



www.aurumenergia.com.br
contato@aurumenergia.com.br
+55 21 99353 6591
CNPJ 17.551.500/0001-14

Av. das Américas, 4200
Bloco 4, Sala 116
CEP 22640-102
Barra da Tijuca, Rio de Janeiro - RJ

www.futuretank.com.br
comercial@futuretank.com.br
+55 21 97219 9537
CNPJ 04.471.750/0001-00

Rua México, 31
Sala 1501
CEP 20031-904
Centro, Rio de Janeiro - RJ



CONSULTA PÚBLICA Nº 11/2026 (REVISÃO TARIFÁRIA)

Contribuição de: **AURUM TANK**

Ref.: **Consulta Pública nº 11/2026**

I – OBJETIVO

Este documento trata-se da contribuição da Aurum Tank Consultoria à [Consulta Pública nº 11/2026](#), realizada pela ANP com o objetivo de obter subsídios sobre a aplicação do Método do Capital Recuperado (Recovered Capital Method - RCM) para valoração dos ativos referentes aos Contratos Legados das transportadoras Nova Transportadora do Sudeste S.A. - NTS (Malha Sudeste) e Transportadora Associada de Gás S.A. - TAG (Malha Nordeste), no âmbito da 2ª Fase do Plano de Ação para o Ciclo Tarifário 2026-2030. Mais especificamente, temos como foco a [Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ](#), que trata da Avaliação do Órgão Regulador quanto à aplicação do Método do Capital Recuperado (MCR) aos ativos da Transportadora Associada de Gás (TAG), permitindo reconstruir sua trajetória econômica ao longo do período legado, e estimar a Base Regulatória de Ativos (BRA) no novo ciclo regulatório.

II – FUNDAMENTOS E DIRETRIZES

A Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR trata da aplicação dos fundamentos legais e metodológicos delineados pela ANP à Base Regulatória de Ativos da TAG, levando em conta as seguintes diretrizes que constituem o Método do Capital Recuperado (Recovered Capital Method - RCM):

- a Base Regulatória de Ativos (BRA) terá seu custo estimado pelo Custo de Reposição Novo (CRN), que após a aplicação da depreciação permitirá estimar o Valor de Reposição Depreciado (VRD);
- a este valor, será somado o valor de adições à BRA, com base nos investimentos realizados em cada ano, de 2006 até 2025;
- em seguida, serão descontados os valores que devem ser recuperados a título de Retorno sobre o Capital, estimados por meio do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Capital Cost ou WACC);
- posteriormente, é somada a este valor a Receita obtida por meio da tarifa cobrada em cada período multiplicada pelo volume contratado, descontada dos custos operacionais (OPEX) e dos impostos (IR e CSLL);
- com base nisto, é definida a BRA de fechamento em cada ano, que é utilizada como a BRA de abertura no ano seguinte.

Dada a necessidade de identificar quais ativos já foram completamente remunerados no contexto específico desta consulta pública (uma vez que anteriormente as tarifas de transporte eram estabelecidas por meio de



negociações bilaterais, sem o controle de remuneração para cada ativo), **concordamos com as diretrizes indicadas pela ANP**, e com a aplicação do método RCM.

Entendemos que as diretrizes estabelecidas têm como princípio a promoção da eficiência nos sistemas de transporte de gás natural, ao descontar da BRA os valores já recuperados pela transportadora, incentivando assim que as empresas realizem investimentos caso desejem manter o patamar tarifário atual, ou reduzam as tarifas para refletir a redução da base regulatória de ativos.

Caso não ocorra investimentos relevantes, o valor de investimentos dos ativos terá sido recuperado ao longo do tempo, e apenas o custo de operação dos mesmos será cobrado dos usuários da malha na forma de tarifa. Por outro lado, caso ocorra investimentos necessários e prudentes, a base de usuários poderá aumentar, com maiores volumes movimentados, o que também poderá promover a modicidade tarifária ao longo dos ciclos de revisão.

III – BASE REGULATÓRIA DE ATIVOS

A ANP avalia a Base Regulatória de Ativos (BRA) da TAG utilizando a metodologia do custo de Reposição Novo (CRN), que após a depreciação pelo número de meses de operação resulta no Valor de Reposição Depreciado (VRD). Na Tabela 1 a seguir, são apresentados estes valores para o início do período legado, definido como 31/12/2005.

