PEZCO
economic & financial analysis

CONTRIBUIÇÃO ECONÔMICA À CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026 DA ANP



Imagem gerada por IA

ESTUDO ECONÔMICO INDEPENDENTE – VERSÃO FINAL

REGULAMENTAÇÃO DO ACESSO DE TERCEIROS AO ESCOAMENTO E AO PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL

SÃO PAULO, 14 DE SETEMBRO DE 2026

NOTA DE RESPONSABILIDADE E MÉTODO

Este relatório constitui estudo econômico independente elaborado pela Pezco Economics e tem por objeto a Consulta Pública nº 13/2026 da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

A elaboração do relatório contou com o apoio de ferramentas de inteligência artificial em atividades de pesquisa, organização de fontes e verificação de consistência. A estrutura argumentativa, a interpretação das fontes primárias, as escolhas metodológicas e técnicas, bem como a responsabilidade integral pelo conteúdo, permanecem sob responsabilidade da equipe da Pezco Economics.

SUMÁRIO

NOTA DE RESPONSABILIDADE E MÉTODO 2

SUMÁRIO 3

LISTA DE FIGURAS 5

LISTA DE QUADROS 6

LISTA DE TABELAS 6

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS 7

SUMÁRIO EXECUTIVO 9

1. CONTEXTO E OBJETO DA CP Nº 13/2026 13

1.1 DA LEI DO GÁS À CP Nº 13: O DIREITO DE ACESSO JÁ EXISTE 13

1.2 COMO A MINUTA FOI FORMADA: DA NTC 25/2022 À NTC 10/2026 16

1.3 ONDE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO SE INSEREM NA CADEIA 17

1.4 POR QUE O ACESSO A ESSAS INFRAESTRUTURAS EXIGE DISCIPLINA REGULATÓRIA 20

1.5 O ESCOPO: ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO, E OS TERMINAIS DE GNL FORA DELE 22

1.6 DEFINIÇÕES DE CAPACIDADE E BASES DE CAPITAL 24

1.7 A SOLUÇÃO ESCOLHIDA PELA ANP: ACESSO NEGOCIADO COM SUPERVISÃO 25

1.8 O FORMULÁRIO DA CONSULTA: AS FOLHAS F3 A F12 E OS CINCO PEDIDOS 30

2. A TESE ECONÔMICA DA CONTRIBUIÇÃO 31

2.1 OPORTUNISMO PÓS-CONTRATUAL: HOLD-UP E QUASE-RENDA APROPRIÁVEL 32

2.2 ELEVAÇÃO DOS CUSTOS DOS RIVAIS E FECHAMENTO VERTICAL (FORECLOSURE) 33

2.3 COMPRESSÃO DE MARGENS 35

2.4 PRECIFICAÇÃO DO ACESSO E A REGRA ECPR 37

2.5 EXPROPRIAÇÃO REGULATÓRIA E INCENTIVO AO INVESTIMENTO 39

2.6 CIRCULARIDADE ENTRE TARIFA E UTILIZAÇÃO 41

2.7 DUPLA MARGINALIZAÇÃO: O ARGUMENTO EM SENTIDO CONTRÁRIO 43

2.8 OS RISCOS ECONÔMICOS DO DESENHO DO ACESSO E O PEDIDO QUE RESPONDE A CADA UM 44

3. A SIMULAÇÃO A PARTIR DO ESTUDO DA EPE (2025) 47

3.1 A ESTRUTURA DE CÁLCULO EM BLOCOS DE RECEITA 47

3.2 AS REFERÊNCIAS POR ATIVO 49

3.3 UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA 49

3.4 OS TRÊS MECANISMOS DE REDUÇÃO: REIDI, REDUÇÃO ADUANEIRA E WACC REGULATÓRIO 50

3.5 O CUSTO DE CONTORNO COMO TETO ECONÔMICO DO PREÇO DE ATACADO 51

4. OS PRECEDENTES NACIONAIS E INTERNACIONAIS 53

4.1 PRECEDENTES NACIONAIS 53

4.2 PRECEDENTES INTERNACIONAIS 60

5. OS CINCO PEDIDOS 65

5.1 A LÓGICA ECONÔMICA COMUM AOS CINCO AJUSTES E O ALCANCE DA CONTRIBUIÇÃO 65

5.2 PEDIDO 1 (P1): CRITÉRIOS OBJETIVOS E VERIFICÁVEIS PARA A VINCULAÇÃO DA REMUNERAÇÃO À RECEITA DE REFERÊNCIA 68

5.3 PEDIDO 2 (P2): DIVULGAÇÃO DAS PREMISSAS QUE FORMAM A RECEITA DE REFERÊNCIA 71

5.4 PEDIDO 3 (P3): FORMA, NÍVEL DE DETALHAMENTO E SÉRIE HISTÓRICA DOS DADOS DE CAPACIDADE E DE CONDUTA DO OPERADOR VERTICALIZADO 74

5.5 PEDIDO 4 (P4): ESPECIFICAÇÃO OPERACIONAL DA SEPARAÇÃO CONTÁBIL 76

5.6 PEDIDO 5 (P5): PRAZO DE VIGÊNCIA DO VALOR PROVISÓRIO DE REFERÊNCIA APLICÁVEL NA TRANSIÇÃO 79

5.7 OS DISPOSITIVOS APOIADOS E AS FOLHAS SEM PEDIDO 81
5.8 O EFEITO CONJUNTO DOS CINCO AJUSTES 83
6. O IMPACTO ECONÔMICO 84
6.1 OS CANAIS ENTRE O PREÇO DO ACESSO E O CONSUMIDOR FINAL 84
6.2 O DIFERENCIAL DE PREÇO ENTRE PRODUTORES E DISTRIBUIDORAS 86
6.3 A PARCELA DO ACESSO NO DIFERENCIAL 87
6.4 O QUE ESTÁ EM JOGO POR ANO 88
6.5 A RESPOSTA DA DEMANDA POR REVISÃO DE LITERATURA 89
7. CONCLUSÕES 90
REFERÊNCIAS 95
ATOS NORMATIVOS E DOCUMENTOS OFICIAIS 95
LITERATURA ACADÊMICA 99
DADOS 101
SOBRE PEZCO ECONOMICS 103

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. LINHA DO TEMPO NORMATIVA DE 1997 A 2026, DA LEI DO PETRÓLEO À CP 13/2026 13

FIGURA 2. A CADEIA FÍSICA DO GÁS, DO POÇO AO CONSUMIDOR, COM O REGIME DE CADA ELO, E A DECOMPOSIÇÃO DA TARIFA INDUSTRIAL EM MOLÉCULA E INFRAESTRUTURA, BRASIL, OUTUBRO DE 2025, EM PERCENTUAL DA TARIFA FINAL COM IMPOSTOS 19

FIGURA 3. A CAPACIDADE OPERACIONAL DE UMA INSTALAÇÃO DE ESCOAMENTO OU DE PROCESSAMENTO, DECOMPOSTA EM RESERVADA, DISPONÍVEL E OCIOSA 24

FIGURA 4. O RITO DO ACESSO NEGOCIADO EM NOVE ETAPAS, DA SOLICITAÇÃO À FORMALIZAÇÃO CONTRATUAL OU À DECISÃO DA ANP EM CASO DE DESACORDO 26

FIGURA 5. AS FOLHAS F3 A F12 DO FORMULÁRIO DA CP 13/2026 E OS CAPÍTULOS I A IX DA MINUTA 30

FIGURA 6. OPORTUNISMO PÓS-CONTRATUAL EM ATIVO ESPECÍFICO: A QUASE-RENDA APROPRIÁVEL E AS DUAS PONTAS EXPOSTAS À RENEGOCIAÇÃO DEPOIS DO INVESTIMENTO 33

FIGURA 7. O INCENTIVO E O EFEITO DO FECHAMENTO VERTICAL: O CUSTO DE ACESSO DO RIVAL E O CUSTO INTERNO DA AFILIADA, EM DOIS PAINÉIS 34

FIGURA 8. COMPRESSÃO DE MARGENS: A MARGEM ENTRE O PREÇO DE ATACADO DO INSUMO E O PREÇO FINAL DO OPERADOR INTEGRADO, MEDIDA PELOS CUSTOS DO INCUMBENTE E PELOS CUSTOS DO CONCORRENTE 36

FIGURA 9. OS COMPONENTES DO PREÇO DE ACESSO SEGUNDO A REGRA ECPR E AS CONDIÇÕES DE QUE ELA DEPENDE 38

FIGURA 10. PROTEÇÕES JÁ ASSEGURADAS AO INVESTIMENTO E OS DOIS RISCOS ASSOCIADOS AO VALOR INDICATIVO SEM PRAZO DE VIGÊNCIA 40

FIGURA 11. CIRCULARIDADE ENTRE HIPÓTESE DE UTILIZAÇÃO, TARIFA E DEMANDA NO CÁLCULO DA RECEITA DE REFERÊNCIA, COM AS TARIFAS DO ESTUDO DA EPE DE JUNHO DE 2025 42

FIGURA 12. O PREÇO FINAL SOB MONOPÓLIOS SUCESSIVOS E SOB CADEIA INTEGRADA OU TARIFA EM DUAS PARTES 43

FIGURA 13. OS SEIS RISCOS ECONÔMICOS DO DESENHO DO ACESSO E O PEDIDO QUE RESPONDE A CADA UM 44

FIGURA 14. BLOCOS DA RECEITA REQUERIDA NO PRIMEIRO ANO, EM MILHÕES DE REAIS DE 2024, REGIME REAL 48

FIGURA 15. TARIFA DO SISTEMA INTEGRADO DE ESCOAMENTO NO PRIMEIRO ANO, POR DE UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE, EM DÓLARES POR MMBTU 49

FIGURA 16. ACESSO COMBINADO AO ESCOAMENTO E AO PROCESSAMENTO NO PRIMEIRO ANO, NOS CINCO CENÁRIOS DE MECANISMOS DE REDUÇÃO, EM DÓLARES POR MMBTU 51

FIGURA 17. O CUSTO DE CONTORNO COMO TETO ECONÔMICO DO PREÇO DE ATACADO 52

FIGURA 18. COMPOSIÇÃO DO CUSTO DE CONTORNO POR SERVIÇO 52

FIGURA 19. OS DOIS TESTES EM SÉRIE DO PGMC: CONDIÇÕES CUMULATIVAS SOBRE O MERCADO RELEVANTE (ART. 10, § 1º), CRITÉRIOS NÃO EXAUSTIVOS SOBRE O GRUPO (ART. 13) E DESIGNAÇÃO POR ATO DO CONSELHO DIRETOR (ART. 14) 57

FIGURA 20. INTENSIDADE DA INTERVENÇÃO TARIFÁRIA SOBRE O ELO REGULADO: ESTADOS UNIDOS, BRASIL, AUSTRÁLIA E NORUEGA, COM A UNIÃO EUROPEIA EM NOTA 64

FIGURA 21. OS DOIS CANAIS DE TRANSMISSÃO E OS PESOS MÉDIOS NACIONAIS DA MOLÉCULA NA TARIFA FINAL POR CLASSE DE CONSUMO, EM PERCENTUAL, MERCADO CATIVO, OUTUBRO DE 2025 85

FIGURA 22. PREÇO DO GÁS NATURAL NAS VENDAS ENTRE PRODUTORES E NAS VENDAS A DISTRIBUIDORAS E A CONSUMIDORES LIVRES, SUDESTE, SUL E CENTRO-OESTE, DE SETEMBRO DE 2019 A JUNHO DE 2026, EM REAIS POR MMBTU 86

FIGURA 23. A PARCELA MEDIDA DO DIFERENCIAL DE PREÇO E O RESÍDUO NÃO DECOMPOSTO, COM A FAIXA CONFORME O CENÁRIO DE ACESSO, EM REAIS POR MMBTU, DOZE MESES ATÉ NOVEMBRO DE 2025 88

FIGURA 24. VALOR ANUAL DAS VENDAS A DISTRIBUIDORAS E A CONSUMIDORES LIVRES, DIFERENCIAL ANUAL E EQUIVALENTE DE UM REAL POR MMBTU, SUDESTE, SUL E CENTRO-OESTE, EM REAIS, DOZE MESES ATÉ NOVEMBRO DE 2025 89

FIGURA 25. RESPOSTA DA DEMANDA À REDUÇÃO DO PREÇO DO ACESSO, CLASSE INDUSTRIAL DO MERCADO CATIVO APLICADA AO VOLUME DAS TRÊS REGIÕES, EM VARIAÇÃO PERCENTUAL DO VOLUME E EM MIL METROS CÚBICOS POR DIA, HORIZONTE DE CURTO PRAZO 90

FIGURA 26 - COMO OS AJUSTES PROPOSTOS FORTALECEM O ACESSO NEGOCIADO SOB A PERSPECTIVA ECONÔMICA E CONCORRENCIAL 94

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1. TRAJETÓRIA NORMATIVA DO SETOR DE GÁS NATURAL ENTRE 1997 E 2026. 13

QUADRO 2. OS NOVE CAPÍTULOS DA MINUTA SUBMETIDA À CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026, COM OS ARTIGOS DE CADA UM E O QUE PREVEEM 27

QUADRO 3. OS MECANISMOS DA LITERATURA, SUA INCIDÊNCIA NO ACESSO AO ESCOAMENTO E AO PROCESSAMENTO E O PEDIDO CORRESPONDENTE 44

QUADRO 4. PRECEDENTES REGULATÓRIOS BRASILEIROS DE ACESSO A INFRAESTRUTURA DE REDE: NORMA OU PROCESSO, LIÇÃO DE MÉTODO E PEDIDO CORRESPONDENTE 54

QUADRO 5. ARQUITETURAS DE ACESSO A INFRAESTRUTURA DE GÁS EM QUATRO JURISDIÇÕES E NA MINUTA DA CP Nº 13/2026, POR DIMENSÃO DE COMPARAÇÃO. 63

QUADRO 6. SÍNTESE DAS CINCO PROPOSTAS DE AJUSTE À MINUTA DE RESOLUÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026 DA ANP: DISPOSITIVO ALCANÇADO, LACUNA DE CALIBRAGEM, AJUSTE PROPOSTO E EFEITO ECONÔMICO ESPERADO. 67

QUADRO 7. COTEJO FOLHA A FOLHA DO FORMULÁRIO DA CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026, NA ORDEM DAS FOLHAS F3 A F12: FOLHA, BLOCO E CONTEÚDO DO PEDIDO, DO APOIO OU RAZÃO DECLARADA 81

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – PARÂMETROS DE ESCALA UNITÁRIA 48

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ABPIP	Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Petróleo e Gás
ABRACE	Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia
ACCC	Australian Competition and Consumer Commission
AEMC	Australian Energy Market Commission
AGENERSA	Agência Reguladora de Energia e Saneamento Básico do Estado do Rio de Janeiro
AGEPAR	Agência Reguladora de Serviços Públicos Delegados do Paraná
AGERGS	Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul
AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANTT	Agência Nacional de Transportes Terrestres
ARSESP	Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo
BCE	Base de Capital de Escoamento
BCP	Base de Capital de Processamento
BRA	Base Regulatória de Ativos
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CAPEX	Investimentos em ativos fixos (capital expenditure)
CERI	Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura da FGV
CNI	Confederação Nacional da Indústria
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
Cofins	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CP	Consulta Pública
ECPR	Efficient Component Pricing Rule (regra de precificação eficiente de componentes)
ECRB	Energy Community Regulatory Board
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
FGV	Fundação Getúlio Vargas
Firjan	Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro
GAO	Government Accountability Office
GNL	Gás Natural Liquefeito
IBP	Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás
MDIC	Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços
MMBtu	Milhão de British Thermal Units
NC TAR	Network Code de tarifas de transmissão de gás da União Europeia, Regulamento (UE) 2017/460
NCG	Necessidade de capital de giro
NTC	Nota Técnica Conjunta
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
OPEX	Custos e despesas operacionais
PFANP	Procuradoria Federal junto à ANP
PGMC	Plano Geral de Metas de Competição
PIS	Programa de Integração Social
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL
RANP	Resolução da ANP
Reidi	Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
SIE	Sistema Integrado de Escoamento
SIP	Sistema Integrado de Processamento
UPGN	Unidade de Processamento de Gás Natural

UTGCA	Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba
WACC	Weighted Average Cost of Capital (custo médio ponderado de capital)

SUMÁRIO EXECUTIVO

A minuta da Consulta Pública nº 13/2026 adota como arquitetura regulatória o acesso negociado sob supervisão da Agência Nacional do Petróleo (ANP). Esta contribuição parte desse desenho e concentra-se em cinco critérios, formatos e prazos previstos na própria minuta, mas ainda não suficientemente especificados. As propostas apresentadas buscam, portanto, conferir maior objetividade e previsibilidade à aplicação do regime, sem criar novo direito de acesso nem estabelecer tarifa.

Desde 2021, o art. 28 da Lei nº 14.134, assegura o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento e aos terminais de gás natural liquefeito. A ANP optou por regulamentar esse dispositivo por meio de atos distintos, e esta contribuição se limita ao ato relativo aos elos de escoamento e processamento.

Quanto a esses dois segmentos, a aplicação do art. 28 permaneceu amparada nos princípios gerais estabelecidos pelo Decreto nº 10.712/2021, sem receita de referência calculada, código de conduta aprovado ou instrumentos operacionais capazes de conferir previsibilidade às condições de negociação. Na prática, esse arranjo manteve cada negociação de acesso dependente da disposição bilateral das partes, sem um rito regulatório suficientemente definido.

A Consulta Pública nº 13/2026 da ANP atua sobre essa lacuna de implementação.[1] A minuta não cria um novo direito de acesso, mas dispõe sobre as condições para que um direito já assegurado em lei possa ser exercido de forma operacionalmente verificável. Para isso, procura definir três elementos centrais do regime: as condições que justificam a intervenção da Agência, os parâmetros econômicos que orientam a remuneração pelo acesso e as obrigações de transparência e prestação de informações.

Esta contribuição avalia, sob perspectiva econômica e regulatória, se os instrumentos previstos na minuta são suficientemente objetivos, verificáveis e previsíveis para orientar a conduta dos agentes antes da ocorrência de uma controvérsia. A partir dessa avaliação, identifica os ajustes de calibragem necessários para aumentar a efetividade do regime proposto. A análise não questiona a arquitetura regulatória escolhida pela ANP; ao contrário, toma como premissa o modelo de acesso negociado sob supervisão regulatória e examina as condições necessárias para seu funcionamento.

A análise foi desenvolvida em quatro níveis complementares:

- O primeiro percorre a trajetória normativa e regulatória que culminou na proposta submetida à Consulta Pública nº 13/2026, desde a Nota Técnica Conjunta nº 25/2022 até a Nota Técnica Conjunta nº 10/2026, passando pela Consulta Prévia nº 1/2023, pela Análise de Impacto Regulatório (AIR) de dezembro de 2023 e pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, que alterou o Decreto nº 10.712/2021 e reorientou a instrução do processo.
- O segundo examina o problema de acesso a partir de sete mecanismos correntes na economia da regulação e na defesa da concorrência: o oportunismo pós-contratual, ou hold-up; a elevação dos custos dos rivais e o fechamento vertical; a compressão de margens; a precificação do acesso, com a regra de precificação eficiente de componentes; a expropriação regulatória e o incentivo ao investimento; e a circularidade entre tarifa e utilização. Um sétimo mecanismo, a dupla marginalização, aponta em sentido contrário. Dele decorre a delimitação de que esta contribuição

[1] Todas as referências a artigos da minuta, neste relatório, dizem respeito ao texto submetido à Consulta Pública nº 13/2026, ainda não vigente.

não pede separação societária nem desverticalização. O capítulo 2 percorre os sete mecanismos na mesma ordem.

- O terceiro aplica a metodologia de blocos de receita publicada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em sua revisão R1, de junho de 2025, aos dados de cada ativo, reproduz seus resultados e testa a sensibilidade das tarifas às principais premissas econômicas, financeiras e operacionais. Os valores publicados se reproduzem nas duas primeiras casas decimais, demonstrando robustez dos resultados.
- O quarto compara a solução brasileira a cinco precedentes nacionais e quatro experiências regulatórias internacionais, em situações nas quais negociação privada, poder de mercado, integração vertical e supervisão regulatória coexistem. O mais recente deles é do próprio setor de gás. A taxa de retorno do transporte foi fixada pela Decisão de Diretoria nº 835/2025 depois da Consulta Pública nº 12/2025, específica sobre a metodologia e os parâmetros do cálculo, e em 4 de setembro de 2026 a Diretoria da ANP manteve o valor ao rejeitar o recurso que a contestava. A divergência foi formulada, contestada e decidida no procedimento previsto.

O modelo de acesso negociado, submetido a supervisão contínua e acompanhado da possibilidade de intervenção excepcional sobre a remuneração, é adequado a ativos intensivos em capital, fisicamente específicos e de baixa duplicabilidade. Ao mesmo tempo, preserva espaço para negociação entre as partes e reduz o risco de uma regulação tarifária excessivamente intrusiva sobre investimentos privados.

A efetividade dessa arquitetura, contudo, depende da forma como são definidos os mecanismos que disciplinam sua aplicação. Esta contribuição identifica cinco pontos em que a minuta ainda remete a critérios, formatos ou prazos que demandam maior especificação. As propostas apresentadas nesses pontos não alteram a arquitetura regulatória adotada, mas buscam conferir maior objetividade e previsibilidade à sua implementação.

A hipótese de utilização da capacidade é o parâmetro que move a tarifa sem que nenhum custo mude, e não é observável antes de a tarifa ser fixada. Com a base de ativos constante, de cerca de US$ 1,9 bilhão, a tarifa do Sistema Integrado de Escoamento (SIE), no primeiro ano, varia de US$ 1,39 por MMBtu, com 100% de utilização, para US$ 1,74, com 80%, e US$ 2,32, com 60%. A distância entre os dois extremos é de US$ 0,93 por MMBtu. Tarifa e utilização não são variáveis independentes: uma tarifa mais elevada pode reduzir a utilização futura, o que tende a pressionar novamente a tarifa, e a hipótese inicial pode tornar-se autorreforçadora. A recuperação da receita por capacidade contratada, acompanhada de reconciliação periódica, reduz esse risco.

Esta contribuição também delimita a ordem de grandeza econômica da remuneração associada ao acesso. No caso base, o acesso combinado a escoamento e processamento corresponde a R$ 13,02 por MMBtu; no cenário que incorpora o Reidi, regime especial de incentivos para a infraestrutura, e a taxa de retorno regulatória do transporte de gás natural, esse valor cai para R$ 11,56 por MMBtu. Esses montantes representam entre um quinto e um quarto do diferencial de R$ 57 por MMBtu entre o preço de venda de gás entre produtores e o preço de venda a distribuidoras e consumidores livres nas regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, na janela de doze meses até novembro de 2025.[2]

[2] Em janelas mais longas a razão sobe, porque o diferencial caiu dentro da série: 23% a 26% nos setenta e cinco meses de setembro de 2019 a novembro de 2025. A retirada do ICMS embutido na tarifa do processamento a reduz para cerca de 22%. A razão é ordem de grandeza.

Aplicado o volume médio da mesma janela, de 28,6 milhões de metros cúbicos por dia comercializado nessas regiões, o diferencial entre os dois preços responde por cerca de R$ 21 bilhões por ano.[3] O exercício não decompõe o diferencial inteiro. A parcela remanescente constitui resíduo não decomposto, em que estão transporte, comercialização, margens e tributos, sem que este relatório meça quanto cabe a cada um. Esta contribuição não promete preço menor ao consumidor final. Ela propõe regra verificável sobre a parcela medida.

Há, adicionalmente, consistência entre os ajustes propostos e o que a AIR priorizou. Os critérios de promoção da concorrência e de transparência e não discriminação receberam peso de 33,9% cada na Tabela 8 da AIR e somam 67,8% da ponderação, soma calculada nesta contribuição. Em contraste, o custo regulatório imposto ao agente regulado recebeu peso de 5,5%, o menor entre os cinco critérios considerados, e o custo imposto ao regulador, 11,6%. A calibragem proposta se concentra precisamente nos instrumentos necessários para tornar concorrência, transparência e não discriminação operacionalmente verificáveis.

A análise utiliza bases de dados públicas e passíveis de reprodução, incluindo a minuta e a documentação técnica da Consulta Pública nº 13/2026, a Nota Técnica da EPE, revisão R1, de junho de 2025, e as planilhas que a acompanham, além da série de comercialização de gás natural da ANP e da decomposição das tarifas ao consumidor final elaborada pela FGV CERI em 2025. Os mecanismos econômicos empregados na análise estão amparados em literatura especializada e arbitrada. Nos pontos em que sua aplicação ao caso brasileiro não decorre de evidência empírica direta para o setor de gás natural, as conclusões são apresentadas como interpretação econômica desta contribuição.

A partir desse contexto, esta contribuição apresenta cinco propostas (neste relatório também tratados como pedidos) de calibragem, todas compatíveis com a arquitetura já adotada pela ANP e são apresentados a seguir:

- O **Pedido 1 (P1)** propõe que a caracterização dos indícios de exercício de poder de mercado que podem levar à vinculação da remuneração à receita de referência, nos termos do art. 30, § 6º, I, seja baseada em **critérios objetivos, verificáveis e previamente divulgados**. Propõe, adicionalmente, que o mesmo padrão de fundamentação seja aplicado à intervenção regulatória sobre contratos vigentes prevista no art. 34.
- O **Pedido 2 (P2)** propõe que a divulgação da receita de referência seja acompanhada das premissas econômicas, financeiras e operacionais determinantes de seu cálculo, em nível de detalhamento suficiente para permitir sua reprodução por terceiros, nos termos do art. 33, § 3º.
- O **Pedido 3 (P3)** propõe a padronização das informações relativas à capacidade das infraestruturas e à conduta do operador verticalizado, mediante formato uniforme, aberto, estruturado e comparável, com preservação de série histórica, conforme os arts. 41 e 46.
- O **Pedido 4 (P4)** propõe que a obrigação de separação contábil seja acompanhada de **plano de contas, tratamento explícito dos itens compartilhados entre atividades e metodologia auditável de alocação**, de forma a conferir efetividade econômica às obrigações previstas nos arts. 44 e 45.

[3] De R$ 20,7 a R$ 22,1 bilhões, conforme o poder calorífico, de 8.800 a 9.400 kcal por metro cúbico. As grandezas anuais deste relatório escalam com esse fator. Suas faixas não devem ser combinadas entre si.

- Por fim, o Pedido 5 (P5) propõe que a revisão do valor indicativo aplicável no período de transição seja vinculada ao encerramento da análise da base de capital e submetida a prazo objetivo de reavaliação, nos termos dos arts. 56 e 57. O art. 57 não fixa esse prazo.

As propostas não ampliam o direito de acesso já estabelecido pela Lei nº 14.134/2021 e pela própria minuta, nem substituem a remuneração negociada por uma tarifa regulada. Esta contribuição tampouco propõe separação societária ou desverticalização estrutural, não transfere para escoamento e processamento o regime de receita máxima permitida aplicável ao transporte, não reabre a disciplina do direito de preferência do proprietário e não se manifesta sobre o regime dos terminais de gás natural liquefeito, disciplinados em ato próprio, a Resolução ANP nº 1.003/2026, fora do objeto desta consulta (subseção 1.5).

O propósito dos ajustes propostos não é ampliar a frequência da intervenção da ANP, mas aumentar sua previsibilidade e, com isso, melhorar o funcionamento da própria negociação privada. Regras mais claras para a hipótese de intervenção, dados comparáveis e informações economicamente verificáveis reduzem o espaço para que a remuneração pelo acesso seja determinada por assimetrias de informação, incerteza regulatória ou condições discriminatórias de difícil observação.

