



Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031

Micro e Minigeração Distribuída & Baterias

Superintendência de Estudos Econômicos e Energéticos

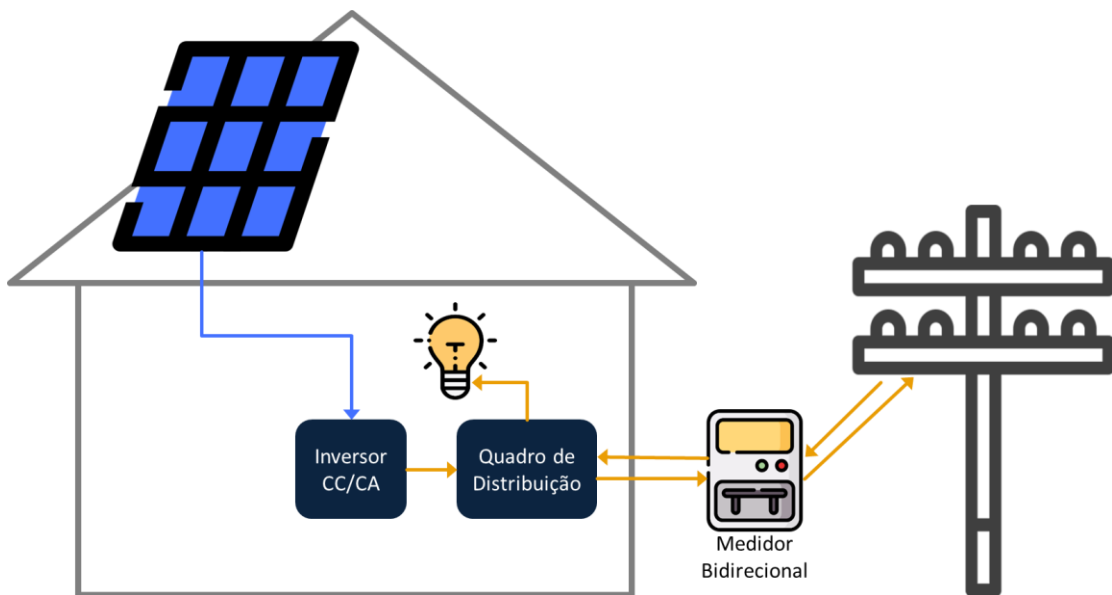
Julho de 2021

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



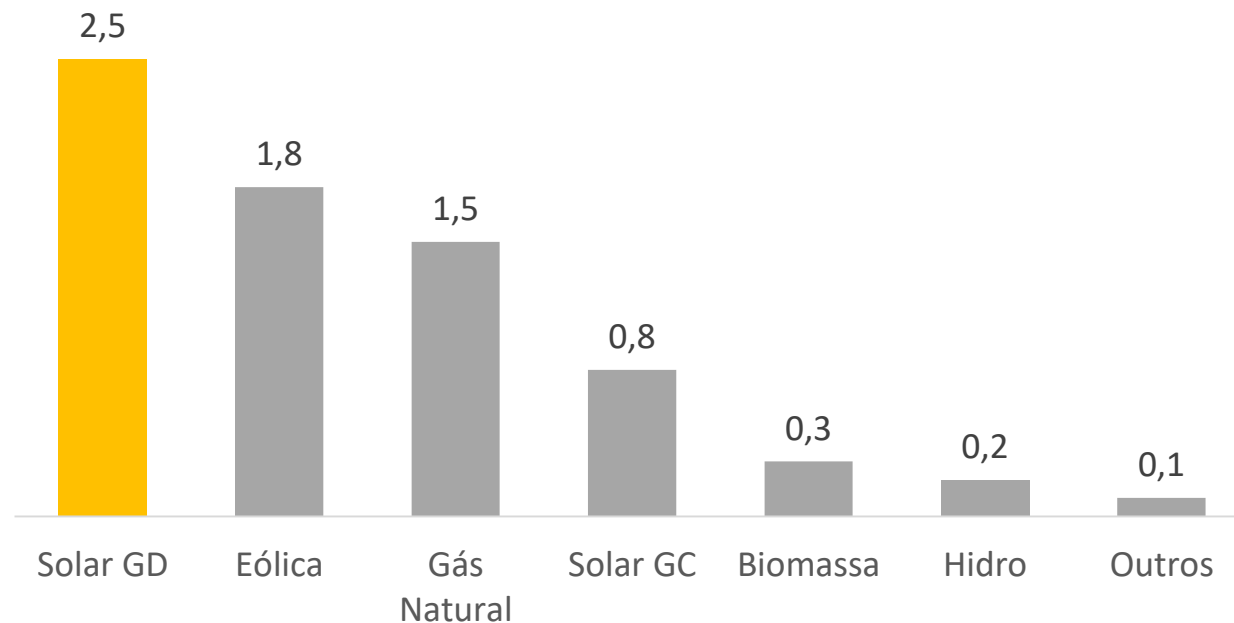
O QUE SE ENQUADRA COMO MMGD?

- Normatizada pela Resolução Normativa (REN) nº 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 2020, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as fontes centralizadas.

Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica em 2020 [GW] - Entrada em Operação



Fonte dos dados: ANEEL - base de MMGD (Acesso em 21/01/2021) e EPE - Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021

QUAIS ALTERAÇÕES REGULATÓRIAS ESTÃO SENDO DISCUTIDAS?

Alteração do SCEE

- Atualmente, nenhuma componente tarifária é cobrada do consumidor que gera a 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 prazo para revisão da REN 482 está sendo postergado desde 2019 diante das discussões no Congresso sobre a criação de um marco legal para a MMGD. Em 2021, após determinação do TCU, a área técnica da ANEEL publicou a Nota Técnica nº 30/2021, com uma proposta de revisão. No entanto, o TCU suspendeu sua determinação anterior. Portanto, o processo continua indefinido.	Estudo sobre a modernização das tarifas de baixa tensão (o que inclui tarifa binômia, tarifa horária, etc.) está na agenda regulatória 2021-2022 da ANEEL. No entanto, ainda não há previsão para alterações.
Status no Congresso	Há diversos Projetos de Lei apresentados sobre o tema. No entanto, o substitutivo do PL 5829/2019 tramita em regime de urgência na Câmara dos Deputados.	O PLS 232/2016 prevê a aplicação de tarifa binômia em até 60 meses após a aprovação do projeto. O PLS 232 foi aprovado no Senado e agora tramita na Câmara dos Deputados (PL 414/21).

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou em dezembro de 2020 as diretrizes para a formulação e implementação de políticas públicas voltadas à Micro e Minigeração Distribuída no Brasil:

1

Acesso não discriminatório às redes das distribuidoras.

2

Segurança jurídica e regulatória, com prazos para a manutenção dos incentivos dos atuais consumidores que possuem MMGD.

3

Alocação dos custos de uso da rede e dos encargos, considerando os benefícios da MMGD.

4

Transparência e previsibilidade nos processos de elaboração, implementação e monitoramento da política pública.

5

Gradualidade na transição das regras.

PONTOS EM DISCUSSÃO

- As diretrizes aprovadas pelo CNPE trouxeram mais segurança aos investidores sobre o futuro da MMGD no Brasil. No entanto, ainda permanecem alguns pontos a serem definidos sobre as regras para a MMGD no País;
- Há alguns aspectos, como a alocação de custos de uso da rede e a consideração de benefícios, que têm diferentes entendimentos dentro do setor elétrico;
- A data de entrada das novas regras e o formato da gradualidade também são pontos a serem definidos;
- Em relação à aplicação da tarifa binômia, não está definido quando essa forma de tarifação entrará em vigor para consumidores atendidos em Baixa Tensão, além do formato de cobrança (fixa ou por medição de demanda).

Cenário Superior:

Considera a manutenção das regras vigentes para MMGD.

Cenário Fio B Gradual:

Baseado no Projeto de Lei 5829/2019, é um cenário que mantém grande parte dos incentivos à MMGD. Considera apenas a cobrança gradual da TUSD Distribuição (FIO B), começando com o pagamento 20% em 2023, até 100% em 2031.

Cenário Verão:

Cenário com incentivos moderados, com a previsão de cobrança escalonada da TUSD Distribuição, TUSD Transmissão e da TUSD Encargos. Adicionalmente, considera cobrança de Tarifa Binômia.

Cenário NT ANEEL:

Cenário em que o Brasil remove os incentivos existentes no Sistema de Compensação de Energia. Baseado na Nota Técnica nº 30/2021 publicada pela equipe técnica da ANEEL.

Cenário Primavera:

Cenário similar ao anterior, com o advento adicional da cobrança de tarifa binômia.

