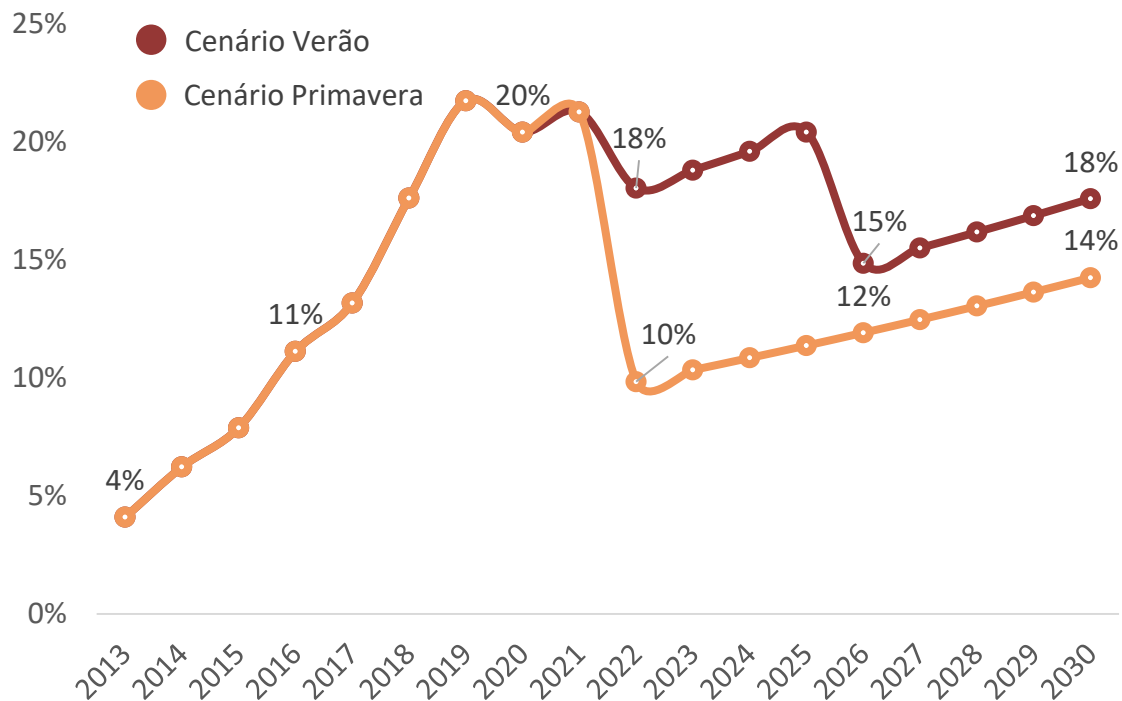
Mudança do Sistema de Compensação de Energia:

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

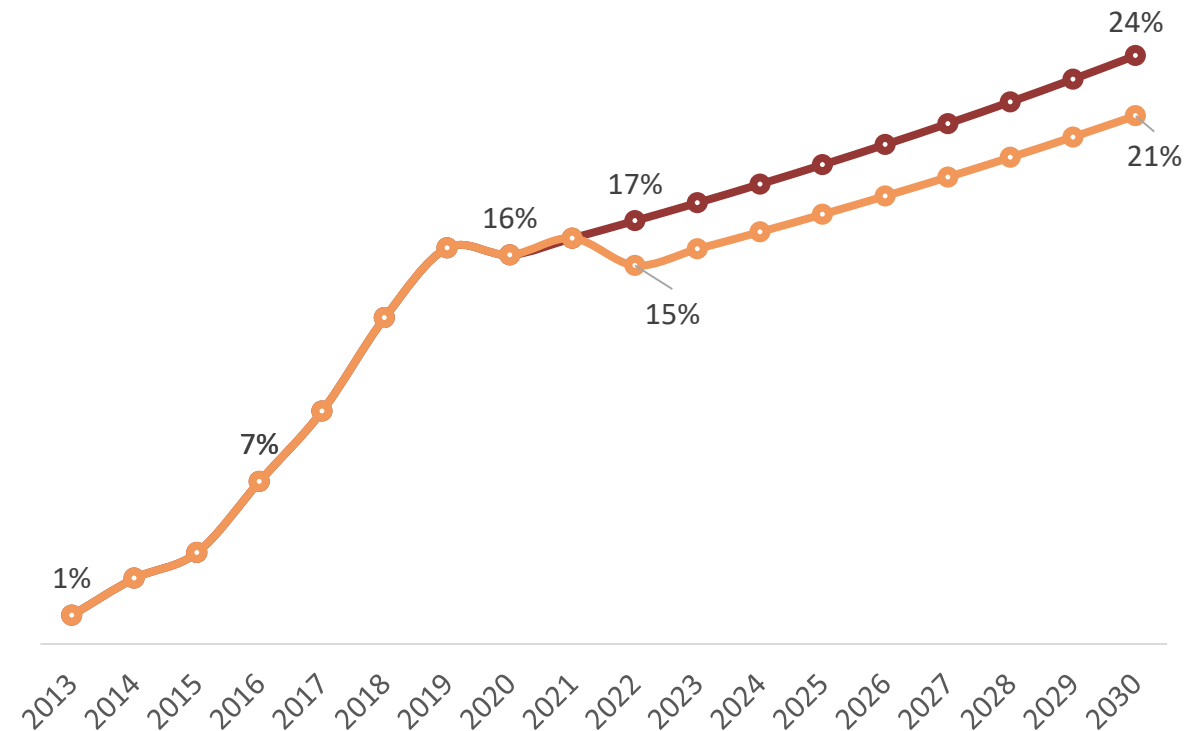
Aplicação da Tarifa Binômia:

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



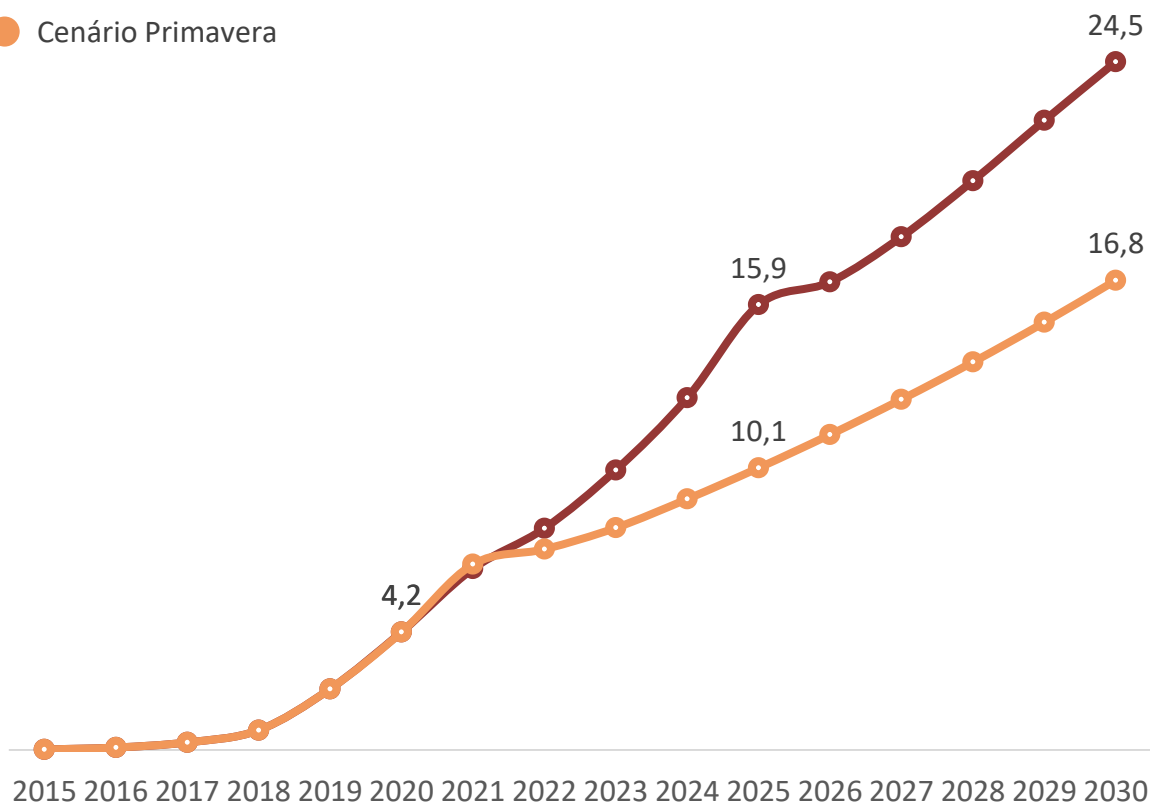
Nota: ambos casos consideram investimento com 100% de capital próprio.

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 binômia, portanto, não é impacto por essa medida.

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)

Por cenário

- Cenário Verão
- Cenário Primavera



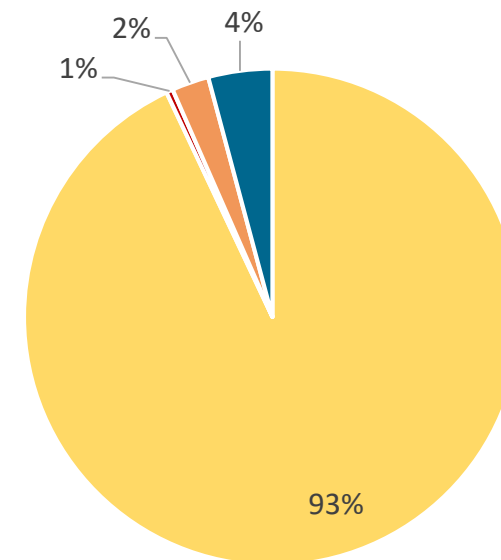
Resumo da adoção e de investimentos em ambos cenários