Tabela 1. BRA legada em 31/12/2005

Indicador	Valor (US\$ milhões)	Observações
VRN total malha nordeste	815,35	Custo de reposição novo (14 ativos)
VRD total malha nordeste	450,14	= BRA
Depreciação acumulada total	365,21	= VRN – VRD
Ativos totalmente depreciados	174,73	3 ativos: Candeias-Aratu 12", GASEB e SAN-CAM 14"

Nota: extensão total dos ativos de 1.462,56 km divididos em 14 segmentos; taxa média poderada de depreciação de 44,8% no período analisado.

A este respeito, **concordamos com a metodologia aplicada** (considera os ativos legados até 2006, para dar início ao método RCM), e com o valor resultante, dado que o cálculo dos valores foi devidamente demonstrado nas etapas anteriores do processo de revisão tarifária.



IV – CÁLCULO DA RECEITA LÍQUIDA

A receita líquida foi estimada pela ANP com base nas tarifas vigentes (resultantes do contrato legado), descontado dos seguintes impostos: ICMS, PIS/COFINS, e CPMF. Na Tabela 2 é apresentado o resultado das estimativas de receita líquida.

Tabela 2. Receita líquida de 2006 a 2025

Ano	Capacidade (MMm³/dia)	Tarifa (R\$/MMBTU)	Receita Bruta (R\$ mil)	Receita Líquida (R\$ mil)
2006	20,184	1,72137	653.654,28	473.049,60
2007	20,318	1,75244	669.868,76	484.784,02
2008	20,600	2,08920	809.680,87	585.966,05
2009	20,847	2,42954	952.870,995	689.592,74
2010	21,092	2,38777	947.494,66	685.701,88
2011	21,332	2,65814	1.066.782,89	772.030,78
2012	21,584	2,79362	1.134.399,29	820.964,76
2013	21,584	3,01203	1.223.089,40	885.149,80
2014	21,584	3,17801	1.290.489,09	933.926,96
2015	21,584	3,29515	1.338.053,36	968.349,22
2016	21,584	3,64243	1.479.073,04	1.070.405,16
2017	21,584	3,90370	1.585.165,59	1.147.184,34
2018	21,584	3,88336	1.576.907,82	1.141.208,19
2019	21,584	4,17604	1.695.757,37	1.227.219,61
2020	21,584	4,48106	1.819.614,31	1.316.854,88
2021	21,584	5,51790	2.240.643,06	1.621.553,38
2022	21,584	6,49916	2.639.101,37	1.909.917,66
2023	21,584	6,85345	2.782.966,32	2.014.032,73
2024	21,584	6,63543	2.694.434,41	1.949.962,18
2025	21,584	7,06924	2.870.592,15	2.077.447,54
2006-2025	—	—	31.470.637,10	22.775.301,47

Concordamos **com a metodologia aplicada** pela ANP, que utiliza os dados públicos disponíveis, com memória de cálculo verificável pelos dados divulgados no site oficial da transportadora.



V – TAXA DE RETORNO DO CAPITAL, IGP-M E CÂMBIO

A análise da ANP quanto ao WACC aplicável se dividiu em 3 períodos:

- 2006 a 2013, com tendência de uso de 40% de capital de terceiros e 60% de capital próprio, e WACC calculado anualmente considerando a taxa livre de risco, e o risco Brasil;
- 2014 a 2018, com tendência de uso de 50% de capital de terceiros e 50% de capital próprio, considerando WACC de 7,15% ao ano pela aplicação do modelo adaptado para países emergentes, que já havia sido utilizada no primeiro ciclo quinquenal;
- 2019 a 2025, com tendência de uso de 30% de capital de terceiros e 70% de capital próprio, considerando WACC de 7,25% ao ano conforme calculada para a chamada pública do gasoduto TBG em 2019.

Posteriormente, é arealizado o ajuste do WACC real pelo índice IGP-M, resultando no WACC nominal. Além disso, o valor do Câmbio foi considerado como a média anual das observações diárias da taxa PTAX de compra, apurada pelo Banco Central do Brasil.

Concordamos com a metodologia adotada pela Agência, que se baseia (sempre que possível) em referências oficiais e/ou já utilizadas em outros processos que tramitaram pela ANP, visando a rastreabilidade dos dados e a equalização dos parâmetros entre os agentes.

Consideramos também que **o IGP-M é o índice adequado para a correção dos custos de ativos para transporte de gás natural**, que não se tratam de itens de consumo para famílias com renda entre 1 e 40 salários mínimos (para os quais seria mais adequado o uso do IPCA), possuindo grande contribuição de custos de equipamentos, materiais, serviços, e construção civil e eletromecânica (mais afeitos ao IGP-M).