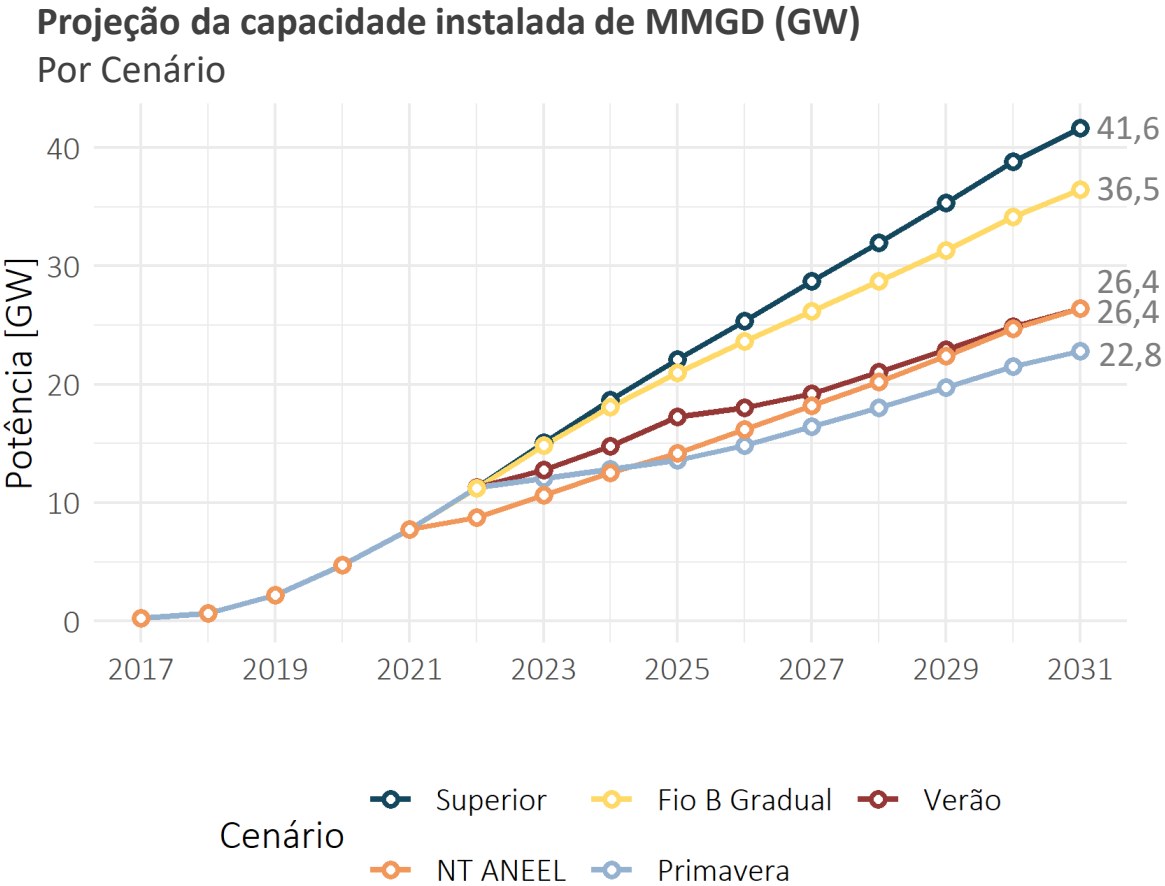
Diferenças de premissas entre os cenários

Os anos representam o início da cobrança da componente tarifária (sobre a energia injetada na rede) ou tarifa binômia.

	Superior	Fio B Gradual	Verão	NT ANEEL	Primavera
TUSD Dist.	-	2023 a 2031	2023	2022	2023
TUSD Transmissão	-	-	2024	2022	2023
TUSD Encargos	-	-	2026	2025	2024
TUSD Perdas	-	-	-	2025	2025
TE Encargos	-	-	-	2025	2026
TE Energia	-	-	-	-	-
Tarifa Binômia	-	-	2026	-	2023
Tipo Cobrança Demanda Grupo A¹	TUSDd	TUSDg	TUSDd	TUSDg	TUSDd
Cobrança somente para novos sistemas?²	-	Não	Sim	Não	Sim

(1) Indica que tipo de tarifa de demanda é aplicada a consumidores do grupo A. Atualmente é cobrada TUSDd (demanda)

(2) Em caso negativo, indica que quem investiu permanece com o sistema de compensação original por 25 anos. Em caso afirmativo, indica que o gerador passará a pagar pelas componentes mesmo tendo realizado o investimento antes das alterações.



Resumo dos Resultados Por Cenário

Cenários	Adotantes (2031) Milhões	Potência (2031) GW	Geração (2031) GWméd	Investimentos (2022 a 2031) R\$ bilhões
Superior	4,9	41,6	7,7	138
Fio B Gradual	4,1	36,5	7,0	120
Verão	3,2	26,4	4,3	71
NT ANEEL	3,1	26,4	4,4	70
Primavera	2,7	22,8	3,7	56

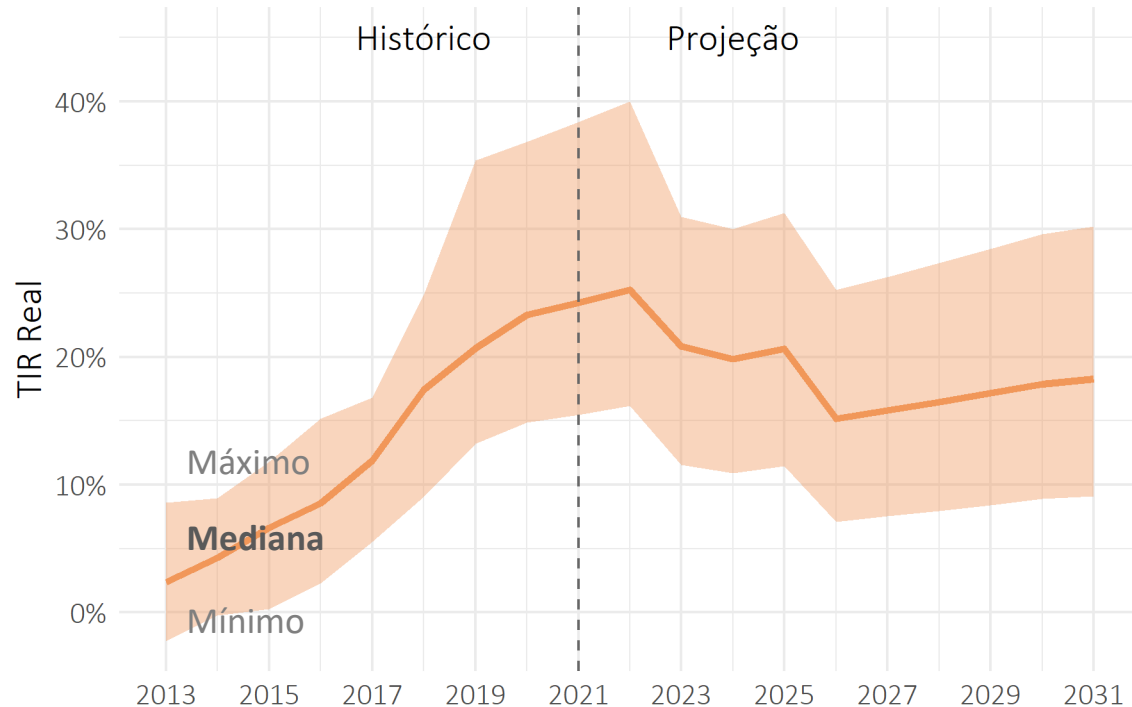
Cenário Verão foi considerado como o cenário de referência para o PDE 2031



Acesse a metodologia utilizada nas projeções

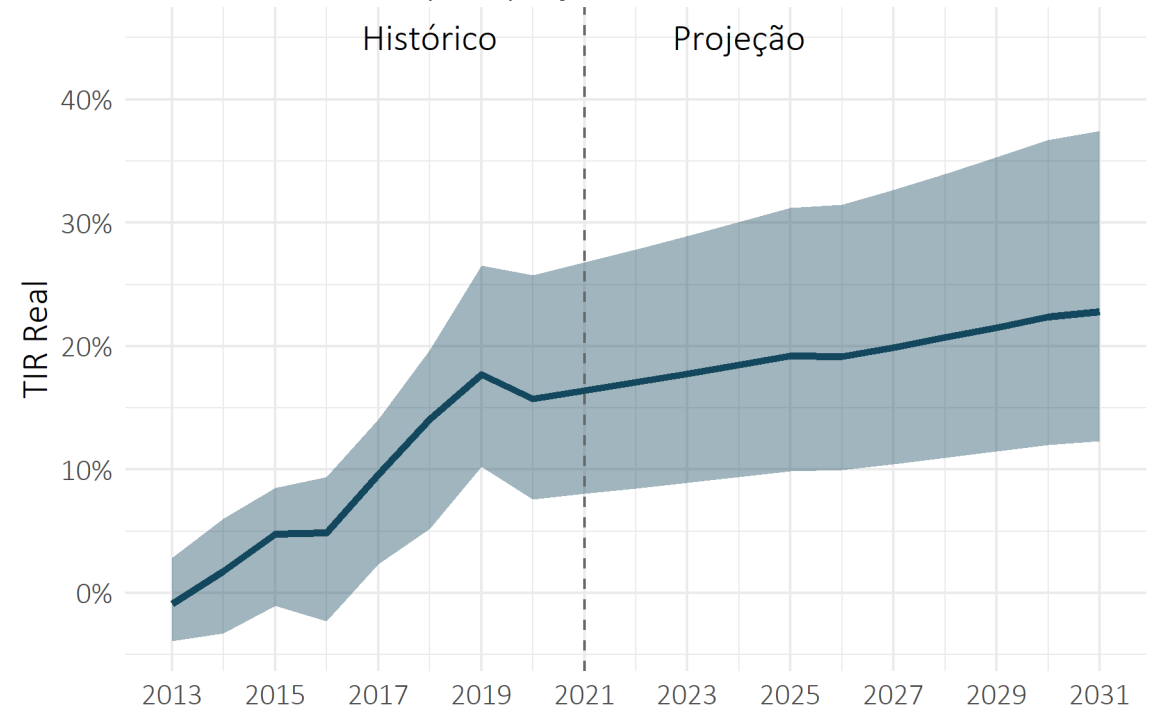
TIR real de um projeto fotovoltaico residencial local