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

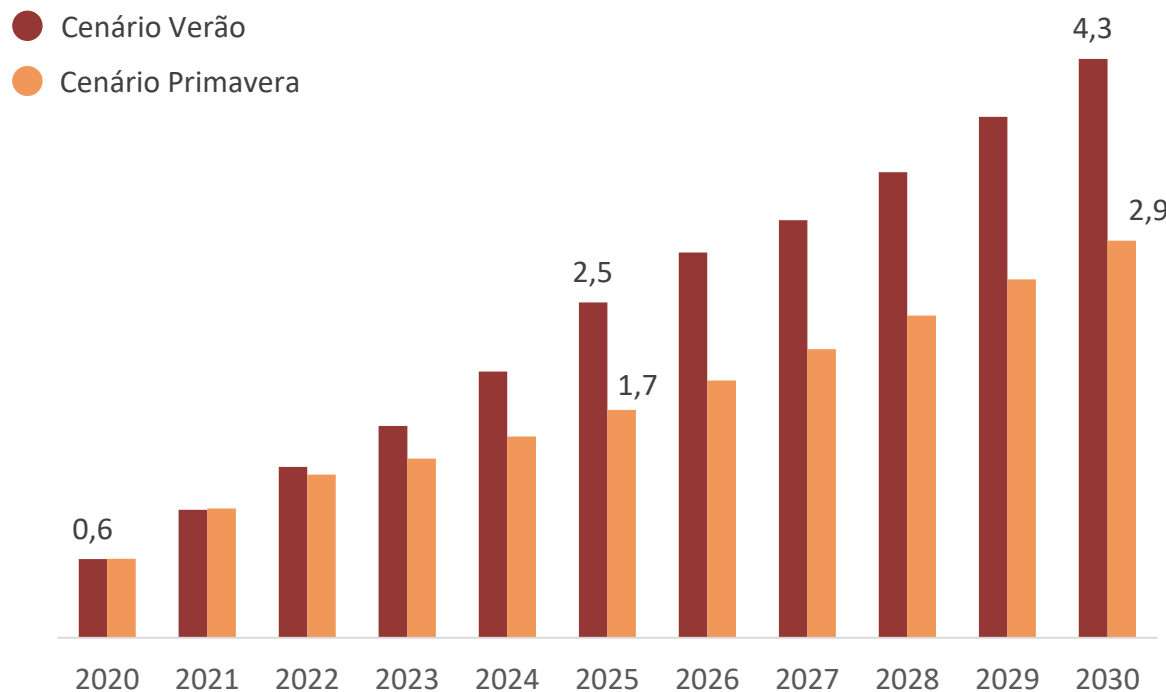
Projeção da capacidade instalada de MMGD por fonte em 2030 (%)

Cenário Verão

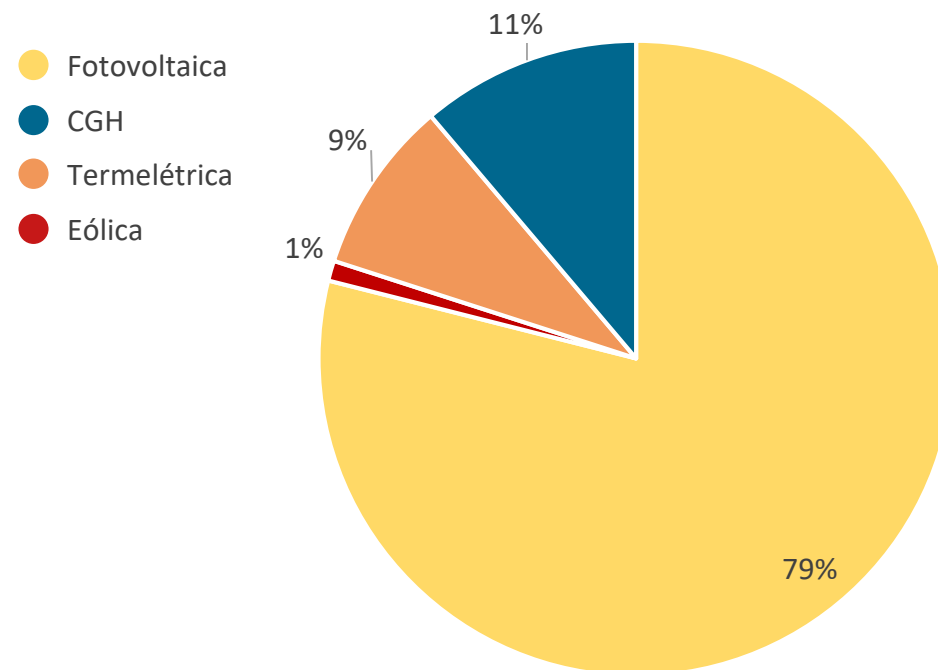
- Fotovoltaica
- CGH
- Termelétrica
- Eólica



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

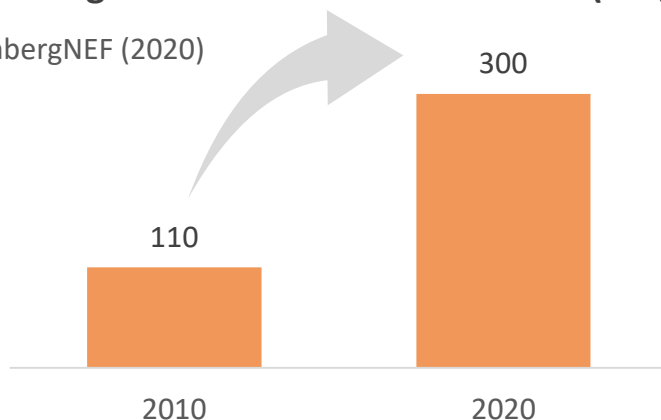
Simulações de atratividade

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

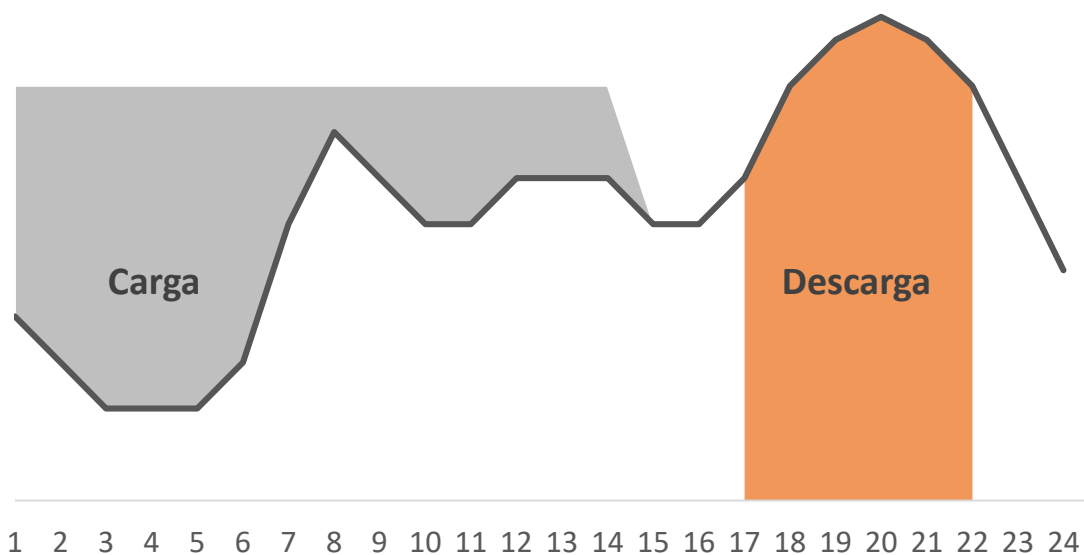
- Com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras;
- A regulação da MMGD no Brasil não incentiva o armazenamento da geração. É como se a rede funcionasse como uma bateria para o gerador;
- Atualmente, não há regulação específica 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