O efeito esperado é aproximar os resultados da negociação de parâmetros justificáveis pelos custos eficientes da infraestrutura e pelo risco econômico da atividade, sem substituir a negociação bilateral por regulação tarifária direta. A eventual transmissão desses efeitos para os mercados a jusante dependerá, contudo, das condições concorrenciais em cada segmento e do regime tarifário estadual aplicável a cada concessão. Por essa razão, este relatório não estima nem atribui percentual específico de redução ao preço final do gás natural.

1. CONTEXTO E OBJETO DA CP Nº 13/2026

1.1 DA LEI DO GÁS À CP Nº 13: O DIREITO DE ACESSO JÁ EXISTE

Por mais de duas décadas, o marco regulatório do setor preservou uma assimetria entre os diferentes elos da cadeia. Enquanto o transporte passou a operar sob regime de acesso aberto e tarifas públicas desde 1997, os sistemas de escoamento e as instalações de processamento permaneceram sem obrigação regulatória equivalente até 2021.

A figura e o quadro a seguir percorrem a correção dessa assimetria, com os marcos que conduziram ao regime em discussão na CP nº 13.

FIGURA 1. LINHA DO TEMPO NORMATIVA DE 1997 A 2026, DA LEI DO PETRÓLEO À CP 13/2026



Fonte: Lei nº 9.478/1997, Lei nº 11.909/2009, Lei nº 14.134/2021, Decretos nº 10.712/2021 e nº 12.153/2024, Resolução ANP nº 1.003/2026 e aviso de abertura da CP 13/2026. Elaboração Pezco Economics.

QUADRO 1. TRAJETÓRIA NORMATIVA DO SETOR DE GÁS NATURAL ENTRE 1997 E 2026.

Ano	Instrumento	O que mudou
1997	Lei nº 9.478, art. 58	Faculta a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos, mediante remuneração adequada ao titular. Escoamento e unidades de processamento ficam fora do alcance da norma. A redação foi alterada pela Lei nº 11.909/2009, que excetuou os terminais de GNL.
2009	Lei nº 11.909, art. 45, revogada pela Lei nº 14.134/2021	A exceção é posta em lei: gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento e terminais de liquefação e regaseificação não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.[4]
2016	Iniciativa Gás para Crescer e Resolução do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) nº 10, de 14 de dezembro	Iniciativa do Ministério de Minas e Energia, de junho de 2016, sobre a indústria diante do plano de desinvestimento de 2015. A resolução institui o Comitê Técnico para o Desenvolvimento da Indústria do Gás Natural,

[4] Texto do art. 45 transcrito na AIR de dezembro de 2023, p. 61. O ato revogado não integra o acervo desta contribuição.

Ano	Instrumento	O que mudou
		cujo Subcomitê 1 trata de escoamento, processamento e regaseificação de GNL (AIR, pp. 57 e 58).
2018	Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro, que altera o Decreto nº 7.382/2010	A negativa que configure conduta anticompetitiva passa a sujeitar o agente às sanções da Lei nº 12.529/2011, e a ANP passa a dever estabelecer as diretrizes dos códigos comuns de acesso e os procedimentos de solução de conflitos (arts. 62, parágrafo único, e 62-A; AIR, pp. 59 e 60).
2019	Termo de Compromisso de Cessação entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), de julho de 2019	As cláusulas 2.3 e 2.4 preveem a negociação de boa-fé e não discriminatória do acesso de terceiros aos sistemas de escoamento e às unidades de processamento, esta última observada o caderno de boas práticas anexo ao termo. Os terminais de GNL não receberam previsão equivalente.[5]
2019	Resolução CNPE nº 16, de 24 de junho, e Decreto nº 9.934, de 24 de julho	A resolução fixa diretriz de transparência e de regras claras para o acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas de escoamento e processamento e aos terminais de GNL (art. 2º, IV), e prevê códigos comuns de acesso às três classes (art. 4º, IV). O decreto institui o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural.
2021	Lei nº 14.134, art. 28	Fica assegurado o acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados às três categorias de instalação.
2021 e 2024	Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021, alterado pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024	A Seção IV da nota técnica que acompanha a minuta percorre os arts. 5º-A, 5º-B, 6º-B, 6º-F, 11-A, 11-B, 16, 22, 22-A, 22-B, 22-E, 22-F e 26 do Decreto (¶¶ 18 e 19, p. 2).
2026	Resolução ANP nº 1.003, de 2 de julho de 2026	Estabelece o acesso negociado de terceiros aos terminais de GNL, com separação contábil, prazos supervisionados pela ANP, mediação preferencial e informações mínimas definidas pela Agência.[6]
2026	CP 13/2026	A regulamentação final da ANP entra em consulta pública, pelo Aviso de Consulta e Audiência Públicas nº 13/2026, publicado no Diário Oficial da União de 15 de julho de 2026.

[5] Cláusulas transcritas na AIR de dezembro de 2023, pp. 63 e 64. A data diverge entre fontes oficiais: 9 de julho de 2019 na AIR (pp. 14 e 63) e 8 de julho de 2019 na Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020 (p. 32). O texto do termo não integra o acervo desta contribuição.

[6] O ato não integra o acervo. Número, data e objeto conferidos conforme comunicado da própria Agência; a data de aprovação em reunião de diretoria não foi conferida.

Ano	Instrumento	O que mudou
		Processo ANP nº 48610.204824/2026-42, Ação Regulatória 2.10 da ANP.

Fonte: elaboração Pezco Economics.

Essa trajetória ajuda a delimitar o objeto da atual Consulta Pública nº 13/2026. A consulta não cria o direito de acesso aos gasodutos de escoamento e às instalações de processamento, uma vez que esse direito já está assegurado desde 2021 pelo art. 28 da Lei nº 14.134/2021. O que está em discussão é a sua operacionalização, isto é, as condições sob as quais esse acesso deverá ocorrer na prática, incluindo o rito de negociação, os parâmetros de remuneração e os instrumentos necessários para verificar o cumprimento das regras.[7]

Entre 2021 e 2026, o acesso a escoamento e processamento vigorou sob os princípios gerais do Decreto nº 10.712/2021, sem receita de referência calculada, código de conduta aprovado ou os instrumentos operacionais que a minuta detalha na redação em consulta. A Nota Técnica Conjunta nº 10/2026 mede essa lacuna pelo avesso: arrola, em elenco que declara não exaustivo, dezenove atividades adicionais que a ANP deverá conduzir para materializar a garantia do art. 28. Entre elas estão o cálculo e a divulgação das receitas de referência, a avaliação dos casos em que devem ser observadas como limite e a indicação dos valores a observar até que o cálculo ocorra (¶ 219, p. 28). A lista é da própria Agência. Não há, no período, referência pública de preço de acesso a esses dois elos.[8] Cada negociação dependeu da disposição bilateral das partes.

Um caso concreto expôs esse hiato na própria pauta da Agência e está apresentado no Box a seguir.

BOX 1 - O MECANISMO DA LACUNA: REINJEÇÃO E TRATATIVAS DE ACESSO PENDENTES

Ao examinar a experiência britânica, a nota técnica que acompanha a minuta registra que o proprietário de um gasoduto de escoamento existente pode abusar de sua posição de poder de mercado e cobrar valor excessivamente alto, impedindo que operadores de campos menores acessem a infraestrutura e monetizem seus recursos (¶¶ 76 e 77).

Quando o escoamento não se viabiliza no prazo em que a decisão de desenvolvimento precisa ser tomada, a alternativa é reinjetar o gás produzido: opção tecnicamente disponível e economicamente inferior à venda.

Um caso datado ilustra a mecânica. Em 7 de agosto de 2026, a Diretoria da ANP examinou o plano de desenvolvimento de um campo da Bacia de Santos cuja proposta previa a reinjeção do gás produzido. Segundo o registro disponível, a aprovação veio condicionada a plano revisado até 31 de dezembro de 2032, com a data de início do escoamento, e a relatórios periódicos sobre as tratativas de acesso.[9]

---

[7] Todas as referências a artigos da minuta, neste relatório, dizem respeito ao texto submetido à Consulta Pública nº 13/2026, ainda não vigente.

[8] Não localizamos, em busca de 5 de setembro de 2026 no acervo do processo nº 48610.204824/2026-42, no sítio eletrônico da ANP e nas séries públicas de preços de gás natural, resultado para preços de acesso a gasodutos de escoamento e a instalações de tratamento ou processamento.

[9] ANP, Reunião de Diretoria nº 1.188, de 7 de agosto de 2026, item 4, processo nº 48610.209226/2025-89, conforme pauta publicada; a ata e o teor das condicionantes serão conferidos antes do protocolo. As condicionantes aqui descritas constam de matéria da Agência iNFRA de 7 de agosto de 2026, cujo título não é reproduzido porque nomeia o campo.

O caso mostra que a previsibilidade e a tempestividade do acesso afetam decisões reais de produção, de reinjeção e de investimento, e não demonstra exercício de poder de mercado por nenhuma das partes. A exposição é recíproca: quem pleiteia o acesso e quem opera a infraestrutura afundaram capital específico, e os dois dependem de uma negociação que termine.

https://agenciainfra.com/blog/anp-aprova-plano-de-desenvolvimento-de-gato-do-mato-da-shell/Em paralelo a esse episódio, o custo do acesso a escoamento e processamento se tornou objeto de disputa pública sem que nenhuma das partes envolvidas mostrasse a conta. A resposta da ANP a esse hiato de cinco anos não começou com a minuta hoje em consulta, mas de um processo de quatro etapas, iniciado ainda em 2022, que amadureceu ao longo de quatro anos até chegar ao texto agora submetido à CP 13.

1.2 COMO A MINUTA FOI FORMADA: DA NTC 25/2022 À NTC 10/2026

A minuta resulta de um processo regulatório longo. Tudo começa com a Nota Técnica Conjunta nº 25/2022, de 23 de dezembro de 2022, estudo prévio que tratou do acesso negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais de gás natural e já cobria escoamento, processamento e terminais de GNL. Na sequência veio a Consulta Prévia nº 1/2023, que correu por 78 dias, entre 31 de janeiro e 19 de abril de 2023, e recebeu 556 contribuições de vinte manifestantes; houve também o workshop Acesso a Infraestruturas Essenciais de Gás Natural, de 9 e 10 de março de 2023 (AIR, pp. 22, 92 e 95). Depois veio a Análise de Impacto Regulatório (AIR), finalizada em dezembro de 2023 e aprovada pela Diretoria da ANP em 16 de maio de 2024, na Reunião de Diretoria nº 1.137, pela Resolução de Diretoria nº 325/2024. Ela avaliou sete temas, vindos da consulta prévia e do próprio estudo prévio de 2022, pelo método de análise hierárquica, espécie de análise multicritério adotada por força do inciso I do art. 7º do Decreto nº 10.411/2020 (AIR, pp. 27 e 162). São os mesmos temas que a minuta percorre capítulo a capítulo.

O processo de instrução prosseguiu com as Notas Técnicas Conjuntas nº 3/2024, sobre desverticalização, e nº 7/2024, sobre acesso regulado e negociado, e foi reorientada pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024, que alterou o Decreto nº 10.712/2021; essa alteração explica a seção mais extensa da nota técnica que acompanha a minuta. Fecha o processo essa mesma nota, cadastrada como Ação Regulatória 2.10 da Agenda Regulatória para o biênio 2025-2026. A AIR correu em processo anterior, o de nº 48610.205614/2022-48, então Ação Regulatória 2.12.

O método de análise hierárquica que a AIR aplicou a esses sete temas serve para escolher entre alternativas quando mais de um critério pesa na decisão e nenhum deles domina isoladamente. Antes de julgar as alternativas de cada tema, o método fixa o peso relativo de cinco critérios de decisão comuns a todos eles. Promoção da concorrência por otimização do uso da infraestrutura e transparência e não discriminação empatam como os critérios de maior peso, com 33,9% cada um; incentivo ao investimento vem em seguida, com 15%; custo administrativo do regulador pesa 11,6%; e custo regulatório para o agente regulado fecha a lista, com 5,5%. Dois critérios pesam mais que os outros três. Os valores estão na Tabela 8, p. 165, e no Anexo B, p. 254.[10] Somados, os dois critérios de maior peso respondem por 67,8% da ponderação. A soma é desta contribuição: a Tabela 8 não agrega os dois. São eles que os pedidos desta contribuição buscam realizar, o que situa a proposta na mesma direção que a própria Agência priorizou

[10] A leitura segue as tabelas e o Anexo B. O texto corrido das pp. 30 e 165 troca os rótulos dos Critérios 4 e 5; as tabelas, as definições das pp. 163 e 164 e o Anexo B dizem o contrário, e a substância é a mesma: custo do agente em 5,5% e custo do regulador em 11,6%.

antes de redigir a minuta. A razão de consistência do julgamento entre critérios ficou em 2,58%, abaixo do limite de 10% que a própria AIR adota.

1.3 ONDE ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO SE INSEREM NA CADEIA

A indústria do gás natural, nos termos do art. 3º, inciso XXVIII, da Lei nº 14.134/2021 (Lei do Gás), compreende o conjunto de atividades que se estende da exploração e da produção à comercialização. O rol inclui escoamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e distribuição, entre outras. O preço final do gás resulta, portanto, da composição sucessiva dos custos e das remunerações associados a esses diferentes elos da cadeia, cada qual submetido a uma lógica econômica e jurídica própria.

O gasoduto de escoamento corresponde ao conjunto de instalações destinado a movimentar o gás natural produzido, após o sistema de medição, até os pontos de tratamento, processamento, liquefação, acondicionamento ou estocagem, conforme dispõe o art. 3º, inciso XXIV, da Lei nº 14.134/2021. Em geral, sua infraestrutura é dimensionada de acordo com a vazão e as características físico-químicas da produção de um campo específico ou de um conjunto limitado de campos próximos. Essa configuração explica por que o escoamento não apresenta, por natureza, as mesmas características de uma rede aberta e amplamente intercambiável entre produtores.

A relevância econômica do elo de escoamento decorre, em grande medida, da produção a que ele dá vazão. O Sistema Integrado de Escoamento (SIE) da Bacia de Santos concentra o escoamento de alguns dos campos mais produtivos do pré-sal brasileiro e é composto por três gasodutos troncais: as Rotas 1, 2 e 3, que conduzem o gás produzido a três polos de processamento, um localizado em São Paulo e dois no Rio de Janeiro (AIR, pp. 68 e 69). Trata-se, portanto, de uma infraestrutura essencial para que a produção do pré-sal alcance as etapas subsequentes da cadeia: sem escoamento, o gás não chega às unidades de processamento e, sem processamento, não pode ingressar no sistema de transporte nem alcançar o consumidor final.

A própria AIR registra um elemento que evidencia a relevância do problema regulatório. A primeira negociação de acesso de terceiros a essas infraestruturas, realizada após o Termo de Compromisso de Cessação de 2019, envolveu empresas que já detinham participação na propriedade dos ativos e que, até então, nunca haviam escoado o gás natural de sua propriedade por meio dessas instalações (AIR, p. 68). Os acordos relativos ao escoamento e ao processamento foram firmados em 30 de setembro de 2020. É sobre as condições de acesso a esse elo e sobre o procedimento destinado a disciplinã-las que incide a CP nº 13/2026.

A Lei do Gás enquadra tratamento e processamento em uma mesma categoria jurídica, definida como o conjunto de operações necessárias à preparação do gás natural para transporte, distribuição e utilização, nos termos do art. 3º, inciso XLIII. Na prática, as unidades de processamento desempenham duas funções principais. A primeira consiste em adequar a especificação do gás, mediante a remoção ou redução de componentes como dióxido de carbono, água e gás sulfídrico, de forma a atender aos requisitos aplicáveis à malha de transporte e aos consumidores finais. A segunda corresponde à separação dos líquidos de gás natural, compostos por hidrocarbonetos mais pesados que o metano, que posteriormente seguem por rotas comerciais próprias. Como a composição do gás produzido varia entre campos e bacias, inclusive quanto à concentração de líquidos e de dióxido de carbono, as instalações de processamento também apresentam elevado grau de especificidade em relação às características da matéria-prima recebida.

O gasoduto de transporte tem função distinta. Nos termos do art. 3º, inciso XXVI, trata-se do duto destinado à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento. O art. 8º acrescenta que os gasodutos de transporte só podem movimentar gás dentro das especificações da ANP, salvo convenção em contrário previamente aprovada. Sua lógica operacional é a de uma rede-tronco, capaz de receber gás de múltiplas origens em diferentes pontos de entrada e entregá-lo a diversos carregadores por meio de pontos de saída. Para essa atividade, a Lei do Gás prevê instrumentos regulatórios específicos: a base regulatória de ativos e a receita máxima permitida, definidas no art. 3º, incisos VII e XXXVI. A receita máxima é estipulada pela ANP, após consulta pública, nos termos do art. 9º.

Escoamento e processamento não seguem esse regime. Esses elos não dispõem dos institutos tarifários aplicáveis ao transporte. O art. 59 da minuta sugere aplicar-lhes subsidiariamente, para casos omissos e sempre que houver compatibilidade, dispositivos do regime de transporte. A compatibilidade é o próprio limite, e o regime desses elos é de acesso negociado por força do art. 28 da mesma lei. Esta contribuição apoia a previsão do art. 59, desde que sua aplicação subsidiária se restrinja a referências metodológicas compatíveis com a natureza desses elos e não importe a transposição do regime de fixação tarifária prévia previsto no art. 9º da mesma lei. A remissão ao regime de transporte, portanto, não implica a extensão automática desse dispositivo ao escoamento e ao processamento. A distribuição, por sua vez, constitui serviço local de gás canalizado, de competência dos Estados, nos termos do art. 25, § 2º, da Constituição Federal, competência refletida no art. 3º, inciso XVII, da Lei do Gás. Cada distribuidora, portanto, opera sob regime de concessão e regulação definido no âmbito estadual.

A distinção entre os regimes aplicáveis ao transporte, ao escoamento e ao processamento não é meramente classificatória. O transporte está há décadas em estrutura de acesso aberto, com regime tarifário mais consolidado. O escoamento e o processamento combinam uma trajetória regulatória mais recente no que diz respeito ao acesso de terceiros, disciplinada de forma mais estruturada pela Lei do Gás de 2021, com a rigidez física e operacional de ativos frequentemente dimensionados para atender a campos específicos ou a grupos restritos de campos.

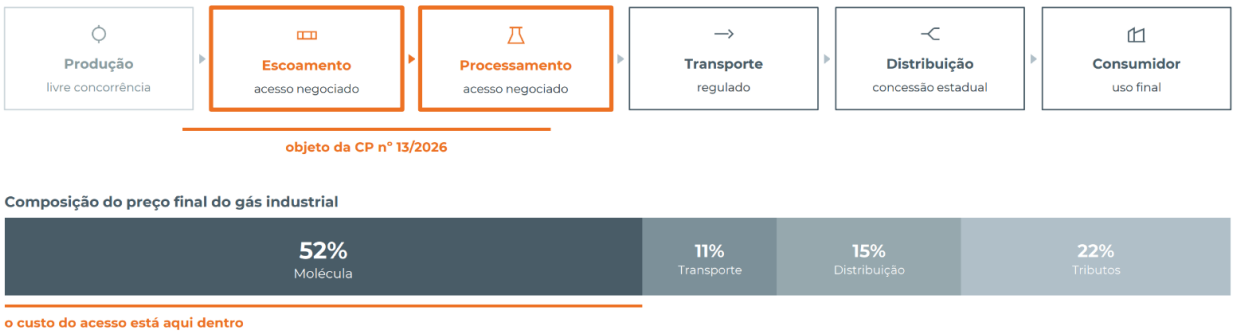
Essa combinação entre a especificidade da infraestrutura e a necessidade de disciplinar o acesso de terceiros diferencia o problema regulatório tratado na CP nº 13 daquele já enfrentado no segmento de transporte. A consulta procura estabelecer parâmetros adequados às características econômicas e operacionais próprias dos sistemas de escoamento e das instalações de tratamento e processamento.

Para o comprador no mercado atacadista, entretanto, a questão central é como esse percurso se traduz em preço. Essa leitura exige distinguir dois componentes que permanecem economicamente separados ao longo da cadeia: a **molécula** e a **infraestrutura**.

A molécula corresponde ao gás natural enquanto mercadoria negociada no mercado atacadista. A infraestrutura compreende os serviços necessários para movimentar, tratar e entregar esse gás nas condições de qualidade e no ponto de entrega definidos contratualmente. O preço suportado pelo comprador resulta, assim, da sobreposição de diferentes componentes: o preço da molécula no ponto de produção; a remuneração pelo escoamento até a unidade de tratamento ou processamento; o custo de processamento; a tarifa de transporte até a área de mercado; e, quando aplicável, a tarifa de distribuição até o consumidor final. Cada componente está associado a infraestrutura, operador, contrato e regime jurídico próprios.

A Figura a seguir sintetiza essa distinção em duas perspectivas complementares.

FIGURA 2. A CADEIA FÍSICA DO GÁS, DO POÇO AO CONSUMIDOR, COM O REGIME DE CADA ELO, E A DECOMPOSIÇÃO DA TARIFA INDUSTRIAL EM MOLÉCULA E INFRAESTRUTURA, BRASIL, OUTUBRO DE 2025, EM PERCENTUAL DA TARIFA FINAL COM IMPOSTOS



Fonte: FGV CERI, dezembro de 2025, com dados de outubro de 2025. Elaboração Pezco Economics.

Na parte superior da figura, apresenta-se a cadeia física do gás natural e o regime aplicável a cada elo, da produção offshore ao consumidor final. Escoamento e tratamento ou processamento nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) são o objeto da CP nº 13/2026, e neles o acesso ocorre mediante negociação; o transporte segue regime regulado pela ANP; e a distribuição estadual, as respectivas concessões. A representação evidencia que a comercialização da molécula e a contratação dos serviços de infraestrutura constituem relações econômicas distintas: o gás é negociado como mercadoria, enquanto cada infraestrutura é remunerada pelo serviço que presta ao longo do percurso.

A parte inferior da figura traduz essa cadeia para a composição da tarifa final do consumidor industrial. Com base em dados de outubro de 2025, a FGV CERI estima, para a média nacional da classe industrial, que a molécula representa aproximadamente 52% da tarifa final com impostos, seguida pelos impostos, com 22%, pela margem de distribuição, com 15%, apurada por diferença, e pelo transporte, com 11%, totalizando 100%. A mesma fonte apresenta decomposições equivalentes para os segmentos comercial e residencial, com participações distintas entre os componentes.

A parcela correspondente à molécula reflete o preço dos contratos de compra e venda de gás natural entre a distribuidora e seu supridor. Os custos de escoamento e processamento estão economicamente incorporados a essa parcela, uma vez que a entrega do gás ao comprador ocorre a jusante da unidade de processamento. Essa interpretação quanto à alocação dos custos de escoamento e processamento é adotada nesta contribuição e não constitui atribuição realizada pela FGV CERI [11]. É nesse componente da tarifa que a figura situa economicamente o objeto regulado pela CP nº 13/2026.

Essa distinção também é indispensável para comparações de competitividade. Quando um agente afirma ofertar gás a preço competitivo, a primeira verificação consiste em identificar a base da comparação. Um preço da molécula no ponto de produção não é diretamente comparável a um preço que já incorpore escoamento, processamento ou transporte. Comparar molécula com molécula permite avaliar o preço da commodity em condições equivalentes; comparar um preço que incorpora serviços de infraestrutura com

[11] A decomposição cobre o mercado cativo, em faixas de 50, 100 e 300 mil m³/dia para a indústria, com médias ponderadas pelas quantidades diárias contratadas. Os componentes regulatórios de ajuste, entre eles as contas gráficas, foram somados à parcela da molécula. O estudo foi elaborado para a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasodutos (p. 64), e não alcança o gás importado nem o GNL regaseificado, que chegam ao comprador sem passar por escoamento e processamento no país.

o preço da molécula isolada mistura componentes econômicos distintos e pode produzir avaliações equivocadas sobre competitividade.

Por essa razão, ao longo deste relatório, as comparações de preço procuram explicitar o ponto de entrega e os componentes de infraestrutura incorporados em cada referência. Essa separação é necessária para identificar corretamente em qual elo da cadeia se formam os diferenciais de custo e, em particular, qual parcela pode ser afetada pelas condições de acesso aos sistemas de escoamento e às instalações de tratamento e processamento discutidas na CP nº 13/2026.

1.4 POR QUE O ACESSO A ESSAS INFRAESTRUTURAS EXIGE DISCIPLINA REGULATÓRIA

A concentração da infraestrutura em um único fornecedor pode decorrer de características econômicas próprias desses ativos, mesmo quando existe espaço para competição na produção e na comercialização do gás. Elevados custos fixos, economias de escala e subaditividade de custos podem tornar mais eficiente que uma única infraestrutura atenda determinado mercado, em vez de instalações concorrentes duplicadas; a ACCC (2016, p. 96) faz essa caracterização expressamente para gasodutos de transporte, e descreve a estrutura de custo que o escoamento e o processamento também apresentam. Essa é a lógica econômica do monopólio natural: a concentração pode resultar da estrutura de custos, e não necessariamente de uma conduta anticompetitiva.

Uma tecnologia de produção exibe monopólio natural quando uma única firma consegue suprir o mercado a custo menor do que duas ou mais firmas usando a mesma função de custo. A literatura de regulação de redes, ao arrolar os setores em que esse fenômeno se manifesta, inclui expressamente os dutos de petróleo e de gás natural entre as indústrias em que os custos fixos de duplicação de instalações sustentam o argumento (JOSKOW, 2007).[12] A estrutura de custo desses ativos combina capital intenso, custo afundado e custo operacional baixo, o que produz custo médio decrescente numa faixa ampla de produção (ACCC, 2016,). Quanto maior o volume, menor o custo por unidade.

A propriedade que formaliza esse argumento é a subaditividade de custos: o custo de atender conjuntamente determinada demanda por uma única infraestrutura é inferior à soma dos custos de atendê-la por instalações separadas. Um exemplo aproxima a ideia. Se um duto de cem unidades de capacidade custar R$ 100 milhões, enquanto dois dutos de cinquenta unidades custarem R$ 80 milhões cada, a duplicação elevaria o custo total para R$ 160 milhões sem ampliar a capacidade oferecida. Custaria 60% a mais pela mesma capacidade.

Essa caracterização exige uma distinção. Subaditividade é uma propriedade da estrutura de custos. Poder de mercado é ausência de restrição competitiva (ACCC, 2016). A existência de economias de escala não prova, por si só, exercício de poder de mercado, embora as características de monopólio natural tendam a elevar as barreiras à entrada e, com elas, o poder de mercado do operador estabelecido, escala não prova conduta. A consequência regulatória é mais limitada do que o rótulo sugere. Quando duplicar a infraestrutura é economicamente pouco viável, a concorrência direta entre redes pode não ser suficiente para disciplinar o operador, o que dá racionalidade a regras de acesso de terceiros (EPE, 2020).

Essa caracterização deve ser aplicada com cautela. Gasodutos de escoamento e instalações de tratamento e processamento podem apresentar, como classe, forte especificidade e baixa viabilidade de

---

[12] O capítulo de Joskow não integra o acervo desta contribuição; a proposição é corroborada, para gasodutos, pela caracterização da ACCC (2016, p. 96).

duplicação em determinadas rotas e polos produtores, o que ajuda a explicar o regime de acesso previsto na minuta. A eventual existência de alternativas em situações concretas continua a importar para avaliar poder de mercado e contestabilidade: a própria EPE registra caso em que a falta de comprovação da impossibilidade de duplicação descaracterizou a infraestrutura como essencial (Buccaneer Energy v. Gunnison Energy, 2017, em EPE, 2020).

Quando o acesso a um insumo essencial e não replicável está sob controle de um único agente, a recusa de acesso em condições razoáveis pode representar o uso de poder exercido em um mercado para restringir a concorrência em outro, em geral adjacente (EPE, 2020). Essa é a lógica subjacente à doutrina da facilidade essencial, desenvolvida no direito norte-americano e presente na experiência europeia.

