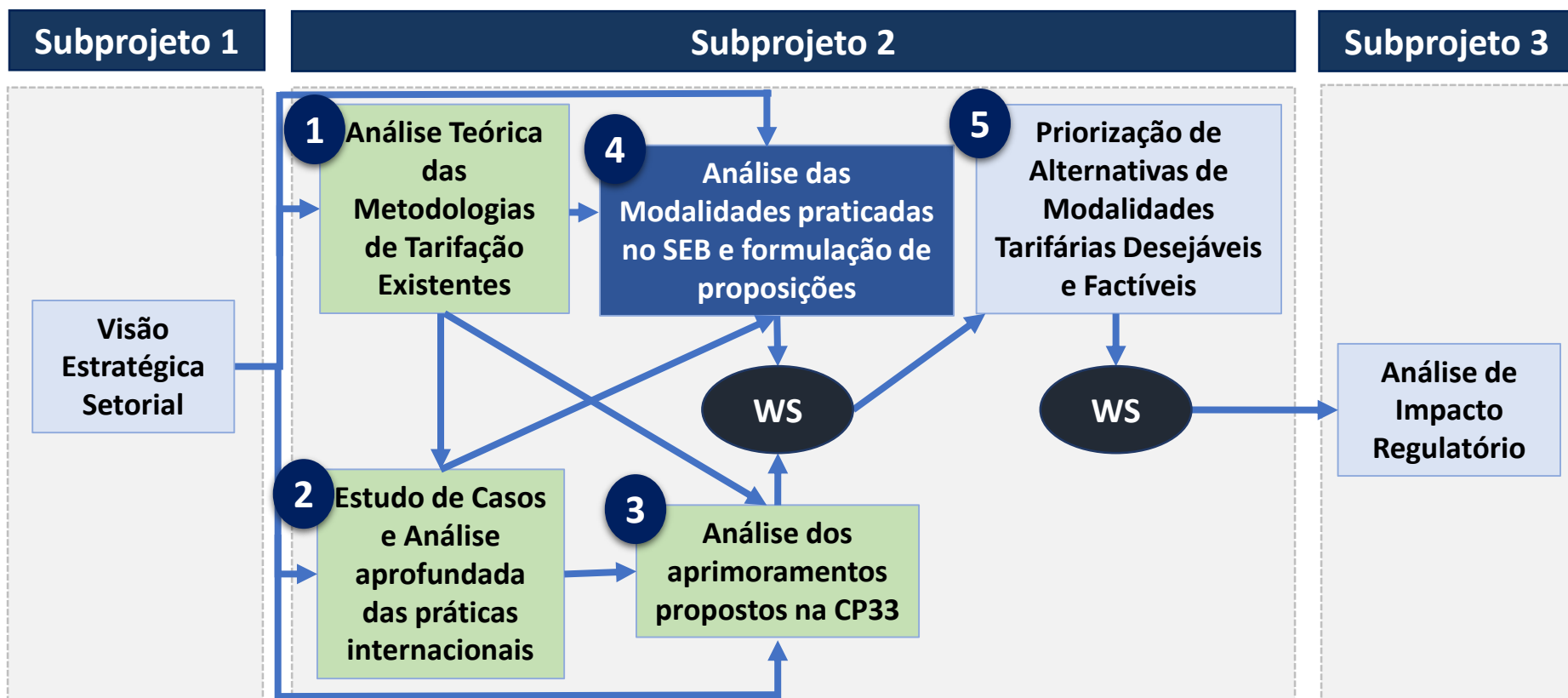




# Projeto P&D: Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica

## Subprojeto 2: Metodologias de Desenho de Tarifa Fio – Outras Modalidades Tarifárias

# METODOLOGIA E PONTOS DE CONTATO ENTRE OS SUBPROJETOS



# AGENDA

**1. Contexto Setorial**

**2. Metodologia e Premissas**

**3. Simulações e Resultados**

**4. Conclusões**



# AGENDA

**1. Contexto Setorial**

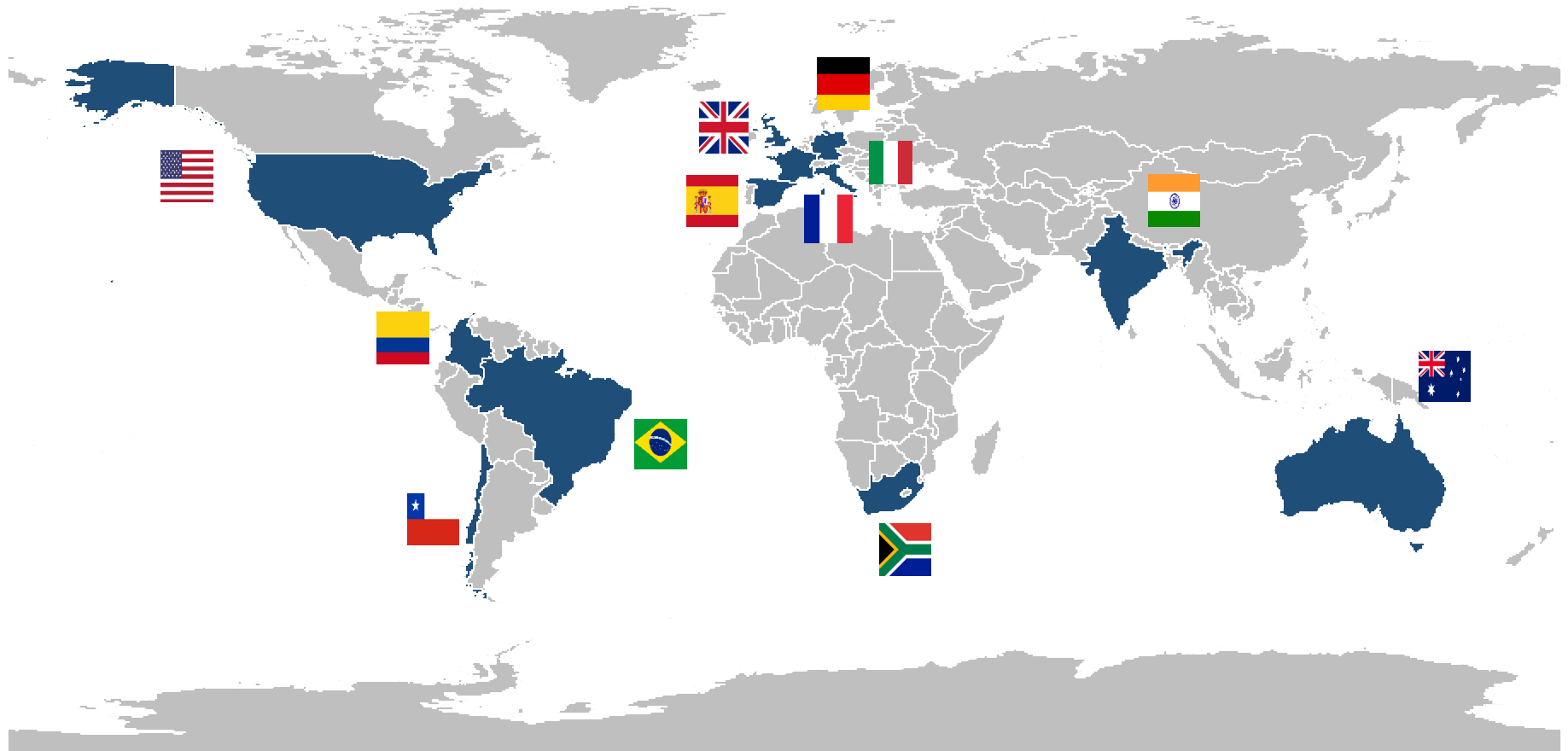
2. Metodologia e Premissas

3. Simulações e Resultados

4. Conclusões



# PRÁTICA INTERNACIONAL



# PRÁTICA INTERNACIONAL NA BAIXA TENSÃO (BT): Tarifas Horárias (*Time-of-Use* ou ToU)



Até 2 postos tarifários



Até 3 postos tarifários



Até 4 postos tarifários

# TARIFAS HORÁRIAS (*Time-of-Use* ou ToU)

## VANTAGENS

- **Tarifas horárias** sinalizam escassez de capacidade na ponta e incentivam a migração do consumo para fora da ponta.
- **Incentivam o uso eficiente do sistema.**
- São mais adequadas do que as tarifas multipartes para **incentivar a incorporação de um novo mercado** (como Veículos Elétricos, por exemplo).
- **Tarifas Horárias com mais de 2 períodos** evitam o risco de pico de energia antes do início da ponta.

## DESVANTAGENS

- Necessitam do uso de **medidores mais avançados**, semelhantes aos usados para a modalidade tarifária branca.
- Aumentam a **complexidade do cálculo da fatura *vis-à-vis*** a opção sem postos tarifários (usada atualmente).