Cenário Verão – Cálculo para projetos na área de 54 distribuidoras



TIR real de um projeto fotovoltaico comercial A4 local

Cenário Verão – Cálculo para projetos na área de 54 distribuidoras

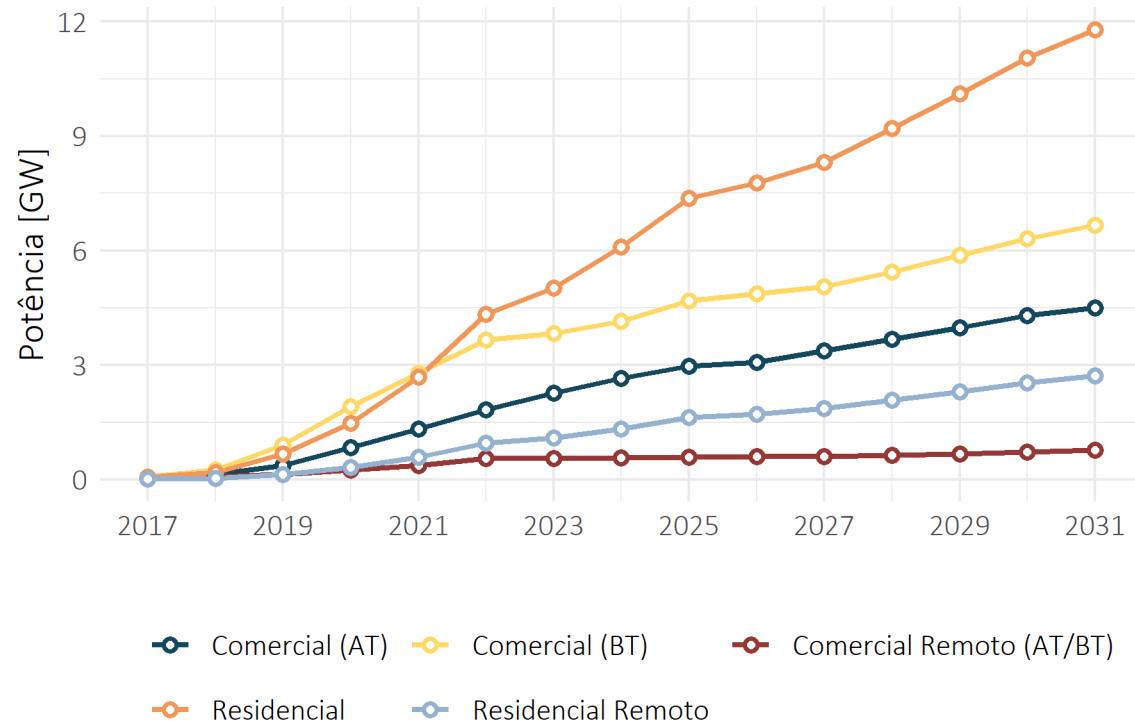


Nota: Simulações para projetos típicos. Resultado sujeito à variações em casos específicos. Ambos casos consideram investimento com 100% de capital próprio.

Alterações regulatórias irão afetar a atratividade dos investimentos em MMGD. No entanto, a TIR continua competitiva no cenário Verão. O consumidor A4 já paga tarifa binômia, portanto, não é impactado por essa medida.

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW)

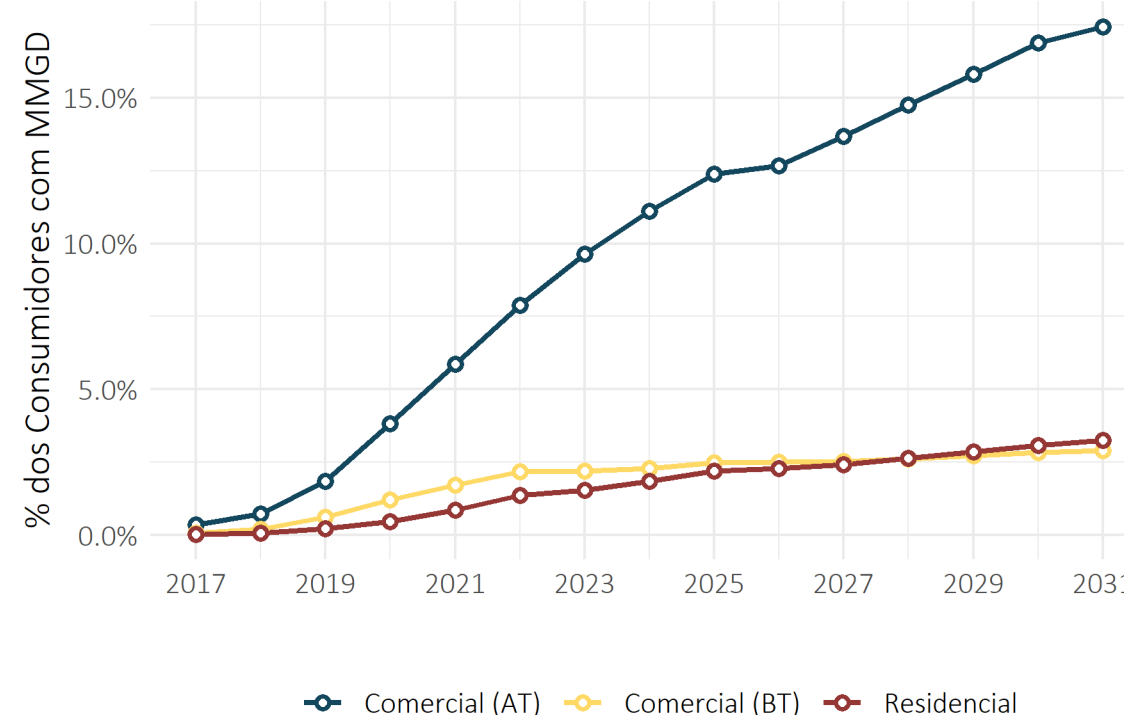
Por segmento



Nota: Comercial Remoto (AT/BT) representa sistemas de minigeração em unidades de Alta Tensão, mas que compensam remotamente os créditos em Baixa Tensão.