VI – CÁLCULO DO IR E CSLL

O cálculo do Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas (IRPJ) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) foi realizado utilizando como base a receita líquida previamente estimada, os custos de operação considerados, e a depreciação dos ativos ao longo do tempo. Na Tabela 3 são apresentados os valores resultantes de Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR), bem como o IRPJ e CSLL estimados.



Tabela 3. LAIR, IRPJ e CSLL

Ano	Receita Líquida (R\$ mil)	Opex (R\$ mil)	Dep. Fiscal Total (R\$ mil)	LAIR Ajustado (R\$ mil)	IRPJ + CSLL (34%) (R\$ mil)
2006	473.049,60	(84.157,43)	53.403,88	335.488,29	(114.066,02)
2007	484.784,02	(95.737,84)	53.958,22	335.087,96	(113.929,91)
2008	584.966,05	(112.226,87)	73.960,81	399.778,37	(135.924,65)
2009	689.592,74	(163.294,50)	130.878,15	395.420,09	(134.442,83)
2010	685.701,88	(146.818,61)	137.706,79	401.176,48	(136.400,00)
2011	772.030,78	(149.643,09)	140.411,15	481.976,53	(163.872,02)
2012	820.964,76	(127.869,75)	141.127,48	551.967,54	(187.668,96)
2013	885.149,80	(131.721,53)	144.945,21	608.483,05	(206.884,24)
2014	933.926,96	(155.879,57)	145.945,25	632.102,13	(214.914,73)
2015	968.349,22	(161.097,18)	150.425,62	656.826,41	(223.320,98)
2016	1.070.405,16	(177.781,02)	133.318,48	759.305,66	(258.163,92)
2017	1.147.184,34	(185.627,02)	133.993,22	827.564,10	(281.371,79)
2018	1.141.208,19	(259.249,39)	134.056,24	747.902,56	(254.286,87)
2019	1.227.219,61	(321.432,66)	134.056,24	771.730,71	(262.388,44)
2020	1.316.854,88	(380.415,33)	135.854,55	800.585,00	(272.198,90)
2021	1.621.553,38	(460.430,57)	137.178,38	1.023.944,43	(348.141,11)
2022	1.909.917,66	(503.867,42)	142.190,06	1.263.860,19	(429.712,46)
2023	2.014.032,73	(399.618,98)	146.661,59	1.467.752,15	(499.035,73)
2024	1.949.962,18	(438.483,53)	146.668,42	1.364.810,24	(464.035,48)
2025	2.077.447,54	(467.746,25)	151.485,28	1.458.216,01	(495.793,44)
2006–2025	22.775.301,47	(4.923.098,53)	2.568.225,03	15.283.977,91	(5.196.552,49)

Concordamos com a metodologia utilizada pela Agência, dado que, conforme disposto na própria Nota Técnica, não foram apresentadas pela TAG as demonstrações dos tributos efetivamente pagos, segregados para a malha Nordeste, não sendo possível utilizar (ou sequer comparar) os valores estimados com os realizados. Consideramos que, sempre que a Transportadora não puder comprovar os valores efetivamente gastos em cada classe de custos, precisarão ser adotadas estimativas pela Agência Reguladora, realizadas considerando todas as informações disponíveis no momento da revisão tarifária.



VII – CUSTOS OPERACIONAIS (OPEX)

Os custos operacionais (OPEX) foram estimados pela ANP com base em 2 períodos distintos:

- 2008 a 2017, considerando os repasses da Petrobras à Transpetro, ajustados pela extensão da malha Nordeste quando necessário, e em relação às necessidades de pagamento por despesas gerais e administrativas (G&A), e valores de direito de passagem;
- 2018 a 2025, considerando os dados das demonstrações financeiras da TAG, rateadas pela extensão da malha Nordeste em relação aos ativos totais da empresa.

Na Tabela 4, são apresentados os valores resultantes de OPEX, considerando a aplicação da metodologia descrita pela ANP.