# AGENDA

1. Contexto Setorial

**2. Metodologia e Premissas**

3. Simulações e Resultados

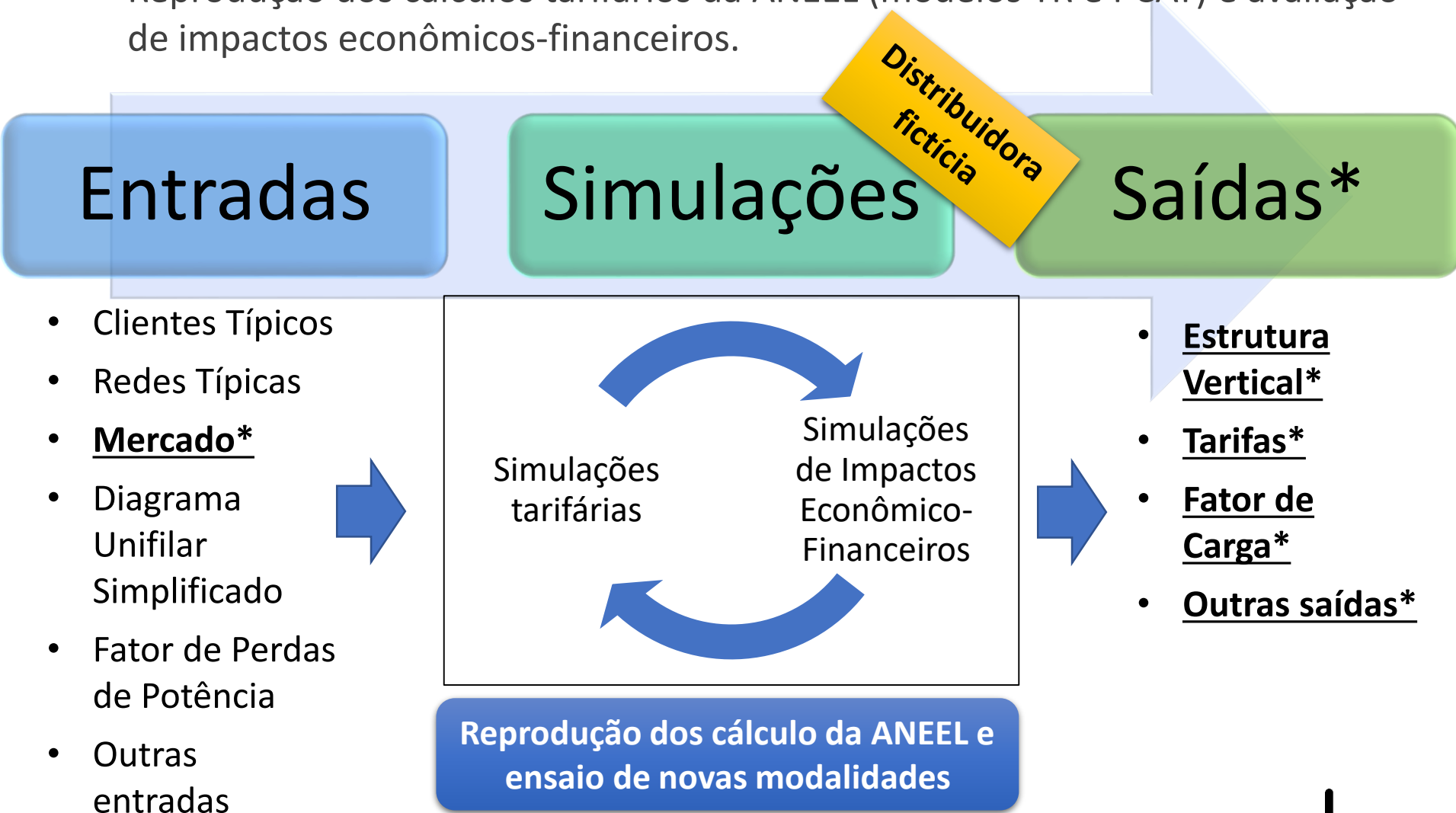
4. Conclusões



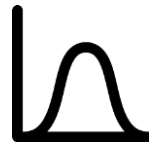


# METODOLOGIA: VISÃO GERAL

- Reprodução dos cálculos tarifários da ANEEL (modelos TR e PCAT) e avaliação de impactos econômicos-financeiros.






\* Cenários estocásticos de difusão de RED e saídas como distribuições de probabilidade



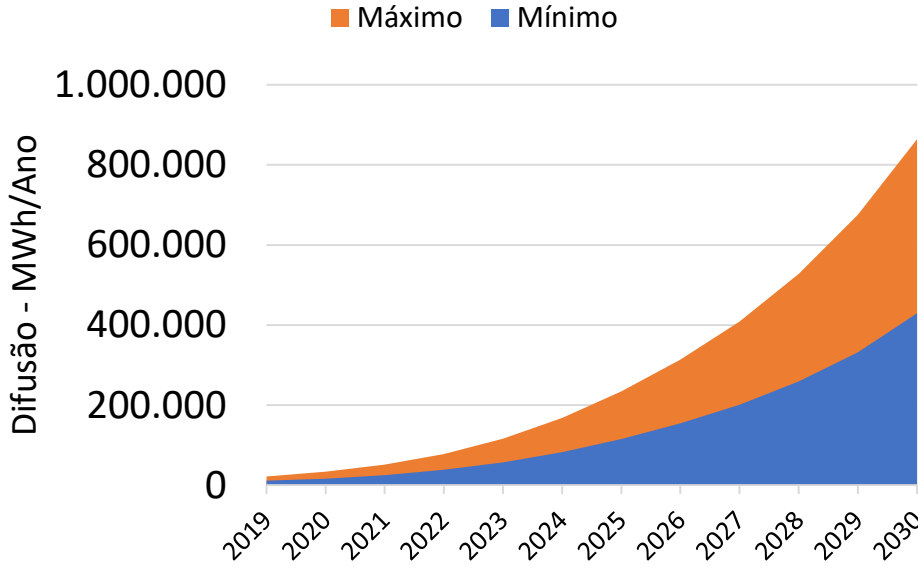
# METODOLOGIA: ENTRADAS DO MODELO E PREMISSAS

- **Cientes típicos, redes típicas e diagrama unifilar simplificado:** segue metodologia definida pela ANEEL para cálculo da Tarifa de Referência
- **Curvas típicas para consumidores que adotaram Recursos Energéticos Distribuídos (REDs):** consideram o uso de 1 ou mais RED por um mesmo cliente.

	<b>Geração Distribuída (GD)</b> 	<b>Veículos Elétricos (VE)</b> 	<b>Armazenamento Distribuído (AD)</b> 
<b>Residencial</b>	✓	✓	✓
<b>Comercial</b>	✓		✓

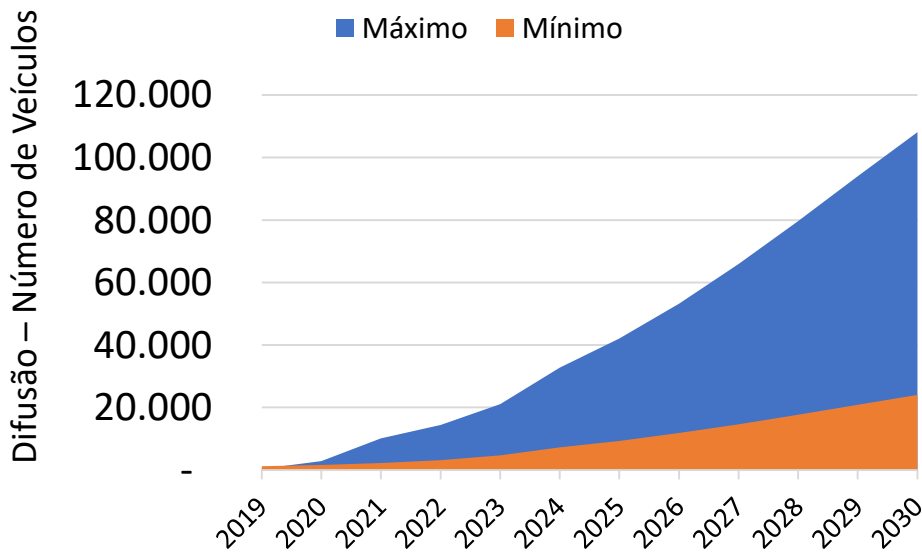
# METODOLOGIA: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA DE DIFUSÃO

Cenários Otimista e Pessimista de Difusão da GD - SP



- Cenários máximo e mínimo para o estado de São Paulo baseados em projeto do GESEL com a ECOSUD.