Taxa de penetração da tecnologia nas unidades consumidoras

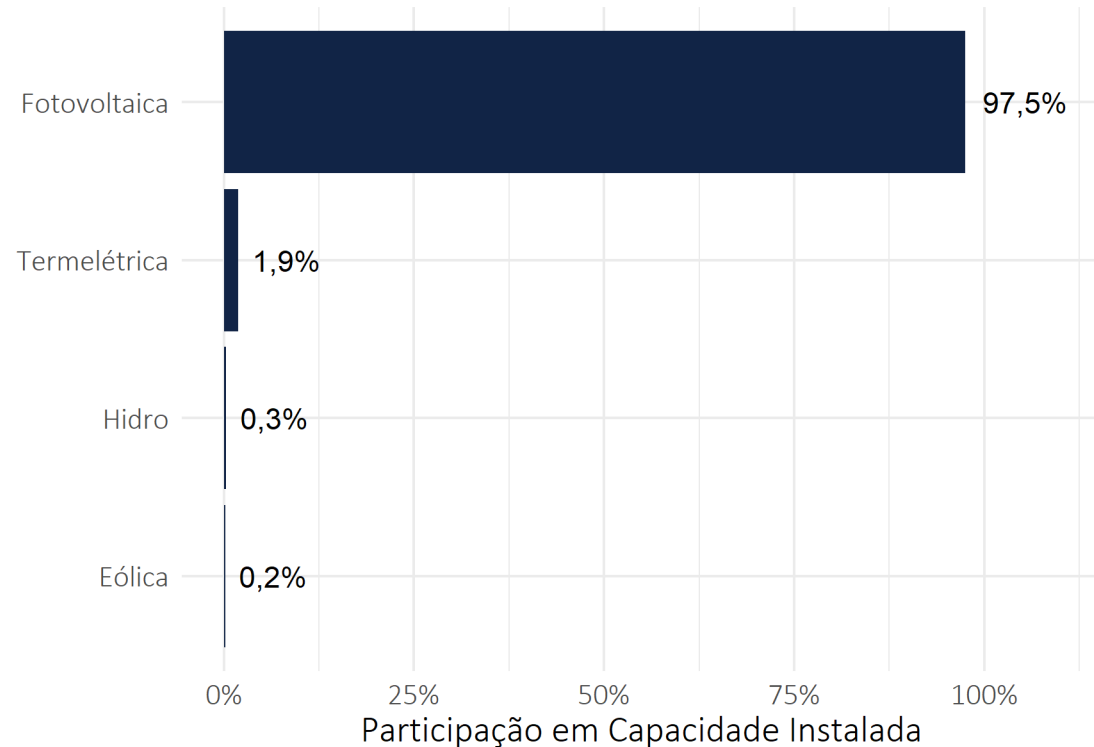
Por setor



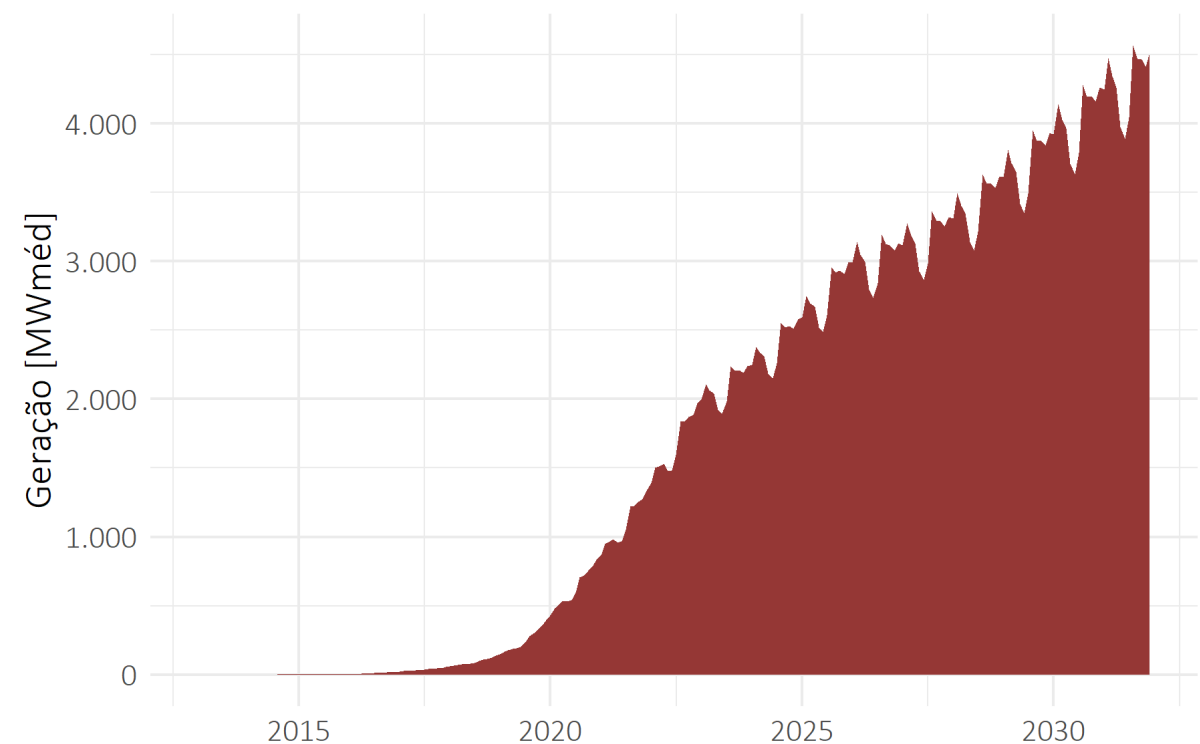
Nota: Residencial e Residencial Remoto foram agrupados. Comercial Remoto (AT/BT) foi agrupado no Comercial (BT).

Segmento residencial deve ser o líder em capacidade instalada no Cenário Verão. No entanto, no final do horizonte ainda haverá menos de 5% dos domicílios com MMGD.

Participação por fonte em 2031
Cenário Verão



Projeção da geração mensal em MW_{méd}
Cenário Verão



Fonte fotovoltaica se mantém como predominante entre as tecnologias de geração. Contribuição energética de todas as fontes chega a 4,3 GW_{méd} em 2031.

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 89% no preço das baterias de íon-lítio entre 2010 e 2020 (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 o armazenamento da geração distribuída excedente.

Preço da bateria *versus* preço da solução completa

Fontes como BloombergNEF (2020) indicam preços de baterias na faixa de US\$ 140/kWh em 2020. No entanto, esse preço é verificado especialmente em veículos elétricos, e não inclui a instalação e equipamentos adicionais necessários em sistemas estacionários. Na prática, o preço final para aplicações residenciais, por exemplo, costuma superar a marca de US\$ 1.000/kWh (Feldman et al., 2021; Figgenger et al., 2021).

CONTEXTO NACIONAL

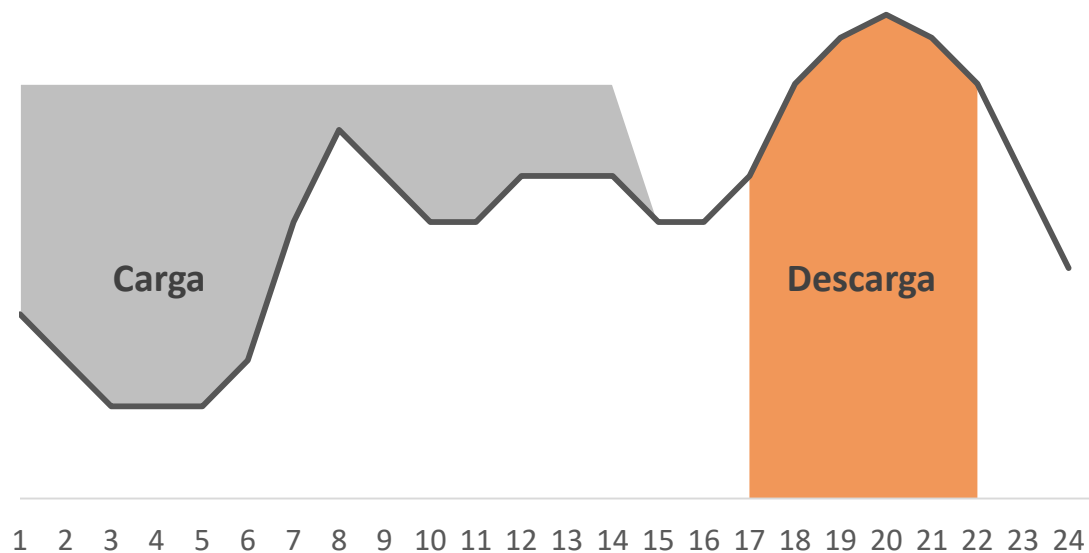
- Com exceção de aplicações em sistemas remotos, ainda há pouca difusão de baterias para uso junto às unidades consumidoras;
- A regulação da MMGD no Brasil não favorece o armazenamento da geração. É como se a rede funcionasse como uma bateria para o gerador;
- Não há regulação específica para o uso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