Na formulação de Pitofsky, Patterson e Hooks (2002), retomada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020, de 31 de janeiro de 2020, o teste norte-americano para responsabilização antitruste reúne quatro fatores cumulativos, cuja demonstração cabe ao demandante. A exigência de cumulatividade é substantiva: no precedente já mencionado, a ausência de comprovação de apenas um dos fatores, o segundo, foi suficiente para afastar o enquadramento. Assim, a não verificação de qualquer dos requisitos impede a aplicação da doutrina ao caso concreto.

O primeiro fator é o controle da infraestrutura essencial por um monopolista ou agente hegemônico. O segundo é a inabilidade prática ou razoável de duplicação por parte de um competidor: a duplicação há de ser proibitiva por dificuldades técnicas, geográficas ou legais, e não apenas econômicas (EPE, 2020). O critério é, portanto, mais exigente do que a subaditividade de custos discutida acima; ela é condição necessária, sem ser suficiente. Dificuldade só econômica não basta. O terceiro é a negação de acesso, que tanto pode estar na recusa total quanto em mudanças não razoáveis no serviço prestado ou nas taxas cobradas (EPE, 2020). O quarto é a viabilidade concreta de fornecer o uso da infraestrutura aos competidores, sem a qual a obrigação de compartilhar seria inútil. Um exemplo, construído por esta contribuição, aproxima a doutrina do caso desta consulta. Considere um gasoduto de escoamento único, do qual depende um produtor vizinho para colocar seu gás no mercado: a recusa de acesso, explícita ou disfarçada em condições inviáveis, impede a entrada desse produtor mesmo sem vedação legal explícita a essa conduta.

O direito brasileiro tem instituto próximo no art. 36, incisos I e IV, combinado com o § 3º, incisos IV e V, da Lei nº 12.529/2011, a Lei de Defesa da Concorrência. Os dispositivos tipificam como infração à ordem econômica criar dificuldades ao funcionamento de empresa concorrente e impedir seu acesso a fontes de insumo e a canais de distribuição, sem empregar a expressão infraestrutura essencial, que é da doutrina. O remédio clássico da doutrina, na formulação que a EPE adota, é a obrigação de dar acesso a preço razoável, com justificativa técnica e econômica objetiva (EPE, 2020); a forma mais intrusiva desse remédio, a tarifa fixada previamente pelo regulador, fica fora do pedido. O que se propõe é a calibragem de critérios objetivos dentro do regime de negociação que a própria minuta desenha, pretensão mais modesta e mais aderente ao desenho que a ANP escolheu.

Poder de mercado, no sentido técnico, é a capacidade de uma firma sustentar de forma lucrativa um preço acima do nível competitivo sem perder vendas suficientes para tornar essa estratégia inviável. Um teste operacional frequentemente empregado compara o retorno efetivamente obtido sobre o capital investido com o custo de capital de referência para um empreendimento de risco equivalente. A ACCC (2016) aplicou esse teste a projetos incrementais em gasodutos australianos e encontrou retornos sobre o capital próprio de 6% a 159%. Com exceção de um dos projetos, isso corresponde a 1,4 a 20 vezes o parâmetro de retorno estimado pelo regulador de energia australiano, resultado que a autoridade

associou ao poder de mercado dos operadores estabelecidos. Os retornos superaram o parâmetro do regulador. Retornos sistematicamente acima dessa referência, sem justificativa de risco correspondente, são indício de renda de monopólio, ainda que o conjunto da evidência importe mais do que qualquer número isolado.

Um ponto orienta o desenho de qualquer critério objetivo de intervenção: participação de mercado não é aproximação satisfatória de poder de mercado. Um fornecedor com custo marginal ligeiramente inferior ao dos rivais pode deter a totalidade das vendas de uma região e ainda ter capacidade limitada de elevar preços, porque qualquer tentativa de fazê-lo atrairia entrada. Um incumbente com participação moderada, mas controlando um insumo insubstituível, pode deter poder de mercado substancial, inclusive quando concorrentes já atendem boa parte dos clientes (ARMSTRONG; SAPPINGTON, 2006). A participação é ponto de partida; o que decide é o controle sobre um insumo insubstituível. Participação alta pode informar pouco. Essa constatação tem consequência prática direta sobre o desenho da hipótese de intervenção prevista no art. 30, § 6º, inciso I. Um parâmetro numérico de participação de mercado seria de difícil aplicação em mercados de bacia, nos quais a geologia frequentemente entrega um único operador viável, e a própria noção de participação perde o sentido que tem em mercados com múltiplos fornecedores substituíveis.

A própria EPE já enunciou, em 2020, que devem ser estabelecidos dispositivos e instrumentos transparentes, públicos e objetivos que assegurem o acesso não discriminatório às infraestruturas essenciais, ainda que a base do acesso seja negociada.[13] É a tese dos cinco pedidos, dita pela EPE que produziu o estudo tarifário de 2025.

1.5 O ESCOPO: ESCOAMENTO E PROCESSAMENTO E OS TERMINAIS DE GNL FORA DELE

A minuta submetida à Consulta Pública nº 13/2026 disciplina o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção e às instalações de tratamento ou processamento, e exclui expressamente de seu campo de aplicação os terminais de GNL (art. 1º, § 3º, incisos I a III), que têm disciplina própria e vigente na Resolução ANP nº 1.003, de 1º de julho de 2026, aprovada na 1.185ª Reunião de Diretoria, de 26 de junho, e publicada no Diário Oficial da União de 2 de julho de 2026. Esta contribuição toma essa diferenciação regulatória como premissa.

O art. 28 assegura o acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento e aos terminais de GNL, na mesma frase, e o § 3º submete a remuneração e o prazo de duração do contrato a acordo entre as partes, com base em critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta. A origem legal comum do direito de acesso não determina, porém, identidade de instrumento regulatório. A Lei enuncia o direito, e o regulamento escolhe os meios de assegurá-lo em função das características de cada ativo. Onde a própria Lei foi além da negociação, ela já havia diferenciado: o art. 33, § 1º, inciso I, autoriza a cessão compulsória de capacidade de transporte, de escoamento da produção e de processamento, e não menciona terminais.

A diferenciação adotada pela Agência tem conteúdo econômico. Os dispositivos introduzidos pelo Decreto nº 12.153/2024 não abordaram os terminais. A Nota Técnica Conjunta nº 10/2026 registra que o impacto do decreto nessas instalações foi marginal quando comparado ao escoamento e ao processamento (¶ 20, p. 2), e foi essa assimetria que levou o Grupo de Trabalho a concentrar os terminais

---

[13] EPE, 2020, p. 42. A mesma página registra que eventuais negativas de acesso devem ser justas e motivadas, fundamentadas de maneira pública e objetiva, com base em aspectos técnicos ou econômicos.

em minuta própria (¶¶ 21 a 23, p. 3). Assimetria de impacto entre segmentos é juízo sobre o estado de cada um, e não decorrência de redação. Os dois conjuntos de instrumentos que daí resultaram não se equivalem. Para os terminais, a Resolução nº 1.003/2026 mantém a remuneração no campo da negociação, cabendo à Agência avaliar os critérios do acordo (arts. 25 e 26), e não institui receita de referência nem valor provisório de transição. Para o escoamento e o processamento, a minuta em consulta institui os dois parâmetros (arts. 30, 33, 34, 56 e 57). A diferença entre os regimes é de instrumento.

Que as três categorias integrem o rol de infraestruturas essenciais do art. 28 é premissa comum, e não está em discussão nesta contribuição. O Relatório de Análise de Impacto Regulatório de dezembro de 2023, que instruiu as duas minutas (processo ANP nº 48610.205614/2022-48; aqui, AIR de 2023), examinou os três elos sob a doutrina das instalações essenciais (pp. 49 e 50); a Nota Técnica Conjunta nº 7/2024 os reúne no mesmo grupo (p. 4); e a própria Resolução nº 1.003/2026 é editada em cumprimento àquele artigo. O que não decorre dessa premissa é a identidade de instrumento. A AIR de 2023 concluiu pela separação contábil das três atividades (p. 186), e a Resolução nº 1.003/2026 acolheu a conclusão para os terminais em regime próprio (arts. 35 a 37), mas o exame conjunto de 2023 não definiu qual conjunto de instrumentos caberia a cada elo. Quem o definiu foram os atos de 2026, e definiu de forma distinta para cada um.

O critério de essencialidade concreta que este capítulo aplica é simétrico por construção e recai sobre fatos, não sobre classe de ativo. A doutrina classifica por prova, e a prova é do demandante. A EPE pede critérios rigorosos para a impossibilidade de duplicação, exclui a dificuldade meramente econômica e obriga a firma interessada a demonstrar que uma alternativa à duplicação não é factível (EPE, 2020), como mostra o precedente *Buccaneer Energy v. Gunnison Energy* já citado. Onde exista alternativa não há essencialidade concreta, qualquer que seja o ativo. É por recair sobre fatos, e não sobre classe de ativo, que a diferenciação sustentada a seguir resiste a contradita.

Aplicado aos fatos, o critério produz resultados distintos para os dois conjuntos de ativos. Sete terminais de GNL detinham autorização de operação em 28 de agosto de 2026, somando 126 milhões de m³ por dia de capacidade de regaseificação. São operados por seis pessoas jurídicas distintas, e quatro estão ligados à malha de transporte. Dezesseis pessoas jurídicas mantinham autorização vigente para importar GNL. Todos os terminais existentes são unidades flutuantes de armazenamento e regaseificação, ativo que o setor contrata por afretamento (ANP, página institucional de terminais de GNL e planilha de agentes autorizados, atualizadas em agosto de 2026; Nota Técnica Conjunta nº 7/2025, seção 5.2; EPE, 2018, pp. 15 e 16). A própria AIR de 2023 registra que, na experiência internacional, o terminal de importação foi tratado ora como fonte de suprimento análoga a campos de produção, ora como infraestrutura a compartilhar (p. 128), e distingue os terminais conectados dos não conectados quanto à existência de capacidade disponível, distinção que o critério preserva: um terminal não conectado que atenda mercado regional sem alternativa pode ser essencial para aquele mercado, e o critério admite o resultado inverso onde os fatos o exigirem. O escoamento é o oposto. Há uma rota por conjunto de campos, com três gasodutos troncais para três polos na Bacia de Santos (subseção 1.3), e a unidade de processamento é dimensionada para a corrente que recebe (EPE, 2020, Tabela 4, p. 34). Quem pede acesso a um terminal típico da costa precisa demonstrar a ausência de alternativa em um segmento com seis operadores e mercado de afretamento; quem pede acesso a uma rota de escoamento a demonstra pela configuração do ativo.

Esta contribuição reconhece e apoia a diferenciação regulatória já adotada pela ANP entre os terminais de GNL, disciplinados pela Resolução ANP nº 1.003/2026, e as infraestruturas de escoamento e processamento, objeto da CP nº 13/2026. Os cinco pedidos incidem exclusivamente sobre dispositivos da minuta em consulta: os arts. 30, § 6º, 33, 34, 41, 44 a 46, 56 e 57. Não devem ser automaticamente

estendidos aos terminais de GNL, cuja eventual revisão deverá considerar seu regime próprio e as características concretas de cada instalação. Três deles, P1, P2 e P5, tratam da receita de referência e do valor provisório da transição, institutos que a Resolução nº 1.003/2026 não contém, uma vez que nela a remuneração é negociada e à Agência cabe avaliar os critérios do acordo (arts. 25 e 26). Os outros dois, P3 e P4, pedem detalhamento de deveres de informação e de separação contábil que, para os terminais, a mesma resolução já disciplina em ato vigente (arts. 32 e 35 a 37), fora do alcance desta consulta. A assimetria de tratamento entre esses elos e os terminais também não é recente: já no Termo de Compromisso de Cessação de 2019, as obrigações de negociação de acesso recaíram sobre os sistemas de escoamento e as unidades de processamento, sem previsão equivalente para os terminais de GNL (AIR de 2023).

1.6 DEFINIÇÕES DE CAPACIDADE E BASES DE CAPITAL

O art. 2º da minuta prevê três conceitos contratuais de capacidade, aplicáveis a cada instalação de escoamento ou de processamento: capacidade reservada, capacidade disponível e capacidade ociosa. Os três se aferem contra uma quarta grandeza, a capacidade operacional do inciso VII. O art. 41, inciso III, ainda exige publicar a capacidade nominal. Essa quinta grandeza fica sem definição.

Capacidade reservada é a soma dos contratos firmes já celebrados com o volume da preferência do proprietário. Capacidade disponível é a diferença entre a capacidade operacional e a capacidade reservada na modalidade firme, incluída a parcela decorrente da preferência do proprietário. É sobre ela que incide a obrigação de franquear acesso a terceiros, nos termos dos arts. 4º e 12. Capacidade ociosa é a parcela da capacidade reservada que temporariamente não esteja sendo utilizada. Além disso, a definição abrange os volumes alocados ao proprietário quando não há separação de personalidade jurídica, nos termos do art. 2º, § 1º.

A distinção entre capacidade disponível e capacidade ociosa separa o que é estrutural do que é conjuntural: a primeira é a parcela não comprometida em contrato firme; a segunda já está contratada e apenas não foi utilizada no período. A figura a seguir decompõe a capacidade operacional nessas parcelas.

FIGURA 3. A CAPACIDADE OPERACIONAL DE UMA INSTALAÇÃO DE ESCOAMENTO OU DE PROCESSAMENTO, DECOMPOSTA EM RESERVADA, DISPONÍVEL E OCIOSA



Fonte: minuta submetida à Consulta Pública nº 13/2026, art. 2º, incisos IV a VII. Elaboração Pezco Economics.

Uma segunda distinção conceitual organiza a remuneração. A Base Regulatória de Ativos (BRA) é instituto definido no art. 3º, inciso VII, da Lei nº 14.134/2021 especificamente para a atividade de transporte de

gás natural e disciplinado, nesse âmbito, pela Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026. Para o escoamento e o processamento, a minuta adota conceitos próprios: a Base de Capital de Escoamento (BCE) e a Base de Capital de Processamento (BCP). A nota técnica registra que o art. 26, § 3º, do Decreto nº 10.712/2021 menciona de forma indistinta as infraestruturas existentes. Entende que os §§ 3º, 4º e 8º desse artigo apenas poderiam alcançar os gasodutos de transporte, o que torna necessária disciplina específica para escoamento e processamento (pp. 16 e 17). A minuta não transpõe para BCE e BCP a metodologia da BRA do transporte, que também admite mais de um método de valoração, sujeito a justificação. Prevê que a metodologia apresentada pelo operador seja amplamente reconhecida e considere o custo de construção ou aquisição comprovado, a depreciação acumulada e os investimentos adicionais atribuíveis ao serviço, submetida à avaliação da ANP (art. 32, §§ 1º e 2º). Para as infraestruturas existentes, a proposta deverá considerar também a depreciação do ativo, a amortização do investimento e a remuneração de capital (art. 56). BCE e BCP guardam relação conceitual com a BRA, mas não autorizam a transposição automática de sua metodologia de valoração e atualização.

1.7 A SOLUÇÃO ESCOLHIDA PELA ANP: ACESSO NEGOCIADO COM SUPERVISÃO

A arquitetura de acesso negociado com supervisão regulatória descreve bem o desenho central da minuta. A regra é a negociação direta entre operador e interessado, sob os parâmetros de remuneração justa e adequada dos arts. 30 e 31. Essa negociação não corre livre de supervisão: a ANP mantém poder de intervir em três hipóteses, que são os indícios de exercício de poder de mercado, a ausência de acordo após negociação em prazo razoável e o descumprimento dos princípios da resolução (art. 30, § 6º, incisos I a III). Verificada uma delas, a Agência pode fixar a remuneração de forma vinculante, sem prejuízo do disposto na regulamentação de resolução de conflitos de que trata o art. 24 (art. 30, § 7º). A regra continua sendo a negociação. É o desenho adequado para dois elos que combinam monopólio natural com a necessidade de preservar o incentivo ao investimento privado que caracteriza o setor.

Um segundo acerto é textual e direto. O art. 30, § 2º, veda expressamente o auferimento de renda econômica decorrente do exercício de poder de mercado. A transparência mínima do art. 41 é o terceiro ponto que já funciona bem. A lista de quinze categorias de informação que cada operador deve manter publicadas por instalação vai da descrição da instalação às capacidades a montante e a jusante das conectadas. Ela inclui as capacidades operacional, reservada, disponível e ociosa; a remuneração dos serviços padronizados; e a faixa de remuneração de acesso à infraestrutura. O rol é mínimo, e cobre por instalação o que hoje nenhum operador desses dois elos divulga instalação a instalação. Nada disso é publicado hoje.

O quarto acerto está em prever, nos arts. 44 a 46, separação contábil para sociedades que exercem mais de uma atividade na mesma cadeia, como o escoamento e a comercialização de gás natural. É a alternativa de separação menos intrusiva entre as avaliadas na Análise de Impacto Regulatório: mais leve do que a separação funcional ou societária da Alternativa I, e adotada em conjunto com a Alternativa IV, de exigências adicionais ao agente verticalmente integrado (AIR, p. 168). Esta contribuição não se manifesta sobre a extensão que a AIR (p. 186) faz aos terminais, fora do objeto desta consulta. O parecer jurídico do processo, Parecer nº 00123/2026/PFANP/PGF/AGU, concluiu não haver óbices jurídicos à continuidade do processo regulatório, e recomendou reforçar a motivação da escolha da separação contábil nos autos (¶ 38), ponto que a especificação operacional de P4 ajuda a documentar. O controle é prévio e de legalidade, e não alcança a conveniência nem os aspectos técnicos da opção.

Por fim, a revisão periódica da preferência do proprietário pela regra do menor valor, no art. 13, é o quinto acerto. A cada cinco anos, a fatia reservada ao proprietário resulta do menor entre quatro parâmetros objetivos e verificáveis, um dos quais é o valor então vigente, de modo que ela não admite aumento. A regra tem uma exceção. O art. 13, § 4°, ressalva a hipótese de incremento, mediante motivação objetiva e a critério da ANP, com base nas informações dos planos de desenvolvimento dos campos. Quanto maior a preferência, menor a parcela sobre a qual o acesso de terceiros incide. O direito extingue-se trinta anos após a publicação da primeira autorização de operação, ou após a entrada em operação, no caso de instalações sujeitas ao regime de concessão (art. 13, §§ 1°, 3°, 4° e 7°). Os pedidos propõem estender esse padrão, calibragem periódica por parâmetro objetivo e previamente definido, aos pontos em que a minuta ainda decide sem critério equivalente.

O fluxo das nove etapas está na figura a seguir. O texto retém as camadas que sustentam os pedidos desta contribuição.

FIGURA 4. O RITO DO ACESSO NEGOCIADO EM NOVE ETAPAS, DA SOLICITAÇÃO À FORMALIZAÇÃO CONTRATUAL OU À DECISÃO DA ANP EM CASO DE DESACORDO



Fonte: minuta submetida à Consulta Pública n° 13/2026, arts. 17 a 25, 30 e 34. Elaboração Pezco Economics.

Da solicitação à resposta do operador, o procedimento corre em prazos curtos, detalhados na figura. A negociação sobre o uso da instalação e as condições contratuais tem prazo de até noventa dias contados da data em que o plano é apresentado à ANP (art. 22, § 3°), prazo que o pedido do valor indicativo de transição (P5) transporta para a base de capital. A negativa de acesso só pode ocorrer por incompatibilidade técnica comprovada, inclusive quanto à especificação do gás, e alcança eventuais prejuízos à segurança das instalações (art. 20). Todas as negativas são apresentadas à ANP com as justificativas, e a Agência lhes dá publicidade (art. 21 e parágrafo único). Esse é o dado observável que sustenta o critério objetivo do P1.

Havendo acordo, os serviços são formalizados em contrato específico, protocolado na ANP em até quinze dias após a formalização contratual. Não havendo acordo, a controvérsia vai à ANP, que decide à luz do código de conduta da instalação.

Há ainda uma nona camada, transversal e sempre ativa. Mesmo após o contrato formalizado, a ANP mantém poder de revisão pelo art. 34. O dispositivo autoriza determinar renegociação ou fixar parâmetros diante de conflito com os princípios e regras da resolução, da Lei n° 14.134/2021 e do Decreto n° 10.712/2021, e diante do exercício de poder de mercado ou da ausência de acordo entre as partes. O art. 34 exige exercício comprovado. A supervisão alcança a retenção de capacidade reservada, definida no art. 2°, inciso XX, e disciplinada no art. 37. O art. 38 opera em outro plano. Não é remédio

contra retenção. Traz para a resolução os mecanismos de redução da concentração na oferta do art. 33 da Lei nº 14.134/2021: a cessão compulsória de capacidade e as restrições à venda de gás entre produtores nas áreas de produção, ressalvadas situações técnicas ou operacionais. As duas são precedidas de oitiva do órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (art. 38, §§ 1º e 2º). O critério objetivo que o pedido P1 propõe calibrar é o da vinculação à receita de referência, no art. 30, § 6º, inciso I, estendido ao art. 34.

A minuta submetida à CP nº 13 já traz, na redação em consulta, a vedação expressa à apropriação de renda de poder de mercado. Esse ponto altera o foco da discussão regulatória: o conceito já está posto, e falta a condição para aplicá-lo.

O art. 31 replica essa arquitetura no processo de negociação em si, exigindo do operador, nos incisos III e IV, que demonstre retorno condizente com os riscos comerciais da atividade e ausência de renda de poder de mercado no valor proposto ao interessado.

A remuneração do capital corresponde ao retorno exigido por um investidor racional para alocar recursos em determinado ativo, considerando seu perfil de risco; a renda de monopólio, ao excedente apropriado em razão da ausência ou da limitação de concorrência. O art. 30, § 2º, da minuta é claro ao vedar a segunda parcela. A dificuldade regulatória não está, portanto, na definição do conceito, mas em sua aplicação concreta: é necessário distinguir, no retorno observado em uma negociação específica, a parcela compatível com a remuneração econômica do capital daquela associada ao exercício de poder de mercado.

Essa dificuldade de aferição torna o desenho da hipótese de intervenção uma questão central da CP nº 13. Para que a vedação prevista na minuta seja efetiva, o critério que aciona a intervenção deve estar previamente definido, com parâmetros objetivos e verificáveis antes da entrada em vigor da norma.

A minuta está estruturada em nove capítulos, que o quadro a seguir apresenta:

QUADRO 2. OS NOVE CAPÍTULOS DA MINUTA SUBMETIDA À CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026, COM OS ARTIGOS DE CADA UM E O QUE PREVEEM

Capítulo	Artigos	O que a minuta prevê
I. Disposições Preliminares	1º e 2º	Define o objeto: o acesso não discriminatório e negociado aos gasodutos de escoamento da produção e às instalações de tratamento ou processamento. O § 2º estende o regime às infraestruturas de movimentação dos derivados após a unidade de processamento, inclusive as que passam por refinarias, e às demais instalações indispensáveis ao acesso e à retirada desses derivados, entre elas tanques, esferas de armazenamento, válvulas e bombas: o regime não para na unidade de processamento. O § 3º, incisos I a III, exclui os terminais de GNL, as unidades de liquefação e de regaseificação situadas fora de terminais e as instalações de

Capítulo	Artigos	O que a minuta prevê
		acondicionamento de GNL. Traz vinte e cinco definições.
II. Princípios Gerais do Acesso	3º a 9º	Prevê o acesso não discriminatório e negociado como fundamento do regime, efetivado pela contratação de produtos firmes ou interruptíveis; veda a concessão de vantagens indevidas entre as partes; prevê deveres de cooperação e intercâmbio de informações. O art. 7º vincula o acesso a objetivos gerais da política energética: maximização da exploração e produção de hidrocarbonetos, operação segura das instalações, diversificação das fontes de suprimento, segurança do abastecimento nacional e proteção ao meio ambiente. Os arts. 8º e 9º remetem em bloco aos arts. 11-A e 11-B do Decreto nº 10.712/2021.
III. Direito de Preferência do Proprietário	10 a 16	Disciplina garantia já prevista no art. 28, § 1º, da Lei do Gás. O proprietário poderá reservar, em firme, até 100% da capacidade operacional da instalação nova, ou o total do incremento resultante de ampliação, nos dez primeiros anos de operação. O art. 10, § 1º, veda usar a preferência para promover congestionamento contratual ou impedir o acesso de terceiros; o art. 11, § 2º, reduz a preferência à proporção do investimento do proprietário quando a ampliação é financiada por terceiros. As revisões pela regra do menor valor e a extinção em trinta anos são as descritas acima.
IV. Solicitação de Acesso, Resposta do Operador e Negociação	17 a 24	Estrutura o procedimento entre a solicitação e a celebração do contrato ou a caracterização do impasse, nos prazos já percorridos.
V. Termos, condições e remuneração do acesso	25 a 39	Quinze artigos em quatro blocos, que a nota técnica chama de coração da regulamentação proposta (p. 22). Formalização contratual (arts. 25 e 26). Diretrizes dos termos, das condições e da remuneração justa e adequada (arts. 27 a 34), que vedam, na redação submetida à consulta, a obtenção de renda de poder de mercado. Diretrizes do código de conduta e prática de acesso (arts. 35 e 36). Medidas

Capítulo	Artigos	O que a minuta prevê
		contra a retenção de capacidade e comunicação ao Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência (arts. 37 a 39), nos termos já descritos.
VI. Transparência e Disponibilização de Informações	40 a 43	Prevê a divulgação contínua, no sítio eletrônico do operador, das quinze categorias mínimas de informação por instalação já descritas. Assegura à ANP acesso a documentos e livros contábeis, preservada a confidencialidade das informações protegidas.
VII. Separação Contábil e Supervisão do Agente Verticalizado	44 a 46	Prevê, para sociedades que exerçam mais de uma atividade na mesma cadeia, como o escoamento e a comercialização de gás natural, um balanço e uma conta de ganhos e perdas para cada atividade, como seria exigido se essas atividades fossem exercidas por pessoas jurídicas distintas, e dispõe sobre a alocação de ativos, passivos, despesas, receitas e depreciações. Prevê ainda duas obrigações mensais de divulgação e a manutenção permanente da relação de negativas de acesso. Trata-se de separação contábil e informacional, interna à empresa: não exige constituir pessoas jurídicas distintas nem desverticalizar o grupo econômico.
VIII. Interconexão e Ampliação	47 a 49	Prevê a obrigatoriedade de interconexão quando a interconexão ou as instalações constem do Plano Nacional Integrado das Infraestruturas de Gás Natural e Biometano, ou quando atendidos os cinco requisitos do art. 47, § 1º. Faculta à ANP negar autorização ao agente que recuse a conexão sem justificativa e determinar a ampliação de infraestrutura existente, sob pena de revogação da outorga. O art. 49 prevê que o investimento na ampliação seja reconhecido no ato de autorização, com a correspondente remuneração de capital.
IX. Disposições Finais e Transitórias	50 a 60	Contratos em vigor encaminhados à ANP em até noventa dias da entrada em vigor da resolução; informações de transparência do art. 41 em até sessenta dias; propostas de preferência do proprietário em cento e oitenta dias, com procedimento que varia pela idade da instalação, cinco anos de

Capítulo	Artigos	O que a minuta prevê
		vigência para as instalações com dez anos ou mais, pelo art. 13, e dez anos da publicação da primeira autorização de operação ou da entrada em operação para as mais novas, pelo art. 11 (arts. 52 e 53); código de conduta em até noventa dias, elaborado em conjunto com os terceiros interessados e sujeito a aprovação prévia da ANP (arts. 35, § 5°, e 55); propostas de base de capital em cento e oitenta dias (art. 56). Até o cálculo das receitas de referência, o art. 57 prevê que a ANP indique os valores a observar, admitido que venham de estudos da Empresa de Pesquisa Energética (§ 4°), sem fixar prazo de vigência.

Fonte: minuta submetida à Consulta Pública n° 13/2026. Elaboração Pezco Economics.