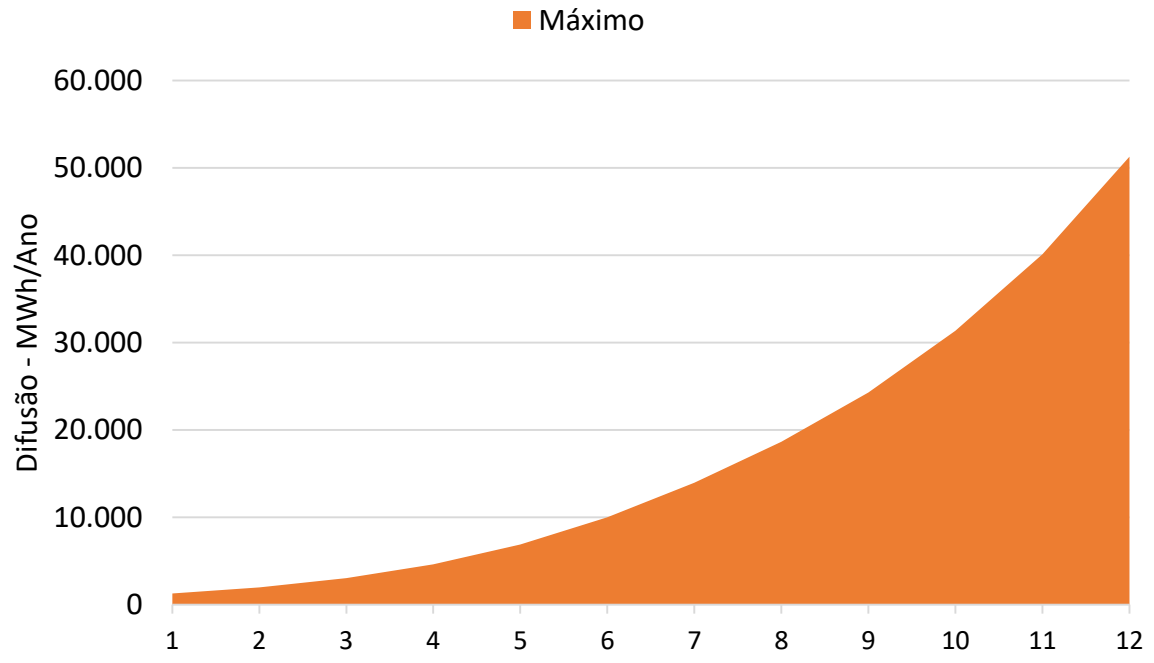
Cenários de Difusão de VE - Máximo e Mínimo



- Cenário de máximo baseado em Mariotto et. al. (2018), ajustado para 50%.
- Cenário de mínimo estimado com base em dados de projeção da EPE para 2026, que estima 360 mil VE a nível nacional.

# METODOLOGIA: CENÁRIOS DE REFERÊNCIA DE DIFUSÃO

Cenários Otimista e Pessimista de Difusão da AD - SP



- O cenário de difusão do armazenamento distribuído depende da difusão da GD. No cenário de mínimo não há difusão. Cerca de 50% dos cenários não tem difusão. No cenário de máximo, o AD atinge 1% do consumo da BT em 2030.

# METODOLOGIA: ENTRADAS DO MODELO E PREMISSAS

- Tarifas simuladas segundo **cenários estocásticos**, envolvendo a **difusão simultânea de todos os RED** (GD, VE e AD): 10 mil cenários por estrutura tarifária.

## GD (Geração Distribuída)

- Distribuição Normal com base em parâmetros obtidos do projeto ECOSUD (2019).
- Média: 645,8 MWh/ano de GD.
- Desvio padrão: de 71,7 MWh/ano de GD.

## VE (Veículos Elétricos)

- Distribuição Normal: 99,9% das difusões simuladas entre um cenário otimista (correspondente à metade de MARIOTTO et. al, 2017) e um pessimista (EPE, 2018).
- Média: 57.936 VE em 2030.
- Desvio padrão: de 6.438 VE.

## AD (Armazen. Distribuído)

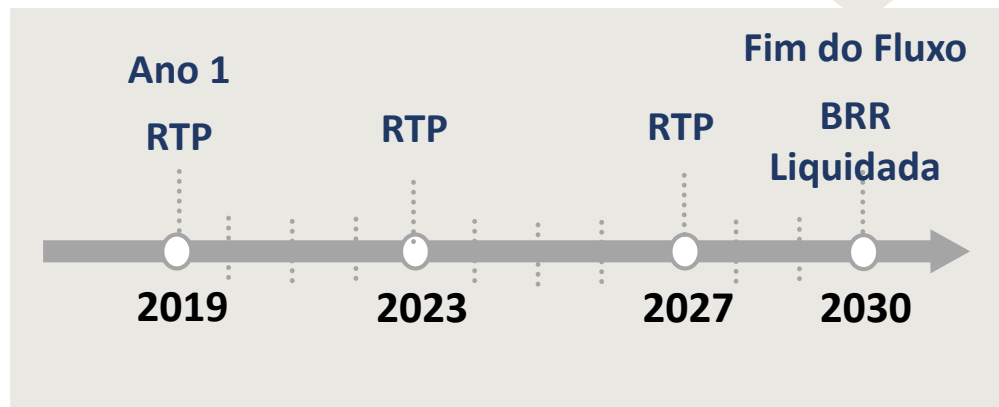
- Para os cenários abaixo da média da distribuição da GD: sem difusão
  - Para os cenários acima da média da distribuição da GD: entre 0% (na média da GD) e 1%\* (no extremo da distribuição da GD) do consumo das UCs de BT.
- \* Corresponde à meta de difusão da Califórnia para 2020.

# METODOLOGIA: ENTRADAS DO MODELO E PREMISAS

- **Modelo Econômico-Financeiro:**

 Fluxo de Caixa Livre da Firma → 2019 a 2030

 Cronologia regulatória



Taxa de desconto do fluxo corresponde ao WACC regulatório.

## Tarifas ajustadas nas RTPs e IRTs.

### Parcela A:

- Energia requerida cresce com o mercado
- Percentuais de perdas mantidos constantes.
- Pmix, Encargos Setoriais e Transporte evoluem com inflação.

### Parcela B:

- BRR evolui com investimentos e cresc. de consumidores.
- Custos Operacionais: evoluem com cresc. de mercado e consumidores. Custos reais iguais aos regulatórios

# AGENDA

1. Contexto Setorial

2. Metodologia e Premissas

**3. Simulações e Resultados**

4. Conclusões



# SIMULAÇÕES REALIZADAS

- Duas possibilidades simuladas.



- Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e de Energia (TE) na BT **cobradas em R\$/kWh**.
- **Tarifas não variam** ao longo do dia<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Exceto Tarifas Brancas



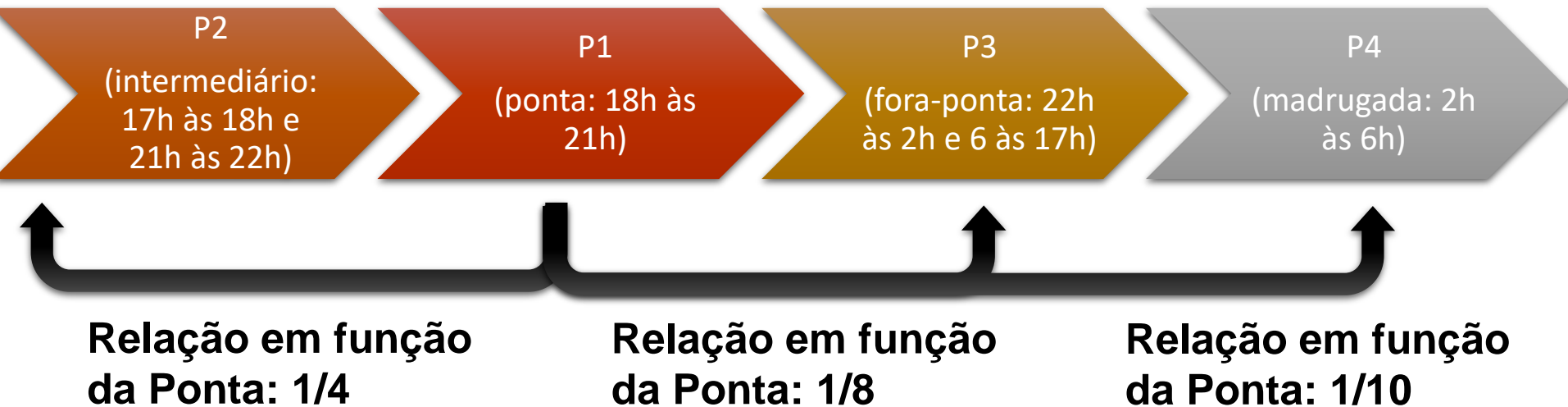
- TUSD e TE **cobradas em R\$/kWh<sup>2</sup>**.
- **Quatro postos** aplicados à TUSD: ponta, intermediário, fora-ponta e madrugada.
- Substituem Tarifas Brancas.