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

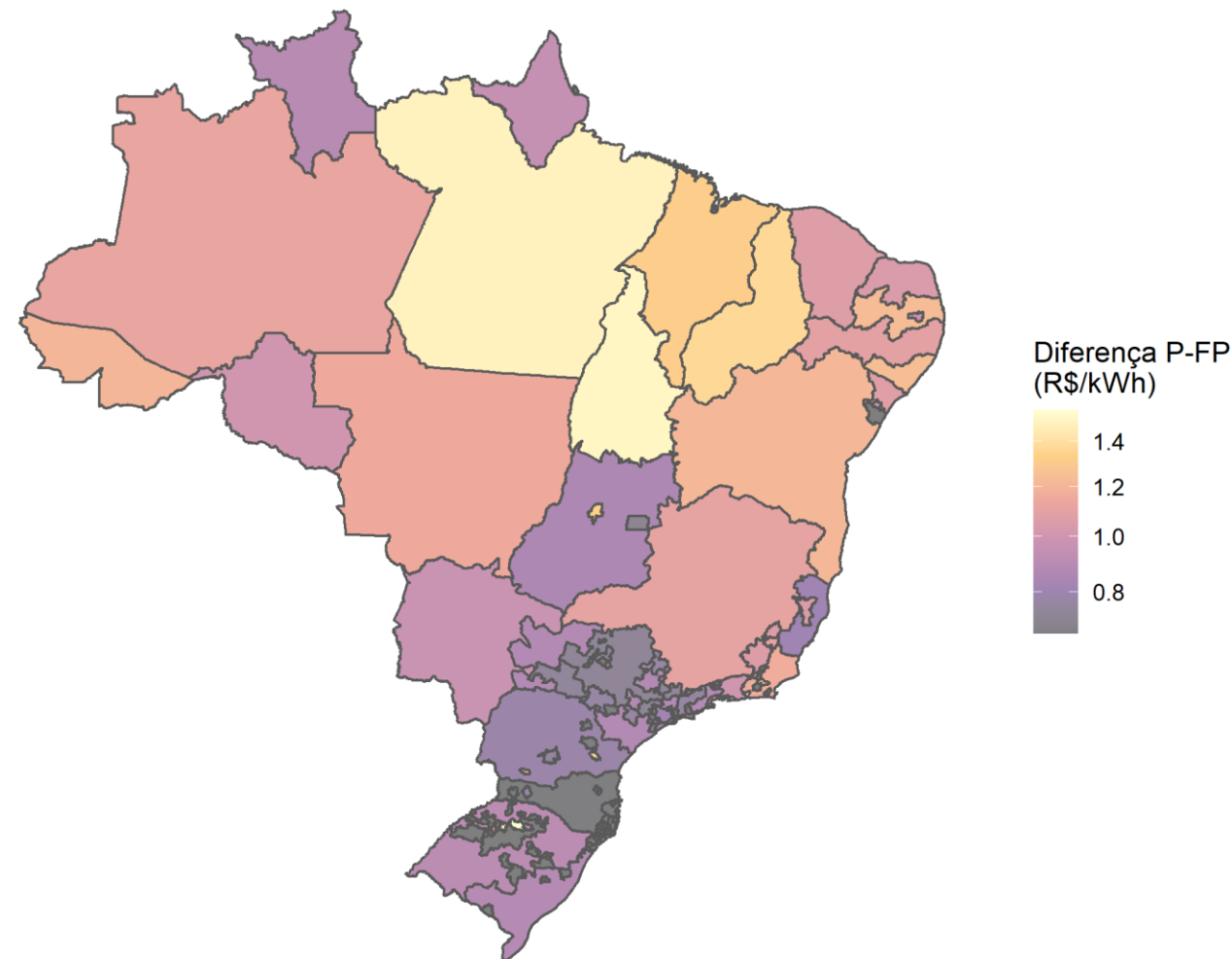
	Tarifa BT Convencional	Tarifa BT Branca	Tarifa A4 (Verde ou Azul)
Backup e qualidade	✓	✓ Avaliado no PDE	✓
Redução do pico da demanda	X	X	✓
Deslocamento do consumo	X	✓ Avaliado no PDE	✓ Avaliado no PDE
Aumento do autoconsumo da MMGD	✓ Avaliado no PDE	✓	✓

- 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;
- Diferença entre Tarifa de Ponta e Fora Ponta na Tarifa Branca é menor do que a diferença nas Tarifas do Grupo A.

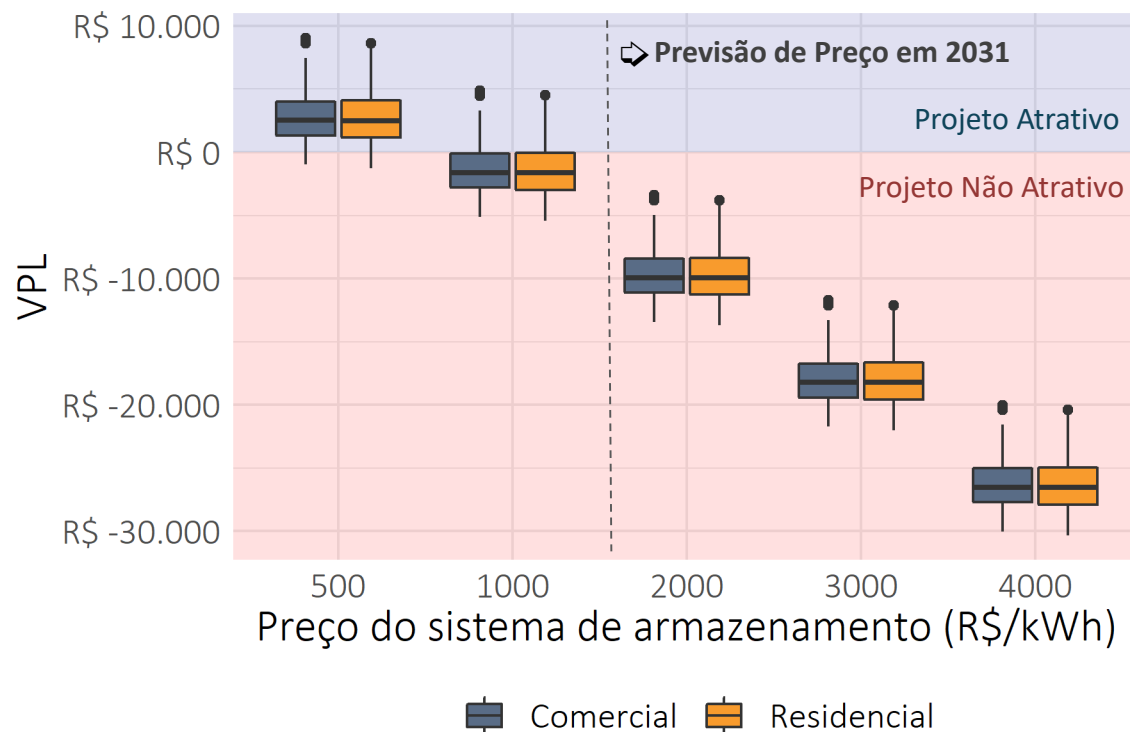
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação I



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

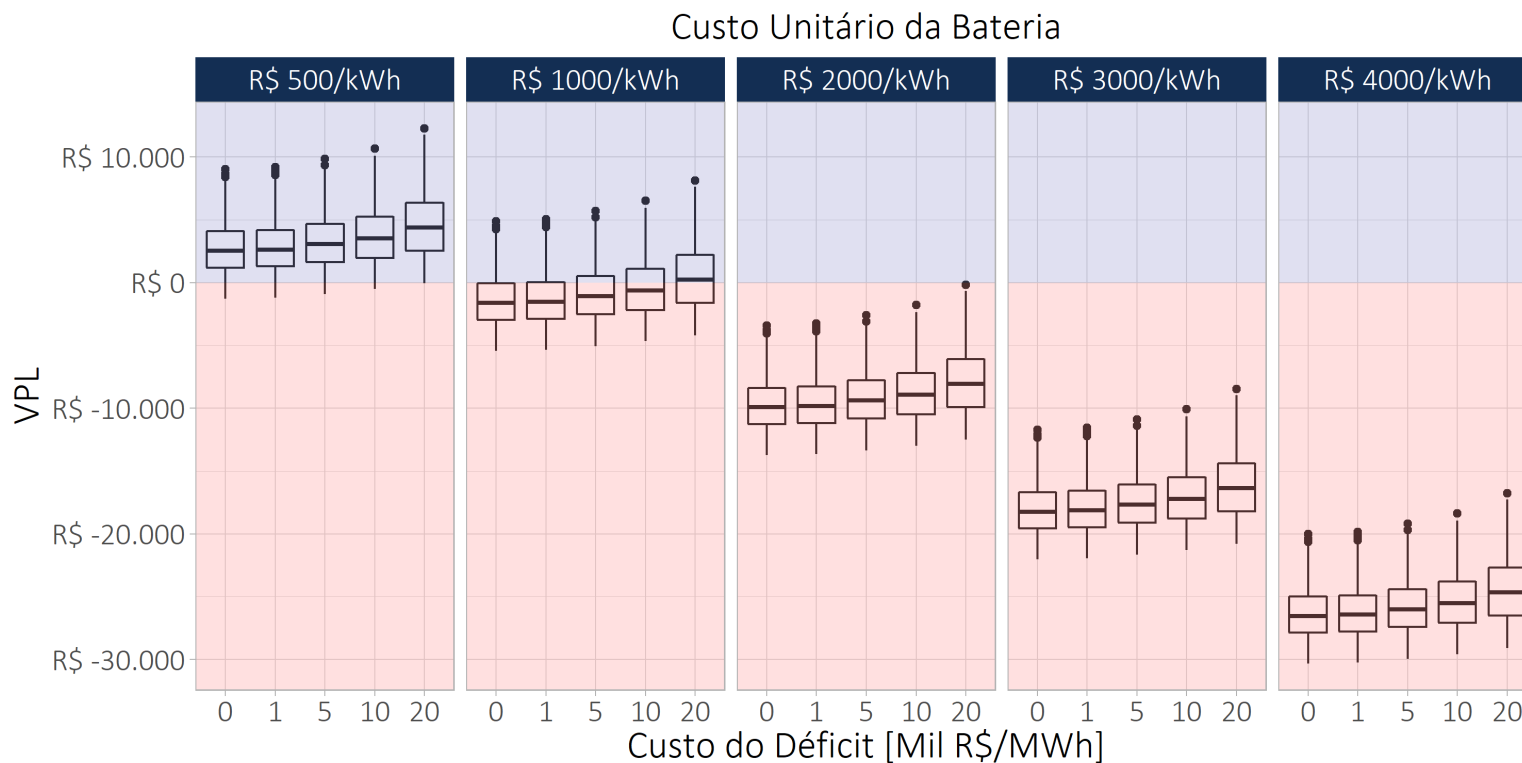
Dados de fornecedores apontam um preço final de uma solução de armazenamento *turn-key* na faixa de R\$ 4.000/kWh no Brasil em 2021, tanto para soluções residenciais quanto comerciais. Esse valor também foi utilizado pela Greener e Newcharge (2021) em suas simulações comerciais.