1.8 O FORMULÁRIO DA CONSULTA: AS FOLHAS F3 A F12 E OS CINCO PEDIDOS

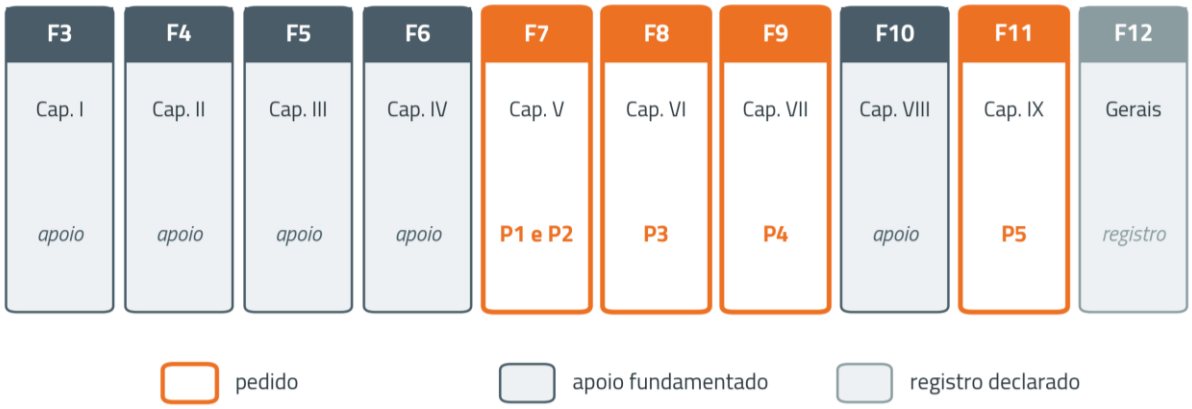
Uma contribuição regulatória que se manifeste apenas nos dispositivos em que propõe alteração deixa ambíguo o tratamento dado às demais regras: o silêncio pode significar concordância, ausência de análise ou decisão de não incluir determinado tema no perímetro do trabalho.

Por essa razão, esta contribuição percorre integralmente o formulário eletrônico da CP n° 13, cujas dez folhas são designadas, neste relatório, F3 a F12,[14] e atribui aos diferentes blocos três tratamentos possíveis: pedido, quando se propõe modificação, complementação ou especificação da redação, o que ocorre nos cinco pedidos formulados aqui; registro, quando esta contribuição apoia o texto existente ou apresenta observação interpretativa sem propor alteração; e ausência deliberada de manifestação, quando o tema permanece fora do perímetro desta contribuição, situação em que a razão dessa opção é explicitada sempre que o silêncio possa gerar dúvida.

A figura a seguir apresenta a correspondência entre a matriz, as folhas F3 a F12 do formulário e os capítulos da minuta.

FIGURA 5. AS FOLHAS F3 A F12 DO FORMULÁRIO DA CP 13/2026 E OS CAPÍTULOS I A IX DA MINUTA

[14] O formulário eletrônico da ANP identifica essas folhas com a letra P, numeradas de 3 a 12. Este relatório usa a letra F para distingui-las dos pedidos P1, P2, P3, P4 e P5, que são as cinco propostas de ajuste formuladas aqui.



F3 a F12 são as folhas do formulário eletrônico da ANP, na numeração da própria agência.
P1 a P5 são os pedidos desta contribuição. Nenhuma folha fica sem tratamento.

Fonte: formulário eletrônico da Consulta Pública nº 13/2026 e minuta submetida à consulta. Elaboração Pezco Economics.

A minuta propõe avanços na disciplina do acesso negociado. Em alguns pontos, contudo, remete a critérios que ainda deverão ser detalhados pela ANP, sem fixar, desde já, parâmetros, formatos ou prazos suficientes para tornar sua aplicação objetiva e verificável pelas partes antes do surgimento de uma controvérsia concreta.

São cinco os pontos de aperfeiçoamento sobre os quais recaem os pedidos desta contribuição: a hipótese de intervenção prevista no art. 30, § 6º, e sua extensão ao art. 34 (P1); o conteúdo da receita de referência prevista no art. 33 (P2); o formato dos dados de transparência exigidos pelos arts. 41 e 46 (P3); a especificação operacional da separação contábil prevista nos arts. 44 e 45 (P4); e o prazo para definição do valor indicativo de transição previsto no art. 57 (P5).

Nenhuma dessas propostas cria direito de acesso nem estabelece tarifa. Todas buscam conferir objetividade, previsibilidade e verificabilidade a critérios que já estão previstos na própria minuta, de modo a reduzir margens de interpretação e prevenir controvérsias evitáveis na aplicação do regime.

Das dez folhas do formulário, quatro concentram os cinco pedidos: a folha F7 recebe P1 e P2; a folha F8 e a folha F9 repartem P3, que incide sobre os arts. 41 e 46; a folha F9 recebe também P4; e a folha F11 recebe P5. As cinco folhas restantes recebem registro de apoio ou ausência deliberada de manifestação, com a razão declarada em cada caso, e a folha de contribuições gerais recebe a síntese dos cinco pedidos e a declaração de perímetro.

2. A TESE ECONÔMICA DA CONTRIBUIÇÃO

Seis mecanismos correntes na economia da regulação explicam por que o acesso ao escoamento e ao processamento é questão regulatória, não apenas contratual. Cada um aponta um ponto da minuta em que a margem de discricionariedade ou a lacuna de especificação permanece aberta, e é sobre esses pontos que recaem os cinco pedidos desta contribuição. Um sétimo mecanismo, a dupla marginalização, aponta em sentido oposto, e por essa razão esta contribuição não pede desverticalização. Esta seção os percorre em linguagem aplicada ao problema de acesso, nesta ordem:

1. o oportunismo pós-contratual, com o hold-up e a quase-renda apropriável;

2. elevação dos custos dos rivais e fechamento vertical (custo de rivais e foreclosure);
3. compressão de margens;
4. precificação do acesso (access pricing) e a regra de precificação eficiente de componentes (Efficient Component Pricing Rule, ECPR);
5. expropriação regulatória e incentivo ao investimento; e
6. circularidade entre tarifa e utilização.

A aplicação de cada conceito ao mercado brasileiro é tratada como hipótese analítica quando não há evidência direta específica para o setor.

2.1 OPORTUNISMO PÓS-CONTRATUAL: HOLD-UP E QUASE-RENDA APROPRIÁVEL

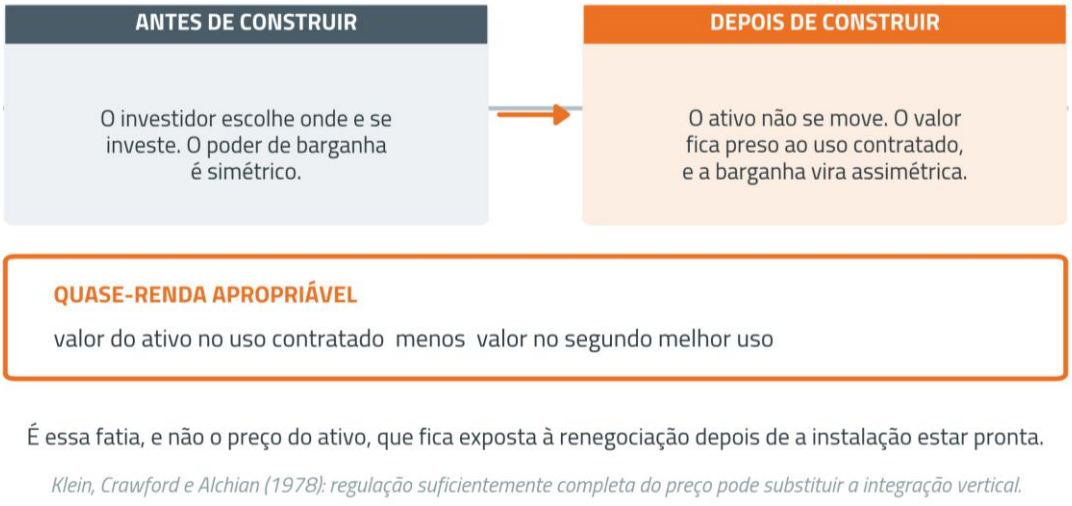
Um investidor que constrói um ativo caro e específico para atender a um comprador determinado enfrenta um risco estrutural depois que o ativo está pronto. O ativo vale menos no segundo melhor uso disponível, e o comprador ganha poder de barganha para renegociar o preço para baixo. Klein, Crawford e Alchian (1978, p. 298) chamam de quase-renda apropriável a diferença entre o valor do ativo no uso contratado e o valor que ele teria para o segundo usuário que mais o valoriza. Essa parcela fica exposta à expropriação depois da instalação: é menor que a quase-renda do ativo, e pode alcançá-la por inteiro quando não há usuário alternativo no local (p. 299).

Klein, Crawford e Alchian (1978, p. 298-300) propõem que a integração vertical responde a esse risco e insistem que a quase-renda apropriável não se confunde com renda de monopólio, porque existe mesmo sem barreira à entrada (p. 299). A leitura que esta contribuição faz dessa distinção é que integração em ativo específico não é, por si, indício de estratégia de fechamento de mercado. Os mesmos autores registram, em nota de rodapé, um contraste entre dois setores. Nos Estados Unidos, os oleodutos de petróleo bruto apresentavam correlação alta entre a produção da firma e a sua participação acionária no duto, dado que atribuem a Atwood e Kobrin (1977), enquanto os gasodutos de gás natural, ainda que aparentemente expostos a quase-renda semelhante, permaneciam com frequência sob propriedade independente (nota 31, p. 311-312). A explicação que conjecturam é a regulação de preços do gás, que na época alcançava a boca do poço, o city gate e a tarifa implícita do duto, na linha do que Goldberg (1976) já propusera e que os autores lhe creditam (p. 302 e nota 9). A condição que impõem é a completude do desenho: regulação restrita à tarifa do duto, advertem, seria contornada por redução oportunista do preço pago na origem.

Essa observação organiza a leitura do art. 30, § 6°, da minuta. O regime negociado com vinculação excepcional da receita de referência é, na linguagem dessa literatura, o desenho que troca integração vertical por regulação como contenção do oportunismo pós-contratual, e a troca só funciona com hipótese de intervenção que o operador não controle discricionariamente. Hoje o § 6°, inciso I, autoriza a vinculação a partir de indícios de exercício de poder de mercado sem indicar métrica, parâmetro numérico, procedimento ou fonte de dado, o que deixa o reconhecimento do oportunismo sujeito à mesma discricionariedade que o instrumento deveria neutralizar. A exposição, porém, é recíproca: Klein, Crawford e Alchian afirmam em cinco passagens que o hold-up atinge tanto quem investiu no ativo específico quanto quem depende dele (p. 300, 308, 311, 316 e 319), e a intervenção discricionária do regulador é, ela própria, apropriação da quase-renda do dono do sistema de escoamento. Por isso o critério objetivo de P1 protege os dois lados, sem alterar a arquitetura de acesso negociado já escolhida pela minuta.

A figura a seguir representa as duas pontas dessa exposição.

FIGURA 6. OPORTUNISMO PÓS-CONTRATUAL EM ATIVO ESPECÍFICO: A QUASE-RENDA APROPRIÁVEL E AS DUAS PONTAS EXPOSTAS À RENEGOCIAÇÃO DEPOIS DO INVESTIMENTO



Fonte: Klein, Crawford e Alchian (1978), páginas 298 a 300, 308, 311, 316 e 319. Elaboração Pezco Economics.

O esquema separa dois momentos. Antes do investimento, as duas partes negociam com alternativas à mesa. Depois da instalação, a alternativa encolhe para ambas, e a diferença entre o valor contratado e o segundo melhor uso passa a ser disputável em qualquer renegociação. O art. 34 da minuta estende ao contrato em curso efeito equivalente ao do art. 30, § 6°, sem explicitar o padrão de fundamentação que ali se enuncia nem remeter aos critérios que ali se aplicam, o que amplia a exposição das duas pontas.

2.2 ELEVAÇÃO DOS CUSTOS DOS RIVAIS E FECHAMENTO VERTICAL (FORECLOSURE)

Distinto do hold-up, um segundo mecanismo atua sobre o custo que o rival enfrenta para competir. Salop e Scheffman (1983) argumentam que uma firma dominante pode obter ganho competitivo elevando o custo do concorrente, sem baixar o próprio preço como faria a predação clássica, e que a estratégia pode ser lucrativa mesmo que o rival não saia do mercado, desde que desloque a demanda residual da dominante mais do que eleva o próprio custo médio e reduza o lucro do rival[15]. Ao contrário da predação

[15] SALOP, Steven C.; SCHEFFMAN, David T. Raising rivals' costs. Washington, DC: Federal Trade Commission, Bureau of Economics, jan. 1983 (FTC Bureau of Economics Working Paper, n. 81). As páginas citadas são as da paginação impressa do

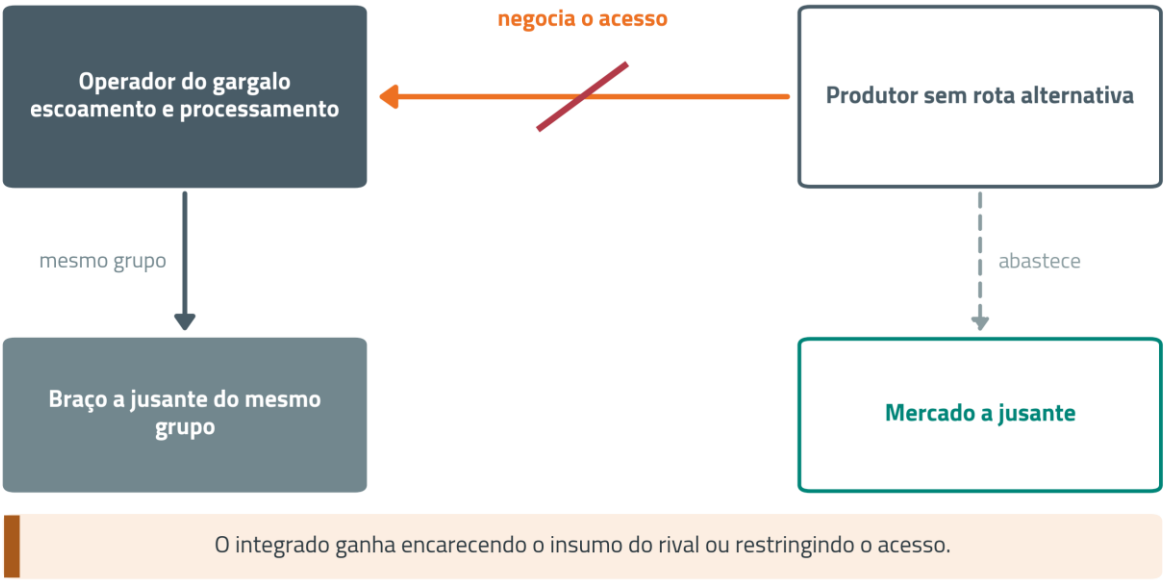
de preços, a conduta não exige que se sacrifique lucro no curto prazo nem bolso mais fundo que o do rival, o que, na argumentação dos autores, a torna mais crível. Para o desenho regulatório a consequência é uma só: a comparação entre preço e custo, isolada, não distingue uma redução de preço de uma elevação do custo do rival (p. 2), e por isso os autores propõem examinar a conduta por três condições, lucratividade para a firma dominante, dano ao concorrente e redução do bem-estar do consumidor, ou seja, três testes cumulativos.

As duas literaturas correm em separado: Rey e Tirole não empregam a expressão raising rivals' costs nem citam Salop e Scheffman, e estes não empregam o termo fechamento vertical. A articulação entre o mecanismo e a categoria de dano é desta contribuição, apresentada como tal. Feita a ressalva, o fechamento vertical (foreclosure) é a categoria de dano a que a elevação de custo de rivais pode conduzir quando aplicada a um insumo de rede. Rey e Tirole (2006) definem como essencial o insumo produzido por firma dominante que não pode ser duplicado a baixo custo por quem tem o acesso negado, e descrevem o fechamento como a negação ou a limitação desse acesso, motivada, no modelo, pela restauração de poder de mercado corroído por um problema de compromisso do detentor do gargalo não integrado, para o qual a integração e a exclusividade são o remédio (p. 8, 12 e 32). Em ambiente de acesso regulado, numa passagem que declaram fora do escopo analítico do capítulo e que é justamente a da minuta, os mesmos autores registram que o dono do gargalo pode retardar a interconexão ou degradar a sua qualidade e que pode cobrar do comprador externo acima do preço de transferência praticado com a afiliada, com a defesa oposta na mesma passagem, a de que a diferença pode ser baseada em custo (p. 77-78). O fechamento não precisa ser completo: os autores classificam como parcial a situação em que o dono do gargalo favorece algumas firmas do segmento adjacente em detrimento de outras, e tratam o preço proibitivo como recusa construtiva.

Rey e Tirole tratam de gasodutos. Ao examinar políticas de transportador comum (common carrier), percorrem a Order 436 da Federal Energy Regulatory Commission dos Estados Unidos, na qual o gasoduto é o gargalo: antes da reforma, os gasodutos vendiam gás aos clientes e compravam de produtores sem acesso direto ao consumidor. Depois dela, os produtores passaram a comprar acesso do gasoduto e a contratar com os clientes (2006). Na tipologia do capítulo, a capacidade reservada e não utilizada em período de restrição pode configurar fechamento parcial, ou recusa construtiva por condição inviável. O incentivo e o efeito estão separados na figura.

FIGURA 7. O INCENTIVO E O EFEITO DO FECHAMENTO VERTICAL: O CUSTO DE ACESSO DO RIVAL E O CUSTO INTERNO DA AFILIADA, EM DOIS PAINÉIS

working paper, que não coincide com a numeração do arquivo em PDF. Versão preliminar do artigo publicado em American Economic Review, v. 73, n. 2, maio 1983.



Fonte: Salop e Scheffman (1983) e Rey e Tirole (2006). Elaboração Pezco Economics.

O esquema resume o mecanismo em dois painéis. No primeiro, dois produtores disputam o mesmo comprador no atacado, e apenas um deles é dono da infraestrutura da qual ambos dependem. No segundo, a consequência: o custo do rival carrega o acesso nas condições que o dono fixar, enquanto a afiliada acessa ao custo interno. A exclusão não exige negar o pedido, porque encarecer o acesso produz o mesmo efeito quando as condições do modelo se verificam, e é exatamente essa margem silenciosa que os critérios objetivos do pedido P1 tornam observáveis. O mecanismo pressupõe insumo cuja duplicação seja proibitiva para o usuário por dificuldades técnicas, geográficas ou legais, e não apenas econômicas, com ônus de demonstração de quem pede o acesso. Esse é o critério que esta contribuição pede que a ANP explicite para as instalações sujeitas ao regime da minuta, sem imputar tal conduta a operador algum.

2.3 COMPRESSÃO DE MARGENS

Um mecanismo vizinho desloca o alvo do custo do rival para a margem que o próprio operador integrado se permite cobrar. Compressão de margens ocorre quando a diferença entre o preço que uma firma verticalmente integrada cobra no atacado pelo insumo e o seu próprio preço de varejo pelo produto que o incorpora fica estreita demais para que o rival a jusante sobreviva ou concorra efetivamente (OCDE, 2010, Sumário Executivo, p. 7). Resta a pergunta operacional: quão grande a margem precisa ser. O teste do operador igualmente eficiente (equally efficient operator, EEO) mede essa margem com os custos do próprio incumbente, e foi o adotado pela maioria das delegações na mesa redonda da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, pela previsibilidade que oferece ao operador, já que depende só de custos que ele conhece (OCDE, 2010, Resumo da discussão, p. 299). O padrão alternativo, o do operador razoavelmente eficiente (reasonably efficient operator, REO), usa os custos de um rival hipotético mais caro, exige margem maior do operador integrado, e o documento final da mesa o classifica entre os padrões vantajosos à entrada (p. 305).

Um precedente europeu mostra autoridade tratando o risco como sério sem declaração de infração. A Comissão Europeia manifestou preocupação com compressão de margem entre as tarifas de transporte

e as tarifas de suprimento a jusante da RWE, empresa alemã de gás verticalmente integrada, e registrou que elementos relevantes das tarifas de rede incidiam apenas sobre usuários terceiros. O processo foi encerrado em março de 2009 sem declaração de infração, mediante compromissos vinculantes.[16] A solução ali adotada resultou de negociação entre a empresa e a autoridade, e esta contribuição não pede separação estrutural ou funcional além do que a minuta já prevê. O precedente ilustra a atenção da autoridade ao componente tarifário que incide só sobre o terceiro. Exagerá-lo enfraqueceria o argumento.

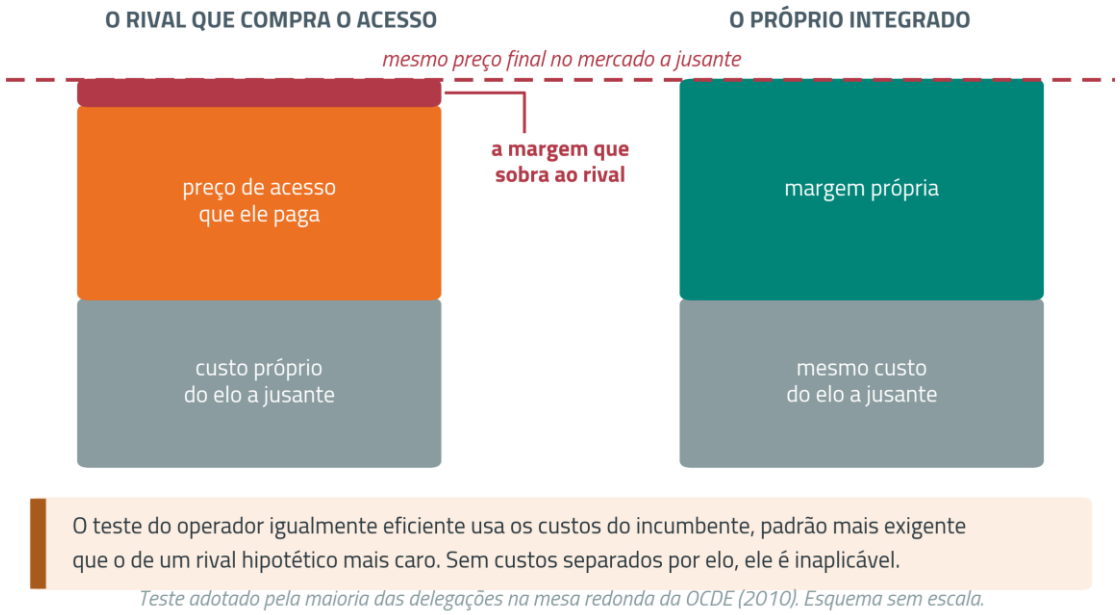
O teste do operador igualmente eficiente se apoia nos custos e nos preços do próprio operador integrado (OCDE, 2010, p. 299), e isso exige custos do elo separados e auditáveis. A separação não basta por si só. A fonte diz isso: preço de transferência entre unidades do mesmo grupo não tem significado econômico, e a alocação de custos comuns é convencional (OCDE, 2010, Nota de referência, p. 26-27 e p. 36). Por não existir um custo único, a convenção precisa ser fixada e publicada de antemão, e não descoberta no curso de um litígio. Sem separação, o padrão não desaparece: desloca-se para fora do operador, como fez a autoridade tcheca, que aciona o teste do operador razoavelmente eficiente quando os custos do dominante não podem ser determinados (OCDE, 2010, contribuição da República Tcheca, p. 89), e como ocorre no direito europeu, em que o recurso aos custos dos concorrentes é admitido quando a estrutura de custos da empresa dominante não pode ser identificada.[17] O operador passa a ser medido por uma referência que não conhece. Ao pedir que a separação contábil dos arts. 44 e 45 venha com plano de contas padronizado, tratamento declarado de custos e ativos compartilhados e metodologia de alocação auditável, P4 preserva o padrão que depende só de custos conhecidos de quem responde por eles.

A figura a seguir separa os dois padrões de custo com que essa margem pode ser medida.

FIGURA 8. COMPRESSÃO DE MARGENS: A MARGEM ENTRE O PREÇO DE ATACADO DO INSUMO E O PREÇO FINAL DO OPERADOR INTEGRADO, MEDIDA PELOS CUSTOS DO INCUMBENTE E PELOS CUSTOS DO CONCORRENTE

[16] Comissão Europeia, Decisão de 18 de março de 2009, Processo COMP/39.402 (RWE Gas Foreclosure). O texto da decisão não integra o acervo consultado: a descrição vem de Dunne (2011, p. 18), leitura secundária, que registra o rito abreviado de compromissos, entre eles o desinvestimento da rede alemã de transporte, sem exame do efeito do marco regulatório na decisão publicada, e a origem da obrigação de acesso nas diretivas europeias de abertura do mercado de gás.

[17] Tribunal de Justiça da União Europeia, Processo C-52/09, Konkurrensverket contra TeliaSonera Sverige AB, acórdão de 17 de fevereiro de 2011, §§ 41 a 46, na descrição de Dunne (2011, p. 16), leitura secundária. O texto do acórdão não integra o acervo consultado.



Fonte: OCDE (2010, p. 7, 26-27, 36, 89, 299 e 305). Elaboração Pezco Economics.

O esquema mostra que a escolha do padrão decide quem carrega o ônus da imprecisão contábil. Medida pelos custos do incumbente, a margem é apurável por quem opera. Medida pelos custos do concorrente, deixa de sê-lo. A autoridade tcheca apura o custo do elo a partir da estrutura de custos que o dominante já entrega ao regulador setorial (OCDE, 2010, p. 89-90): o arranjo pedido em P4 tem precedente internacional.

2.4 PRECIFICAÇÃO DO ACESSO E A REGRA ECPR

Os mecanismos anteriores permitem identificar e mensurar o dano após sua ocorrência; a precificação do acesso (access pricing) parte de uma questão distinta: como definir o preço de acesso de forma a prevenir esse dano. O problema surge quando um operador verticalmente integrado controla um insumo essencial que não pode ser economicamente replicado por seus concorrentes e, ao mesmo tempo, compete com eles no mercado a jusante. Duas soluções aparentemente simples apresentam limitações, e por razões distintas. A precificação pelo custo marginal pode não assegurar a recuperação do capital investido nem considerar a receita sacrificada a jusante, resultado que os autores da regra registram como necessário sob economias de escala (BAUMOL; SIDAK, 1994). Já o custo médio contábil de curto prazo é apurado sem ajuste da capacidade ao volume produzido e depende dos critérios de depreciação adotados, dois parâmetros que alteram o valor de referência.

A regra de precificação eficiente de componentes (Efficient Component Pricing Rule, ECPR) oferece uma terceira abordagem. Segundo a regra, o preço de acesso deve corresponder ao custo incremental direto de fornecimento do insumo, apurado em base de longo prazo e incluída a remuneração do capital incremental, acrescido do custo de oportunidade suportado pelo fornecedor ao deixar de realizar, ele próprio, a venda no mercado a jusante (BAUMOL; SIDAK, 1994).

A ECPR, contudo, possui limitações conhecidas: a regra não assegura eficiência quando os preços praticados no mercado final já incorporam distorções ou rendas de poder de mercado. Nessa situação, o custo de oportunidade reproduz parte dessa renda no preço de acesso e a preserva, em vez de eliminá-la. A objeção é concedida pelos próprios autores da regra, que escrevem que a crítica procede e localizam

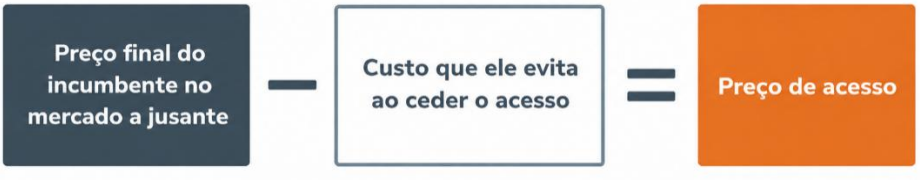
o defeito na ausência de um teto de custo isolado (stand-alone cost) sobre o preço final, e não na regra de acesso (BAUMOL; SIDAK, 1994). Weisman (2002) a registra como a crítica corrente à regra.