<sup>2</sup> Tarifas Base Econômica



# TARIFAS MONÔMIAS COM 4 POSTOS TARIFÁRIOS

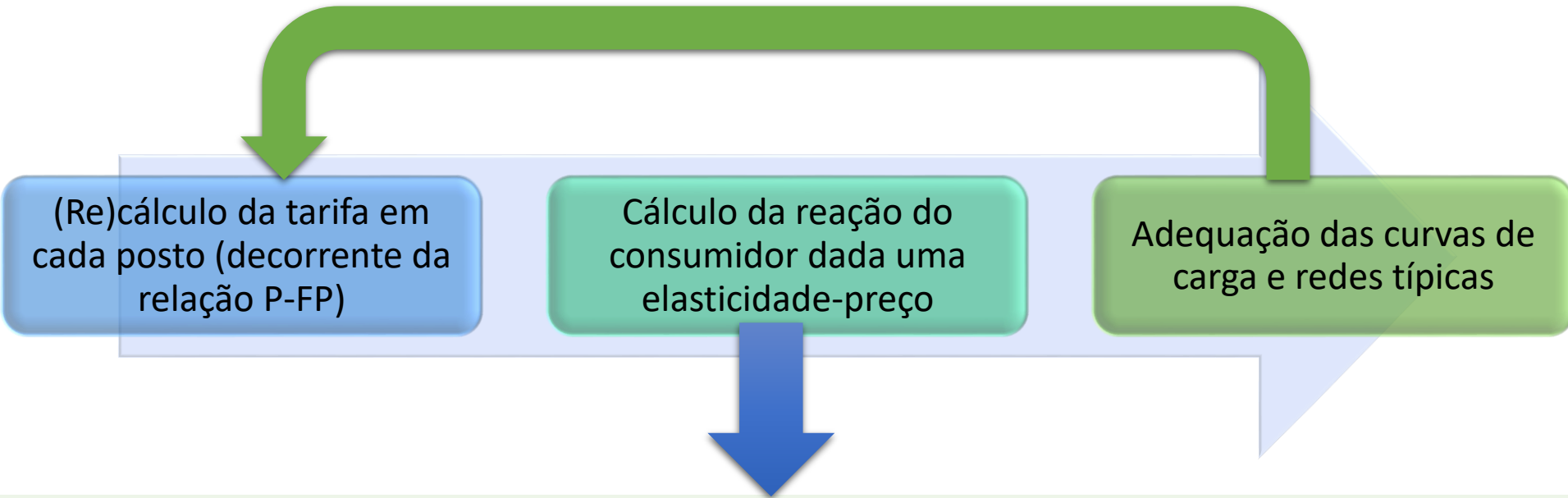
- **TUSD (R\$/kWh):** quatro postos tarifários



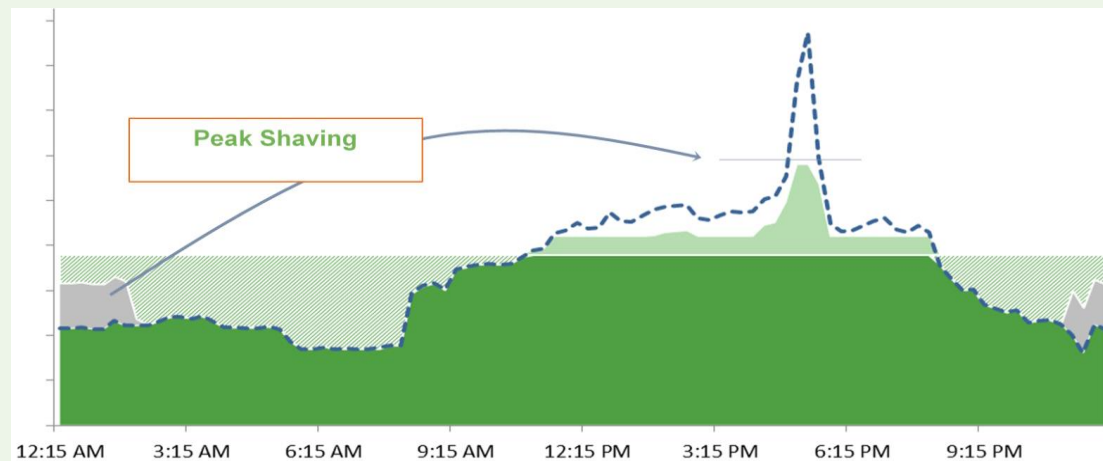
- **TE (R\$/kWh):** um só posto tarifário
- Simulações consideram que **consumidor pode reagir ao sinal tarifário, ajustando seu consumo** para reduzir sua fatura.
- A **monômia ideal** é aquela que permite atingir o **equilíbrio** entre a reação do consumidor e os custos a ele atribuídos.

# TARIFAS MONÔMIAS COM 4 POSTOS TARIFÁRIOS

- Cálculo da reação através de método iterativo em 3 partes:











- Elasticidade preço considerada:  $-0,149$
- Foram simulados também erros entre a elasticidade esperada e a verificada ( $\pm 40\%$ , seguindo distribuição uniforme).



# SIMULAÇÕES TARIFÁRIAS

## MANUTENÇÃO DAS TARIFAS MONÔMIAS ATUAIS

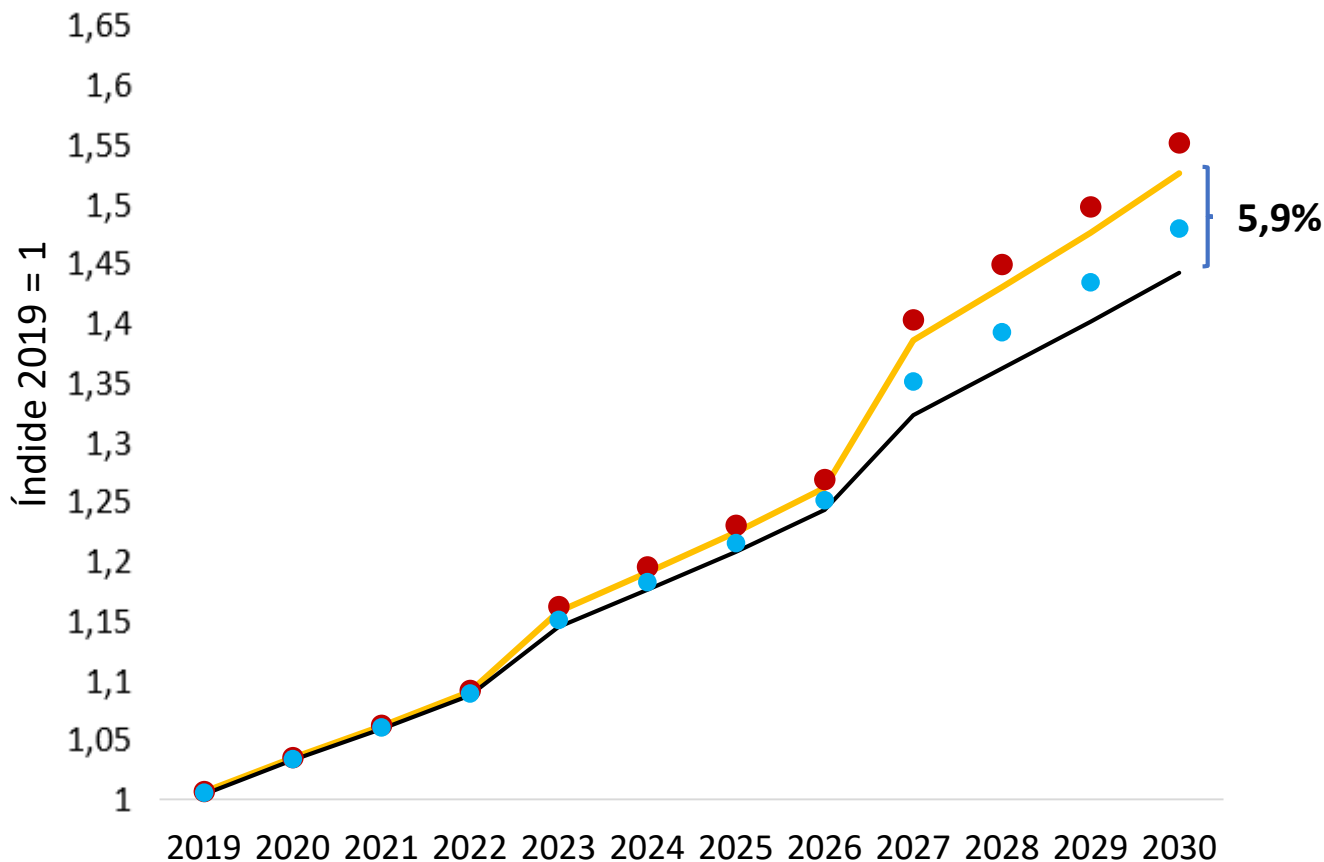
- Simulações do que ocorreria com as tarifas caso não houvesse mudança na estrutura tarifária
- Mostrados, para comparação, dois cenários:
  1. Sem difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (RED); e
  2. Com diferentes graus de difusão dos RED, tratadas de maneira estocástica.