QUAL SERÁ O PREÇO DAS BATERIAS EM 2031?

- 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-se esse percentual anual de redução entre 2021 e 2031, se estima um preço final na faixa de R\$ 1.700/kWh em 2031;
- 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.

VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa Branca de acordo com o preço final da bateria e custo do déficit dos consumidores. Análise para diferentes distribuidoras.

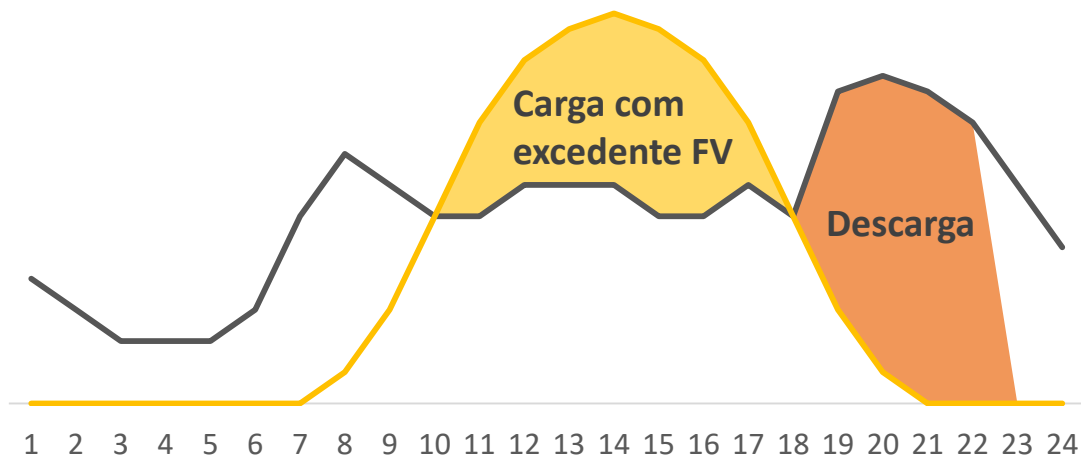


- Essa análise de sensibilidade buscou incorporar um benefício adicional das baterias: o de fornecer energia durante momentos de interrupção do fornecimento da rede;
- O número de horas de interrupção para cada distribuidora foi multiplicado pela carga horária média de cada consumidor e por diferentes custos do déficit (baseados em FGV CERI, 2018) para se obter um “bônus” relacionado com a implantação de baterias.

Considerar os benefícios com aumento na confiabilidade do fornecimento de energia melhora a atratividade dos projetos, mas esse não demonstra ser um fator decisivo para tornar o VPL positivo.

- 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.

Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação II



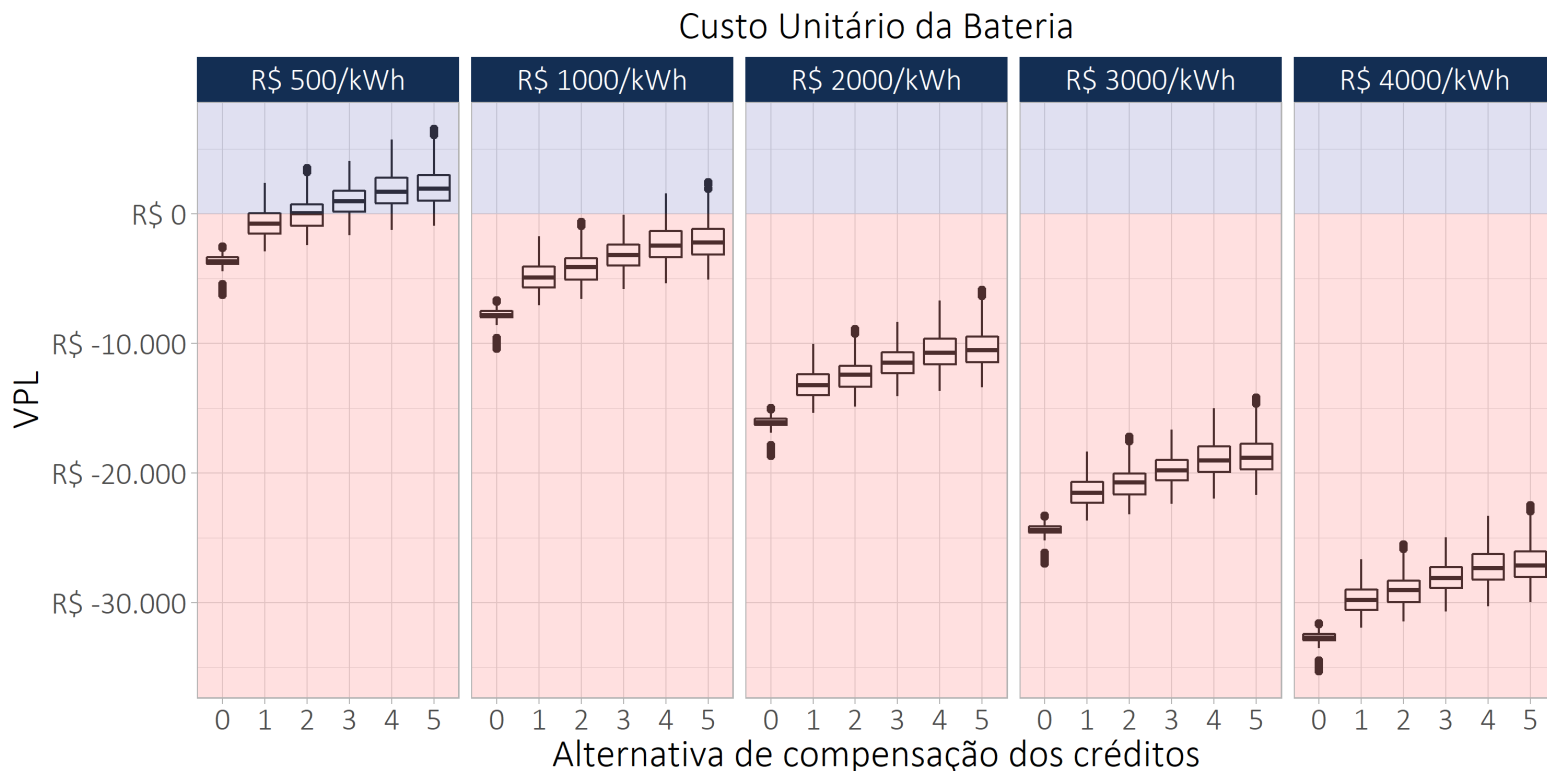
- Na prática, as variações da geração e do consumo fazem com que seja difícil otimizar o uso da bateria. Em alguns momentos, há muita geração e pouco consumo, carregando a bateria completamente e tendo que exportar para a rede parte da geração. Caso seja aumentada a capacidade da bateria, aumenta-se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

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							62%
Alternativa 2							56%
Alternativa 3							48%
Alternativa 4							42%
Alternativa 5							41%

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.

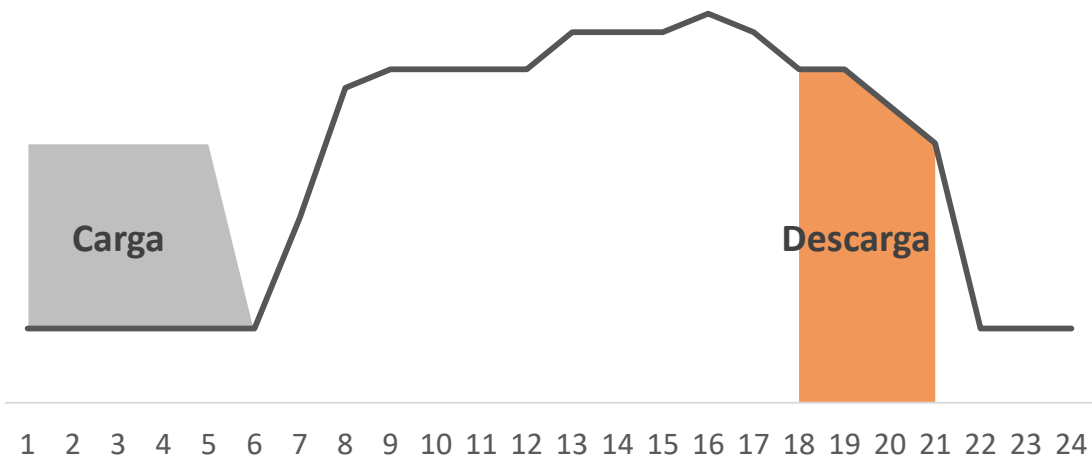


- Resultados mostram que, para os consumidores analisados, só seria viável o investimento em baterias caso houvesse grande redução no preço das baterias;