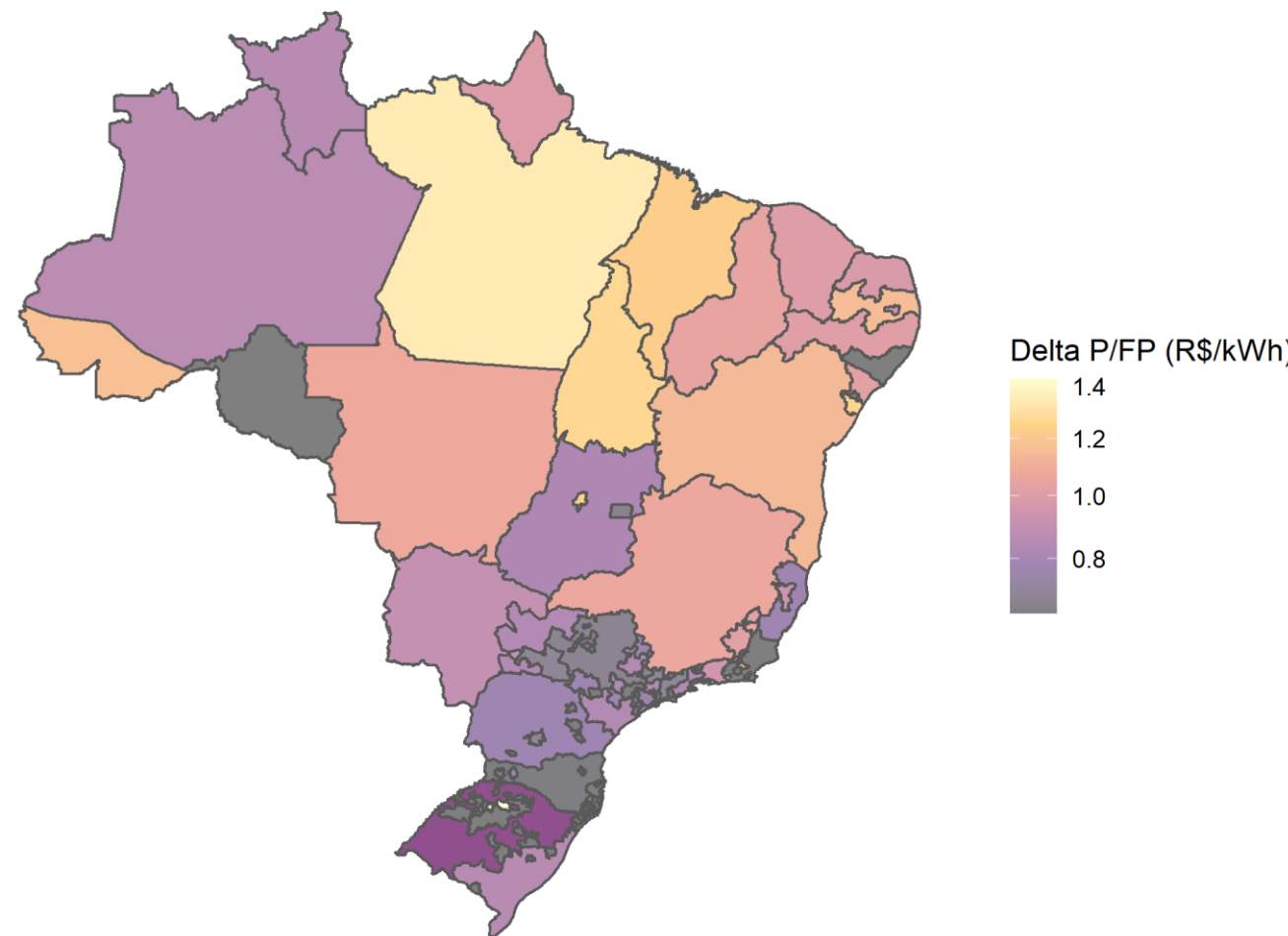
	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade			
Redução do pico da demanda			
Deslocamento do consumo		Avaliado no PDE 2030	Avaliado no PDE 2030
Aumento do autoconsumo da MMGD	Avaliado no PDE 2030		

- 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.