	Geração Distribuída (GD) 	Veículos Elétricos (VE) 	Armazenamento Distribuído (AD) 
Residencial			
Comercial			

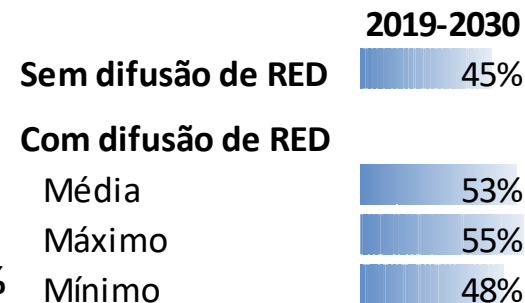
# EVOLUÇÃO DA TUSD (R\$/MWh): 2019 a 2030

**Evolução da TUSD - 2019 - 2030**

— Média    ● Max    ● Min    — Sem Difusão



## Evolução das tarifas:



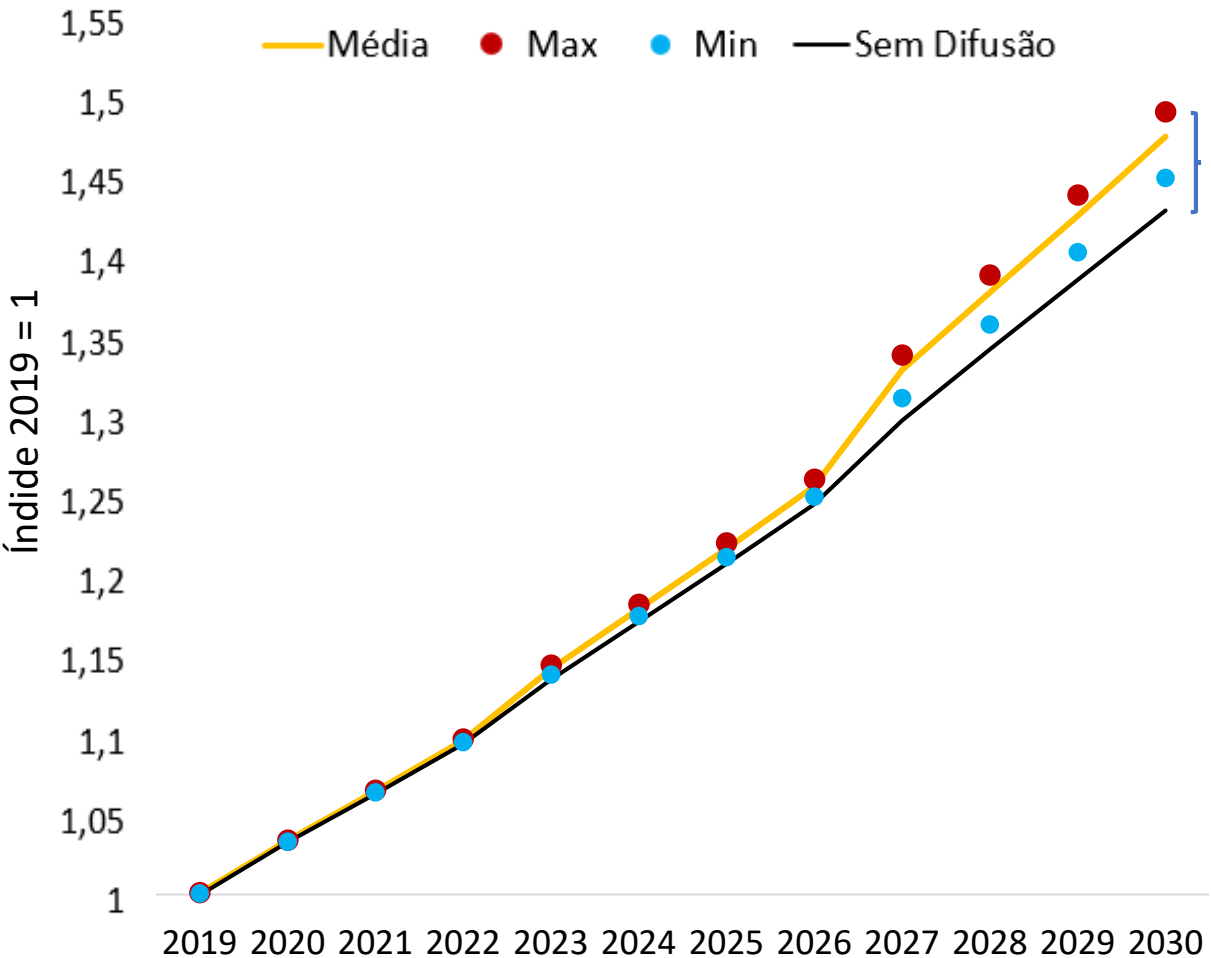
## Relações entre tarifas simuladas:

	2019	2030
Máxima/Mínima	0,11%	4,94%
Desvio Padrão	0,04	2,35

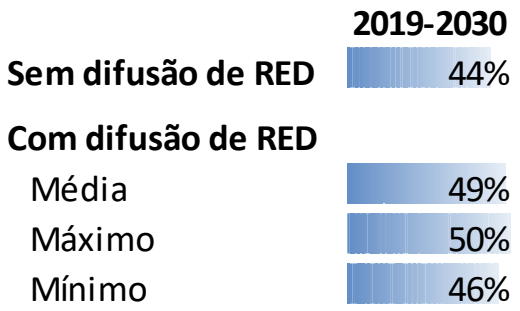
**A difusão de RED, em particular da Geração Distribuída, tende a aumentar as tarifas até 2030.**

# EVOLUÇÃO DA TARIFA (TUSD + TE, R\$/MWh): 2019 a 2030

**Evolução da Tarifa - 2019 - 2030**



## Evolução das tarifas:



## Relações entre tarifas simuladas:

	2019	2030
Máxima/Mínima	0,06%	2,92%
Desvio Padrão	0,05	3,03

**A difusão de RED, em particular da Geração Distribuída, tende a aumentar as tarifas até 2030.**

## TARIFAS MONÔMIAS HORÁRIAS COM 4 POSTOS TARIFÁRIOS

- Simulações do que ocorreria com as tarifas, as faturas, a Estrutura Vertical, e a Carga Agregada caso Tarifas Monômias Horárias fossem aplicadas a partir de 2019.
- Consideram nas tarifas os investimentos da distribuidora com a instalação de equipamentos para medição horária na Baixa Tensão entre 2019 e 2030.
- Três cenários:
  1. Com tarifas monômias com 4 postos tarifários;
  2. Com a estrutura tarifária atual (monômias), para comparação; e
  3. Com tarifas multipartes (binômias e trinômias) com 2 postos tarifários, para comparação.
- Todos os cenários consideram diferentes graus de difusão de RED, tratados de maneira estocástica.

# TARIFAS MONÔMIAS COM 4 POSTOS TARIFÁRIOS

## PREMISSAS ADICIONAIS

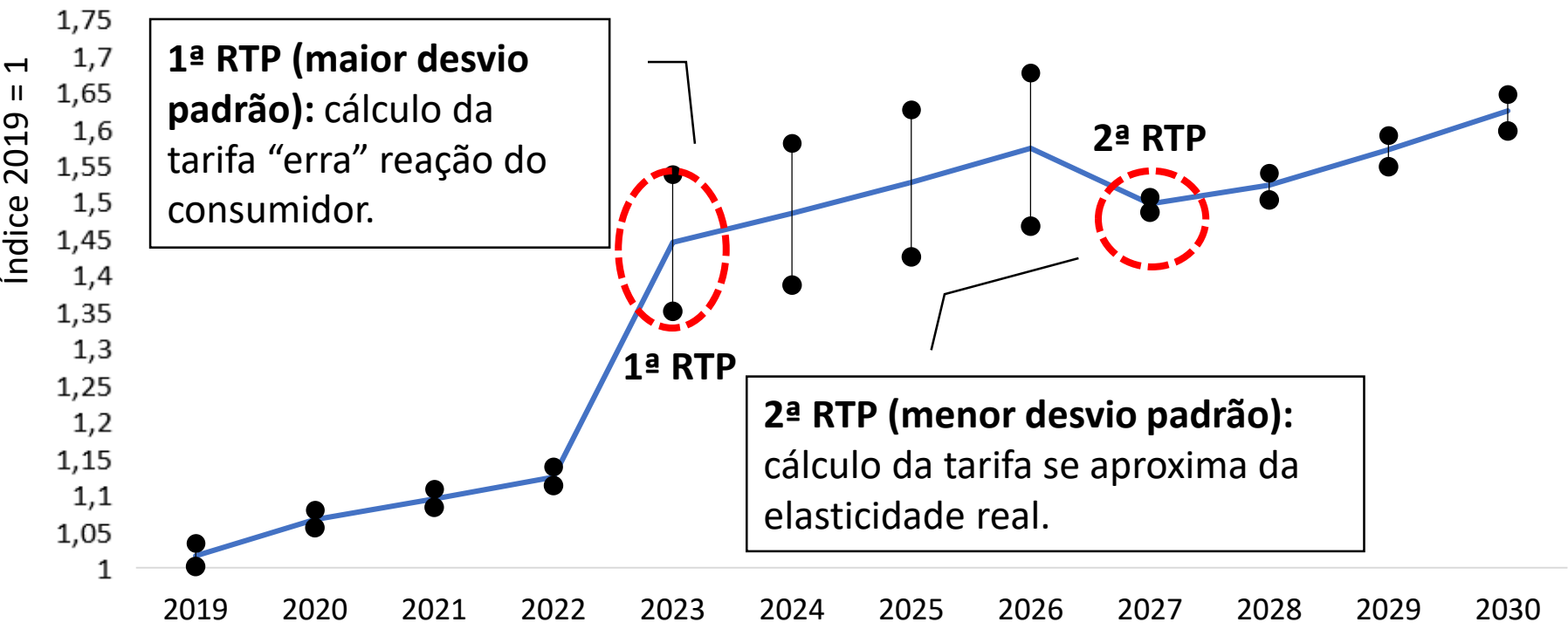
- Preços dos medidores coletados junto às distribuidoras de energia elétrica