Tabela 4. Valores de OPEX

Ano	Receita Líquida (R\$ mil)	Opex Ajustado/ Declarado (R\$ mil)	Opex / Receita	Período	Regime
2006	473.049,60	(84.157,43)	17,8%	2006–2017	Est./Ajustado
2007	484.784,02	(95.737,84)	19,7%	2006–2017	Est./Ajustado
2008	585.966,05	(112.226,87)	19,2%	2006–2017	PBR Ajustado
2009	689.592,74	(163.294,50)	23,7%	2006–2017	PBR Ajustado
2010	685.701,88	(146.818,61)	21,4%	2006–2017	PBR Ajustado
2011	772.030,78	(149.643,09)	19,4%	2006–2017	PBR Ajustado
2012	820.964,76	(127.869,75)	15,6%	2006–2017	PBR Ajustado
2013	885.149,80	(131.721,53)	14,9%	2006–2017	PBR Ajustado
2014	933.926,96	(155.879,57)	16,7%	2006–2017	PBR Ajustado
2015	968.349,22	(161.097,18)	16,6%	2006–2017	PBR Ajustado
2016	1.070.405,16	(177.781,02)	16,6%	2006–2017	PBR Ajustado
2017	1.147.184,34	(185.627,02)	16,2%	2006–2017	PBR Ajustado
2018	1.141.208,19	(259.249,39)	22,7%	2018–2025	DFs TAG
2019	1.227.219,61	(321.432,66)	26,2%	2018–2025	DFs TAG
2020	1.316.854,88	(380.415,33)	28,9%	2018–2025	DFs TAG
2021	1.621.553,38	(460.430,57)	28,4%	2018–2025	DFs TAG
2022	1.909.917,66	(503.867,42)	26,4%	2018–2025	DFs TAG
2023	2.014.032,73	(399.618,98)	19,8%	2018–2025	DFs TAG
2024	1.949.962,18	(438.483,53)	22,5%	2018–2025	DFs TAG
2025	2.077.447,54	(467.746,25)	22,5%	2018–2025	DFs TAG
Razão agr. 2006–2017	11.116.124	(1.891.453)	17,0%	Per. I	Est./ Ajustado
Razão agr. 2018–2025	13.257.178	(3.031.244)	22,9%	Per. II	DFs TAG
Razão agr. 2006–2025	22.775.301	(4.923.098)	21,6%	Total	–



Concordamos com a metodologia utilizada pela Agência, dado que não foram apresentadas pela TAG as demonstrações dos custos efetivamente realizados a título de OPEX, devendo então ser realizada a segregação dos custos para a malha Nordeste.

VIII – ATIVOS INCORPORADOS À BRA

A ANP considerou a incorporação de ativos à BRA a partir de 2006, referentes principalmente a trechos de dutos, estações de distribuição de gás (EDG) e outras 13 categorias de bens e instalações alimentadas por adições contínuas ao longo da operação, tendo estas sido distribuídas ao longo dos anos correspondentes. Na Tabela 5, são apresentados os ativos incorporados à BRA, bem como os anos ou períodos de entrada.

Tabela 5. Ativos incorporados à BRA

Ativos individuais	Ano	CAPEX Total (R\$ mil)	Part. (%)
Candeias-Camaçari (CAN-CAM) 14"	2006	37.588,75	1,58%
Carmópolis-Pilar	2008	527.193,48	22,22%
EDG São Francisco do Conde	2008	60.210,15	2,54%
GASMEL – Açú-Serra do Mel	2009	64.704,67	2,73%
Catu-Itaporanga	2009	1.274.887,36	53,73%
Itaporanga-Carmópolis	2009	157.823,38	6,65%
EDG Catu	2009	183.259,75	7,72%
EDG Pilar	2009	2.537,87	0,11%
EDG Aratu	2010	42.175,77	1,78%
EDG Atalaia	2011	22.186,47	0,94%
TOTAL – 10 ativos individuais	2006-2011	2.372.568	100,00%
Ativos agrupados	Ano(s)	CAPEX Total (R\$ mil)	Part. (%)
Tubulação – Trecho(s)/Ramal(is)	2006–2025	425.940	33,10%
Ponto(s) de Saída	2006–2025	204.621	15,90%
Estação(ões) de Compressão	2023–2025	143.484	11,20%
Estação(ões) de Medição/Reg. de Pressão	2007–2025	95.490	7,40%
Infraestrutura de TI	2021–2025	92.863	7,20%
Service Exchange (Overhaul)	2020–2025	76.981	6,00%
Componentes – Tubulação – Trecho(s)/Ramal(is)	2010–2025	68.368	5,30%
Classe de Locação	2022–2025	59.809	4,70%
Linepack	2022–2025	41.304	3,20%
Máquinas e Equipamentos Operacionais	2021–2025	27.833	2,20%
Imóveis / Edificações / Benfeitorias	2009–2025	26.255	2,00%
Pig Instrumentado	2025	11.876	0,90%
Condicionantes Ambientais	2020–2025	10.125	0,80%
TOTAL – 13 categorias de ativos	2006–2025	1.284.950	100,00%



Concordamos com a metodologia adotada pela ANP, e com a distribuição dos ativos ao longo dos anos para os casos onde não foi comprovado o gasto anualizado pela Transportadora.