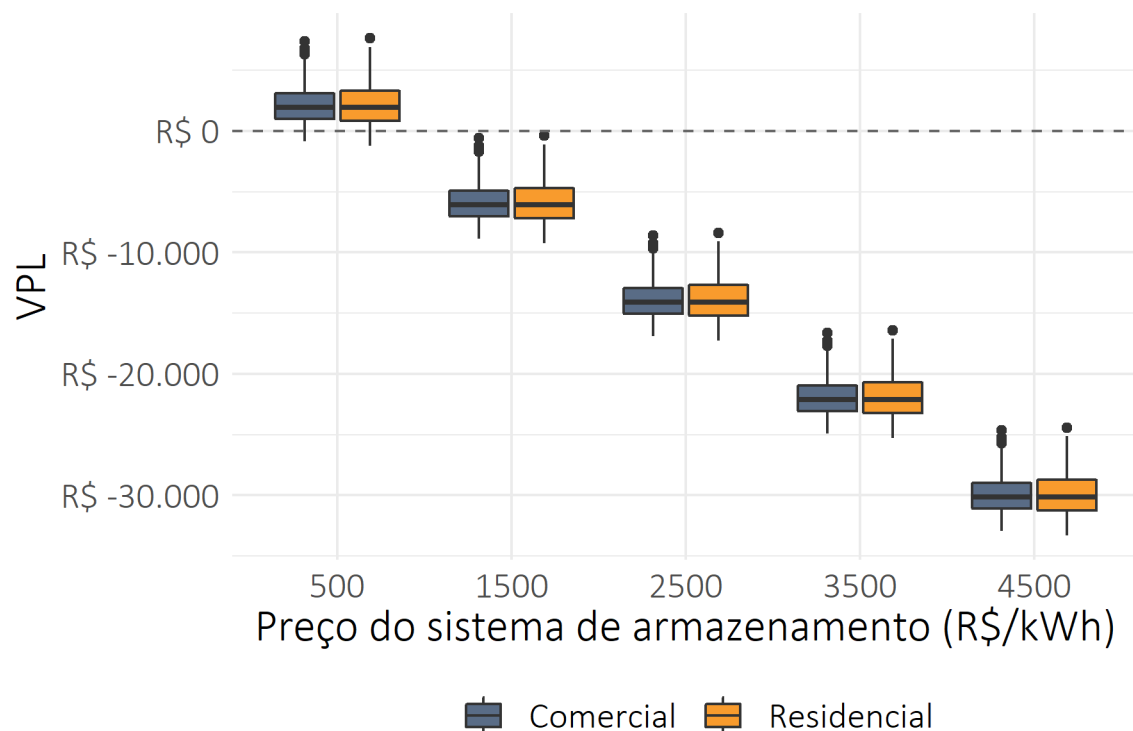
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação I



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?

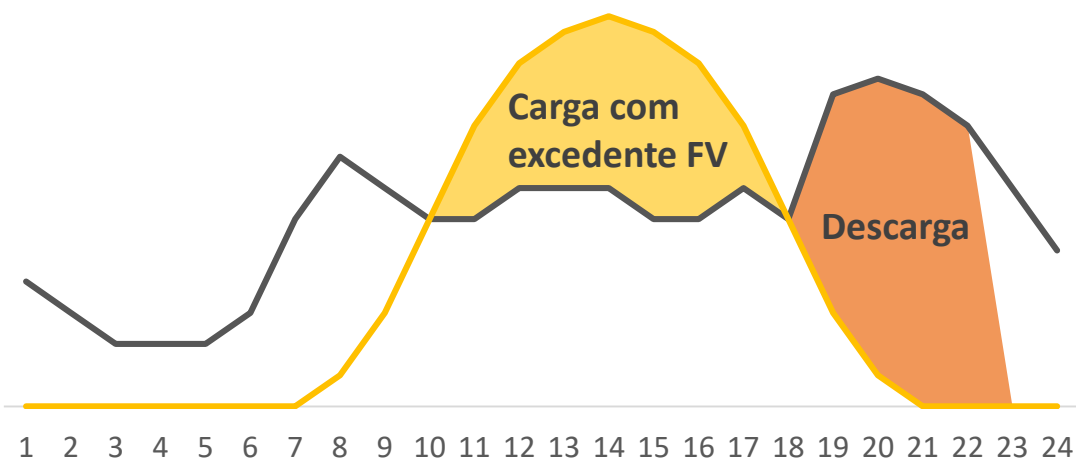
- Em termos internacionais, o estudo de Schmidt et al. (2019) aponta uma queda no CAPEX de baterias de íon-lítio de 8,3% a.a. entre 2020 e 2030;
- Aplicando essa redução ao preço atual, se estima um preço final na faixa de R\$ 2.000/kWh em 2030;
- No entanto, há outros fatores nacionais que podem afetar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