Medidor Eletrônico	
Monofásico	R\$ 156,95
Bifásico	R\$ 278,60
Trifásico	R\$ 317,07

- Vida útil média dos medidores antigos: 25 anos
- Hipóteses:
  - Idade do parque de medidores: distribuição uniforme em torno da média de 12,5 anos
  - A distribuidora prioriza a troca de medidores mais antigos
  - *Roll-out* dos medidores realizado em 12 anos.
  - Novos medidores têm vida útil menor. Mudança na QRR, contudo, é desprezível.

# EVOLUÇÃO DA TUSD (PONTA), EM R\$/MWh: 2019 a 2030

Evolução da TUSD Posto Ponta - 2019 - 2030



## Estatísticas:

	2019	2025	2030
Máxima/Mínima	3,25%	14,40%	3,21%
Desvio Padrão	3,99	28,79	3,42

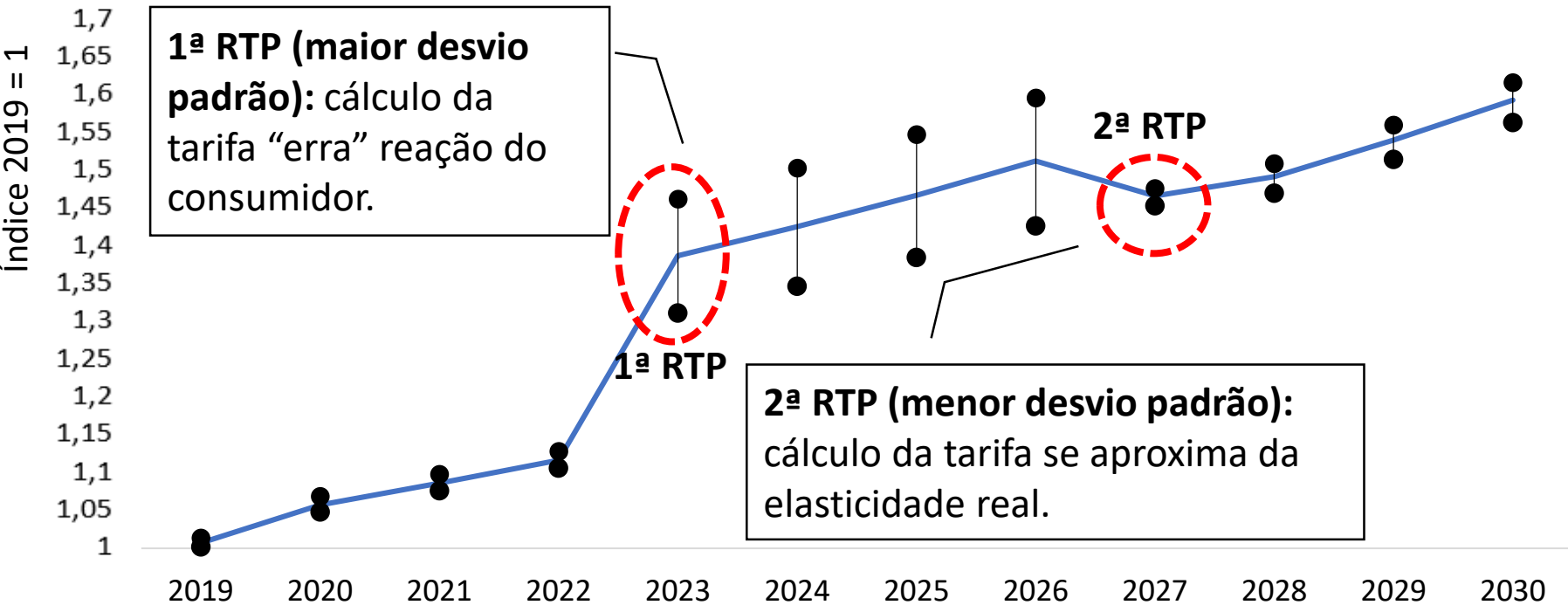
## Evolução das tarifas:

	2019-2025	2025-2030
Média	52%	7%
Máximo	59%	1%
Mínimo	43%	12%



# EVOLUÇÃO DA TUSD (INTERMEDIÁRIO), EM R\$/MWh: 2019 a 2030

Evolução da TUSD Posto Intermediário - 2019 - 2030



### Estatísticas:

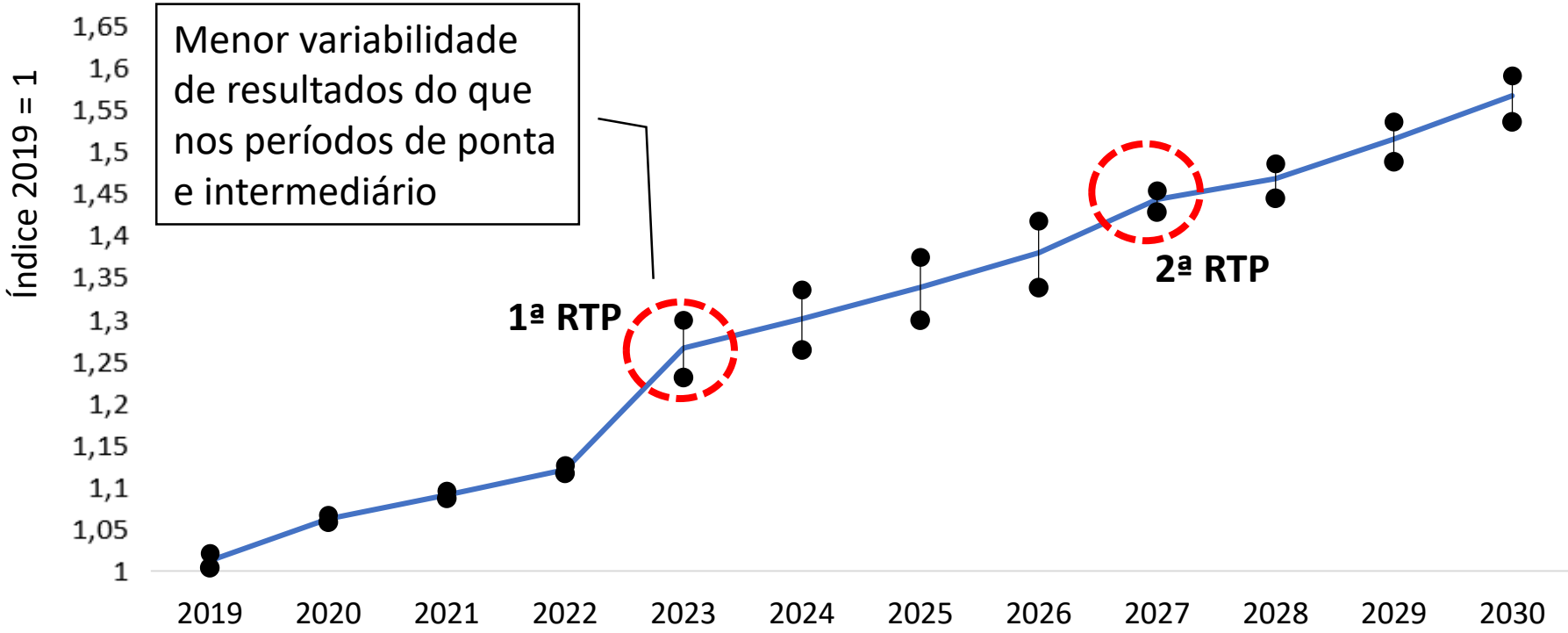
	2019	2025	2030
Máxima/Mínima	1,18%	11,77%	3,39%
Desvio Padrão	0,47	9,92	1,55

