

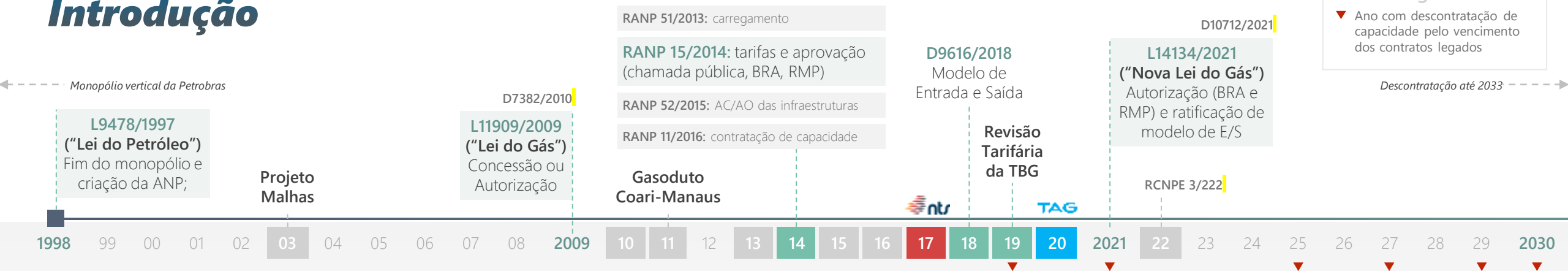
# Tarifas de Transporte

Considerações sobre a metodologia de cálculo



# Introdução

Monopólio vertical da Petrobras



## PERÍODO 1: Fim do Monopólio (1998-2009)

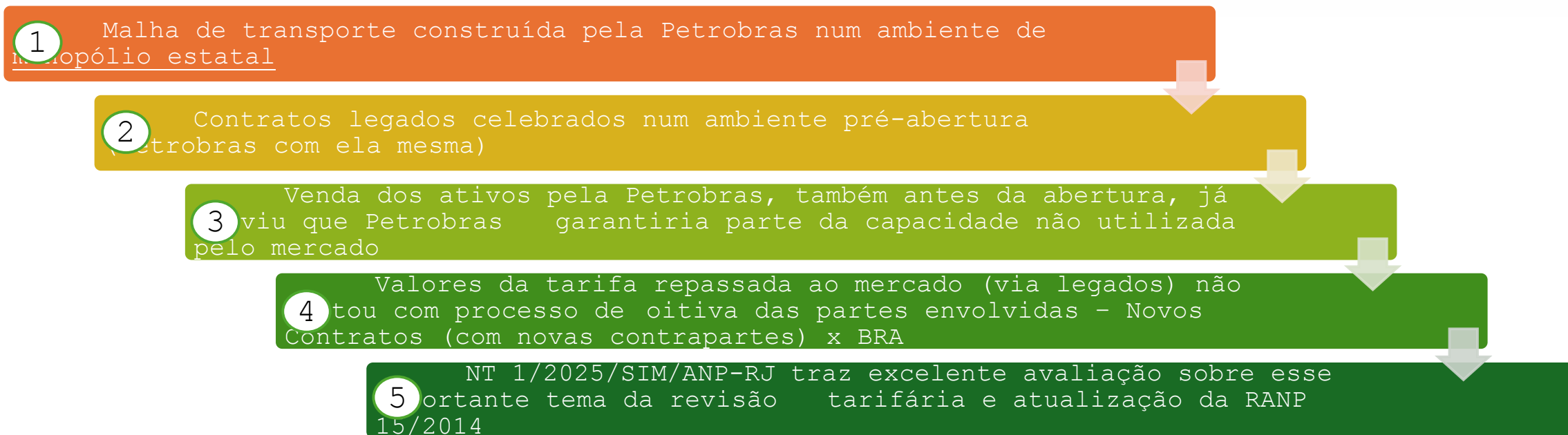
Infraestrutura de transporte construída sob regime de monopólio, sem custos fiscalizados pelo regulador e com tarifação postal. Regularização normativa por regime de autorização (celebração de *GTAs "intercompany"* na Petrobras).

## PERÍODO 2: Estagnação Setorial (2009-2021)

Estagnação de infraestrutura de transporte e fracasso do modelo de concessão. Primeiro marco legal do gás natural e avanço normativo preliminar.

## PERÍODO 3: Abertura de Mercado (2021-)

Expectativas sobre retomada da infraestrutura de transporte. Descompasso normativo, contratos legados e elevadas tarifas como entraves ao novo mercado.



# Resumo da Proposição

Lembrando que:

- Transporte de gás é um **monopólio natural**: a competição não é viável como mecanismo de coordenação de mercado.
- Regulação é necessária para **evitar abuso de poder de mercado** e **garantir investimentos eficientes**.