Essa limitação ajuda a explicar por que sua aplicação permanece controversa. Na síntese de Albon (2007), o Competition Appeal Tribunal do Reino Unido registrou, no caso Albion Water, ser a ECPR metodologia controversa na literatura e na prática regulatória, sem exemplo de aplicação bem-sucedida apresentado ao Tribunal, ao passo que o Privy Council a chancelou em Telecom v Clear, na Nova Zelândia, antes de a legislação neozelandesa de telecomunicações de 2001 afastá-la.

Essas ressalvas impedem que a ECPR seja tratada como regra tarifária consensual ou aplicável de forma automática. Sua utilidade, para os fins deste relatório, é sobretudo analítica: a regra explicita os componentes a examinar quando se avalia se um preço de acesso contém renda associada ao exercício de poder de mercado, e ajuda a distinguir, no preço negociado, o custo direto do acesso e um eventual custo de oportunidade legítimo das parcelas que possam refletir essa renda. Além disso, os autores registram que a regra só cumpre seu papel dentro de um conjunto de regras complementares (BAUMOL; SIDAK, 1994), e acolhem a observação da Corte de Apelação da Nova Zelândia de que a teoria foi desenvolvida para mercados em que o preço ao consumidor final é controlado por agência reguladora (p. 194-195). No acesso negociado da minuta esse controle não existe, e o trabalho que na literatura cabia ao teto tarifário passa a depender da divulgação reproduzível das premissas da receita de referência (P2) e da separação contábil por elo (P4). Williamson (1996) adverte que as condições de otimalidade da regra são exigentes e que firmas estabelecidas tendem a acolhê-la com entusiasmo, razão adicional para usá-la como diagnóstico. Esta contribuição não propõe metodologia tarifária para o escoamento, para o processamento ou para qualquer outra instalação da cadeia, nem retail-minus ou regra substitutiva do acesso negociado.

Essa função diagnóstica reforça o pedido P1: os critérios objetivos que a subseção 2.1 descreve são o que permite reconhecer, na prática, os indícios a que o § 6º se refere. A figura a seguir decompõe o preço de acesso segundo a regra e enumera as condições de que ela depende.

FIGURA 9. OS COMPONENTES DO PREÇO DE ACESSO SEGUNDO A REGRA ECPR E AS CONDIÇÕES DE QUE ELA DEPENDE



A regra vale sob quatro condições:

- o preço de varejo já estiver em nível eficiente;
- a cadeia a jusante do insumo essencial for tratável como um único elo competitivo, hipótese que os modelos adotam de forma explícita (BAUMOL; SIDAK, 1994; WEISMAN, 2002) e que o encadeamento entre escoamento e processamento obriga a aplicar elo a elo;
- os custos evitados a jusante forem observáveis e auditáveis, exigência que decorre da álgebra da regra, em que o preço de acesso é o preço final menos esse custo (WEISMAN, 2002), e cuja formulação como condição é desta contribuição; e

- a entrada deslocar a venda do incumbente na proporção suposta pelo cálculo do custo de oportunidade (BAUMOL; SIDAK, 1994, p. 197; ALBON, 2007).

Fonte: Baumol e Sidak (1994), Weisman (2002) e Albon (2007). Elaboração Pezco Economics.

O descumprimento da primeira condição transfere para o preço de acesso a renda já embutida no varejo, e é reconhecido pelos formuladores da regra (BAUMOL; ORDOVER; WILLIG, 1996, apud WEISMAN, 2002), além de estar no centro da crítica de Tye (1994, apud ALBON, 2007).[18] Na Austrália, os critérios legais do regime setorial de telecomunicações mandam considerar, entre outros elementos, os custos diretos de prestar o acesso, critério que um assessor da própria autoridade de concorrência lê como incompatível com a ECPR (ALBON, 2007). Registrar a divergência não implica endossar a exclusão do custo de oportunidade, que a literatura trata como componente legítimo quando o preço final não embute renda de monopólio.

O esquema mostra que a regra decompõe o preço de acesso sem o fixar. Ao compensar o dono da rede pelo lucro que a entrada lhe retira, a ECPR preserva o incentivo a dar acesso (BAUMOL; SIDAK, 1994, p. 186-187), mas transporta para dentro do preço de acesso qualquer ineficiência e qualquer renda que já estejam no preço final do incumbente (BAUMOL; ORDOVER; WILLIG, 1996, § 22, apud ALBON, 2007). A discussão aplicada da regra converge para a mesma pré-condição, custos do elo separados e auditáveis, sem os quais nem a regra nem a sua crítica pode ser testadas. A generalização é desta contribuição, apoiada no registro de que a qualificação de um desconto como aplicação da regra depende de como ele é calculado (ALBON, 2007). Os autores oferecem, na mesma peça, o teste simétrico que dela decorre: comparar o preço cobrado do terceiro com o que o proprietário imputa a si mesmo pelo mesmo serviço.

2.5 EXPROPRIAÇÃO REGULATÓRIA E INCENTIVO AO INVESTIMENTO

Este mecanismo olha para a própria decisão de investir e pergunta o que protege o investidor de ver o retorno corroído pelo regulador. Sidak e Spulber (1996) descrevem o contrato regulatório norte-americano por três componentes, controle de entrada, regulação tarifária e obrigação de servir os consumidores do território, sustentam que a ausência de qualquer um deles afasta a caracterização de expropriação por desregulamentação, e admitem termos implícitos desde que o processo regulatório seja explícito.[19] Armstrong e Sappington (2006) registram que a concorrência não substitui o compromisso: com regulador de amplo poder de expropriação e baixa capacidade de compromisso, tanto o incumbente quanto os entrantes podem retrair investimento não fungível.[20]

É leitura desta contribuição que o escoamento e o processamento de gás natural no Brasil nunca operaram sob esse tripé, porque a Lei nº 14.134/2021 os submete a acesso negociado sob outorga por autorização, e não à franquia tarifada que o tripé pressupõe. A consequência é restritiva: no regime brasileiro não há pretensão de recuperação de custos encalhados na acepção de Sidak e Spulber, e esta contribuição não formula pedido dessa natureza. A distinção em relação ao mecanismo da subseção 2.1 é de momento, porque os autores tratam os dois como o mesmo problema, ao escrever que o

---

[18] A peça de Baumol, Ordover e Willig integra o processo CC Docket nº 96-98 da Federal Communications Commission, de maio de 1996. As duas fontes secundárias divergem quanto à data exata e à natureza do documento.

[19] Williamson (1996, p. 1011 e p. 1016), comentando o mesmo artigo no mesmo fascículo, aceita o diagnóstico e recusa a compensação integral: condiciona o grau da compensação a exame de prudência e pergunta onde está, no contrato regulatório real, a cláusula que a preveja.

[20] As passagens de Armstrong e Sappington estão na seção 4.5 do manuscrito dos autores, de setembro de 2005. A paginação da edição do Journal of Economic Literature permanece por conferir.

oportunismo regulatório é uma tentativa de capturar a quase-renda da firma regulada (p. 885 e p. 920). A lição que resta para P5 é de custo de capital: regulador inconstante encarece o capital de todas as firmas da sua jurisdição, os entrantes inclusive, e probabilidade pequena de desalocação de capital pode exigir aumento alto do retorno permitido.

Gans e King (2004) tratam do access holiday, o período de prazo certo em que a instalação nova fica fora do regime de acesso, inclusive quanto ao preço, e que responde ao truncamento em que o investidor tem o ganho limitado quando o projeto dá certo e fica sozinho com a perda quando não dá. Os autores o qualificam como solução de segundo melhor.[21] A Lei nº 14.134/2021 já usa a fórmula, ao permitir à ANP estabelecer, para novos gasodutos fora do sistema de transporte, período no qual o acesso não será obrigatório (art. 18, § 3º), regra que o art. 59 da minuta traz para o escoamento e o processamento pela aplicação subsidiária. O art. 11 prevê que a preferência do proprietário alcance a capacidade nova nos dez primeiros anos. O instituto é próximo, e mais estreito: a instalação permanece no regime, o acesso à capacidade ociosa continua obrigatório (art. 12), a receita de referência segue como teto e a preferência é revista a cada cinco anos (art. 13). Nenhum pedido desta contribuição altera esse desenho.

Grajek e Röller (2012) montam painel de mais de setenta operadoras de telefonia fixa de vinte Estados-membros da União Europeia, entre 1997 e 2006, e estimam efeito negativo da regulação de acesso sobre o investimento da indústria e sobre o de cada operadora, incumbente ou entrante: o investimento agregado dos entrantes cresce, mas não compensa a queda, e a perda estimada é de 16,4 bilhões de euros em dez anos, quase 23% do estoque[22]. Besanko e Cui (2019) modelam três regimes de acesso em sistemas ferroviários verticalmente separados, arranjo que compartilha com o escoamento e o processamento o traço que o modelo isola, o de rede separada da atividade que a utiliza. No modelo, os dois regimes negociados geram mais investimento em qualidade da rede do que o regulado, e o excedente do consumidor é, também no modelo, com frequência maior sob o regime regulado.[23] A supervisão que acompanha a negociação decide se o ganho de investimento chega ao consumidor, e é sobre ela que incidem os cinco pedidos desta contribuição. Nenhum deles afrouxa a receita de referência como teto nem reduz proteção do usuário.

É nessa calibragem que o P5 incide. A figura a seguir apresenta o que já está protegido e os dois lados que o valor indicativo sem prazo alcança.

FIGURA 10. PROTEÇÕES JÁ ASSEGURADAS AO INVESTIMENTO E OS DOIS RISCOS ASSOCIADOS AO VALOR INDICATIVO SEM PRAZO DE VIGÊNCIA

[21] O documento consultado é o rascunho de 12 de dezembro de 2002, cuja paginação própria sustenta as passagens referidas (p. 4, 19 e 35).

[22] O índice de intensidade regulatória de Grajek e Röller (2012, p. 200-201) agrega cinco medidas, quatro de compartilhamento compulsório da rede e uma de separação contábil, e os autores registram que, estimadas em separado, as cinco acompanham o resultado agregado, com intensidade menor no caso da separação contábil (p. 207, nota 37). O P4 não cria obrigação de acesso: pede especificação operacional de dever que os arts. 44 e 45 já preveem.

[23] O texto integral de Besanko e Cui (2019) não integra o acervo consultado: as proposições referidas vêm do resumo indexado, e por isso são enunciadas sem aspas, sem página e sem quantificação de escopo.



Fonte: minuta em consulta (arts. 11, 56 e 57) e Lei nº 14.134/2021 (art. 18, § 3º). Elaboração Pezco Economics.

O art. 57 determina que a ANP indique o valor a ser observado nas negociações durante a transição, e o § 4º admite que ele venha de estudo técnico da Empresa de Pesquisa Energética. Nada condiciona esse valor indicativo a prazo ou à encerramento da análise da base de capital que o art. 56 pede ao operador em cento e oitenta dias, e o § 3º do art. 57 faculta a substituição a qualquer tempo, sem critério objetivo. Um valor indicativo sem termo certo é fonte de incerteza cujo custo reaparece na taxa de retorno exigida pelo capital, e essa taxa entra na receita de referência que a Agência calculará. O P5 pede que a vigência termine quando a ANP concluir a análise da base de capital, com prazo para substituí-lo ou reavaliá-lo de ofício e prazo máximo de vigência, sem tocar na preferência do art. 11.

2.6 CIRCULARIDADE ENTRE TARIFA E UTILIZAÇÃO

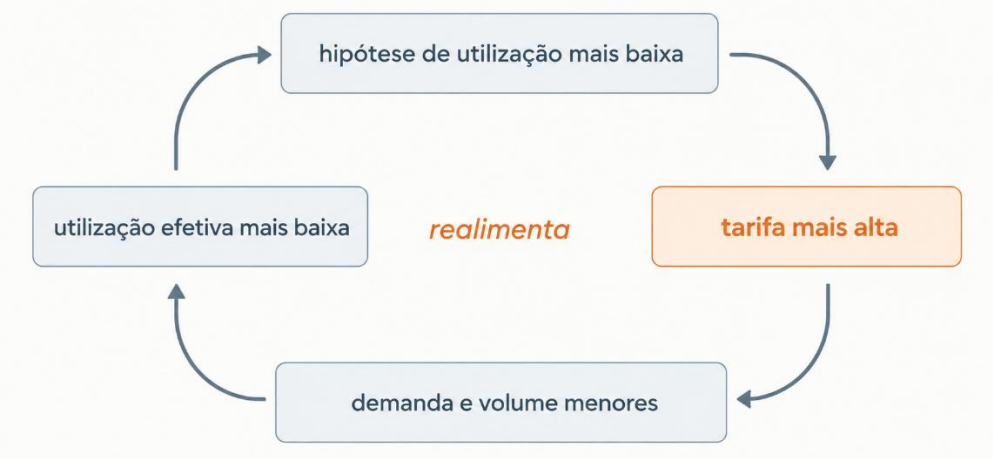
O último mecanismo desta seção decorre de um efeito quase mecânico do cálculo tarifário. A base de ativos regulatórios, a taxa de retorno permitida e a depreciação determinam a receita que a tarifa deve cobrir, e os três parâmetros estão no centro da controvérsia regulatória (NEWBERY, 1997)[24]. Escolhida uma trajetória de depreciação, há sempre uma trajetória de valor do ativo compatível com ela, desde que a receita permitida seja ajustada na mesma medida. O autor adverte contra limitar o ajuste à taxa de retorno: acertar o valor de abertura e errar o cronograma reintroduz o desvio que a metodologia pretendia eliminar. O art. 32, § 1º, da minuta prevê metodologia com custo de construção ou aquisição comprovado, depreciação acumulada e investimentos adicionais atribuíveis ao serviço, e o caput acrescenta que a avaliação deve refletir condições de mercado competitivo efetivo. O art. 31, § 2º, pede taxa de retorno compatível com os riscos comerciais e com o mercado de capitais para perfil de risco equivalente, vedado que reflita poder de mercado do operador.

Um segundo parâmetro decide o resultado da tarifa, além da base de ativos e da taxa de retorno. A hipótese de utilização da capacidade é o parâmetro que move a tarifa sem que nenhum custo mude, e não é observável antes de a tarifa ser fixada: a base constante de US$ 1,9 bilhão dá 1,39 a 100%, 1,74 a

[24] Newbery (1997) é invocado aqui apenas quanto à realimentação entre parâmetro fixado pelo regulador e resultado do cálculo (p. 3) e ao registro da cobrança por capacidade na rede britânica (p. 5). A seção do artigo sobre o perfil eficiente de preços em ativo indivisível trata de outro problema, que o autor declara não relacionado à valoração do ativo (p. 1).

80% e 2,32 a 60% (Tabela 8)[25]. A tarifa que dela resulta desloca a utilização futura, de modo que a hipótese inicial deixa de ser premissa e passa a produzir o resultado que a confirma. A transposição é desta contribuição, e o que a apoia é a aritmética do próprio estudo. Newbery (1997) descreve realimentação da mesma forma no valor prospectivo do ativo, que depende do fluxo de receita que o regulador está prestes a fixar, e extrai daí a exposição do investidor à expropriação. A circularidade entre a hipótese de utilização e a tarifa está na figura.

FIGURA 11. CIRCULARIDADE ENTRE HIPÓTESE DE UTILIZAÇÃO, TARIFA E DEMANDA NO CÁLCULO DA RECEITA DE REFERÊNCIA, COM AS TARIFAS DO ESTUDO DA EPE DE JUNHO DE 2025



Fonte: EPE, Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP, Rev. 1, de 6 de junho de 2025 (Tabela 8), e Energy Community Regulatory Board (2018). Elaboração Pezco Economics.

Calcular a receita permitida sobre a capacidade contratada, e não sobre o volume movimentado, substitui a hipótese de utilização por variável observável e fixada em contrato, com a diferença entre receita permitida e arrecadada apurada ao fim do período e compensada no seguinte, sem realimentar a tarifa do ciclo corrente. O próprio regulamento europeu exclui essa conciliação onde o operador atua sob preço máximo ou preço fixo, o que recomenda tratá-la como referência de desenho de dado, e não como transposição de regime. A recuperação da receita por tarifas baseadas na capacidade está no art. 4.º, n.º 3, do Regulamento (UE) 2017/460, a capacidade contratada prevista é o indutor de custo do art. 4.º, n.º 1, e o parâmetro do preço de referência do art. 8.º, e a conciliação periódica da diferença está no capítulo IV, arts. 17.º a 20.º, aplicável desde 31 de maio de 2019.[26] A cobrança por capacidade não é, em si, prática nova: Newbery (1997) já registra a rede britânica cobrando assim, e, na amostra de quinze jurisdições do Sudeste e Centro-Leste europeu levantada por aquele colegiado para 2017, duas recuperavam a receita só por capacidade e doze já recuperavam a maior parte dela desse modo, em faixa de 60% a 100%, ou seja, quatro em cada cinco. Por fim, a publicação periódica de capacidade reservada, disponível e ociosa, com

[25] EPE, Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP, Rev. 1, de 6 de junho de 2025, Tabela 8, p. 24; tarifas do sistema integrado de escoamento no Ano 1, em dólares por MMBtu. A base de cerca de US$ 1,9 bilhão é a do início do Ano 1 (Tabela 7, p. 23), igual nas três colunas da simulação e depreciada ano a ano pelo modelo, que descreve o efeito como aumento inversamente proporcional das tarifas em relação aos fatores de utilização.

[26] Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, art. 4.º, n.º 1, alínea a), e n.º 3; art. 8.º, n.º 1, alínea b); art. 17.º, n.ºs 1 e 2; art. 18.º, n.º 1, que define a diferença entre a receita efetivamente obtida e a receita dos serviços de transporte; e art. 38.º, n.º 3, pelo qual os capítulos II, III e IV são aplicáveis a partir de 31 de maio de 2019. Jornal Oficial da União Europeia, L 72, de 17 de março de 2017, texto em português.

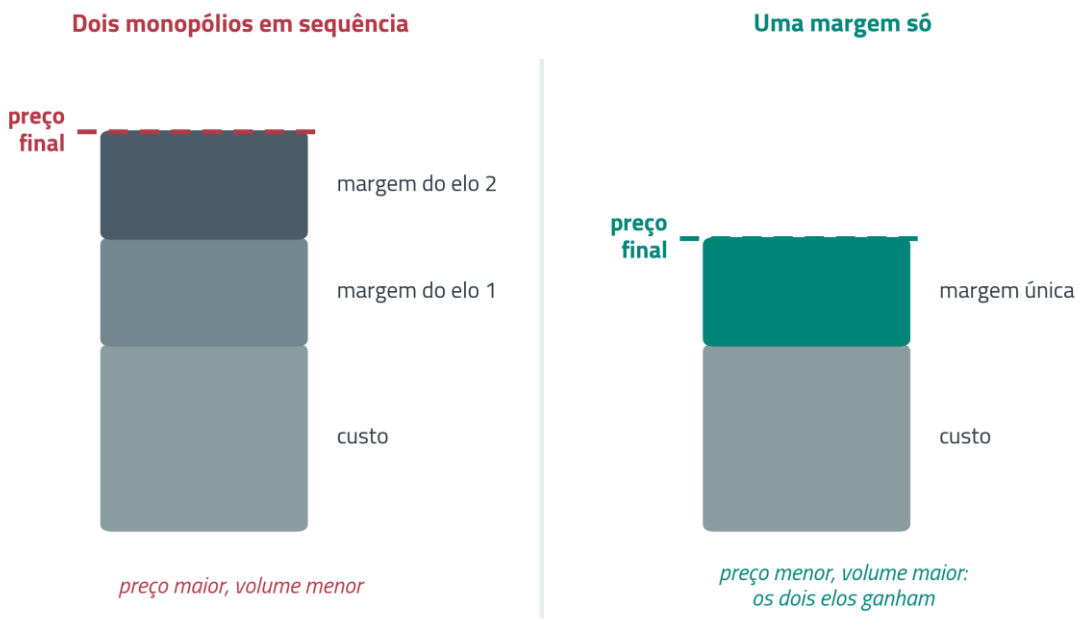
granularidade e série histórica compatíveis com o cálculo das receitas de referência, torna a lógica verificável, e P3 pede essa forma de dado para os arts. 41 e 46.

2.7 DUPLA MARGINALIZAÇÃO: O ARGUMENTO EM SENTIDO CONTRÁRIO

A dupla marginalização é um conceito distinto, e a sua direção se inverte em relação aos anteriores. Quando uma cadeia vertical de monopólios sucessivos fixa preços de forma independente em cada elo, cada firma soma sua margem à do elo anterior, e o preço final sobe acima do que cobraria um monopolista integrado, com markup único sobre o conjunto (TIROLE, 1988). Rey e Tirole (2006) registram a evitação da dupla marginalização, na sistematização de Perry (1989), entre as motivações da integração vertical. Sob tarifa em duas partes, e desde que os contratos sejam observáveis ou uniformes, no modelo desses autores o monopolista a montante extrai o lucro de monopólio inteiro sem se integrar, e a dupla marginalização só reaparece sob preço linear simples. Com contratos secretos, o resultado se desloca para o equilíbrio de Cournot. A forma de contratação é, portanto, variável de política.

A mesa redonda da OCDE traz o exemplo numérico que mede o efeito. Na contribuição norte-americana, com custos marginais de US$ 1 a montante e US$ 2 a jusante, monopólios sucessivos produzem atacado de US$ 5 e preço final de US$ 9, ao passo que a firma integrada cobra US$ 7 e a quantidade sobe de duas para quatro unidades. O texto registra que a integração vertical, nesse exemplo, produz compressão de margem observável, e conclui que ganhos de eficiência de preço não devem ser equiparados a compressão de margens (OCDE, 2010, contribuição dos Estados Unidos, p. 247-249). Aplicada à cadeia brasileira de gás, e como derivação desta contribuição, a mesma lógica sugere que, se cada elo fixar margem de forma sucessiva e independente, o preço final pode superar o que resultaria de coordenação vertical das margens, mesmo com cada margem parecendo razoável isoladamente. Testar a hipótese exige visibilidade das premissas que formam cada margem, e P2 a provê ao pedir que as receitas de referência sejam divulgadas com as premissas que decidem o resultado, em formato reprodutível por terceiro. A figura a seguir compara as duas configurações.

FIGURA 12. O PREÇO FINAL SOB MONOPÓLIOS SUCESSIVOS E SOB CADEIA INTEGRADA OU TARIFA EM DUAS PARTES



Esquema sem escala. Cada elo fixa a margem sem considerar o efeito sobre o outro; a soma eleva o preço final.

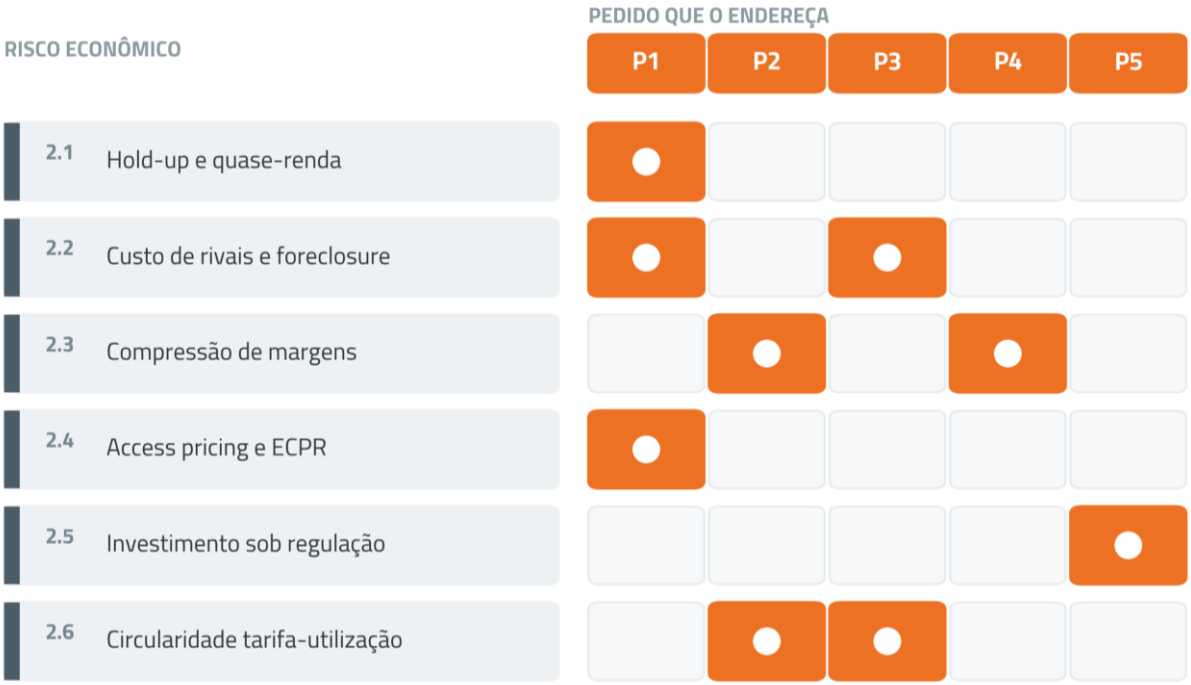
Fonte: OCDE (2010, p. 247-249) e Rey e Tirole (2006, p. 20 e p. 31-32). Elaboração Pezco Economics.

O esquema mostra a razão de este argumento apontar em sentido contrário aos anteriores, e a razão de esta contribuição o declarar. Se a integração vertical pode reduzir o preço final ao eliminar uma margem, a resposta regulatória está em tornar as margens verificáveis, tarefa dos pedidos P2 e P4. No mesmo exercício em que a integração reduz o preço final de US$ 9 para US$ 7, a margem entre atacado e varejo se estreita, e a compressão observada é subproduto de um ganho de eficiência (OCDE, 2010, p. 248).

2.8 OS RISCOS ECONÔMICOS DO DESENHO DO ACESSO E O PEDIDO QUE RESPONDE A CADA UM

Os seis mecanismos percorridos até aqui incidem sobre pontos determinados da minuta. A figura a seguir reúne a ligação para os seis riscos, e o quadro que a segue acrescenta o argumento em sentido contrário.

FIGURA 13. OS SEIS RISCOS ECONÔMICOS DO DESENHO DO ACESSO E O PEDIDO QUE RESPONDE A CADA UM



Fonte: literatura citada nas subseções 2.1 a 2.7 e minuta em consulta. Elaboração Pezco Economics.

A figura liga cada risco ao pedido que lhe responde. O quadro seguinte abre essa ligação em três colunas: o mecanismo tal como a literatura o descreve, com a fonte; a forma como ele incide sobre o escoamento e o processamento; e o dispositivo da minuta em que a margem de discricionariedade permanece aberta.