### Evolução das tarifas:

	2019-2025	2025-2030
Média	46%	9%
Máximo	53%	4%
Mínimo	38%	13%

# EVOLUÇÃO DA TUSD (FORA PONTA), EM R\$/MWh: 2019 a 2030

**Evolução da TUSD Posto Fora Ponta - 2019 - 2030**



## Estatísticas:

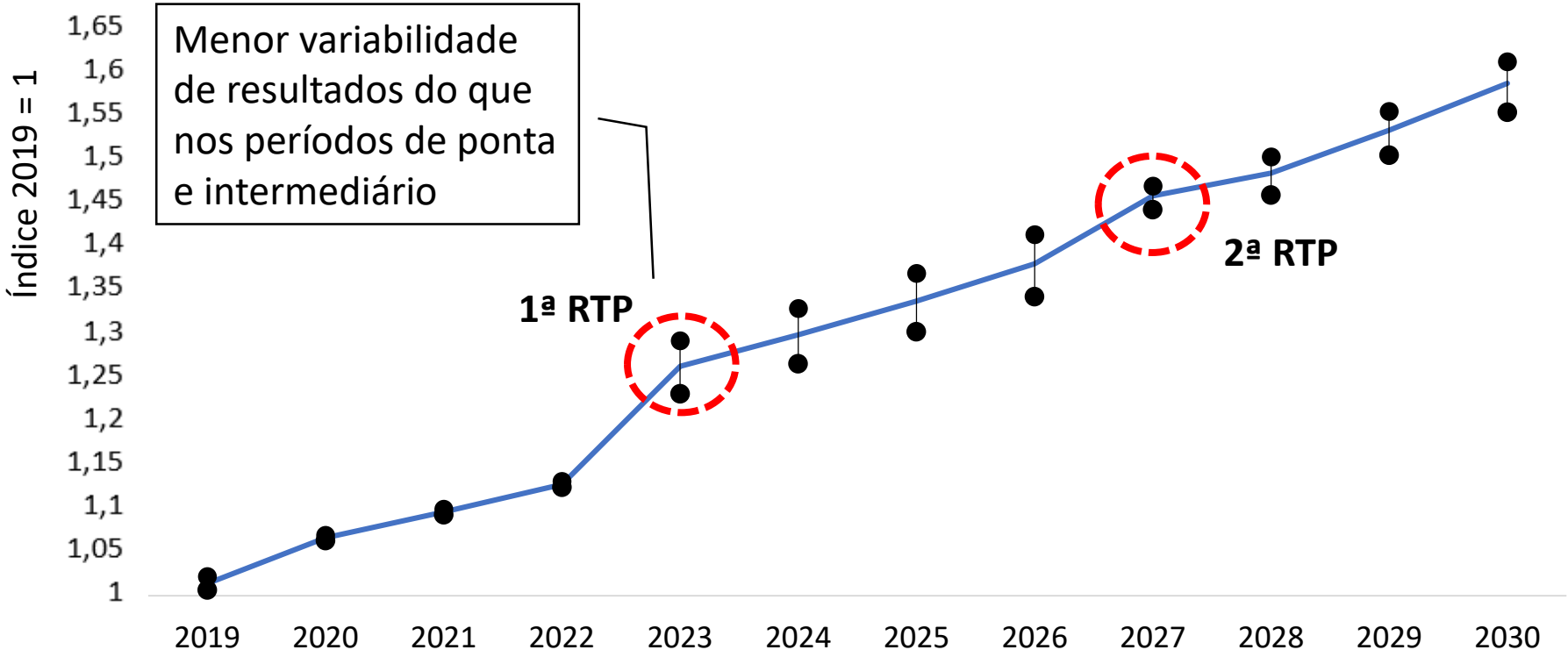
	2019	2025	2030
Máxima/Mínima	1,76%	5,85%	3,61%
Desvio Padrão	0,68	2,87	1,09

## Evolução das tarifas:

	2019-2025	2025-2030
Média	33%	17%
Máximo	35%	16%
Mínimo	30%	18%

# EVOLUÇÃO DA TUSD (MADRUGADA), EM R\$/MWh: 2019 a 2030

**Evolução da TUSD Posto Madrugada - 2019 - 2030**



**Estatísticas:**

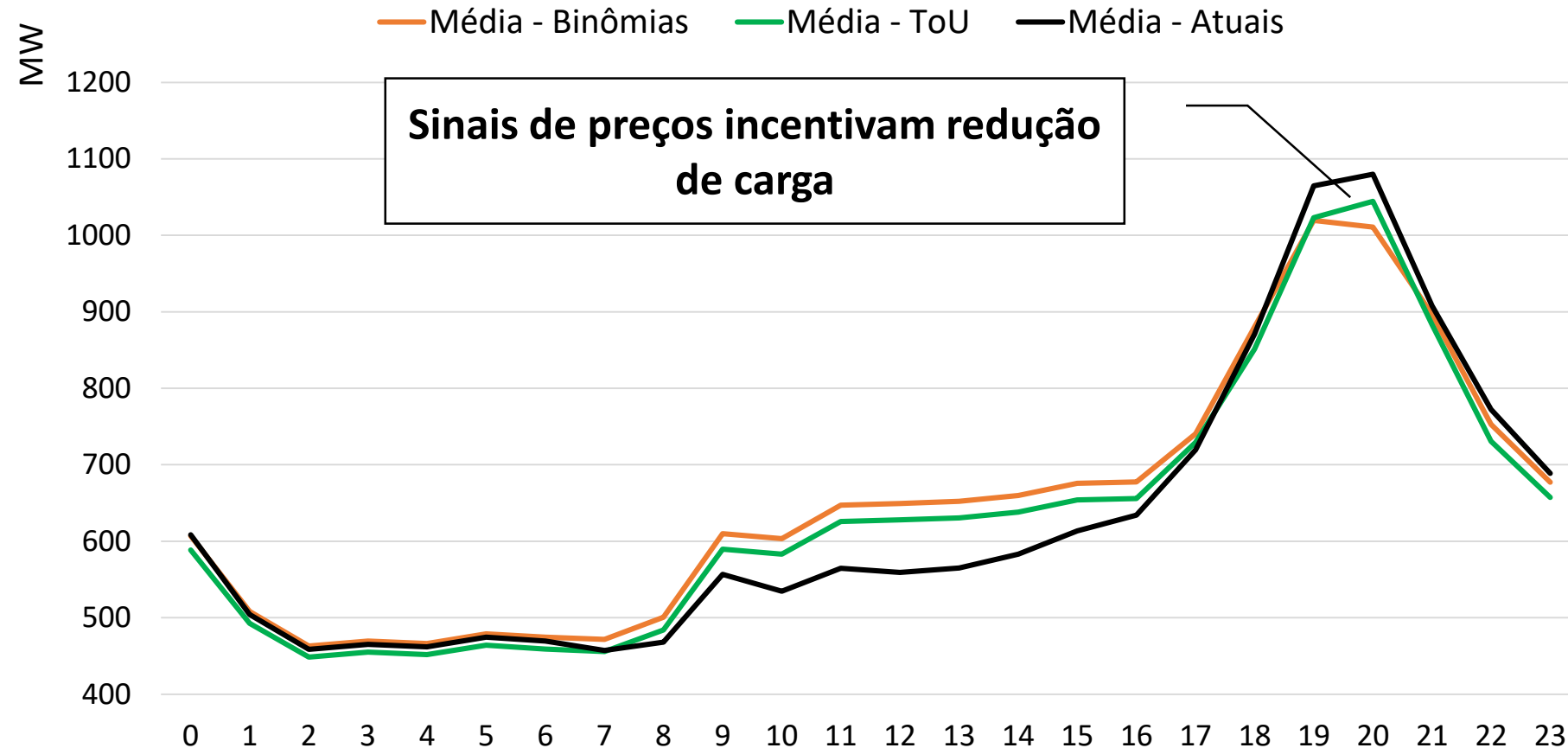
	2019	2025	2030
Máxima/Mínima	1,50%	5,03%	3,66%
Desvio Padrão	0,55	2,24	1,03