Entendemos que esse processo de revisão deve focar em definir:

## Premissas para Cálculo da BRA (NUMERADOR)

- Ativos existentes praticamente depreciados e amortizados pelos contratos legados;
- NÃO DEVEMOS pagar pelos ativos já depreciados – investimentos feitos pré-abertura em cenário de monopólio;

## Critério para Considerar no Volume (DENOMINADOR)

- Risco de volume associado aos valores não depreciados do primeiro ciclo NÃO podem ser assumidos pelo mercado – investimentos feitos em ambiente de monopólio sem governança adequada;
- Devemos assumir como volume **a capacidade original do mercado** (mais simples) ou excluir da BRA eventuais valores não depreciados que deixam de ser necessários para a nova projeção de mercado

## Outros Temas (Importantes mas não Prioritários)

- Tarifa Entrada – Saída (com sinalização ou não de pontos de congestionamento – para sinalizar novos investimentos)
- Tarifa Curta Distância – criar mecanismos de incentivo econômico para evitar alternativas ao uso da malha

# ***Reflexões sobre a Revisão Tarifária***

- A partir da NT ANP 01/2025, destacam-se:

## **Premissas para Cálculo da BRA (NUMERADOR)**

- Como considerar os ativos já depreciados;
- Taxa Regulatória;

## **Garantia de Receita x Receita Máxima Permitida**

- Lei do gás
- Conta Regulatória e governança necessária
- Contratos legados

## **Critério para Considerar no Volume (DENOMINADOR)**

- Risco de volume associado aos valores não depreciados do primeiro ciclo;
- Exclusão da conta regulatória da garantia de remuneração dos investimentos já remunerados;

# Tarifa de transporte: premissas para cálculo da BRA (numerador)

$$\text{Tarifa de Transporte} = \frac{\text{Receita Máxima Permitida (RMP)}}{\text{Demanda (Volume)}}$$

$$BRA_t + CAPEX_t - DEP_t - BAIXA_t = BRA_{t+1}$$

- Em segmentos com tarifas reguladas com mecanismo de Receita Máxima Permitida, a BRA de um ciclo é função da BRA do ciclo anterior acrescida dos novos investimentos e reduzida das depreciações e das baixas dos ativos.
- Importante notar que, para cálculo da RMP de um ciclo tarifário, o valor residual da BRA é considerado como uma receita ao final do ciclo;
- Considerar, para a BRA do ciclo posterior, **valores superiores ao valor residual implica numa remuneração de investimentos superior à Taxa Regulatória**
- Contratos legados: é possível descobrir o valor residual dos ativos no final da vigência: (i) modelos econômicos da época ou (ii) através de uma análise de pós-EVTE.

Como considerar os ativos depreciados quando da incorporação à BRA?

**(1) Custo Histórico Corrigido pela Inflação (CHCI), descontada a depreciação**

- Equivale a NÃO remunerar ativos que já foram depreciados e amortizados

**(2) Custo de Substituição Otimizado Depreciado (Depreciated Optimized Replacement Cost – DORC);**

- Equivale a NÃO remunerar ativos que já foram depreciados e amortizados

**(3) Custo de Reposição Novo (CRN)**

- Equivale a remunerar ativos que já foram depreciados e amortizados; Perpetua a ineficiência alocativa do monopólio natural (Tarifa *Second Best*)

**(4) Valor novo de reposição com taxa de retorno menor que a utilizada para novos investimentos**

- Equivale a remunerar novamente por ativos já amortizados, porém parcialmente

**(5) Valor residual do fim do primeiro ciclo**

- Valor não remunerado economicamente pelos contratos legados (Usualmente aplicada em regulações semelhantes)

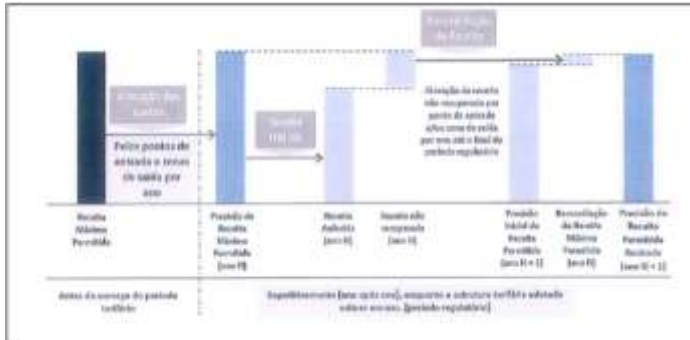
# Garantia de investimento pressupõe decisões com benefício compartilhado e mecanismo de governança adequados

Com base na NT nº 1/2025:

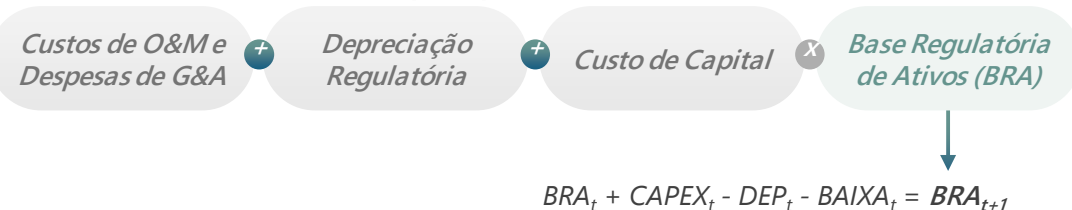
Definição da tarifa Máxima:



Conta Regulatória



Receita Máxima Permitida (RMP):



Tarifa de Transporte:

- Metodologia prevê que a tarifa máxima deve remunerar custos (operacionais e administrativos), a depreciação regulatória e o capital investido

Volume considerado e conta regulatória:

- O principal risco na infraestrutura de transporte é o de volume
- A utilização de um mecanismo de **conta regulatória garante o investimento** realizado. O volume altera apenas o "payback time"
- A **nova Lei do Gas (2021) eliminou a garantia de receita** justamente pela complexidade necessária para governança
- Se houver necessidade de **garantia de receita**, ela deve ser **limitada a casos em que se verifique características de bem público**
- Logicamente, para esses casos, deve haver **uma governança explícita no código de rede – ainda não implementada;**

Atualização da BRA para o ciclo posterior :

- Automática a partir da tarifa obtida num determinado ciclo de investimento, incorporando novos investimentos e retirando-se a depreciação regulatória;

Contratos Legados e BRA das transportadoras:

- Análises preliminares dos fluxos de caixa divulgados permitem concluir que maior parte dos **investimentos anteriores a privatização foram remunerados pelos contratos legados.**
- **O risco de volume foi assumido pela Petrobras e transferido contratualmente para os novos proprietários das Transportadoras**
- **Não existem elementos que permitam utilizar conta regulatória para "BRA legada": características de bem público, governança apropriada nem garantia de remuneração**

# Tarifa de transporte: critério para estabelecer volume (denominador)

$$\text{Tarifa de Transporte} = \frac{\text{Receita Máxima Permitida (RMP)}}{\text{Demanda (Volume)}}$$

## Regime de Concessão

- Contrato com poder concedente
- Precedido de licitação pública
- Há garantia de receita

## Regime de Autorização

- Ato administrativo unilateral
- Precedido apenas de análise do regulador
- Não há garantia de receita

- A legislação vigente para o setor trata de **receita máxima permitida ao transportador (inerente ao regime de autorização)**, e não mais de receita mínima assegurada (característica do regime de concessão, previsto na Lei Federal nº 11.909/2009).
- Por este motivo, cabe à regulação limitar o poder de mercado do transportador por meio de tetos tarifários – **e não garantir retorno sobre investimentos passados (especialmente aqueles construídos de forma unilateral pela Petrobras e que, como tal, não tiveram condições técnicas e econômicas previamente aprovadas pelos usuários do sistema).**
- Discutir aplicação da conta regulatória somente para garantia de remuneração de investimentos com benefício diluído e **decididos com governança adequada;**

## Como tratar os desdobramentos do risco do volume?

**(1) Risco de volume de decisões privadas assumidos pelo carregador em contratos de longo prazo (Ex. Contratos legados) e decisões com risco compartilhado, decididos com governança adequada (códigos de rede), fazem juz ao mecanismo de conta regulatória**

- Volume para amortizar investimentos passados deve ser equivalente a capacidade original da malha de transporte (cerca de 90 milhões m<sup>3</sup>/dia), sem mecanismo de conta regulatória;

ou

- Volume deve ser equivalente ao mercado projetado (a ser definido entre ANP e EPE), porém com os investimentos ainda não depreciados feitos para o volume original desconsiderados da BRA (hair cut).

**(2) Risco de volume dos dutos pré-existentes e já remunerados é assumido pelo mercado**

- Volume deve ser equivalente ao mercado projetado (a ser definido entre ANP e EPE), incluindo a expectativa de contratação (ou não) das termelétricas conectadas a malha

The logo for CBIE Advisory is centered on the page. It features the letters 'C', 'B', and 'E' in a large, bold, black serif font. The letter 'I' is in a smaller, bold, blue serif font. Below these letters, the word 'ADVISORY' is written in a smaller, blue, sans-serif font. The letters are separated by thin vertical lines. The background of the slide is a light gray with a faint, large-scale geometric pattern of lines and dots. On the left side, there are several overlapping geometric shapes in shades of blue and gray. On the right side, there is a faint, grayscale image of an offshore oil rig. The overall design is professional and modern.