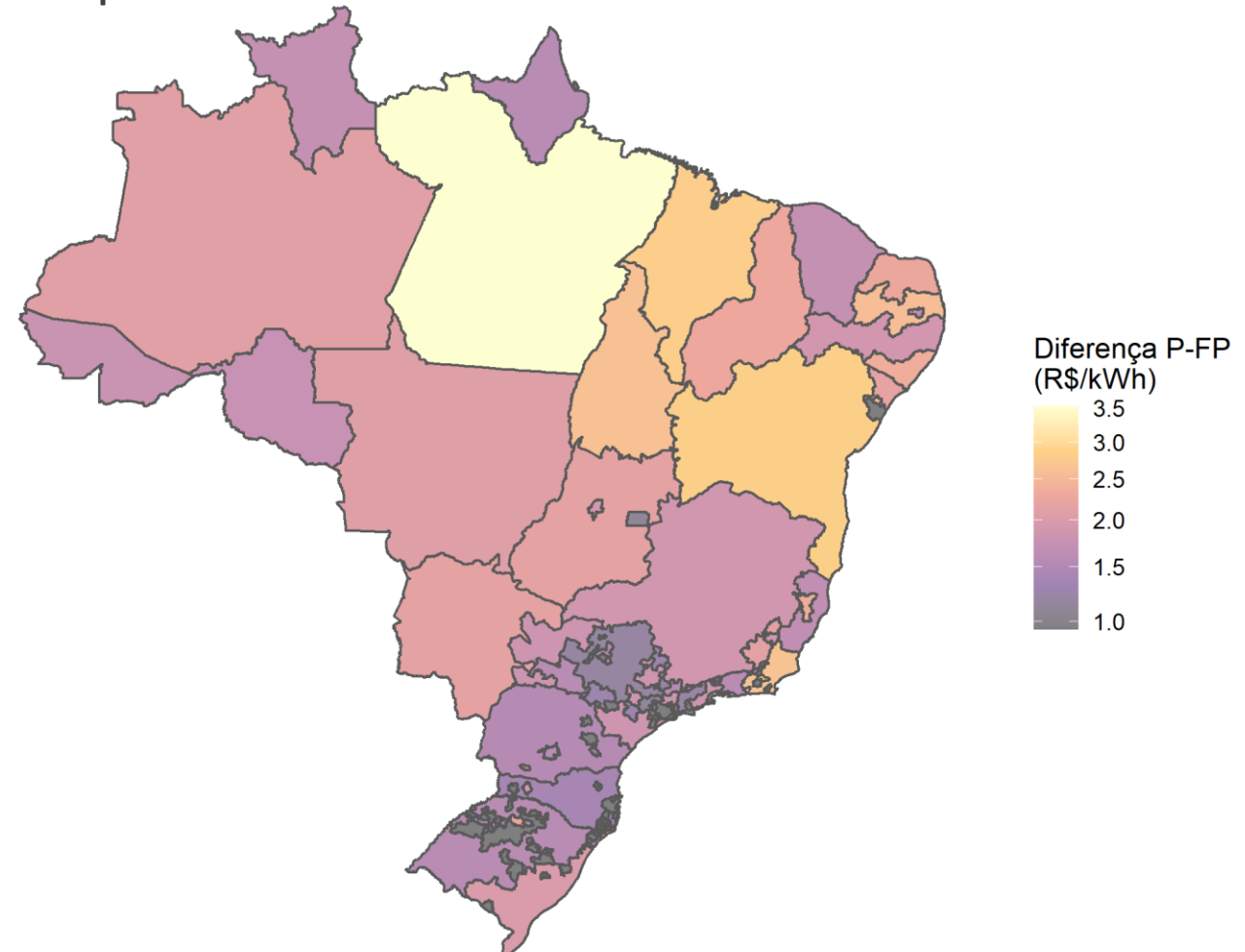
Não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal para a aplicação de aumento do autoconsumo da micro GD

- Desde 1988, consumidores atendidos em alta tensão são submetidos às tarifas horo-sazonais, com diferença entre horário de ponta e fora de ponta;
- Muitos consumidores utilizam geradores a diesel para evitar o consumo no horário de ponta. Em 2015, 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.

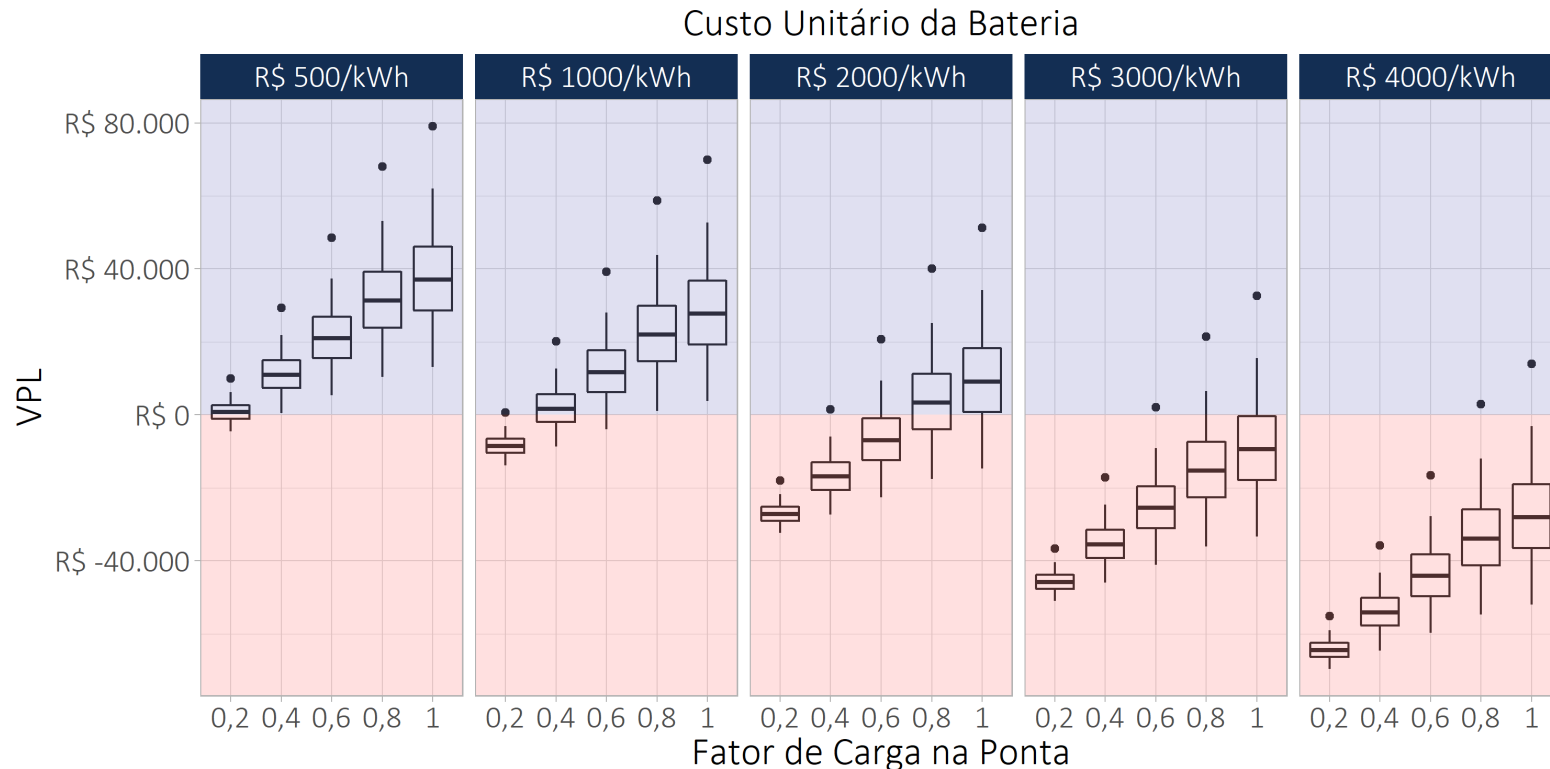
Ilustração do funcionamento das baterias para a aplicação III



Diferença entre Tarifa A4 Verde 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.



Entendendo o Fator de Carga na Ponta (FCp)

Esse fator anual é a relação do consumo médio de um consumidor no horário de ponta (MW_{méd}) pela sua demanda máxima no mesmo período (MW).