**Evolução das tarifas:**

	2019-2025	2025-2030
Média	31%	18%
Máximo	33%	17%
Mínimo	29%	19%

# CARGA AGREGADA NA BT EM 2027, EM MW

Carga Agregada da BT - 2027

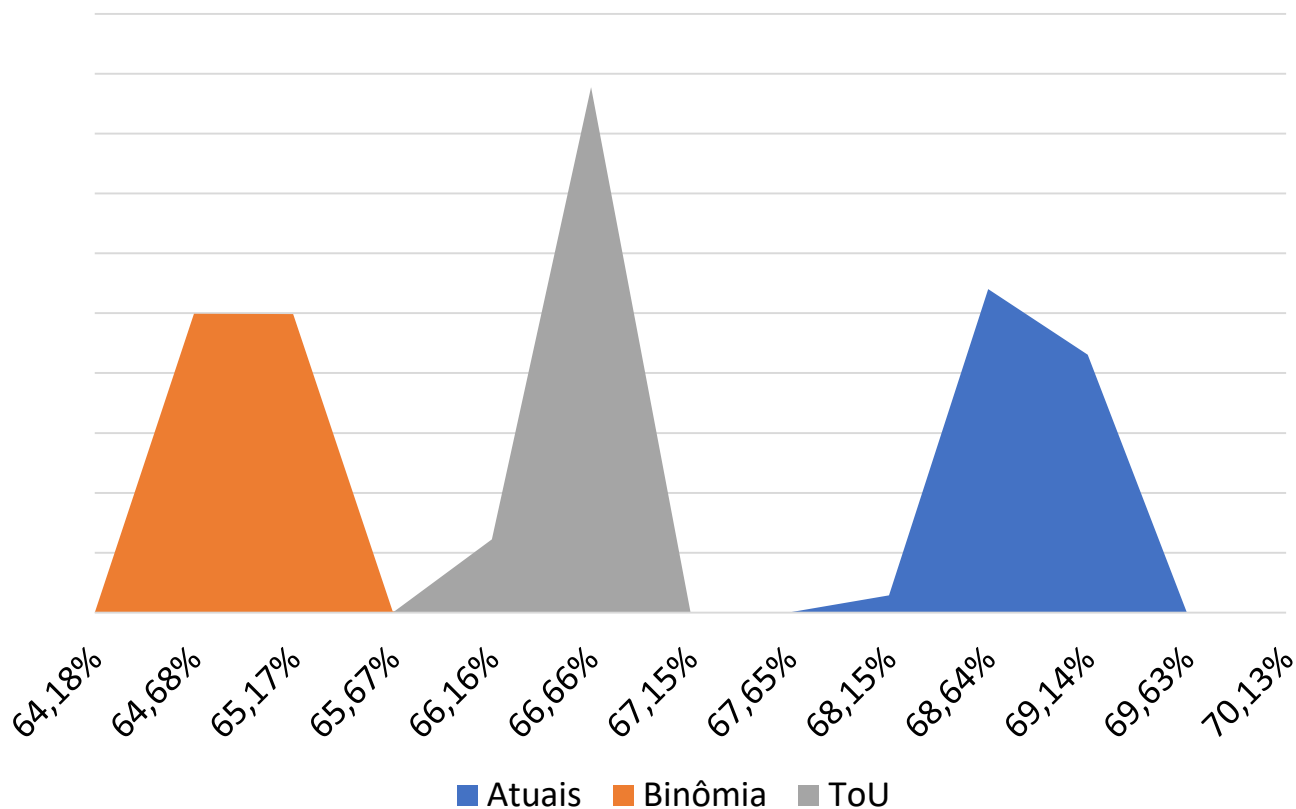


- **Investimentos postergados para atendimento à ponta: R\$ 123 milhões\***

\* VP dos Investimentos. Com as tarifas multipartes seriam postergados R\$ 149 milhões

# CENÁRIOS ESTOCÁSTICOS PARA ESTRUTURA VERTICAL

**Estrutura Vertical (EV): Participação da Baixa Tensão (2027)**



- Tendência da redução da EV da BT com a aplicação de tarifas horárias

## Atuais

Média	68,61%
Max	69,14%
Min	67,44%
Max / Min	2,51%
DP	0,21%

## ToU

Média	66,53%
Max	66,83%
Min	66,17%
Max / Min	0,996%
DP	0,118%

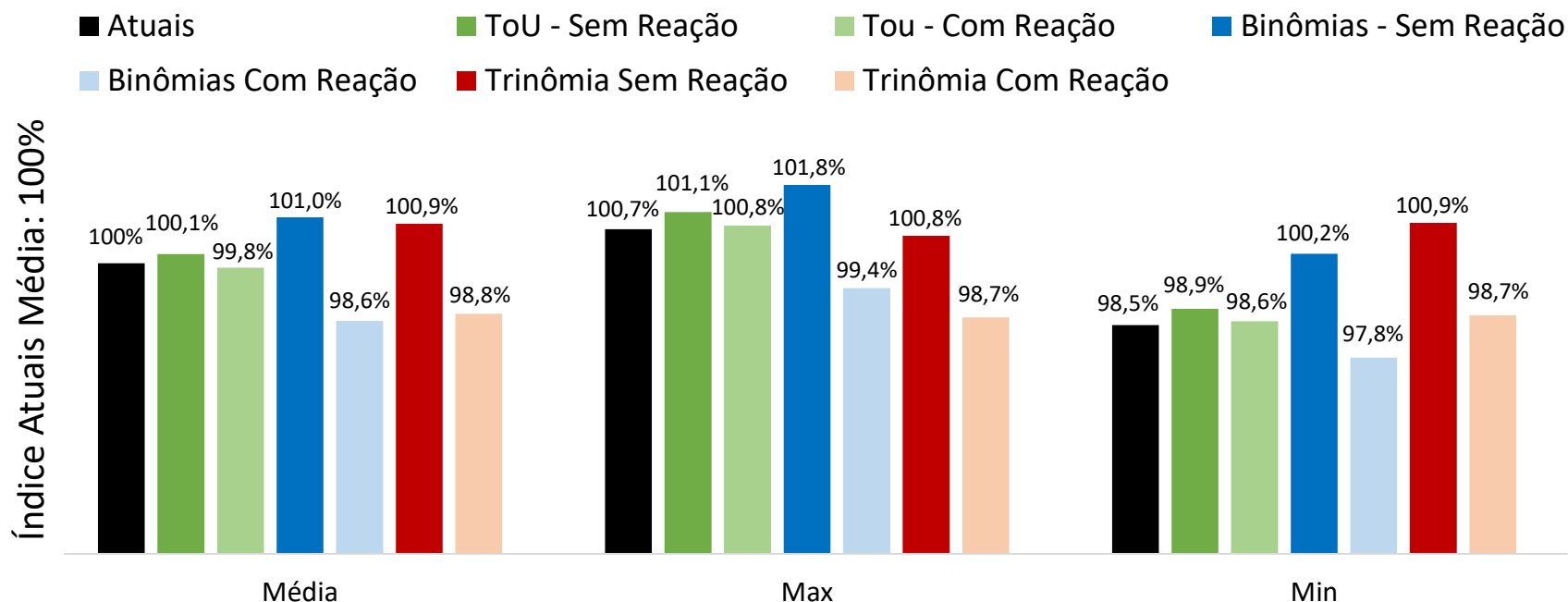
## Binômica

Média	64,71%
Max	65,19%
Min	64,18%
Max / Min	1,58%
DP	0,37%

# FATURAS E TARIFAS SIMULADAS EM 2030

- Comparação de valores simulados das Tarifas Horárias com as Tarifas Multipartes (Binômias e Trinômias) a Estrutura Tarifária Atual

Exemplo de cliente com consumo mensal de 200 kWh



- Relativa estabilidade das faturas associadas às tarifas monômias horárias: efeitos cruzados da redução dos investimentos na ponta e da substituição dos medidores.

# AGENDA

1. Contexto Setorial

2. Metodologia e Premissas

3. Simulações e Resultados

4. Conclusões



# CONCLUSÕES

## TARIFAS MONÔMIAS COM 4 POSTOS NA BAIXA TENSÃO

- Em todos os cenários simulados de difusão de RED, as **tarifas atuais apresentam aumento quando comparadas ao cenário sem difusão.**
- **Tarifas Monômias Horárias** aplicadas à Baixa Tensão podem contribuir para a **redução de picos no sistema e para a postergação de investimentos da distribuidora.** A redução e a postergação esperadas, contudo, são menores do que as do caso das tarifas multipartes.
- **Substituição maciça de medidores até 2030 por modelos mais avançados reduz efeitos da postergação dos investimentos para atendimento à ponta dentro do horizonte analisado.**
- As simulações com **Tarifas Monômias Horárias não apontam para mudanças significativas nos valores das faturas dos clientes de Baixa Tensão.**





Rafael Catramby  
Obrigado!

SCN - Quadra 02 - Bloco D - Torre A  
Sala 1101 - Edifício Liberty Mall  
CEP 70712-903 Brasília DF Brasil  
Tel 55 61 3326 1312  
Fax 55 61 3031-9327  
[abradee@abradee.org.br](mailto:abradee@abradee.org.br)