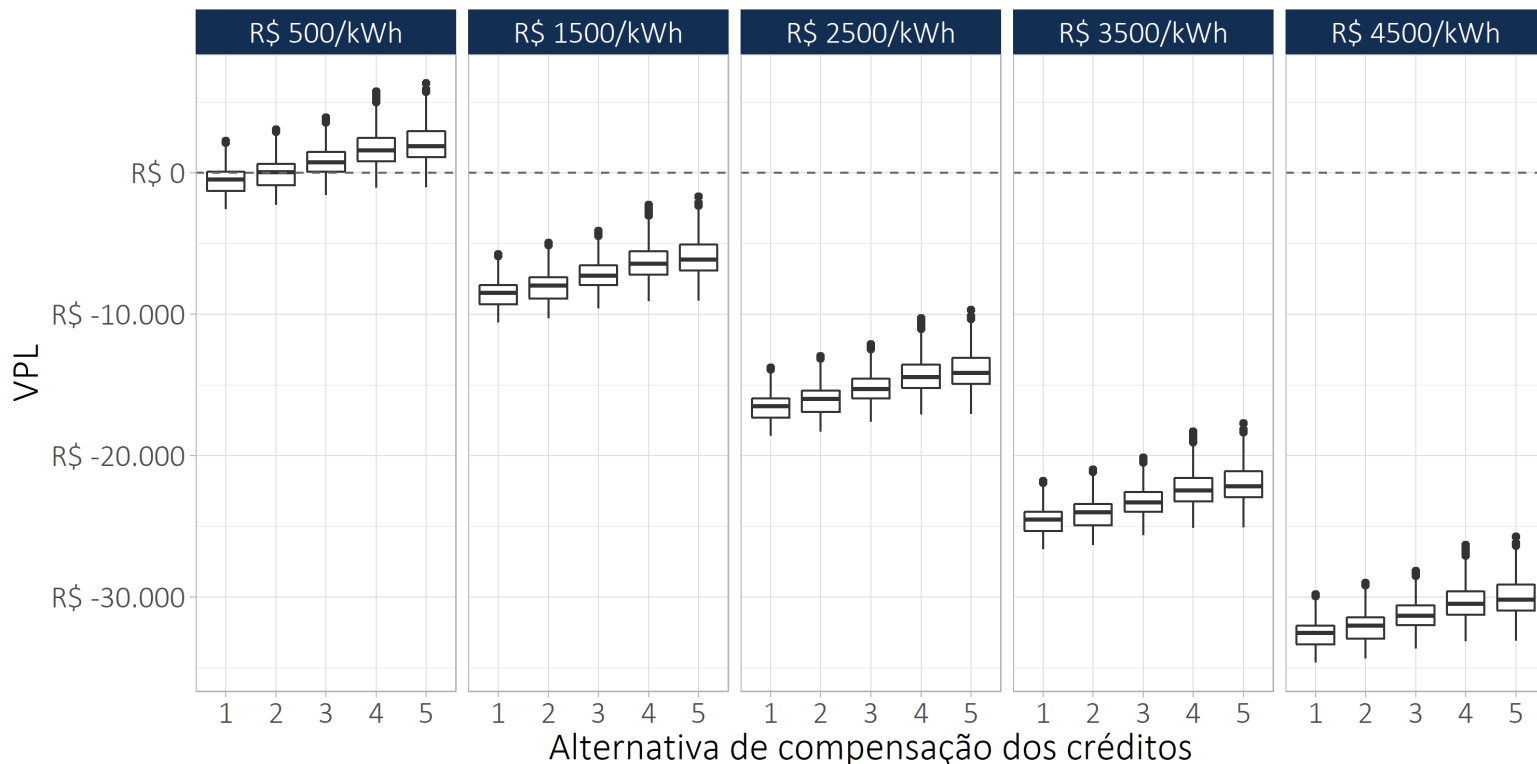
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação II



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							100%
Alternativa 1							63%
Alternativa 2							58%
Alternativa 3							51%
Alternativa 4							45%
Alternativa 5							42%

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.

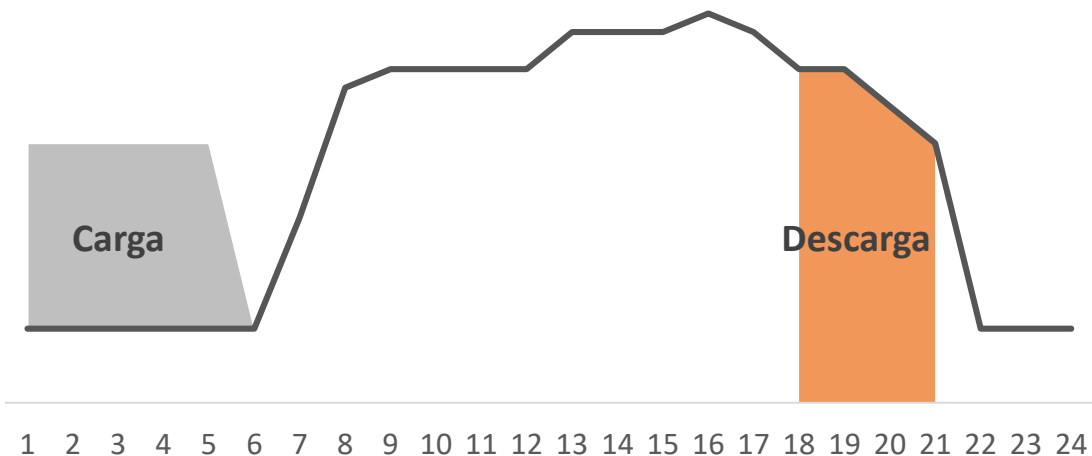


- Resultados mostram que, para os consumidores analisados, só seria viável o investimento em baterias caso houvesse grande redução no preço das baterias;
- Considerando um preço atual de R\$ 4.500/kWh, e uma redução anual de 8,3% no preço (Schmidt et al., 2019), se estima um preço na faixa de R\$ 2.000/kWh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