**C|B|I|E**  
ADVISORY



# Setor Elétrico x Setor de Gás

## Setor Elétrico



### Geração de Energia (Upstream)

Mercado competitivo  
(Receita = preço x volume)  
Proxy margem EBITDA: 45 – 65%

### Transmissão de Energia (Midstream)

Mercado regulado  
(Receita = tarifa x volume)  
Não corre risco de volume – Regime Concessão  
Proxy margem EBITDA: 80 – 90%

### Distribuição de Energia (Downstream)

Mercado regulado  
(Receita = tarifa x volume)  
Corre risco de volume / Caixa do setor  
Proxy margem EBITDA: 7 – 30%

### Comercialização de Energia (Downstream)

Mercado competitivo  
(Receita = spread preço x volume)  
Proxy margem EBITDA: 2 – 10%

## Setor de Gás



### Exploração e Produção (Upstream)

Mercado competitivo  
(Receita = preço x volume)  
Proxy margem EBITDA: 45 – 65%

### Transporte (Midstream)

Mercado regulado  
(Receita = tarifa x volume)  
Corre Risco Volume – Atividade Econômica  
Proxy margem EBITDA: 70 – 90%

### Distribuição (Downstream)

Mercado regulado  
(Receita = tarifa x volume)  
Corre risco de volume / Caixa do setor  
Proxy margem EBITDA: 7 – 35%

### Comercialização (Downstream)

Mercado competitivo  
(Receita = spread preço x volume)  
Proxy margem EBITDA: 2 – 10%

# Cadeia do gás: transporte

## Composição acionária das transportadoras de gás natural no Brasil

Transportadoras	Composição Acionária	Participação	Extensão (km)
<b>Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)</b>	ENGIE S.A. ENGIE Brasil Energia Caisse de Dépôt et Placement du Québec (CDPQ)	32,5% 32,5% 35,0%	<b>4.483</b>
<b>Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. (TBG)</b>	<b>Petrobras Logística de Gás S.A.</b> BBPP Holdings Ltda. YPFB Transporte do Brasil Holding Ltda. GTB-TBG Holdings S.À.R.L.	<b>51%</b> 29% 12% 8%	<b>2.593</b>
<b>Nova Transportadora do Sudeste (NTS)</b>	Nova Infraestrutura Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia (Brookfield) Itaúsa - Investimentos Itaú S.A.	91,5% 8,5%	<b>2.000</b>
<b>Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB)</b>	<b>Petrobras Logística de Gás S.A.</b> Ipiranga Repsol Exploração Brasil Total Gas and Power Brazil	<b>25%</b> 25% 25% 25%	<b>50</b>
<b>GásOcidente do Mato Grosso Ltda. (GOM)</b>	Zerra Lightning S.A. J&S	99% 1%	<b>283</b>
<b>Total Malha Transporte Brasileira</b>			<b>9.409</b>
<b>% Petrobras</b>			<b>14,2%</b>

- ❑ Após a **venda da NTS** (Abril de 2017 e Abril 2021), e **da TAG** (Junho de 2019 e Julho de 2020), a Petrobras deixou de ter o monopólio do transporte, mas manteve a condição de carregadora única até 2027-29
- ❑ Petrobras como carregadora para 83,0% da malha de transporte vs. 14,2% de participação
- ❑ GásOcidente está parada porque seu principal cliente, a UTE Cuiabá, não conseguiu contrato firme de gás natural com a Petrobras nem com a Bolívia

O problema dos Contratos Legados: Falta de Isonomia de Tratamento Tarifário TBG vs. TAG e NTS

# Revisão Tarifária

A Resolução ANP #15 de 14 de março de 2014 (RANP 15/14) estabeleceu os critérios para cálculo das tarifas de Transporte

O art. 6º parágrafo 3º de tal resolução definiu a metodologia de valoração da Base Regulatória de Ativos (BRA) no caso de gasodutos em fase operacional. Tal cálculo deverá considerar:

I - o valor atual dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte;

II - o custo de reposição dos ativos, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte;

III - o valor dos ativos resultante da aplicação de metodologias alternativas e amplamente reconhecidas e adotadas pelo mercado, descontada a depreciação e a amortização havidas até a data de estabelecimento da Tarifa de Transporte.

# Investimentos vs. Depreciação

Companhia	NTS	TAG
Valor de Venda (R\$ bi)	18,0	34,5
% da depreciação na composição da tarifa	85,4%	90,5%
% de ativos depreciados na malha	79,6%	83,6%

➤ **NTS:** 90% da companhia vendida em 2016 (R\$ 16,2 bi) e 10% em 2021 (R\$ 1,8 bi)

➤ **TAG:** 90% da companhia vendida em 2019 (~R\$ 31 bi) e 10% em 2020 (R\$

Histórico de Capex vs. Depreciação - NTS 3,5 bi)									
R\$mil	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
CAPEX	-	2.600	19.200	90.000	109.598	173.399	202.324	430.679	146.829
Depreciação	-	118.819	406.049	416.578	340.046	383.783	414.265	424.850	357.770
Ratio	-	0,02	0,05	0,22	0,32	0,45	0,49	1,01	0,37

Histórico de Capex vs. Depreciação - TAG									
R\$mil	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
CAPEX	79.000	44.000	21.900	15.000	11.000	96.000	167.000	434.000	108.488
Depreciação	899.000	822.000	628.000	596.000	918.000	1.534.000	1.585.000	1.586.000	1.071.000
Ratio	0,09	0,05	0,03	0,03	0,01	0,06	0,11	0,27	0,08