QUADRO 3. OS MECANISMOS DA LITERATURA, SUA INCIDÊNCIA NO ACESSO AO ESCOAMENTO E AO PROCESSAMENTO E O PEDIDO CORRESPONDENTE

Mecanismo e pedido	O que a literatura descreve	Como incide e onde a margem permanece aberta na minuta
Oportunismo pós-contratual (hold-up) e quase-renda apropriável (P1)	A parcela apropriável da quase-renda fica exposta à renegociação depois de pronta a instalação, a exposição é recíproca, e a regulação só substitui a	Art. 30, § 6º, I: autoriza a vinculação diante de indício de exercício de poder de mercado, sem métrica, parâmetro numérico, procedimento

	integração vertical se alcançar a cadeia inteira (KLEIN; CRAWFORD; ALCHIAN, 1978, p. 298-300, 308, 311-312, 316 e 319).	ou fonte de dado. Art. 34: estende efeito equivalente a contrato em curso, sem repetir a exigência de decisão fundamentada nem remeter aos critérios do § 6º.
Elevação de custo de rivais e fechamento vertical (P1, com P3 fornecendo o dado)	A firma dominante pode prejudicar o rival elevando o custo dele sem sacrificar lucro, o que põe a conduta fora do teste de preço e custo, substituído por três condições: lucratividade para a dominante, dano ao concorrente e redução do bem-estar do consumidor (SALOP; SCHEFFMAN, 1983, p. 9-10). O fechamento não precisa ser completo (REY; TIROLE, 2006, p. 1-2).	As três condutas podem produzir efeito excludente sem inadimplemento verificável, e nenhuma é, por si, prova de exclusão. Arts. 30, § 6º, I, e 34, quanto à hipótese de intervenção; art. 41, quanto à forma do dado de capacidade reservada, disponível e ociosa.
Compressão de margens (P4)	O teste do operador igualmente eficiente mede a margem com os custos do incumbente e foi o adotado pela maioria das delegações, por depender só de custos que o operador conhece. O padrão do operador razoavelmente eficiente usa custos maiores. Preço de transferência interno não tem significado econômico, e a alocação de custos comuns é convencional (OCDE, 2010, p. 26-27, 36, 89, 299 e 305).	Sem custos do elo separados e auditáveis, o exame desloca-se para os custos dos concorrentes, e o operador passa a ser medido por uma referência que não conhece. Arts. 44 e 45: preveem a separação contábil sem plano de contas padronizado, sem tratamento declarado de custos e ativos compartilhados e sem metodologia de alocação auditável.
Precificação do acesso e a regra ECPR (P1, com P4 como pré-condição)	O preço do insumo é o custo incremental direto de fornecê-lo, em base de longo prazo e com remuneração do capital incremental, somado ao custo de oportunidade do fornecedor, com o limite que os autores concedem, o de preservar a renda já existente quando o preço final não é eficiente (BAUMOL; SIDAK, 1994, p. 178 e p. 195-196). Na síntese de Albon (2007), o Competition Appeal Tribunal britânico tratou a regra como controversa em Albion Water.	Entrega diagnóstico, e nomeia o que precisa ser medido quando a minuta fala em indício de poder de mercado: a distância entre o preço negociado e a soma do custo direto com o custo de oportunidade legítimo, e a diferença entre o preço cobrado do terceiro e o que o proprietário imputa a si mesmo (p. 199). Art. 30, § 6º, I: invoca o conceito sem dizer como reconhecê-lo.
Expropriação regulatória e incentivo ao investimento (P5)	A proteção do investidor contra expropriação regulatória supõe contrato regulatório com controle de entrada, regulação tarifária e obrigação de servir, admitidos termos	A capacidade nova já está protegida pelo art. 11 e pelo art. 18, § 3º, da Lei nº 14.134/2021, que o art. 59 da minuta traz para o escoamento e o processamento. O ativo já construído

	implícitos desde que o processo seja explícito (SIDAK; SPULBER, 1996, p. 907 e p. 995-996). Williamson (1996, p. 1011 e p. 1016) recusa a compensação integral, e regulador com amplo poder de expropriação e baixa capacidade de compromisso retrai o investimento não fungível (ARMSTRONG; SAPPINGTON, 2006).	é que fica exposto. Art. 57: determina o valor indicativo sem prazo de vigência e sem vinculá-lo à encerramento da análise da base de capital que o art. 56 pede em cento e oitenta dias.
Circularidade entre tarifa e utilização (P2 e P3)	A hipótese de utilização entra no denominador do cálculo e não é observável antes de fixada a tarifa. A tarifa que dela resulta desloca a utilização futura. Newbery (1997, p. 3) descreve realimentação da mesma forma no valor prospectivo do ativo, e a recuperação da receita por tarifas baseadas na capacidade está no art. 4.º, n.º 3, do Regulamento (UE) 2017/460, com a conciliação da diferença nos arts. 17.º a 20.º, aplicáveis desde 31 de maio de 2019.	Com a mesma base de ativos e a mesma taxa de retorno, a tarifa do sistema integrado de escoamento no Ano 1 é US$ 1,39 por MMBtu a 100% de utilização, US$ 1,74 a 80% e US$ 2,32 a 60% (EPE, Tabela 8, p. 24). Art. 33, § 3º: prevê a divulgação da receita de referência sem especificar o conteúdo. Arts. 41 e 46: preveem divulgação sem formato uniforme e sem série histórica.
Dupla marginalização: argumento em sentido contrário (P2 e P4)	Com monopólios sucessivos fixando preços de forma independente, o preço final supera o de um monopolista integrado (TIROLE, 1988, cap. 4), e o exemplo numérico da mesa redonda mostra que a integração vertical reduz o preço de US$ 9 para US$ 7 e produz, como subproduto, compressão de margem observável, de modo que ganhos de eficiência de preço não devem ser equiparados a compressão de margens (OCDE, 2010, p. 247-249).	O mecanismo aponta em sentido contrário aos anteriores e delimita o pedido, porque a resposta está em tornar as margens verificáveis, e não em desverticalizar. Art. 33, § 3º, e arts. 44 e 45: sem as premissas da receita de referência e sem metodologia de alocação declarada, margem empilhada e ganho de eficiência não se distinguem.

Fonte: fontes citadas em cada célula e minuta da CP nº 13/2026. Elaboração Pezco Economics.

Há um traço comum às linhas do quadro. Nenhuma propõe tarifação onde a Lei nº 14.134/2021 optou pela negociação, nem cria direito de acesso além daquele já assegurado pela minuta. Todas buscam conferir forma objetiva e verificável a critérios que o próprio texto já prevê, de modo que possam ser aplicados antes do surgimento de uma controvérsia. Das sete linhas, três incidem sobre o art. 30, § 6º, I, duas delas também sobre o art. 34, e duas sobre os arts. 44 e 45.

3. A SIMULAÇÃO A PARTIR DO ESTUDO DA EPE (2025)

Esta seção apresenta a formação da tarifa de acesso às infraestruturas de escoamento e processamento de gás natural, com base no modelo publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para subsidiar a Consulta Pública nº 13/2026. O objetivo é explicitar a mecânica do cálculo, identificar os pontos de divergência entre a nota técnica e as planilhas oficiais, bem como avaliar como alterações nas premissas impactam nos resultados.

A consolidação e validação do método, ainda que o valor final não esteja plenamente concebido, teve como lógica de cálculo o teste, de célula a célula, da planilha desenvolvida pela consultoria em comparação com o modelo disponibilizado pela ETE, conforme será visto a seguir.

3.1 A ESTRUTURA DE CÁLCULO EM BLOCOS DE RECEITA

A nota técnica da EPE estima a receita dos ativos de escoamento e de processamento a partir de um modelo de fluxo de caixa projetado, denominado modelo de blocos de receita (building block revenue requirement). A receita anual necessária para cobrir os custos e a remuneração do investidor resulta, portanto, da soma de seis blocos, recalculados a cada ano.[27] Essa periodicidade permite absorver novos investimentos e mudanças de custo sem esperar uma revisão tarifária.

1. O primeiro bloco refere-se ao retorno sobre o capital investido, composto pelo produto entre o custo médio ponderado de capital (weighted average cost of capital, WACC) e o valor da base de ativos no início do período. A nota técnica define esse bloco pelo WACC nominal, e a aba em termos reais da planilha aplica, por sua vez, o WACC real.
2. O segundo bloco, por sua vez, é a depreciação, calculada de forma linear até o fim da vida útil remanescente de cada ativo, somada a um ganho inflacionário sobre a base de ativos, haja em vista que o modelo é executado em termos nominais.
3. Tal ganho inflacionário reaparece no terceiro bloco, mas com sinal negativo, pois é deduzido da receita para evitar a dupla contagem.
4. O quarto bloco cobre as despesas operacionais (Opex).
5. Já o quinto bloco abrange os impostos líquidos que incidem sobre o resultado do ano.
6. O sexto bloco, por fim, cobre a necessidade de capital de giro (NCG), decorrente do descasamento entre o recebimento das receitas e pagamento das despesas, cujos prazos médios são de, respectivamente, 60 e 30 dias.

Outra premissa reside na ausência de um bloco de receita para os juros. A dívida que financia o investimento, 30% do capital total, que a nota técnica descreve como 30% do valor do ativo, tem cronograma próprio de amortização e juros. Dessa forma, os juros pagos entram somente como despesa dedutível dentro do quinto bloco, reduzindo o lucro tributável. Ressalta-se que uma mudança de cronograma da dívida não altera o primeiro bloco tampouco o segundo, mas tão somente a dedutibilidade dos juros no bloco de impostos, o quinto, e desloca o sexto em segunda ordem, porque a necessidade de capital de giro é calculada sobre os demais blocos.

---

[27] EPE, Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP, revisão R1, de 6 de junho de 2025, pp. 5 a 7. Os seis blocos são as seis linhas das abas de tarifa das planilhas.

A metodologia foi aplicada com base nos parâmetros de escala unitária com que a planilha de escoamento foi publicada: base de ativos de US$ 1 milhão, despesas operacionais zeradas e capacidade de 1 milhão de metros cúbicos por dia. Convertida ao câmbio de R$ 5,84 e ajustada pelo fator de localização de 1,5, essa base equivale a R$ 8,76 milhões, como mostra a tabela:

TABELA 1 – PARÂMETROS DE ESCALA UNITÁRIA

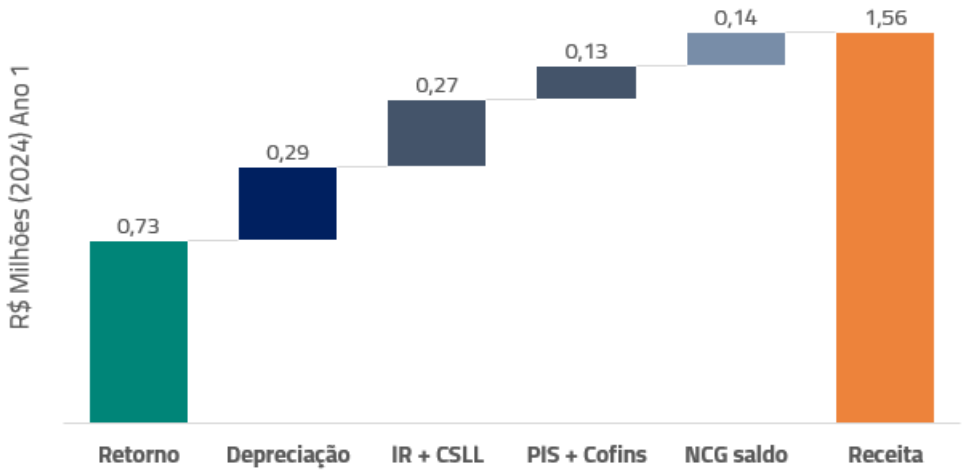
Atributo	Valor	Unidade
Base de Ativos (US$)	1 milhão	US$
Capacidade	1 milhão	m3/dia
Câmbio	5,84	R$ por US$
Fator de Localização	1,5	-
Base de Ativos (R$)	8,76 milhões	R$
Despesa Operacionais	0	-

Fonte: EPE (2025).

Todos os valores do exemplo abaixo originam-se da aba em termos reais. O resultado reproduz os valores da planilha da EPE nas duas primeiras casas decimais, o que autoriza tratar a mecânica de blocos de receita como estabelecida.

No primeiro ano desse exemplo, o bloco de retorno sobre o capital vale R$ 0,73 milhão, que é a base de R$ 8,76 milhões multiplicada pelo WACC real de 8,3%. O bloco de depreciação soma R$ 0,29 milhão. O ganho inflacionário, terceiro bloco, é nulo neste regime, porque a aba em termos reais zera o fator de inflação. O Opex é zero, por construção do exemplo. Os impostos líquidos somam R$ 0,40 milhão, já líquidos da dedutibilidade dos juros da dívida. A necessidade de capital de giro soma R$ 0,14 milhão. A soma dos seis blocos resulta em receita requerida de R$ 1,56 milhão no primeiro ano, que a figura a seguir decompõe.

FIGURA 14. BLOCOS DA RECEITA REQUERIDA NO PRIMEIRO ANO, EM MILHÕES DE REAIS DE 2024, REGIME REAL



Fonte: EPE (2025) planilha de cálculo tarifário do escoamento (termos reais). Elaboração Pezco Economics.

A divisão da receita requerida pelo volume de teste, 12,7 milhões de MMBtu por ano, resulta em tarifa unitária de R$ 0,12 por MMBtu no regime real.

Este número não corresponde à tarifa de nenhum ativo real, nem da Rota 1, da Rota 2, da Rota 3, do Sistema Integrado de Escoamento (SIE), da Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) ou do Sistema Integrado de Processamento (SIP). É a reprodução do exercício de escala unitária com que a planilha de escoamento foi publicada, anterior ao emprego dos dados de cada ativo.

3.2 AS REFERÊNCIAS POR ATIVO

Esses valores funcionam como referências para a negociação do acesso. Sua interpretação, contudo, deve considerar necessariamente o ano de referência e o conjunto de premissas fiscais e regulatórias adotadas, uma vez que um mesmo resultado tarifário pode decorrer de diferentes combinações desses parâmetros.

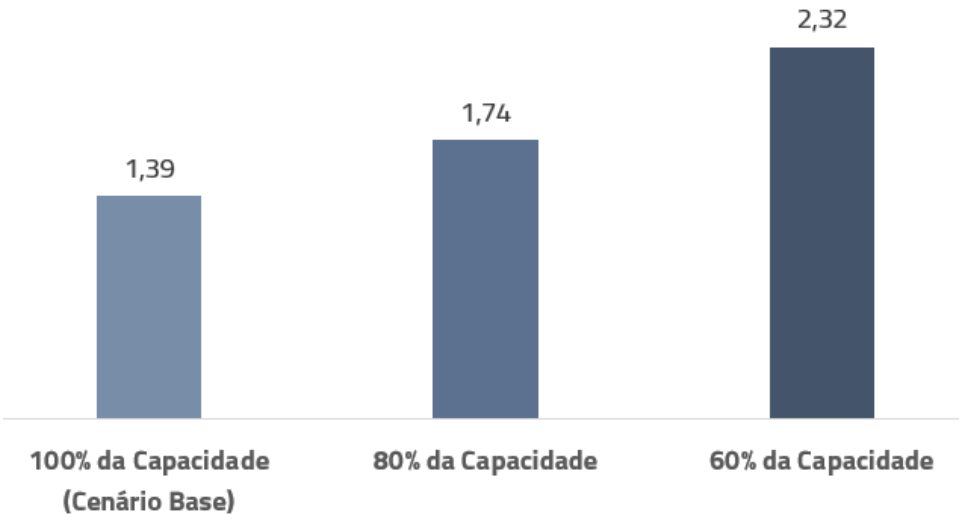
No caso base, sem nenhuma alavanca aplicada, a Rota 1 custaria 1,42 no primeiro ano, a Rota 2 e a Rota 3 custariam 1,38 cada uma, também no primeiro ano. Somadas, as três rotas formam o SIE, cuja tarifa do primeiro ano é 1,39 e cairia para 1,23 no segundo ano, sempre pressupondo 100% de utilização da capacidade. Do lado do processamento, as quatro unidades que formam o SIP (UTGCA, Cabiúnas, Gaslub e Boaventura) somam 0,84 no primeiro ano e 0,83 no segundo, também a 100% de utilização. O acesso combinado atinge 2,23 no primeiro ano e 2,06 no segundo, no caso base sem alavancas.

O valor de 1,74, que circulou publicamente como “a tarifa de referência do acesso”, corresponde ao SIE no cenário de 80% de utilização da capacidade, no primeiro ano. A próxima subseção mostra o motivo pelo qual essa distinção de utilização altera o resultado de maneira robusta.

3.3 UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA

A hipótese de utilização da capacidade atua indiretamente sobre a tarifa, por meio do volume pelo qual a receita requerida é dividida. A nota técnica publica, para o SIE no primeiro ano, o caso base, sendo este a utilização plena da capacidade e dois cenários de ociosidade, 80% e 60% da capacidade, respectivamente. Com a base de ativos constante, de cerca de US$ 1,9 bilhão, a tarifa é de US$ 1,39 por MMBtu no cenário base, US$ 1,74 a 80% e US$ 2,32 a 60%.

FIGURA 15. TARIFA DO SISTEMA INTEGRADO DE ESCOAMENTO NO PRIMEIRO ANO, POR DE UTILIZAÇÃO DA CAPACIDADE, EM DÓLARES POR MMBTU



Fonte: EPE (2025). Elaboração Pezco Economics.

Ressalta-se que a mudança na tarifa vista acima não é decorrente de quaisquer mudanças de custos subjacentes, mas unicamente da redução da utilização da capacidade.

Tal comportamento caracteriza-se por sua retroalimentação, pois o aumento tarifário decorrente do decréscimo do volume implica em redução da demanda e, por conseguinte, a tarifa torna-se ainda maior, reiniciando o ciclo. A resolução dessa problemática viria do atrelamento da receita do operador em capacidade previamente contratada, em vez de basear-se em fluxos variáveis, permitindo que usuários de capacidade disponível possam buscar o acesso à rede sem penalidades, conforme é observado no modelo de Besanko e Cui (2019) que mostra, no modelo, mais investimento em qualidade da rede sob acesso negociado do que sob acesso inteiramente regulado.

Dessa maneira, terceiros que venham a escoar ou processar gás no sistema elevam a utilização agregada da infraestrutura. Isso reduz, por construção do próprio modelo tarifário, o custo unitário de acesso que cada usuário paga, o que inclui o incumbente.

3.4 OS TRÊS MECANISMOS DE REDUÇÃO: REIDI, REDUÇÃO ADUANEIRA E WACC REGULATÓRIO

Três mecanismos de política econômica reduzem o resultado dos blocos descritos, sendo eles o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), a redução de tarifas aduaneiras e a adoção do WACC regulatório do transporte. Todos operam sobre premissas de entrada e não compõem o caso base da EPE. Os cenários desta subseção, portanto, são simulação desta contribuição sobre a mesma estrutura de blocos previamente descrita.

O Reidi reduz o custo de aquisição dos equipamentos ao suspender a exigência do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (Cofins), nos termos dos artigos 1º a 4º da Lei nº 11.488/2007. O benefício, entretanto, depende de habilitação prévia do titular do projeto de infraestrutura. A nota técnica declara, expressamente, que essa estrutura de benefício fiscal não foi explorada no caso base do estudo. Como o Reidi reduz o Capex de entrada, a base de ativos, com que o primeiro bloco (retorno sobre o capital) e o segundo bloco (depreciação) trabalham nos anos subsequentes é reduzida.

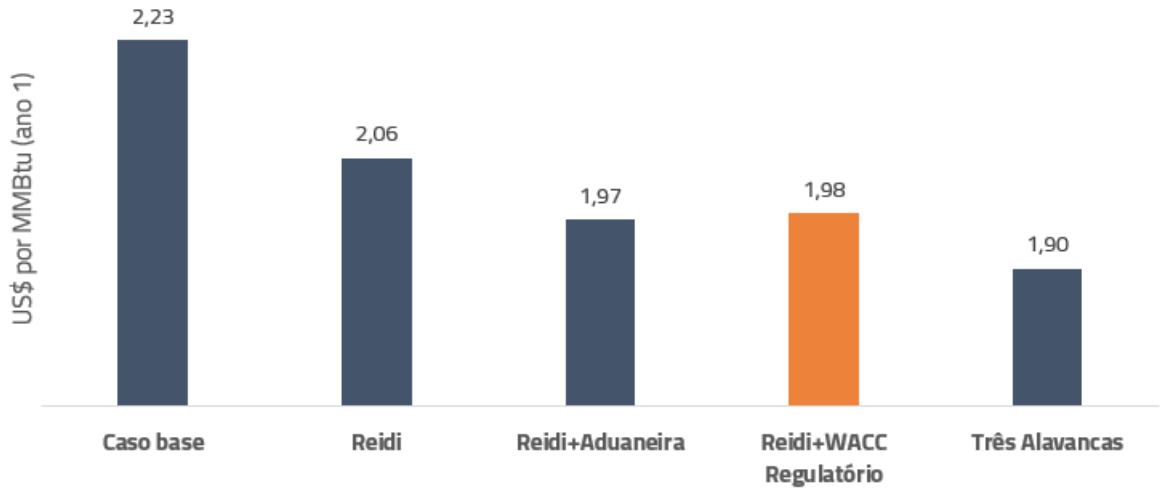
A redução de tarifas aduaneiras opera em outro ponto da estrutura de cálculo. A EPE aplica, sobre o Capex e o Opex, um fator de localização de 50%, para estimar os efeitos de impostos de importação e demais encargos sobre ativos importados. A planilha instrumenta esse mecanismo em parâmetro próprio, que

opera reduzindo o mesmo fator de localização. O parâmetro vem desligado na planilha publicada. A nota técnica não quantifica o benefício aduaneiro efetivamente disponível, e o percentual desse mecanismo é premissa desta contribuição, declarada na nota metodológica com a célula em que é alimentada. O efeito sobre a tarifa é multiplicativo e praticamente invariante ao cenário, aproximando-se de 4% de redução, medida do cenário com o Reidi para o que lhe acrescenta a redução aduaneira.

O WACC regulatório substitui, por uma taxa de retorno mais baixa, o custo de capital que a própria EPE calculou, de 12,67% nominal e 8,31% real. O WACC de 7,63% em termos reais, que consta em ato normativo publicado pela ANP para o transporte de gás natural, em que pese suas divergências, serviu de referência para a alavanca em virtude de pertencer ao mesmo setor.

Combinados dois a dois ou os três juntos, esses mecanismos produzem cenários para o acesso combinado, sempre relatados com o ano e o conjunto que os gera. No primeiro ano, o caso base vale 2,23; só com o Reidi, 2,06; com o Reidi e a redução aduaneira, 1,97; com o Reidi e o WACC regulatório, 1,98; com os três juntos, 1,90. O par formado pelo Reidi e pelo WACC regulatório é o de maior confiabilidade, em virtude de as duas premissas terem origem rastreável em ato e norma: a Lei nº 11.488/2007 e a Decisão de Diretoria ANP nº 835/2025, respectivamente.

FIGURA 16. ACESSO COMBINADO AO ESCOAMENTO E AO PROCESSAMENTO NO PRIMEIRO ANO, NOS CINCO CENÁRIOS DE MECANISMOS DE REDUÇÃO, EM DÓLARES POR MMBTU



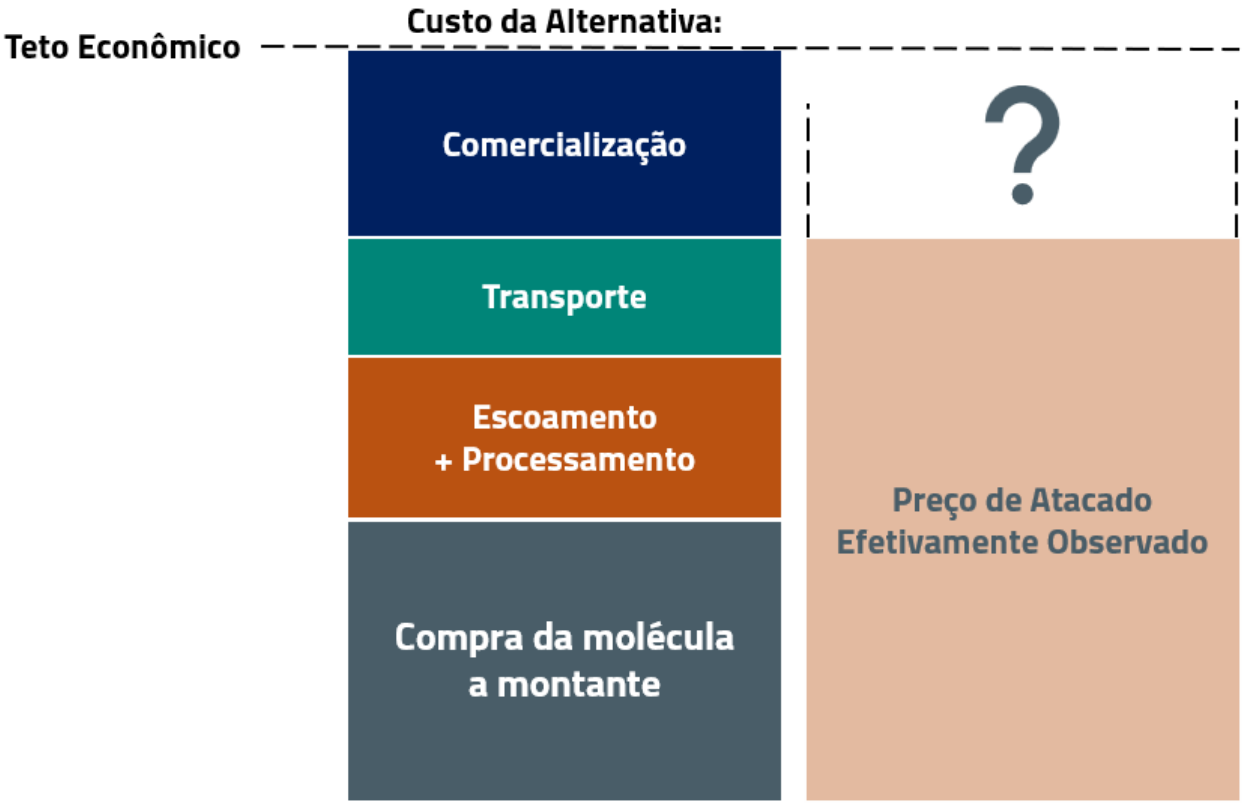
Fonte: EPE (2025 para o caso base; simulação Pezco Economics para os demais cenários. Elaboração Pezco Economics.

Duas premissas da nota técnica permanecem nos cinco cenários. As tarifas de processamento são brutas do ICMS de 12% que a nota declara aplicável apenas a esse ele. E foram calculadas sem considerar a venda dos líquidos do processamento, que a própria nota registra ter efeito redutor. Os dois efeitos elevam a tarifa calculada, de modo que a referência de acesso efetivamente disponível ao usuário tende a situar-se abaixo desses valores.

3.5 O CUSTO DE CONTORNO COMO TETO ECONÔMICO DO PREÇO DE ATACADO

Nesta etapa do trabalho, portanto, a planilha já responde ao essencial da mecânica descrita nesta seção. A reprodução e explicação da origem do motor de blocos, as âncoras por ativo, as cinco combinações de mecanismos e a sensibilidade por utilização foram testadas, comparando-as com os valores que a própria EPE publica.

FIGURA 17. O CUSTO DE CONTORNO COMO TETO ECONÔMICO DO PREÇO DE ATACADO



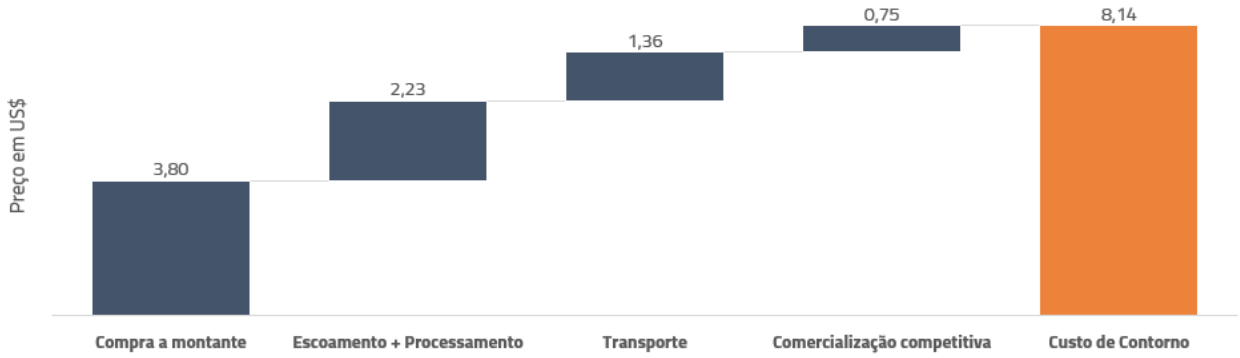
Fonte: elaboração Pezco Economics.