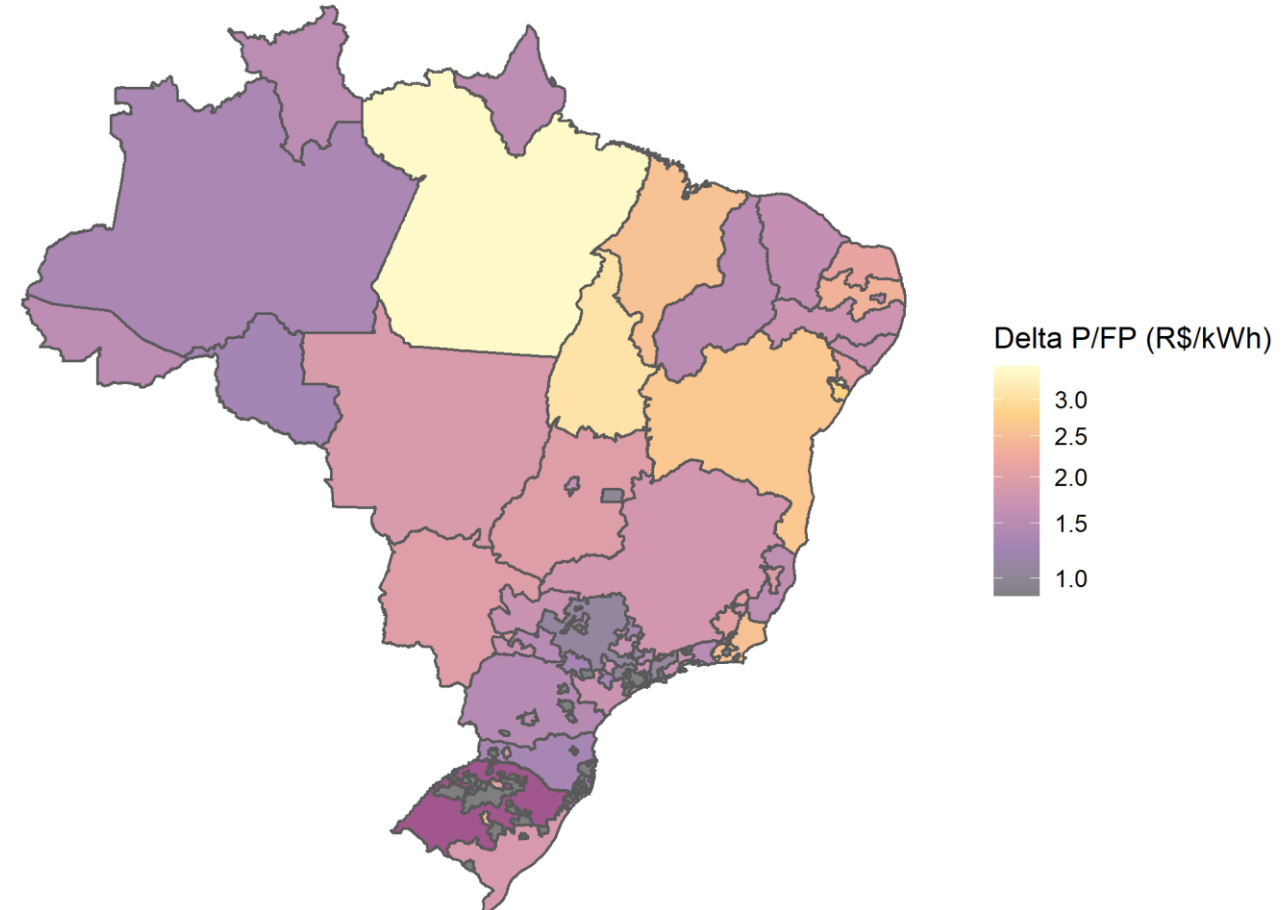
Não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal para a aplicação de aumento do autoconsumo da micro GD

- 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.

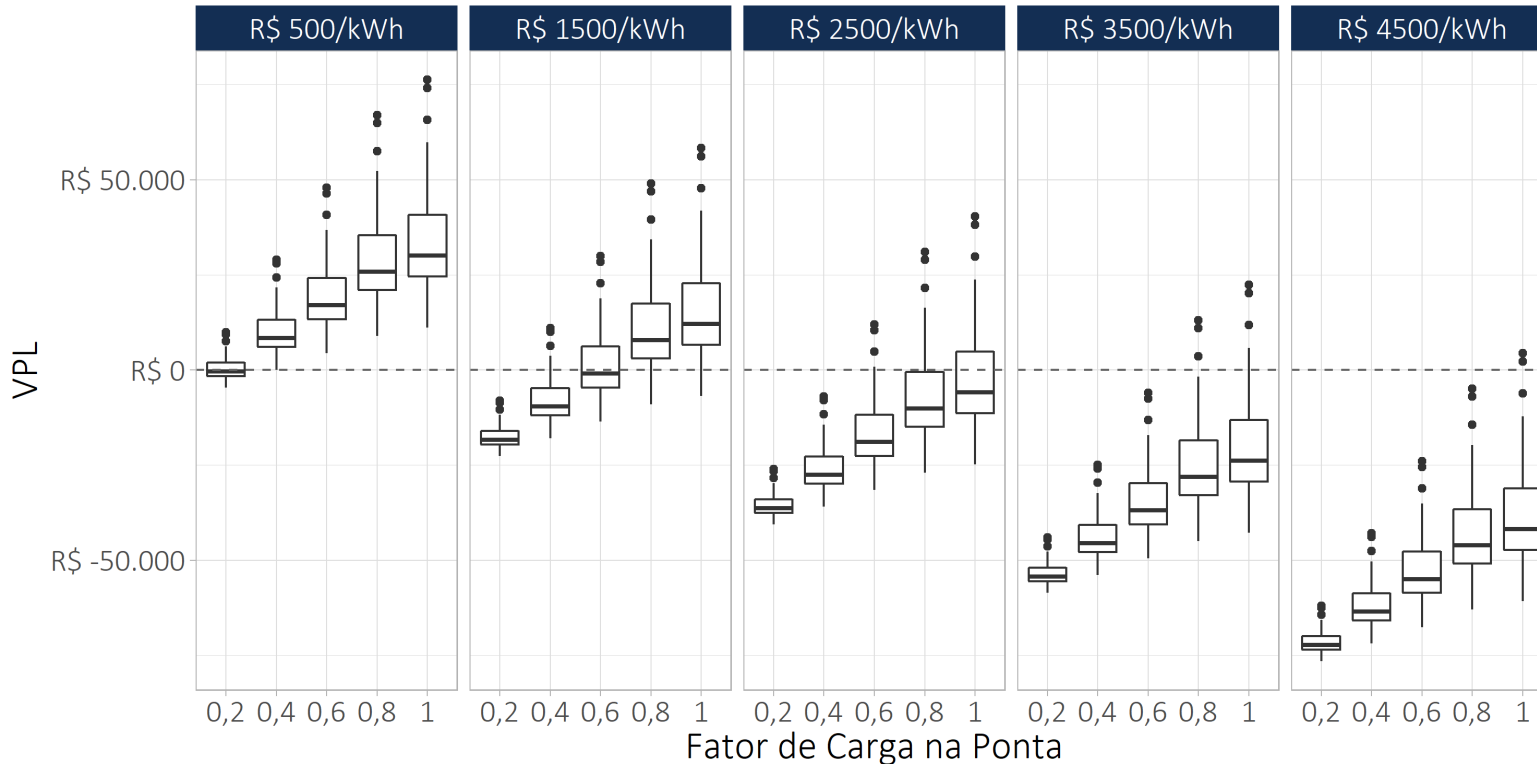
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação III