Histórico de Capex vs. Depreciação - TBG									
R\$mil	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
CAPEX	61.000	57.000	59.000	29.000	126.000	93.000	136.000	203.000	95.500
Depreciação	167.000	174.000	182.000	188.000	187.000	196.000	198.000	209.000	187.625
Ratio	0,37	0,33	0,32	0,15	0,67	0,47	0,69	0,97	0,50

**Média 0,32**

Desde o processo de venda da malha de transporte de gás canalizado da TAG e NTS, a TAG investiu em média 8% da depreciação e a NTS 37% da depreciação entre 2015 e 2022

# Dividendos Pagos

	NTS						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019-2024
Receita Anual (R\$ mm)	4.406,22	4.671,17	5.765,78	6.777,52	7.353,02	7.256,47	36.230,18
Dividendos Pagos (R\$ mm)	(2.166,13)	(2.376,33)	(2.736,74)	(3.090,10)	(2.813,67)	(3.223,93)	(16.406,89)

	TAG						
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2019-2024
Receita Anual (R\$ mm)	5.195,00	6.004,00	7.071,00	8.426,00	9.029,00	9.100,00	44.825,00
Dividendos Pagos (R\$ mm)	(4.563,00)	(2.200,00)	(2.200,00)	(1.550,00)	(3.200,00)	(4.500,00)	(18.213,00)

# Revisão Tarifária - NTS

Histórico de Capex vs. Depreciação - NTS									
R\$mil	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
CAPEX	-	2.600	19.200	90.000	109.598	173.399	202.324	430.679	146.829
Depreciação	-	118.819	406.049	416.578	340.046	383.783	414.265	424.850	357.770
Ratio	-	0,02	0,05	0,22	0,32	0,45	0,49	1,01	0,37

Revisão Tarifária - NTS (2025/2029)						
		2025	2026	2027	2028	2029
<b>Volume de Gás Anual (1.000m³)</b>	<b>117.813.637</b>	28.926.250	28.926.250	28.926.250	28.926.250	28.926.250
<b>(+) Receitas</b>	<b>14.373.180</b>	3.299.718	3.431.707	3.547.012	3.666.192	3.784.426
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>3.045.262</b>	698.921	725.480	750.872	777.152	804.353
<b>(-) IR/CSLL</b>	<b>2.487.187</b>	660.480	675.623	690.715	700.756	715.346
<b>(-) Investimentos</b>	<b>1.269.528</b>	277.636	299.086	316.134	330.992	346.549
<b>Base de Capital Inicial</b>	<b>16.331.507</b>	0	0	0	0	0
<b>Base de Capital Final</b>	<b>9.944.339</b>	0	0	0	0	14.111.151
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk</b>	<b>-16.331.507</b>	1.662.682	1.731.517	1.789.291	1.857.291	16.468.739
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)</b>	<b>-16.331.507</b>	1.445.488	1.403.573	1.352.358	1.308.861	10.821.228

WACC= 7,25%  
 VPL= 0  
 Margem Máxima (R\$/m³)= 0,1141  
 Tarifa Média (R\$/MMBTU)= 3,0588

CBIE Advisory - Projeção de tarifas de transporte NTS				
Ciclo Tarifário	Atual	2025-2029	2030-2034	2035-2039
Tarifa (R\$/MMBTU)	4,4677	3,0588	3,2494	3,6395
y/y		-31,5%	6,2%	12,0%

Nossos modelos apontam para uma tarifa média de R\$3,0588/MMBTU para o ciclo 2025-29, uma diminuição de 31,5% em relação a tarifa média ponderada atual vs. 6,3% apontada pela NTS

Revisão Tarifária - NTS (2025/2029)						
		2025	2026	2027	2028	2029
<b>Volume de Gás Anual (1.000m³)</b>	<b>117.813.637</b>	28.926.250	28.926.250	28.926.250	28.926.250	28.926.250
<b>(+) Receitas</b>	<b>8.094.373</b>	1.854.939	1.929.136	1.996.656	2.066.539	2.138.868
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>3.289.292</b>	749.629	779.614	810.799	843.231	876.960
<b>(-) IR/CSLL</b>	<b>989.462</b>	221.330	233.948	240.409	260.204	267.010
<b>(-) Investimentos</b>	<b>730.173</b>	192.254	184.862	178.014	171.427	165.084
<b>Base de Capital Inicial</b>	<b>7.394.390</b>	0	0	0	0	0
<b>Base de Capital Final</b>	<b>4.308.944</b>	0	0	0	0	6.114.449
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk</b>	<b>-7.394.390</b>	691.726	730.712	767.434	791.677	6.944.262
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)</b>	<b>-7.394.390</b>	644.966	635.260	622.084	598.355	4.893.726
<b>WACC=</b>		7,25%				
<b>VPL=</b>		0				
<b>Margem Máxima (R\$/m³)=</b>		<b>0,0641</b>				
<b>Tarifa Média (R\$/MMBTU)=</b>		<b>1,7191</b>				