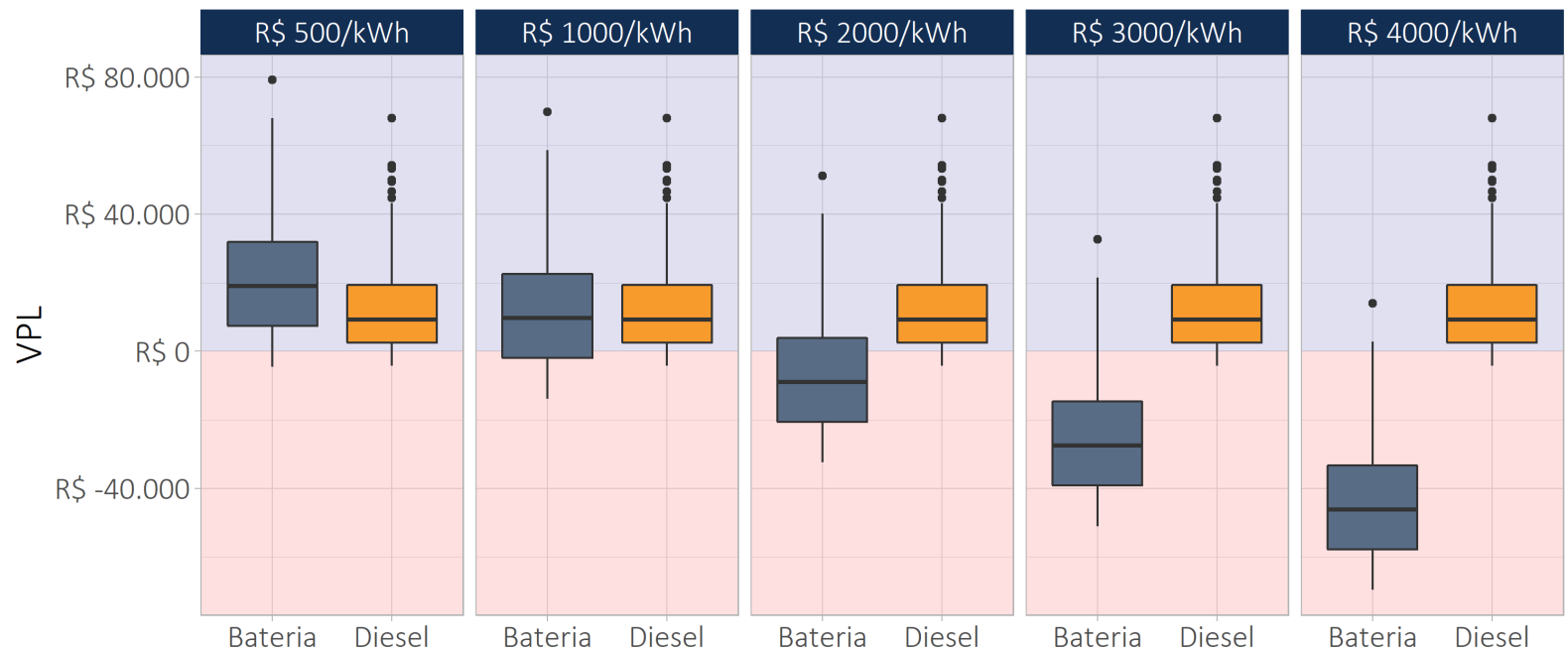
Um baixo FCp indica que a bateria ficaria ociosa na maior parte do tempo, diminuindo a atratividade do investimento.

- Resultados mostram que para consumidores com alto FCp, pode ser viável a instalação de baterias abaixo de R\$ 3.000/kWh;

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.
Análise para diferentes distribuidoras.

Custo Unitário do Sistema de Baterias

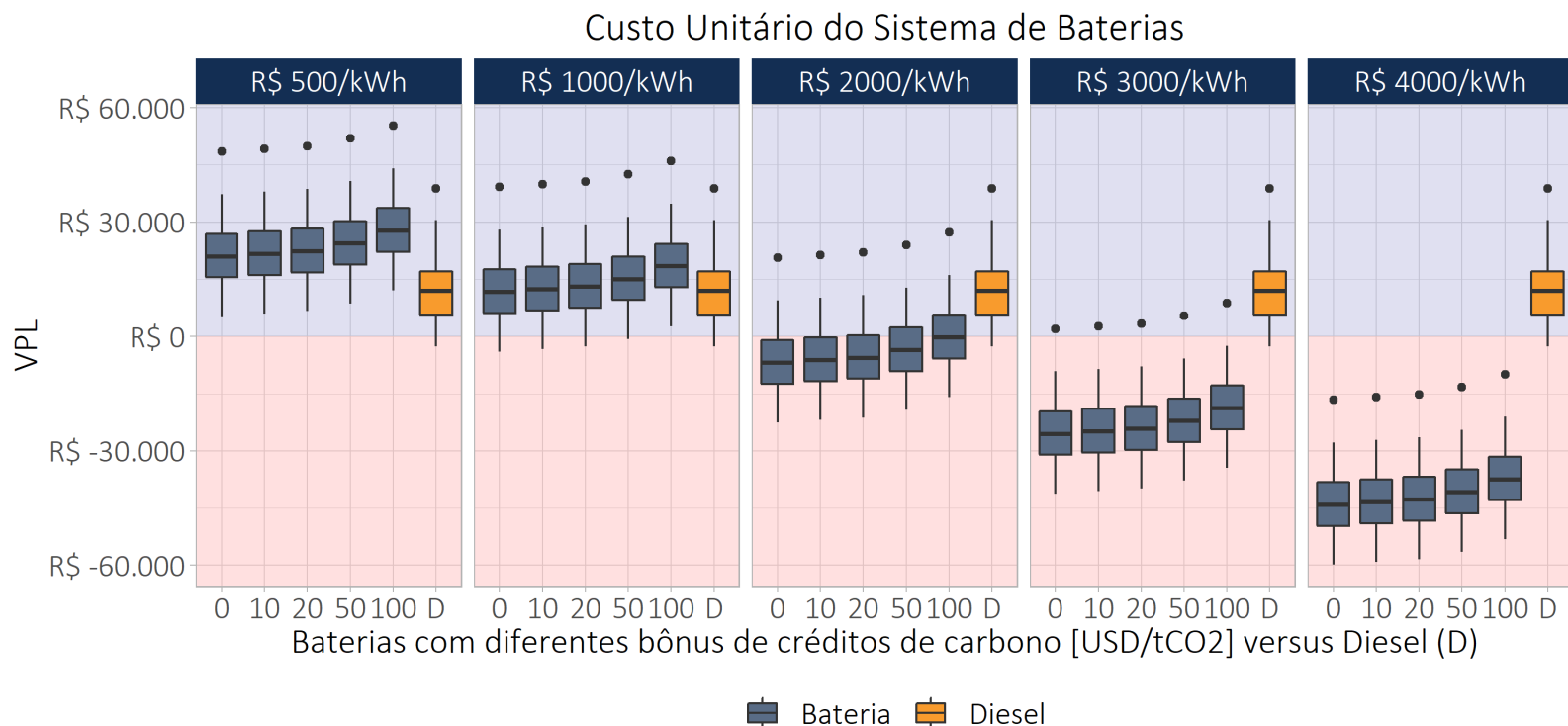


Considera Fator de Carga na Ponta = 0,6

- A geração diesel continua competitiva para evitar a tarifa de ponta. O resultado aponta que somente se as baterias custassem próximo a R\$ 1.000/kWh valeria a pena, em termos financeiros, substituir a geração diesel por baterias;
- No entanto, não se pode descartar que a substituição da geração diesel pelo cliente seja impulsionada por outros fatores, como a redução do ruído, logística de obtenção do diesel, questões ambientais, entre outros.

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

VPL do investimento em baterias para gestão do consumo com Tarifa A4 Verde de acordo com o preço final da bateria e crédito de carbono. Comparação com VPL da solução Diesel. Análise para diferentes distribuidoras.



Considera Fator de Carga na Ponta = 0,6

- Esta análise de sensibilidade buscou simular um bônus financeiro ao sistema de baterias em função da substituição da geração diesel. Esse bônus foi calculado de acordo com as emissões evitadas e diferentes preços de carbono;
- Apesar de melhorar a viabilidade dos projetos, o bônus não parece decisivo na viabilidade dos projetos. O preço das baterias permanece mais importante.
- Ressalta-se que o Brasil não possui, no momento, mecanismo vigente para remunerar esse abatimento de emissões.

Uma possível remuneração adicional aos projetos de baterias em função da substituição da geração diesel na ponta melhoraria a atratividade, mas não demonstra ser um fator decisivo para tornar viável os projetos.

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 5 kW;
- Simulações com baterias de Lithium Ion (LFP), com mínimo State of Charge (SOC) de 10% e máximo de 100%. Eficiência do ciclo de 89%. Vida útil de 10 anos. OPEX de 0,5% do CAPEX ao ano. Degradação linear, atingindo 60% da capacidade com 4.000 ciclos e DoD = 90%.
- Taxa de desconto real 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 de reanálise MERRA-2;
- Geração diesel simulada com CAPEX de R\$ 1.000/kW, OPEX de R\$ 25/MWh, preço do diesel por estado em abril de 2021 e consumo específico de 329 litros/MWh. Fator de emissões igual a 0,77 tCO₂/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: 5 kW/18 kWh (equivalente a 300 kW/1080 kWh).

REFERÊNCIAS

- BloombergNEF, 2020. Battery Pack Prices Cited Below \$100/kWh for the First Time in 2020, While Market Average Sits at \$137/kWh. December 16, 2020.
- EPE, 2015. Estimativa da Capacidade Instalada de Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta. Fevereiro de 2015.
- Feldman D. et al., 2021. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Benchmark: Q1 2020. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324.
- FGV CERI, 2018. P&D Estratégico ANEEL metodologia de elaboração da função do custo do déficit.
- Figgener, J. et al., 2021. The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020. Journal of Energy Storage, v. 33, 2021.
- Greener e Newcharge, 2021. Estudo Estratégico Mercado de Armazenamento. Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras.
- 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

Praça Pio X, 54

20091-040

Centro - Rio de Janeiro