Diferença entre Tarifa Ponta menos Tarifa Fora Ponta, com impostos



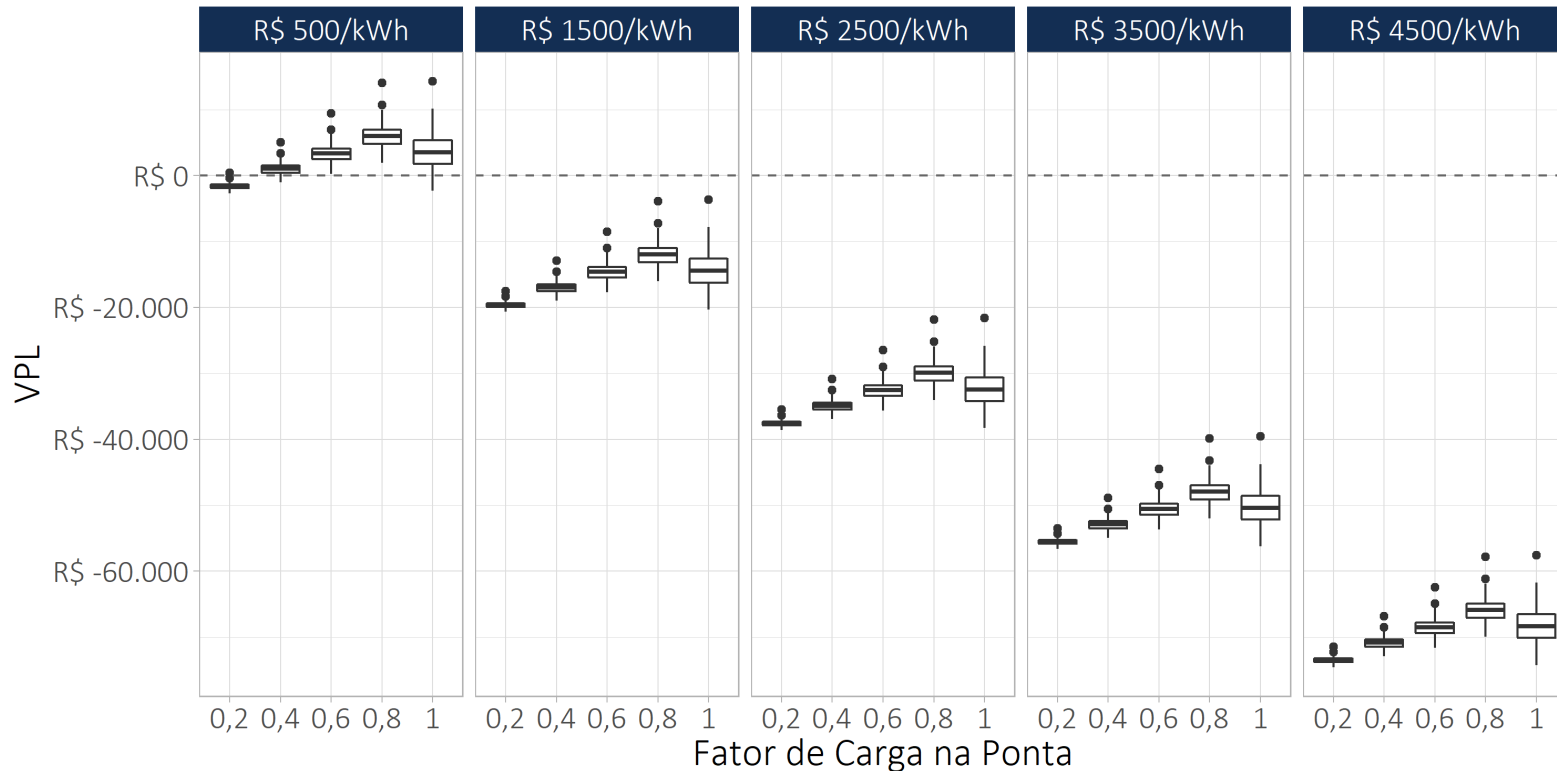
VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa A4 – Verde de acordo com o preço final da bateria e fatores de carga na ponta. Análise para diferentes distribuidoras



- 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

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