Exercitamos o cenário de exclusão dos ativos completamente depreciados da base, situação análoga à jurisprudência do setor elétrico. Nesse cenário, chegamos a uma **redução de 61,5%** nas tarifas de transporte de gás natural, **passando de R\$4,4677/MMBTU para R\$1,7191/MMBTU**

# Revisão Tarifária - TAG

Histórico de Capex vs. Depreciação - TAG									
R\$ milhões	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Média
CAPEX	79.000	44.000	63.000	15.000	109.000	96.000	183.000	546.000	141.875
Depreciação	899.000	822.000	628.000	596.000	918.000	1.534.000	1.585.000	1.586.000	1.071.000
Ratio	0,09	0,05	0,10	0,03	0,12	0,06	0,12	0,34	0,11

Revisão Tarifária - TAG (2025/2029)						
		2025	2026	2027	2028	2029
<b>Volume de Gás Anual (1.000 m³)</b>	<b>176.774.767</b>	43.402.710	43.402.710	43.402.710	43.402.710	43.402.710
<b>(+) Receitas</b>	<b>27.460.394</b>	6.551.435	6.846.250	6.780.736	6.780.736	6.780.736
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>11.492.060</b>	2.619.039	2.723.801	2.832.753	2.946.063	3.063.905
<b>(-) IR/CSLL</b>	<b>3.574.199</b>	849.431	934.025	890.537	867.003	841.497
<b>(-) Investimentos</b>	<b>2.256.288</b>	587.532	573.628	550.127	531.503	513.866
<b>Base de Capital Inicial</b>	<b>25.005.760</b>	0	0	0	0	0
<b>Base de Capital Final</b>	<b>14.867.912</b>	0	0	0	0	21.097.767
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk</b>	<b>-25.005.760</b>	2.495.433	2.614.796	2.507.320	2.436.167	23.459.235
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)</b>	<b>-25.005.760</b>	2.326.744	2.273.229	2.032.440	1.841.272	16.532.074

WACC= 7,25%  
VPL= 0  
Tarifa Média (R\$/m³)= 0,1509  
Tarifa Média (R\$/MMBTU)= 4,0466

CBIE Advisory - Projeção de tarifas de transporte NTS				
Ciclo Tarifário	Atual	2025-2029	2030-2034	2035-2039
Tarifa (R\$/MMBTU)	5,46081	4,0466	4,1693	3,8357
y/y		-25,9%	3,0%	-8,0%

Nosso cenário base de revisão tarifária mostra um impacto de -25,9% nas tarifas de transporte vs. expectativas da TAG de -17,0%.



# Revisão Tarifária - TAG

Revisão Tarifária - TAG (2025/2029)						
		2025	2026	2027	2028	2029
<b>Volume de Gás Anual (1.000 m³)</b>	<b>176.774.767</b>	43.402.710	43.402.710	43.402.710	43.402.710	43.402.710
<b>(+) Receitas</b>	<b>20.851.513</b>	5.119.578	5.119.578	5.119.578	5.119.578	5.119.578
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>11.492.060</b>	2.619.039	2.723.801	2.832.753	2.946.063	3.063.905
<b>(-) IR/CSLL</b>	<b>2.450.797</b>	554.594	518.473	485.415	763.529	727.085
<b>(-) Investimentos</b>	<b>1.655.255</b>	587.532	573.628	280.891	262.267	259.438
<b>Base de Capital Inicial</b>	<b>12.767.760</b>	0	0	0	0	0
<b>Base de Capital Final</b>	<b>7.514.358</b>	0	0	0	0	10.662.975
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk</b>	<b>-12.767.760</b>	1.358.413	1.303.676	1.520.520	1.147.719	11.732.125
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)</b>	<b>-12.767.760</b>	1.266.586	1.133.379	1.232.537	867.454	8.267.804

WACC= 7,25%  
 VPL= 0  
 Tarifa Média (R\$/m³)= 0,1180  
 Tarifa Média (R\$/MMBTU)= 3,1622

Exercitamos o cenário de exclusão dos ativos completamente depreciados da base, situação análoga à jurisprudência do setor elétrico. Nesse cenário, chegamos a uma **redução de 42,1%** nas tarifas de transporte de gás natural, **passando de R\$5,4608/MMBTU para R\$3,1622/MMBTU**

Revisão Tarifária - NTS (2025/2029)						
		2025	2026	2027	2028	2029
Volume de Gás Anual (1.000m³)	138.263.053	28.926.250	28.926.250	28.926.250	28.926.250	28.926.250
(+) Receitas	1.521.405	318.296	318.296	318.296	318.296	318.296
(-) Despesas Operacionais	0	0	0	0	0	0
(-) IR/CSLL	0	0	0	0	0	0
(-) Investimentos	0	0	0	0	0	0
Base de Capital Inicial	8.937.117	0	0	0	0	0
Base de Capital Final	7.415.712	0	0	0	0	7.996.702
Livre Fluxo de Caixa + Bdk	-8.937.117	318.296	318.296	318.296	318.296	8.314.998
Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)	-8.937.117	313.530	308.836	304.212	299.657	7.710.883
WACC= 1,52%						
VPL= 0						
Margem Máxima (R\$/m³)= 0,0110						
Tarifa Média (R\$/MMBTU)= 0,2950						