IX - RESULTADOS E CONCLUSÕES

Com base em todos os valores demonstrados, a ANP procedeu ao desconto anual de todos os valores já recuperados pela TAG, resultando em uma BRA residual de **R\$ 595 milhões**, a ser recuperada no próximo ciclo tarifário. Na Tabela 6 é apresentado um resumo do cálculo, bem como suas principais parcelas.

Tabela 6. Resultado da BRA residual da TAG

Ano	BRA Abertura (R\$ mil)	Adições (R\$ mil)	Ret. sobre o Cap.(R\$ mil)	Ret. Total de Cap. (R\$ mil)	BRA Fechamento (R\$ mil)	WACC Nom.
2006	1.138.293,07	1.138.293,07	-183.912,88	90.913,28	1.047.379,79	16,16%
2007	1.047.379,79	16.630,28	-212.780,54	62.335,74	1.001.674,34	20,32%
2008	1.001.674,34	600.077,57	-223.766,77	114.047,76	1.487.704,14	22,34%
2009	1.487.704,14	1.707.220,20	-131.408,60	260.446,80	2.934.777,53	8,83%
2010	2.934.777,53	204.859,20	-647.458,91	-244.975,64	3.384.612,38	22,06%
2011	3.384.612,38	129.970,38	-482.975,92	(244,60,25)	3.539.043,01	14,27%
2012	3.539.043,01	21.489,95	-560.448,45	-55.022,39	3.615.555,35	15,84%
2013	3.615.555,35	114.532,00	-460.970,19	85.573,84	3.644.513,51	12,75%
2014	3.644.513,51	30.001,10	-404.680,77	158.451,89	3.516.062,72	11,10%
2015	3.516.062,72	134.411,22	-648.488,90	-64.557,84	3.715.031,78	18,44%
2016	3.715.031,78	42.373,61	-551.037,85	83.422,37	3.673.983,02	14,83%
2017	3.673.983,02	20.242,21	-242.219,09	437.966,44	3.256.258,79	6,59%
2018	3.256.258,79	1.890,46	-495.899,23	131.772,70	3.126.376,55	15,23%
2019	3.126.376,55	—	-471.434,14	171.964,37	2.954.412,18	15,08%
2020	2.954.412,18	53.949,41	-947.410,56	-283.169,91	3.291.531,50	32,07%
2021	3.291.531,50	39.714,95	-866.299,82	-53.318,11	3.384.564,57	26,32%
2022	3.384.564,57	218.524,02	-443.212,96	533.124,82	3.069.963,76	13,10%
2023	3.069.963,76	134.145,94	-117.869,72	997.508,29	2.206.601,42	3,84%
2024	2.206.601,42	204,79	-314.752,94	732.690,24	1.474.115,97	14,26%
2025	1.474.115,97	144.506,01	-90.273,02	1.023.634,83	594.987,15	6,12%
2006-2025	—	4.753.336,37	-8.497.301,23	4.158.349,21	594.987,15	—

Conforme já mencionado anteriormente, **concordamos com as diretrizes indicadas pela ANP**, dado que estas têm como princípio a promoção da eficiência nos sistemas de transporte de gás natural, ao descontar da BRA os valores já recuperados pela transportadora, incentivando assim que as



empresas realizem investimentos caso desejem manter o patamar tarifário atual, ou reduzam as tarifas para refletir a redução da base regulatória de ativos. Sendo assim, **concordamos com o resultado** da análise da BRA residual.

Por fim, a presente contribuição reafirma a necessidade de que a ANP mantenha sua postura rigorosa quanto à exigência de justificativas técnicas completas e documentação comprobatória para todos os custos pleiteados pela transportadora. A insuficiência de informações, conforme demonstrado ao longo deste documento, não deve ser um obstáculo para a conclusão da revisão tarifária, mas sim um fundamento para que a Agência, se assim entender, exerça sua prerrogativa regulatória de arbitrar valores com base em métricas de mercado, boas práticas internacionais e análises comparativas.

Referências

[Consulta Pública nº 11/2026](#)

[Nota Técnica nº 15/2026/SIM-CTR/SIM/ANP-RJ](#)



www.aurumenergia.com.br
contato@aurumenergia.com.br
+55 21 99353 6591
CNPJ 17.551.500/0001-14

Av. das Américas, 4200
Bloco 4, Sala 116
CEP 22640-102
Barra da Tijuca, Rio de Janeiro - RJ

www.futuretank.com.br
comercial@futuretank.com.br
+55 21 97219 9537
CNPJ 04.471.750/0001-00

Rua México, 31
Sala 1501
CEP 20031-904
Centro, Rio de Janeiro - RJ