Como a figura demonstra, é este o papel que o custo de acesso cumpre no argumento geral do relatório. Somado à compra da molécula, ao transporte e à comercialização, ele compõe o custo da alternativa de que um comprador dispõe para contornar o vendedor dominante. Dessa maneira, a soma comporta-se como teto econômico de longo prazo.

O preço de atacado observado é preço de portfólio, e carrega flexibilidade, prazo e garantia de suprimento que a soma de quatro serviços contratados separadamente não precifica. O custo de compra da molécula usado na composição é o da compradora dominante, e funciona como piso do custo de um entrante, que pode situar-se acima dele, em virtude de economias de escala e de menor poder de negociação. O elo de transporte é convertido de um custo reconhecido em reais por metro cúbico, e a conversão depende de uma referência de poder calorífico que a fonte tarifária não declara, razão pela qual ele circula em faixa. As parcelas não compartilham data-base nem base tributária declarada.

A composição do custo de contorno está na figura a seguir.

FIGURA 18. COMPOSIÇÃO DO CUSTO DE CONTORNO POR SERVIÇO



Fonte: EPE (2025), série pública de comercialização de gás natural da ANP, médias dos doze meses até novembro de 2025, para a molécula; ato tarifário de transporte e parcela de comercialização identificados na nota metodológica. Elaboração Pezco Economics.

Nenhuma comparação direta entre esse teto e o preço de atacado observado é afirmada neste relatório, pelas quatro razões expostas acima. A simulação entrega a parcela do acesso, medida e datada. No primeiro ano, os três mecanismos de redução movem o acesso combinado de US$ 2,23 para US$ 1,90 por MMBtu, e o cenário de maior rastreabilidade, com o Reidi e o WACC regulatório, fica em US$ 1,98. P2 e P3 incidem sobre essa parcela.

4. OS PRECEDENTES NACIONAIS E INTERNACIONAIS

Cinco precedentes regulatórios brasileiros e quatro experiências internacionais respondem à mesma pergunta: como assegurar o acesso de terceiros a infraestruturas de rede sem conferir ao proprietário do ativo discricionariedade para definir unilateralmente o preço desse acesso?

A análise comparada aponta uma resposta recorrente: a negociação pode exercer função disciplinadora sobre os preços quando a intervenção regulatória é excepcional, acionada por critérios previamente definidos e divulgados e submetida a decisão em prazo determinado. O caso ferroviário brasileiro integra o conjunto justamente por não reunir essas duas condições.

Nos regimes em que a tarifa é definida previamente, como ocorre na Noruega, na União Europeia e no segmento de transmissão de energia elétrica brasileiro os precedentes servem como contraponto ao modelo de acesso negociado e oferecem referências metodológicas para a apuração da base de capital. Ressalta-se que nenhum dos nove casos, contudo, constitui modelo a ser replicado.

O critério de seleção é o mesmo em todos os casos: identificar mecanismos de cálculo, condições de intervenção e parâmetros de remuneração aproveitáveis no desenho submetido à consulta.

4.1 PRECEDENTES NACIONAIS

Os precedentes nacionais examinados abordam dimensões distintas de um mesmo problema regulatório, a partir das experiências dos setores de transporte de gás natural, transmissão de energia elétrica, telecomunicações, ferrovias e defesa da concorrência. Cada caso oferece um elemento específico de referência para o desenho regulatório proposto.

Um traço comum a essas experiências é a atuação do proprietário da infraestrutura também em elo subsequente da cadeia. Essa configuração é recorrente nos setores de infraestrutura no Brasil, inclusive entre agentes que apoiam o desenho da minuta, e não constitui, por si só, indício de conduta anticompetitiva ou abusiva.

No transporte de gás natural, a regulação da ANP dá referência para a base de capital, para a recuperação da receita e para a divulgação prévia das premissas do custo de capital. Na transmissão de energia elétrica, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) separa os ativos já reconhecidos dos incrementais por critérios anteriores ao ciclo. Em telecomunicações, o Plano Geral de Metas de Competição (PGMC) delimita quando o poder de mercado justifica medida assimétrica. No setor ferroviário, a Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) pode arbitrar o que as partes não resolvem, sem prazo para decidir. É a diferença que interessa ao P5. E o precedente da autoridade de defesa da concorrência mostra o limite da resposta posterior ao fato. Os cinco estão apresentados no quadro abaixo.

QUADRO 4. PRECEDENTES REGULATÓRIOS BRASILEIROS DE ACESSO A INFRAESTRUTURA DE REDE: NORMA OU PROCESSO, LIÇÃO DE MÉTODO E PEDIDO CORRESPONDENTE

Precedente	Norma ou processo	O que ensina, em método	Pedido
Transporte de gás natural	Resolução ANP nº 991/2026, arts. 6º, 8º, 9º, 13, 24 e 30	Blocos de construção com premissas do custo de capital divulgadas antes do ciclo e submetidas a consulta pública, saldo da conta regulatória publicado mensalmente por componente, e encargo de movimentação contra a subutilização	P2 e P3
Transmissão de energia elétrica	PRORET, Submódulos 9.1, versão 4.4, e 9.2, versão 4.5 (ANEEL)	Base blindada e base incremental, com critério anterior ao ciclo, relatório em formato da fiscalização, conciliação físico-contábil por empresa credenciada e arbitramento da base pela agência	P5 e P2
Telecomunicações	PGMC, Resolução Anatel nº 783/2025	Negociação como regra do setor, e controle de preço como exceção acionada por dois testes em série, um sobre o mercado e outro sobre o grupo	P1
Compartilhamento ferroviário: tráfego mútuo e direito de passagem	Res. ANTT 5.943/2021, alterada pela 5.990/2022, e Lei nº 14.273/2021, arts. 41 e 46	Negociação bilateral com arbitragem da agência quando as partes não compõem, sem prazo para decidir, e livre negociação no regime privado	P1 e P5
Restrição de acesso a instalação ferroviária essencial	Precedente da autoridade de defesa da concorrência, anulado em juízo e rejulgado	O rito posterior ao fato chega depois de consumado o efeito sobre o acesso, e a dosimetria que se afastou dos critérios publicados foi anulada em juízo	P1

Fonte: Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026, arts. 6º, 8º, 9º, 13, 24 e 30; Procedimentos de Regulação Tarifária da ANEEL, Submódulo 9.1, versão 4.4, e Submódulo 9.2, versão 4.5; Resolução Anatel nº 783, de 3 de setembro de 2025, publicada no Diário Oficial da União de 8 de setembro de 2025 e retificada no de 23 de setembro de 2025, arts. 10, 13, 14, 33, 38 e 39; Resolução ANTT nº 5.943, de 1º de junho de 2021, alterada pela Resolução nº 5.990, de 20 de setembro de 2022; Lei nº 14.273, de 23 de dezembro de 2021, arts. 41 e 46, e Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001, art. 25, V, na redação daquela; voto do relator, certidão de julgamento e comunicado institucional do Conselho Administrativo de Defesa Econômica no precedente descrito no Box, e o acórdão que anulou a decisão condenatória, na transcrição feita por aquele voto. Elaboração Pezco Economics.

A própria ANP já delimitou essa fronteira. A Nota Técnica Conjunta nº 7/2024, sobre o acesso de terceiros às infraestruturas de gás natural, distingue o acesso regulado, com tarifa fixada previamente, do acesso negociado, em que o regulador atua de forma subsequente. A distinção é da própria Agência que edita a minuta.[28]

Essas experiências não são utilizadas para transpor regimes regulatórios de outros setores ao escoamento e ao processamento de gás natural. A distinção entre a incorporação de uma metodologia regulatória e a importação do respectivo regime jurídico governa todo o capítulo, e nenhum dos cinco pedidos faz a segunda coisa. O objetivo é identificar, em cada caso, mecanismos, critérios e soluções institucionais aproveitáveis na construção de parâmetros verificáveis para o acesso negociado da minuta. E os cinco sugerem que a previsibilidade da hipótese de intervenção pesa mais do que a intensidade da intervenção disponível.

Transporte de gás natural: base de capital, recuperação da receita e divulgação das premissas

No elo do transporte, a ANP já enfrentou questão semelhante: a Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026, publicada no Diário Oficial da União de 5 de janeiro de 2026, estabelece o regime tarifário do transporte, elo imediatamente relacionado ao escoamento e ao processamento. Há uma diferença jurídica relevante entre essas atividades. As tarifas de transporte são propostas pelo transportador e aprovadas pela ANP, precedida de consulta pública tarifária antes de cada revisão periódica ou extraordinária (art. 19 e § 1º, I). O escoamento e o processamento permanecem sob acesso negociado. A distinção decorre da Lei nº 14.134/2021, que submeteu a receita máxima permitida e as tarifas de transporte à estipulação e à aprovação da Agência (art. 9º e parágrafo único) e remeteu a remuneração do escoamento, do processamento e dos terminais de gás natural liquefeito a acordo entre as partes, sobre critérios objetivos previamente definidos e divulgados (art. 28, § 3º). Esta contribuição trata dos dois primeiros.

No regime de transporte, a remuneração parte da Base Regulatória de Ativos (BRA), o conjunto de ativos da atividade de transporte, cujo valor apurado é a referência da receita regulada. A Resolução não fixa método único de valoração. Admite o custo histórico corrigido pela inflação, o custo de reposição novo, metodologia alternativa amplamente reconhecida e método próprio para ativos que tiveram tarifas negociadas, e exige justificação a cada valoração efetuada (art. 6º, §§ 2º, 3º e 9º). O valor apurado é publicizado na consulta pública tarifária (§ 7º). Sobre essa base, a receita máxima permitida é calculada

[28] Nota Técnica Conjunta nº 7/2024, documento de instrução interna não submetido a consulta pública, referida na Nota Técnica Conjunta nº 10/2026, ¶¶ 14 e 54. O seu texto não integra o acervo desta contribuição.

por blocos de construção que reúnem a remuneração do capital, a recuperação do capital investido e os custos operacionais (art. 8º, § 2º).

A diferença entre a receita obtida e a receita máxima permitida é apurada anualmente, dentro do ciclo, e registrada em conta regulatória, cujo saldo pode aumentar ou reduzir a receita do ano seguinte, no mesmo ciclo ou no subsequente, limitado o incremento a 15% das tarifas (art. 13, §§ 1º, 5º e 6º). A tarifa do serviço firme de longo prazo é estruturada, no mínimo, com quatro encargos: capacidade de entrada, de transporte, de saída e movimentação (art. 30, I a IV), cobrado à parte o gás de uso do sistema. O encargo de movimentação é o componente variável desses custos, ajustado para recuperar receita em cenários de subutilização da capacidade contratada. Frustrada a projeção, ele é acionado em segundo lugar, depois das receitas do serviço firme de curto prazo e antes da dedução do saldo da conta regulatória, até 15% da tarifa de referência (art. 24, § 2º). O precedente está no conjunto calibrado: componente variável limitado, acionado em ordem previamente definida, sobre premissas divulgadas e com saldo publicado.

A própria nota técnica que fundamenta a minuta submetida à consulta reconhece os limites desse precedente para o escoamento e o processamento. O conceito legal de base regulatória aplicado ao transporte não foi estendido automaticamente a essas atividades. Em seu lugar, foram propostas definições específicas de Base de Capital de Escoamento (BCE) e Base de Capital de Processamento (BCP), compatíveis com a natureza negociada do acesso.

É nesse ponto que o precedente do transporte se torna relevante para o conjunto. Não se propõe reproduzir seu regime de fixação tarifária, e sim aproveitar elementos de sua metodologia econômica: vincular a remuneração a uma base de capital identificável, relacionar a recuperação da receita à capacidade reservada, com componente variável que responde à subutilização, e prever reconciliação periódica. O que se propõe estender é a divulgação, pela Agência, das premissas da receita de referência que ela mesma calcula. Não se transpõe ao operador a receita máxima permitida do transporte, sem prejuízo da aplicação subsidiária que o art. 59 da minuta prevê para os casos omissos e havendo compatibilidade. A própria Resolução declara o teste que o P2 adota: a metodologia da tarifa de referência tem por objetivo permitir que os carregadores reproduzam o cálculo (art. 26, I).

Transmissão de energia elétrica: tratamento da base de ativos

Um problema correlato apareceu na regulação elétrica. A ANEEL revê periodicamente a base de ativos da transmissão sem reabrir, a cada ciclo, a discussão sobre o valor já homologado. Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Submódulos 9.1 e 9.2, separam os ativos já aprovados em ciclo anterior daqueles que entraram em operação no período de elegibilidade. A base blindada parte dos valores aprovados na revisão anterior, expurgadas as baixas e os ativos que a norma exclui. O remanescente é atualizado pelo índice contratual e depreciado até a nova data-base. A base incremental é avaliada pelo Método do Valor Novo de Reposição, nesta ordem obrigatória: o Banco de Preços de Referência da ANEEL e, quando o item nele não estiver representado, o valor contábil fiscalizado e atualizado.

O que esta contribuição propõe estender à apuração da BCE e da BCP é a arquitetura processual, e não o método de valoração. O art. 32, § 1º, I, da minuta já optou pelo custo de construção ou aquisição comprovado, que é custo histórico. A opção converge com a segunda trilha do modelo elétrico: para o ativo sob medida, sem preço de catálogo, o PRORET manda usar o valor contábil fiscalizado. A arquitetura aproveitável tem quatro peças: critério anterior ao ciclo, formato do relatório fixado pela fiscalização, conciliação físico-contábil por empresa credenciada pela agência e contratada pelo regulado, que

responde solidariamente pelas informações, e calendário de datas fixas. Nada disso pressupõe transpor o regime da transmissão, de receita fixada pela agência do começo ao fim. O ciclo de revisão e o custo de capital da energia elétrica ficam fora da lição, porque o art. 31, § 2°, da minuta já pede taxa compatível com os riscos comerciais da atividade.

O dispositivo que mais interessa ao P5 está no Submódulo 9.1. Se a avaliação da base incremental não for encaminhada no prazo, ou se o relatório de avaliação não for aprovado por qualidade técnica insuficiente, cabe à ANEEL arbitrar a base de remuneração do processo em curso, sem que isso dispense a concessionária de apresentá-lo depois. A regra impede as duas patologias: o valor provisório sem termo e o incentivo a não apresentar proposta. O calendário é fechado. A data-base é 1° de dezembro do ano anterior, o protocolo vai até 31 de dezembro, os preços são de 1° de junho e a revisão, de 1° de julho. O padrão que esta contribuição pede para a base de capital de escoamento e de processamento é o mesmo a que as concessões de distribuição de gás já se submetem nos processos tarifários estaduais.

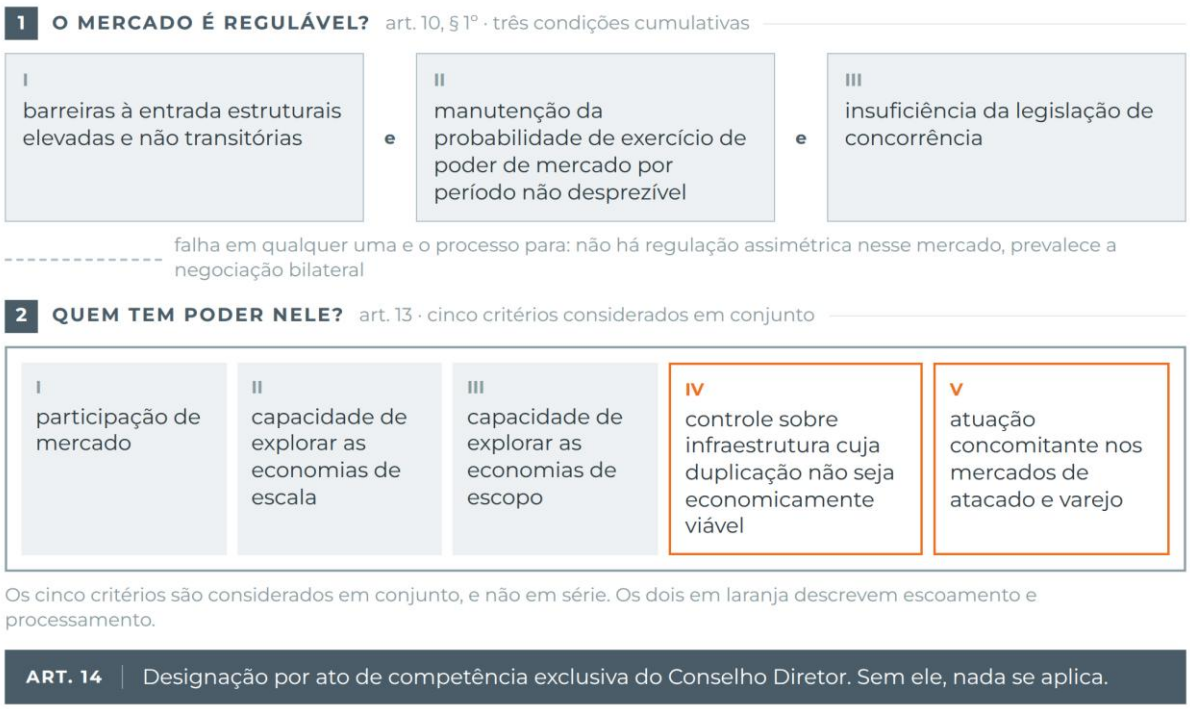
Telecomunicações: critérios para a intervenção regulatória

No setor de telecomunicações, também caracterizado pela presença de infraestrutura privada de rede, a Anatel estruturou um procedimento em duas etapas para delimitar quando o exercício de poder de mercado autoriza obrigações regulatórias assimétricas. Esta contribuição lê esse desenho assim: o Plano não presume poder de mercado apenas a partir da estrutura do setor. A estrutura é condição necessária e insuficiente.

O Plano Geral de Metas de Competição (PGMC), aprovado pela Resolução Anatel n° 783/2025, aplica dois testes em série antes de admitir qualquer medida assimétrica. O primeiro recai sobre o mercado. O art. 10, § 1°, exige que o mercado relevante apresente, cumulativamente, barreiras à entrada estruturais elevadas e não transitórias, manutenção da probabilidade de exercício de poder de mercado por período não desprezível e insuficiência da legislação de concorrência e da regulamentação disponível. Reprovado em qualquer das três condições, o mercado não admite regulação assimétrica ex ante. O segundo recai sobre o agente. O art. 13 identifica o grupo com poder de mercado significativo por cinco critérios considerados em conjunto, entre eles o controle sobre infraestrutura cuja duplicação não seja economicamente viável e a atuação concomitante nos mercados de atacado e varejo, admitida a adoção de outros critérios em função das peculiaridades do mercado (art. 13, §§ 2° e 3°). A designação depende de Ato de competência exclusiva do Conselho Diretor (art. 14).

A figura a seguir dispõe os dois testes em série. A ordem é o precedente: a pergunta sobre o mercado antecede a do agente, e a obrigação só nasce depois de um ato publicado.

FIGURA 19. OS DOIS TESTES EM SÉRIE DO PGMC: CONDIÇÕES CUMULATIVAS SOBRE O MERCADO RELEVANTE (ART. 10, § 1°), CRITÉRIOS NÃO EXAUSTIVOS SOBRE O GRUPO (ART. 13) E DESIGNAÇÃO POR ATO DO CONSELHO DIRETOR (ART. 14)



Fonte: Resolução Anatel nº 783, de 3 de setembro de 2025, arts. 10, 13 e 14. Elaboração Pezco Economics.

Identificado o mercado e designado o grupo, e somente então, incidem as obrigações do Plano. Entre elas, ofertas de referência submetidas a homologação e de observância obrigatória, cuja homologação cabe à Superintendência responsável, e não ao colegiado que designa (arts. 38 e 39). Fora do perímetro da designação não incidem as medidas assimétricas, e as relações entre os agentes seguem a regulamentação setorial de aplicação geral.

O elemento aproveitável é a arquitetura. A negociação permanece como regra do setor, e o controle regulado de preços e condições fica restrito aos mercados e grupos aprovados nos dois testes, sempre por designação publicada. O escoamento e o processamento podem incorporar essa lógica sem importar os parâmetros quantitativos de participação de mercado de telecomunicações, onde o art. 33 desdobra em metodologia os cinco critérios do art. 13 e a participação superior a 20% é o primeiro deles, que o próprio § 1º declara não absoluto. Sua aplicação seria pouco adequada a mercados organizados por bacia, nos quais características geológicas e a configuração física dos ativos podem resultar, com frequência, na presença de um único operador.

Cabe delimitar o alcance da analogia. Designado o grupo, o PGMC impõe oferta de referência homologada, controle de preços de atacado, base de dados com registro de todos os pedidos e separação contábil, funcional ou estrutural (arts. 15, 18, 38, 39 e 45). Nenhum desses remédios é objeto desta contribuição: os cinco pedidos não designam agente, não pedem homologação de oferta nem controle de preço e não alteram o acesso negociado que a Lei nº 14.134/2021 reservou ao escoamento e ao processamento. O que se importa é a arquitetura da hipótese: separar a pergunta sobre o mercado da pergunta sobre o agente e responder a ambas por critérios divulgados e prazo definido. Dois dos cinco critérios do art. 13, o controle de infraestrutura não duplicável e a atuação simultânea nos dois elos, descrevem a maior parte dos operadores de infraestrutura de gás no Brasil, e é por isso que se importa a hipótese, sem o catálogo de remédios.

Ferrovias: negociação bilateral e arbitragem do regulador

No setor ferroviário, o precedente se aproxima do modelo de acesso negociado previsto na minuta. A Resolução ANTT nº 5.943/2021 estabelece que as tarifas de direito de passagem e de tráfego mútuo sejam fixadas por negociação entre as partes, baseadas em critérios objetivos e isonômicos de contratação, entre eles prazo, volume, sazonalidade e condições de pagamento (art. 12). A Resolução nº 5.990/2022 alterou as definições para admitir como requerente o Agente Transportador Ferroviário, desvinculado da exploração da infraestrutura. Os dispositivos de tarifa, de conflito e de investimento não foram tocados.[29] A remuneração do investimento em expansão de capacidade pode ser assegurada por cláusula de demanda firme no contrato bilateral, quando o investimento é da cedente (art. 9º, § 1º), sem cálculo prévio da agência.

A agência é provocada pela parte que se considere prejudicada, em rol expressamente exemplificativo (art. 14, caput), e começa por tentativa de composição (art. 17). Mas a composição não esgota o rito. O art. 25, V, da Lei nº 10.233/2001, na redação da Lei nº 14.273/2021, atribui à ANTT arbitrar o que as partes ou a autorregulação não resolvem, e o art. 41, § 1º, da Lei das Ferrovias resguarda a arbitragem privada e a denúncia ao regulador. A negociação tampouco é uniforme. No regime privado, o valor do compartilhamento é objeto de livre negociação entre as partes (art. 41, § 2º); no público, deve respeitar os tetos tarifários do regulador (§ 3º). O escoamento e o processamento são atividades autorizadas, e o seu análogo ferroviário é o primeiro caso. O instrumento de intervenção existe sem teto de preço, e o que falta é o critério que o aciona e o prazo em que a agência decide. A mesma Lei desenha a articulação que falta ao rito posterior ao fato: as normas da entidade autorreguladora que interfiram na competitividade submetem-se ao controle dos órgãos de defesa da concorrência, que podem requerer manifestação do regulador setorial (art. 47).

O mesmo ato traz o precedente brasileiro do P3. A concessionária apresenta à ANTT, até 1º de junho de cada ano e em modelo da Agência, a Declaração de Rede, com inventário da capacidade instalada e da ociosa por trecho. A agência a publica em seu sítio até 1º de outubro (art. 5º, III e VII, e § 3º). O precedente vale pela forma: formato do regulador, periodicidade fixa e publicação pela própria agência, obrigações que já operam em outro setor de rede, inclusive para agentes da mesma indústria. O P3 incide sobre os deveres de informação dos arts. 41 e 46 da minuta e pede o formato e a periodicidade da capacidade e da metodologia, sem alcançar o preço praticado com cada contraparte.

BOX 2 – RESTRIÇÃO DE ACESSO A INFRAESTRUTURA FERROVIÁRIA: O PRECEDENTE CONCORRENCIAL E O ACÓRDÃO QUE O ANULOU

Em precedente sobre restrição de acesso a instalação ferroviária essencial, a autoridade brasileira de defesa da concorrência reconheceu que a vedação de acesso por operador verticalmente integrado configura abuso de posição dominante, e impôs, além da sanção pecuniária, obrigações de conduta de acesso não discriminatório, mantidas no rejulgamento.

O caso mede em duas grandezas o custo do rito posterior ao fato. Entre a representação e o desfecho transcorreram nove anos. E a decisão condenatória foi anulada em juízo por vícios na dosimetria, tendo o valor fixado no rejulgamento resultado de proposta de acordo homologada, em fração da base de cálculo original.

[29] As alterações da Resolução nº 5.990/2022 foram apuradas nas notas de redação do texto consolidado da Resolução nº 5.943/2021, no ANTTLegis.

O acórdão trata do dever de método da autoridade. Ele recusou base de cálculo desproporcional e alheia ao mercado afetado, por afastamento do modo como a própria autoridade vinha definindo a base em casos de mesma natureza. A caracterização da conduta não foi revista, e a ressalva de nova decisão no mesmo processo ficou expressa.[30]

Critério objetivo publicado vincula quem o publica: afastar-se dele custa a anulação da decisão, e a sua ausência custa previsibilidade a quem a sofre. Uma hipótese objetiva de intervenção dentro do próprio regime do gás permite atuação mais tempestiva, sem substituir a autoridade concorrencial e sem depender dela.

4.2 PRECEDENTES INTERNACIONAIS

Fora do Brasil, jurisdições com maior maturidade regulatória enfrentam diferentes configurações de um mesmo problema: definir se o preço de acesso a infraestruturas de gás não replicáveis deve resultar de negociação entre as partes ou de tarifa previamente estabelecida. Dos quatro casos examinados, dois incidem sobre elos que a CP nº 13 disciplina: a coleta, nos Estados Unidos, e o processamento, na Noruega. Os outros dois, a Austrália e a União Europeia, tratam de transmissão e distribuição. Sua aplicação ao escoamento, portanto, constitui uma transposição analítica realizada nesta contribuição.

Nos Estados Unidos, a Federal Energy Regulatory Commission (FERC) declarou não ter competência para regular tarifas, termos e condições das atividades de gathering de afiliadas de gasodutos interestaduais, por força da exclusão da produção e da coleta no art. 1(b) do Natural Gas Act. Gathering é a coleta do gás dos poços produtores até as plantas de processamento ou os gasodutos de transporte. A posição foi firmada em sete ordens de 27 de maio de 1994, e o resultado prático foi a retirada dessas atividades da regulação tarifária federal. O mercado já era, antes disso, majoritariamente livre: gasodutos interestaduais e suas afiliadas respondiam por cerca de 30% dos serviços de coleta, e os cerca de 70% restantes eram prestados por operadores não regulados, em um universo de mais de 2.100 empresas. É mercado atomizado, e a diferença estrutural em relação ao caso brasileiro limita a transposição.[31]

A perda da jurisdição veio acompanhada de salvaguardas. A FERC condicionou a transferência das instalações de coleta à oferta de um contrato-padrão que reflita as tarifas e as condições de operadores independentes da mesma região, sob pena de o cliente que o recusasse perder a garantia de continuidade do serviço, e o fez para proteger quem havia contratado na expectativa de que o serviço seria regulado. Ao denegar, em 30 de novembro de 1994, os pedidos de reexame dos produtores, alterou essas exigências e assegurou aos usuários existentes, por até dois anos, o direito de contratar pelas tarifas de custo de serviço então vigentes. Quem invocou o poder de mercado das afiliadas foram os próprios produtores.