Caso adotássemos uma remuneração teto para a operação e manutenção (O&M) de ativos totalmente depreciados de 1,52%, replicando-se a taxa adotada para Obrigações Especiais no setor elétrico, a **redução de 61,5%** nas tarifas de transporte de gás natural **passaria para redução de 54,9%, passando de R\$4,4677/MMBTU para R\$2,0141/MMBTU**

# Revisão Tarifária - TAG

Revisão Tarifária - TAG (2025/2029)						
		2025	2026	2027	2028	2029
<b>Volume de Gás Anual (1.000 m³)</b>	<b>207.458.319</b>	43.402.710	43.402.710	43.402.710	43.402.710	43.402.710
<b>(+) Receitas</b>	<b>2.561.334</b>	535.861	535.861	535.861	535.861	535.861
<b>(-) Despesas Operacionais</b>	<b>0</b>	0	0	0	0	0
<b>(-) IR/CSLL</b>	<b>0</b>	0	0	0	0	0
<b>(-) Investimentos</b>	<b>0</b>	0	0	0	0	0
<b>Base de Capital Inicial</b>	<b>12.238.000</b>	0	0	0	0	0
<b>Base de Capital Final</b>	<b>9.676.666</b>	0	0	0	0	10.434.792
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk</b>	<b>-12.238.000</b>	535.861	535.861	535.861	535.861	10.970.653
<b>Livre Fluxo de Caixa + Bdk (Descontados)</b>	<b>-12.238.000</b>	527.838	519.935	512.150	504.482	10.173.595

WACC= 1,52%

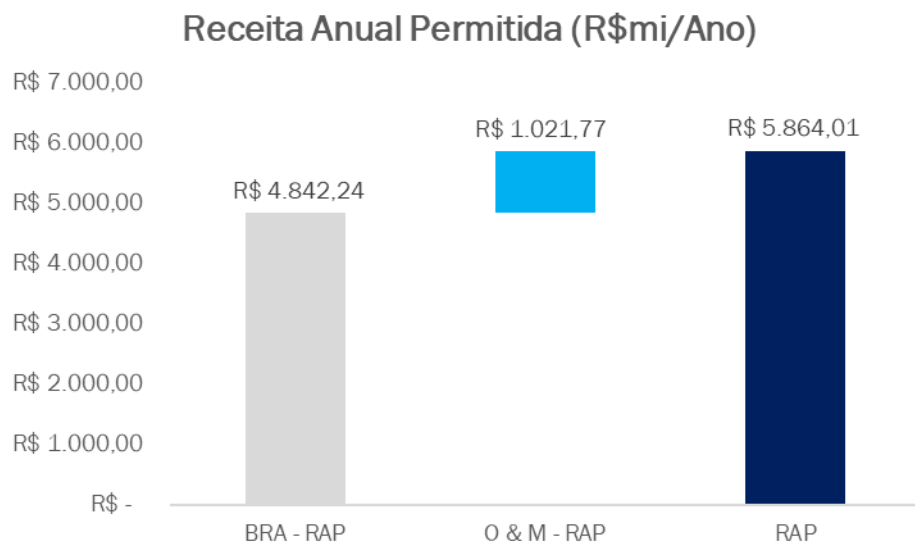
VPL= 0

Tarifa Média (R\$/m³)= 0,0123

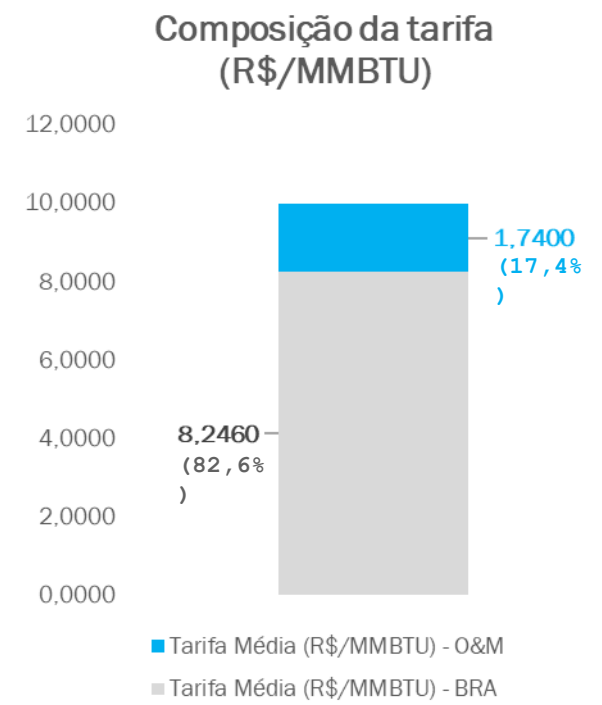
Tarifa Média (R\$/MMBTU)= 0,3310

Caso adotássemos uma remuneração teto para a operação e manutenção (O&M) de ativos totalmente depreciados de 1,52%, replicando-se a taxa adotada para Obrigações Especiais no setor elétrico, a **redução de 42,1%** nas tarifas de transporte de gás natural **passaria para redução de 36,0%, passando de R\$5,4608/MMBTU para R\$3,4932/MMBTU**

# Break down tarifa TAG – Atual

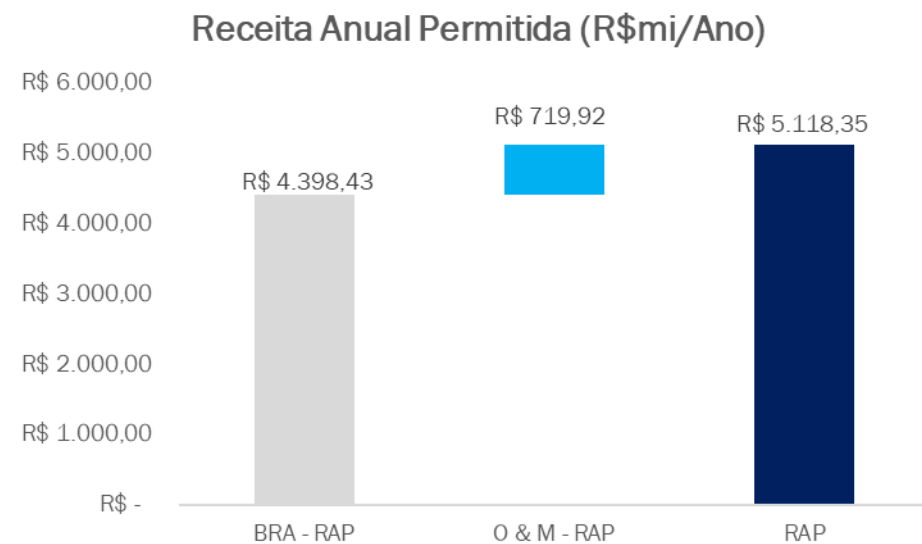


Taxa: 7,25%  
Volume: 15.742 mi m<sup>3</sup>  
ano\*

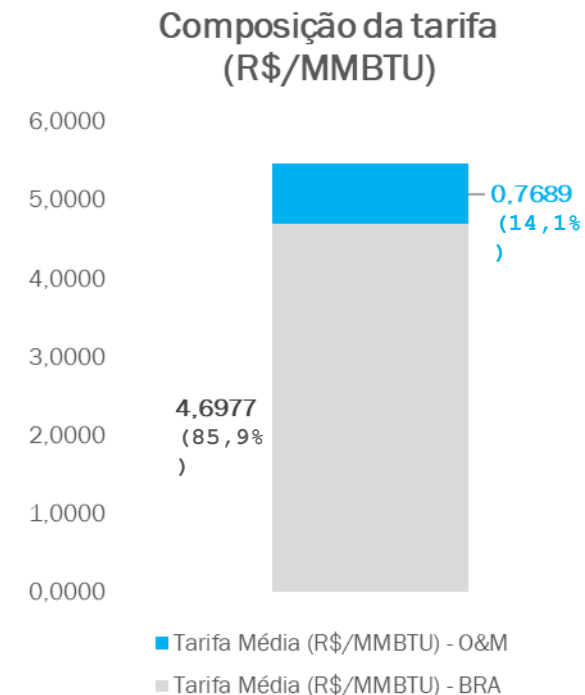


- Considerando tarifas de Entrada e Saída referentes ao ano de 2024
- Proposta tarifária da TAG para 2024 e 2025 prevê um volume de movimentação da ordem de 43,2 MMm<sup>3</sup>/dia
- Tarifa Média da ordem de R\$9,9860/MMBTU (considerando TCE, TCS e movimentação)

# Break down tarifa NTS – Tarifa Atual



Taxa: 7,25%  
Volume: 25.100 mi m<sup>3</sup>  
ano\*



- Considerando tarifas de Entrada e Saída referentes ao ano de 2024
- Proposta tarifária da NTS para 2024 e 2025 prevê um volume de movimentação da ordem de 68,8 MMm<sup>3</sup>/dia
- Tarifa Média da ordem de R\$5,4666/MMBTU (considerando TCE, TCS e movimentação)

## ***SENSIBILIDADE DE TARIFA MÁXIMA (CBIE Advisory)***

	<b>TAG</b>	<b>NTS</b>
Cenário 1*	-23,9%	-31,5%
Cenário 2**	-33,2%	-54,9%
Cenário 3***	-38,8%	-61,5%

*\*Revisão tarifária base*

*\*\*Remunerando BRA depreciada com WACC de obrigações especiais*

*\*\*\*Excluindo completamente a BRA depreciada*

# Visite nossos canais

   /cbiebrasil

 [www.cbie.com.br](http://www.cbie.com.br)

Obrigado