O precedente interessa por uma razão de desenho: mesmo sem competência tarifária, a FERC preservou uma referência de preço com prazo certo na passagem de um regime a outro. A transição para um regime baseado em negociação pode vir acompanhada, por prazo determinado, de um valor de referência que limite o risco de abuso. O P5 propõe esse desenho para o valor indicativo do art. 57.

No extremo oposto do espectro de intervenção está a Noruega. O Ministério do Petróleo e Energia, hoje Ministério da Energia, baixou em 20 de dezembro de 2002 o regulamento tarifforskriften, em vigor desde

---

[30] O acórdão não integra o acervo desta contribuição; suas passagens foram lidas na transcrição feita pelo voto do relator no rejulgamento administrativo.

[31] General Accounting Office, GAO/RCED-95-39, dezembro de 1994, pp. 2, 4 e 14 da paginação impressa.

1º de janeiro de 2003 e alterado pela última vez em 21 de dezembro de 2022. O regulamento tarifa dezesseis áreas nomeadas expressamente. Quatro delas são instalações de processamento e fracionamento em terra, e a mesma fórmula que tarifa a entrada e a saída do transporte tarifa o processamento nessas áreas. O desenho demonstra a viabilidade operacional de tarifar o processamento como elo distinto do transporte dentro de um único instrumento público e revisável, desde que haja nomeação expressa das áreas e componentes próprios.

A revisão de 2013 mostra o que um critério publicado sustenta. O ajuste não inovou no critério. Em junho daquele ano, depois de verificar que as receitas dos contratos já geravam, na maior parte da rede da Gassled, retorno pelo menos igual ao estipulado no regime, o Ministério reduziu em cerca de 90% a tarifa de transporte para novas reservas de capacidade nas partes maduras dessa rede, com efeitos a partir de 1º de outubro de 2016. Quatro sociedades de investimento com participação na Gassled contestaram o ajuste e perderam nas três instâncias, da Corte Distrital de Oslo, em setembro de 2015, à Corte Suprema, em 28 de junho de 2018.[32] A Noruega regula o processamento desde a origem, arquitetura distinta da minuta brasileira, e por isso entra como contraste.

Entre esses dois extremos fica a Austrália, que testou uma terceira via mais próxima da arquitetura brasileira. Desde o regime nacional de acesso a gasodutos, de 1997, o país adotou, para transmissão e distribuição, a arquitetura de fundo que a Lei do Gás brasileira reserva ao escoamento e ao processamento: negociação bilateral com arbitragem subsidiária. A comparação é de arquitetura institucional, e o regime australiano não alcança instalações de processamento nem linhas de coleta. A experiência documenta dois modos de falha. Em 2004, a Comissão de Produtividade constatou que, apesar do rótulo negociado, os preços eram na prática determinados por regulação de custo, porque nas disputas sobre serviço de referência o árbitro tinha de impor a tarifa aprovada pelo regulador. A prática desmentiu o rótulo. A resposta recomendada foi uma opção de monitoramento por teste de benefício líquido. Doze anos depois, a Comissão Australiana de Concorrência e Consumidor apurou, em documentos internos de aprovação de investimento de quatro operadores não regulados, retorno esperado sobre capital próprio entre 6% e 159%, contra os 7,1% a 8% do regulador de energia entre 2013 e 2015 para gasodutos sob regulação plena.

A Comissão atribui a discrepância ao poder de mercado de operadores sem alternativa de rota e à dificuldade de acionar a cobertura: em todos os pedidos menos dois, nos dezoito anos anteriores ao inquérito, ela falhou por não se satisfazer o critério de promoção da concorrência em mercado dependente. À época não havia arbitragem disponível para esses gasodutos, criada só em 2017. O achado separa poder de mercado de integração vertical: um duto sem concorrência a jusante mantém incentivo a cobrar preço de monopólio pela ausência de rota alternativa, e a própria Comissão registra que quase nenhum operador australiano é verticalizado.[33]

Em 2018, a Comissão Australiana de Mercado de Energia registrou, entre as deficiências do regime dos gasodutos cobertos, que a arbitragem não era percebida como ameaça crível nas negociações. A resposta recomendada não afrouxou a regulação. Ela reforçou as obrigações de informação sob regulação plena e leve, determinou que o regulador calcule uma base de capital inicial para os gasodutos sob regulação leve,

---

[32] Marshall Hall, OIES Paper NG 127, março de 2018, p. 21, e comunicado do Ministério do Petróleo e Energia de 25 de setembro de 2015. O inteiro teor das decisões não foi obtido; a atribuição do resultado ao caráter objetivo do critério é feita por este relatório.

[33] Australian Competition and Consumer Commission, abril de 2016, pp. 103 a 105 e 129, e nota 170. A junção das duas constatações é feita por este relatório.

de observância obrigatória nas arbitragens, e passou a tratar as expansões como parte do gasoduto regulado. No universo dos gasodutos não cobertos, a Parte 23 das Normas Nacionais de Gás, em vigor desde 1º de agosto de 2017, já fixara prazo de determinação de acesso de cinquenta dias úteis, extensível a noventa por acordo das partes, com divulgação obrigatória eficaz a partir de 1º de fevereiro de 2018. A lição para o art. 30, § 6º, é a mesma nos dois: negociação com arbitragem só disciplina preço quando a hipótese de intervenção é objetiva e tem prazo certo.

A União Europeia oferece o quarto ponto de comparação, mais parcial que os três anteriores. O instrumento dedicado é o Regulamento (UE) 2017/460, o código de rede de tarifas, adotado em março de 2017, cujos arts. 16 e 17, sobre capacidade interruptível e reconciliação de receita, passaram a ser aplicáveis em 31 de maio de 2019. O código determina que a receita do transporte seja recuperada por tarifas baseadas em capacidade, admitida como exceção, mediante aprovação do regulador nacional, a recuperação de parte dela por encargo variável (art. 4º, 3). A reconciliação do art. 17 aplica-se apenas onde não há preço-teto.[34]

O levantamento que documenta essa difusão é o relatório do Energy Community Regulatory Board de fevereiro de 2018, sobre as práticas de 2017 em quinze jurisdições do Sudeste e do Centro-Leste europeu. Doze já recuperavam a maior parte da receita por capacidade, entre 60% e 100%, e apenas duas o faziam integralmente. Em dez, a metodologia já considerava o risco de sub-recuperação. O mesmo levantamento mede o que falta: as taxas de retorno variavam de 5,3% a 15%, comparáveis apenas em parte, porque cada autoridade define o custo de capital por metodologia própria; cinco declararam que essa informação não estava disponível ao público; e apenas seis publicavam o valor aprovado da base de ativos. Recuperar a receita por capacidade sem publicar as premissas não produz verificabilidade, e o P2 pede à ANP que não repita essa lacuna.

O código de rede regula apenas o transporte. Além disso, a Diretiva 2009/73/CE disciplina o acesso a gasodutos de escoamento no art. 34, sem definir se será negociado ou regulado, e remete a escolha aos Estados-Membros, que devem fazê-la com vistas a um mercado competitivo e a evitar abusos de posição dominante.[35] Entre os instrumentos examinados nesta contribuição, só o regulamento norueguês nomeia expressamente a tarifa de processamento. A remissão da Diretiva ao legislador nacional é deliberada. Não é silêncio, e ela legitima a opção que a Lei nº 14.134/2021 fez pelo acesso negociado.

Duas delimitações fecham a comparação. Cada experiência responde a uma pergunta sobre a infraestrutura que a jurisdição escolheu regular, e nenhuma responde, por si, qual regime deve valer para o escoamento e o processamento brasileiros. E onde a essencialidade é discutida, ela é provada caso a caso, com ônus do demandante.[36] E os terminais de gás natural liquefeito são disciplinados em ato próprio, a Resolução ANP nº 1.003/2026, fora do objeto desta consulta (subseção 1.5).

O quadro a seguir consolida a comparação internacional, com a posição da minuta brasileira ao lado.

---

[34] Regulamento (UE) 2017/460, art. 4.º, n.º 3; art. 16.º; art. 17.º, n.ºs 1 e 2; e art. 38.º, n.º 3. Jornal Oficial da União Europeia, L 72, de 17 de março de 2017, texto em português.

[35] Diretiva 2009/73/CE, art. 34, citada por intermédio da Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020, pp. 13 e 14.

[36] A transmissão, na União Europeia; o transporte e o processamento, na Noruega; a transmissão e a distribuição, na Austrália; a coleta, nos Estados Unidos. Sobre a prova da impossibilidade de duplicação, Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020, pp. 8 e 10.

QUADRO 5. ARQUITETURAS DE ACESSO A INFRAESTRUTURA DE GÁS EM QUATRO JURISDIÇÕES E NA MINUTA DA CP Nº 13/2026, POR DIMENSÃO DE COMPARAÇÃO.

Dimensão	Estados Unidos	Noruega	Austrália	União Europeia	Brasil (minuta da CP nº 13)
Quem decide o preço do acesso	Negociação livre; a FERC declarou não ter competência sobre a tarifa do gathering de afiliadas (1994)	Ministério fixa fórmula e parâmetros de capital em regulamento dedicado (tarifforskriften, 2003); o operador estipula o custo operacional após consulta aos usuários	Negociação com arbitragem subsidiária (regime de 1997), em transmissão e distribuição	Tarifa regulada só na transmissão (código de rede de 2017, arts. 16 e 17 desde 2019); escoamento remetido aos Estados-Membros	Negociação com salvaguardas e receita de referência divulgada pela ANP
Alcance sobre o processamento	Fora da jurisdição federal, pela exclusão da produção e do gathering no art. 1(b) do Natural Gas Act	Tarifado como elo próprio, em quatro áreas em terra	Não coberto: o regime alcança transmissão e distribuição	Sem instituto dedicado; a Diretiva 2009/73/CE o alcança apenas de forma indireta, pelo art. 34, 2	Coberto, com base de capital própria
Instrumento de contenção do poder de mercado, sua natureza e o que o aciona	Contrato-padrão com tarifas de operadores independentes da região, ampliado no reexame com custo de serviço por até dois anos; transitório, com jurisdição reservada sobre a afiliada, acionável por reclamação de cliente	Tarifa em regulamento, revisada por retorno já atingido e mantida nas três instâncias; permanente, por desenho	Divulgação obrigatória e arbitragem acionável pelas partes na Parte 23, para não cobertos, em cinquenta a noventa dias úteis; para os cobertos, a AEMC recomendou em 2018 tornar a arbitragem crível	Reconciliação periódica de receita (art. 17), onde não há preço-teto; permanente, e sem alcance sobre o escoamento	Valor indicativo do art. 57, com termo indeterminado, e indícios de poder de mercado (art. 30, § 6º); pedidos P5 e P1
O que ensina à calibragem brasileira	Mesmo sem jurisdição tarifária, preservou-se referência de preço com prazo certo	Ajuste fundado em critério objetivo e desempenho verificado resiste a escrutínio judicial	Arbitragem sem hipótese objetiva e sem prazo não disciplinou preço; a correção veio por divulgação obrigatória e prazo	Recuperar a receita por tarifa de capacidade, com reconciliação, é prática convergente	É o desenho em consulta; P1 e P5 calibram estes dois pontos

Fonte: General Accounting Office, GAO/RCED-95-39, dezembro de 1994; tarifforskriften, de 20 de dezembro de 2002, e Marshall Hall, OIES Paper NG 127, março de 2018; Productivity Commission, Inquiry Report nº 31, de 11 de junho de 2004; Australian Competition and Consumer Commission, abril de 2016; Australian Energy Regulator, setembro de 2017; Australian Energy Market Commission, 3 de julho de 2018; Energy Community Regulatory Board, fevereiro de 2018; minuta submetida à Consulta Pública nº 13/2026. Elaboração Pezco Economics.

As jurisdições se ordenam, na figura, por intensidade da intervenção tarifária sobre o elo que cada uma regula.

FIGURA 20. INTENSIDADE DA INTERVENÇÃO TARIFÁRIA SOBRE O ELO REGULADO: ESTADOS UNIDOS, BRASIL, AUSTRÁLIA E NORUEGA, COM A UNIÃO EUROPEIA EM NOTA



Fonte: General Accounting Office, GAO/RCED-95-39, dezembro de 1994; tarifforskriften, de 20 de dezembro de 2002; Australian Competition and Consumer Commission, abril de 2016; Australian Energy Market Commission, 3 de julho de 2018; Energy Community Regulatory Board, fevereiro de 2018; minuta submetida à Consulta Pública nº 13/2026. Elaboração Pezco Economics.

No extremo de menor intervenção estão os Estados Unidos, onde a FERC não regula a tarifa do gathering de afiliadas e preservou referência transitória de preço com prazo certo. Em seguida vem o Brasil, cuja minuta preserva o acesso negociado, mas acrescenta salvaguardas, receita de referência e supervisão da ANP destinadas a limitar o exercício de poder de mercado e a orientar a formação da remuneração. A Austrália ocupa posição intermediária, com arbitragem obrigatória cuja função disciplinadora a AEMC considerou, em 2018, ainda não realizada. A Noruega fica no extremo regulado. A União Europeia não entra no eixo: no elo comparado não dispõe de instrumento tarifário.

Por fim, o mais recente desses precedentes é brasileiro e do próprio setor de gás. A taxa de retorno do ciclo tarifário 2026-2030 do transporte foi definida por decisão de diretoria de 29 de dezembro de 2025, depois da Consulta Pública nº 12/2025. Foi mantida em 4 de setembro de 2026, no julgamento do recurso que contestava duas das premissas divulgadas, como registra a subseção 3.4. O recurso pôde ser formulado e decidido porque as premissas estavam públicas antes da controvérsia, na forma do art. 9º, §§ 4º e 5º, da Resolução ANP nº 991/2026. Os nove precedentes deste capítulo entregam aos cinco pedidos esse padrão de procedimento.

5. OS CINCO PEDIDOS

5.1 A LÓGICA ECONÔMICA COMUM AOS CINCO AJUSTES E O ALCANCE DA CONTRIBUIÇÃO

Os cinco ajustes propostos neste capítulo são internos ao desenho regulatório adotado pela Agência e respondem a três problemas econômicos distintos: incerteza regulatória, assimetria de informação e verificabilidade econômica da atuação de agentes verticalmente integrados. Nenhum deles cria um direito de acesso ou estabelece tarifa.

A leitura dos atos normativos mostra que a CP nº 13/2026 não institui o direito de acesso aos gasodutos de escoamento e às instalações de tratamento e processamento de gás natural. Esse direito já se encontra assegurado, para ambos os elos, pelo art. 28 da Lei nº 14.134/2021. A minuta busca, portanto, definir as condições necessárias para que esse acesso possa ocorrer de forma efetiva.

A análise econômica, por sua vez, identifica os mecanismos que fazem do acesso a essas infraestruturas uma questão regulatória e concorrencial, e não apenas contratual. Entre eles estão o oportunismo pós-contratual; a elevação dos custos dos rivais e o fechamento vertical; a compressão de margens; os problemas associados à precificação do acesso; a relação entre expropriação regulatória e incentivos ao investimento; e a circularidade entre nível de utilização da infraestrutura e custo unitário do acesso.

A aplicação da metodologia da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) aos dados de cada ativo mostrou que o resultado depende de premissas econômicas e operacionais que influenciam no valor calculado, entre elas a base de capital, a taxa de retorno, os custos operacionais e, de forma especialmente sensível, a hipótese de utilização da capacidade. Os precedentes nacionais e internacionais examinados enfrentam problema semelhante, isto é, preservar espaço para negociação e investimento privado sem expor o usuário de uma infraestrutura de difícil replicação ao poder de barganha de seu proprietário.

O primeiro resultado desta contribuição é favorável à arquitetura central da minuta. A escolha da Agência por um regime de acesso negociado diretamente entre operador e interessado, submetido a supervisão contínua e à possibilidade excepcional de intervenção regulatória sobre a remuneração, mostra-se adequada a atividades que combinam duas características econômicas. De um lado, os ativos de escoamento e processamento podem apresentar elevados custos fixos, especificidade física e baixa viabilidade de duplicação em determinadas rotas ou polos produtores, características que reduzem a capacidade da concorrência entre infraestruturas de disciplinar, por si só, o comportamento do operador. De outro, trata-se de infraestrutura intensiva em capital cuja expansão depende de preservação de incentivos adequados ao investimento privado.

Essa combinação desaconselha soluções extremas. A liberdade contratual sem instrumentos de supervisão poderia deixar um produtor sem alternativa economicamente viável de acesso excessivamente dependente das condições impostas pelo controlador da infraestrutura. No sentido oposto, a transposição automática do regime tarifário *ex ante* aplicável ao transporte desconsideraria as diferenças econômicas, físicas e jurídicas entre os elos e substituiria por regulação tarifária uma opção legal expressa por remuneração negociada.

A minuta procura ocupar esse espaço intermediário. A vedação ao auferimento de renda econômica decorrente do exercício de poder de mercado, prevista no art. 30, § 2º; a divulgação de informações por instalação prevista no art. 41; a separação contábil das sociedades proprietárias que exerçam mais de uma atividade, prevista nos arts. 44 e 45; as obrigações adicionais de informação do operador

verticalizado, previstas no art. 46; os mecanismos destinados a enfrentar a retenção de capacidade reservada; e a revisão periódica da preferência do proprietário por meio de parâmetros objetivos constituem salvaguardas economicamente coerentes com um regime de negociação bilateral supervisionada.

O segundo resultado é que essa arquitetura, embora adequada, ainda contém cinco pontos nos quais sua efetividade depende de critérios, formatos ou prazos que não estão suficientemente definidos na própria norma. Não se trata de questionar o modelo escolhido pela Agência, mas de completar sua operacionalização para que os instrumentos previstos possam ser utilizados de maneira previsível, verificável e consistente.

As cinco lacunas não produzem exatamente o mesmo tipo de problema econômico e se distribuem em três dimensões complementares:

Incerteza regulatória

Quando a norma permite intervenção sobre a remuneração ou sobre contratos já celebrados sem que estejam suficientemente definidos os critérios da intervenção e o horizonte temporal da medida, operador e usuário passam a negociar sem conhecer integralmente as condições em que a Agência poderá intervir. Essa dimensão está presente sobretudo nos pedidos P1 e P5.

Assimetria de informação

A negociação somente pode ser disciplinada por parâmetros externos quando as partes conhecem as premissas utilizadas para produzi-los e dispõem de informações comparáveis sobre capacidade, utilização e condições de acesso. Essa dimensão está no centro dos pedidos P2 e P3.

Natureza concorrencial e de verificabilidade econômica

Quando o proprietário da infraestrutura também atua em outros elos da cadeia, a ausência de regras suficientemente precisas para separar custos, receitas, ativos e passivos dificulta distinguir eficiências legítimas da integração vertical de situações em que a estrutura de custos ou as condições de acesso possam favorecer agentes relacionados ou elevar o custo de rivais. Essa dimensão é enfrentada sobretudo por P4 e depende das informações produzidas por P2 e P3.

Os cinco ajustes devem, portanto, ser compreendidos como componentes de um mesmo desenho de aperfeiçoamento institucional, ainda que cada um atue por mecanismo distinto. Seu objetivo não é redistribuir renda entre os agentes da cadeia por decisão regulatória. O objetivo é reduzir incerteza, assimetria de informação e dificuldades de identificação de comportamentos potencialmente discriminatórios, tornando mais transparentes as condições em que a negociação ocorre e em que a Agência pode intervir. Eventuais efeitos distributivos decorrentes das novas condições de negociação dependerão das características concretas de cada operação e não constituem a finalidade das propostas.

Duas fronteiras delimitam integralmente esta contribuição. Nenhuma das cinco propostas cria direito de acesso além daquele já assegurado pela Lei nº 14.134/2021 e pela própria minuta, e nenhuma delas institui tarifa regulada onde o legislador e a Agência optaram por remuneração negociada. Esta contribuição não pede separação societária ou desverticalização estrutural do grupo econômico; não propõe aplicar ao escoamento e ao processamento a Receita Máxima Permitida própria do transporte; e não reabre o direito de preferência do proprietário. Tampouco se manifesta sobre o regime dos terminais

de gás natural liquefeito, disciplinados em ato próprio, a Resolução ANP nº 1.003/2026, fora do objeto desta consulta (subseção 1.5).

O que se propõe é mais delimitado: transformar princípios e instrumentos que a própria minuta já escolheu em regras cuja aplicação possa ser compreendida e verificada pelos agentes antes que uma divergência contratual se transforme em controvérsia regulatória.

Há ainda um argumento de coerência institucional que atravessa o conjunto. Na Análise de Impacto Regulatório que antecedeu a minuta, a promoção da concorrência por otimização do uso das infraestruturas existentes e a transparência e não discriminação receberam 33,9% do peso cada uma. Os dois pesos são da Tabela 8 da AIR. A soma, de 67,8% da ponderação dos critérios de decisão, é desta contribuição.[37] O custo regulatório imposto ao agente regulado recebeu o menor peso entre os cinco critérios, de 5,5%. Os ajustes propostos situam-se, portanto, na direção dos critérios aos quais a própria Agência atribuiu maior importância no processo de formação da norma.

O custo existe. Isso não significa que novas obrigações de informação ou padronização não tenham custo. Significa apenas que esse custo deve ser comparado aos benefícios regulatórios esperados. A análise de sensibilidade do relatório de impacto vai além do peso atribuído. No tema da disponibilização de informações, a alternativa em que a Agência define as informações mínimas permanece preponderante para qualquer peso atribuído ao custo regulatório do agente até 50% do total, nove vezes o peso efetivamente adotado.[38]

O quadro a seguir sintetiza as cinco propostas, associando cada uma ao dispositivo sobre o qual incide, ao problema econômico-regulatório que procura resolver, ao ajuste sugerido e ao efeito esperado.

QUADRO 6. SÍNTESE DAS CINCO PROPOSTAS DE AJUSTE À MINUTA DE RESOLUÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026 DA ANP: DISPOSITIVO ALCANÇADO, LACUNA DE CALIBRAGEM, AJUSTE PROPOSTO E EFEITO ECONÔMICO ESPERADO.

Pedido e dispositivo	Lacuna de calibragem	Ajuste proposto	Efeito econômico esperado
P1: critérios objetivos para a vinculação. Art. 30, § 6º, I, e art. 34	O art. 30, § 6º, I, não define previamente quais elementos caracterizam os indícios que a hipótese de intervenção exige, e o art. 34 permite intervenção sobre contratos vigentes sem explicitar padrão equivalente de fundamentação	Conjunto de critérios objetivos e verificáveis, baseado em indicadores de contestabilidade, condições de acesso, capacidade e afastamento persistente e material em relação às referências regulatórias, com procedimento, contraditório e prazo de decisão previamente conhecidos	Maior previsibilidade sobre quando a intervenção regulatória pode ocorrer e menor espaço para decisões inteiramente casuísticas
P2: divulgação das premissas. Art. 33, § 3º	A receita de referência é divulgada, mas a norma não estabelece	Divulgação das premissas econômicas, financeiras e	Redução da assimetria de informação e aumento da

[37] AIR, Tabela 8, p. 165. A leitura das tabelas e do Anexo B, e a divergência do texto corrido, estão registradas no capítulo 1.
[38] AIR, Anexo B, p. 274; resultado equivalente no tema da resolução de conflitos, p. 260.

Pedido e dispositivo	Lacuna de calibragem	Ajuste proposto	Efeito econômico esperado
	o conjunto mínimo de premissas que deve acompanhá-la	operacionais relevantes, em grau suficiente para compreensão e, sempre que possível, reprodução do cálculo por terceiros, resguardadas informações protegidas	verificabilidade e da credibilidade do parâmetro regulatório
P3: forma dos dados de capacidade e conduta. Arts. 41 e 46	As informações obrigatórias não possuem formato, nível de detalhamento e regra de preservação de série histórica suficientemente definidos	Padrão uniforme, estruturado e comparável, em formato aberto, com identificação temporal, unidade de medida e preservação de série histórica	Maior capacidade de monitorar retenção de capacidade, diferenças persistentes de tratamento e disponibilidade efetiva da infraestrutura
P4: especificação da separação contábil. Arts. 44 e 45	A obrigação de separação não vem acompanhada de plano de contas, tratamento de itens compartilhados, metodologia auditável de alocação ou prazo de implementação	Plano de contas definido ou homologado pela ANP, critérios objetivos para itens compartilhados, metodologia auditável e verificação periódica	Criação das condições informacionais necessárias para identificar subsídios cruzados potencialmente distorcivos e avaliar eventual compressão de margens
P5: prazo do valor provisório de transição. Arts. 56 e 57, inclusive o § 2°	O valor indicativo pode vigorar enquanto não concluído o regime definitivo, sem horizonte máximo claramente definido	Vinculação da revisão do valor à encerramento da análise da base de capital e estabelecimento de prazo máximo ou regra objetiva de reavaliação	Redução da incerteza regulatória durante a transição e proteção simétrica contra perpetuação de parâmetro provisório inadequado

Fonte: minuta submetida à Consulta Pública n° 13/2026 e Lei n° 14.134/2021. Elaboração Pezco Economics.

5.2 PEDIDO 1 (P1): CRITÉRIOS OBJETIVOS E VERIFICÁVEIS PARA A VINCULAÇÃO DA REMUNERAÇÃO À RECEITA DE REFERÊNCIA

O art. 30, § 6°, da minuta, na redação submetida à consulta, autoriza a ANP a determinar, de forma fundamentada, que as receitas de referência calculadas pela Agência sejam observadas como limite para a remuneração em três hipóteses: indícios de exercício de poder de mercado pelo operador; ausência de acordo entre as partes após negociação em prazo razoável; e descumprimento dos princípios da Resolução. O § 7° permite que, verificada qualquer dessas hipóteses, a Agência fixe a remuneração de forma vinculante, sem prejuízo do disposto na regulamentação de resolução de conflitos de que trata o art. 24. A vinculação é, portanto, excepcional.

O art. 34 ampliaria a relevância prática desse mecanismo ao autorizar a ANP a determinar ao operador a renegociação de contratos já celebrados, ou a fixar parâmetros ou valores aplicáveis ao acesso, inclusive com efeitos vinculantes, em hipóteses próximas às do art. 30, § 6°, mas não idênticas. A diferença é de

pressuposto. O art. 34 exige exercício de poder de mercado, e não indícios; dispensa a referência a prazo razoável; e acrescenta o conflito com a Lei nº 14.134/2021 e com o Decreto nº 10.712/2021. A articulação de suas hipóteses admite mais de uma leitura quanto ao caráter cumulativo ou alternativo dos pressupostos, e a redação final ganharia em precisão ao explicitá-la. A possibilidade de intervenção não é, por si só, incompatível com o modelo de acesso negociado. Ao contrário, ela constitui uma das salvaguardas que conferem efetividade ao modelo quando as condições econômicas da negociação deixam de reproduzir aquelas que seriam esperadas em ambiente suficientemente competitivo.

A lacuna está na forma de reconhecer, previamente e de maneira verificável, sobretudo a primeira hipótese, a dos indícios de que trata o inciso I. O inciso não especifica quais fatos ou indicadores devem ser considerados, qual o papel relativo de cada um, quais informações serão utilizadas e qual procedimento antecederá a decisão. A exigência de decisão fundamentada é importante, mas exerce função diferente. A fundamentação explica por que a Agência decidiu depois que o caso foi analisado; um critério previamente conhecido informa às partes, antes da controvérsia, que elementos poderão justificar a intervenção.

No art. 34, a necessidade de previsibilidade é ainda maior, porque a intervenção pode alcançar relação contratual já formalizada. A mesma norma que busca proteger o usuário contra eventual exercício de poder de mercado deve também permitir ao operador e ao próprio usuário compreender em que circunstâncias excepcionais um contrato vigente poderá ser reaberto.

A exigência tem apoio na estrutura da Lei. O art. 28, § 3º, da Lei nº 14.134/2021 submete a critérios objetivos, previamente definidos e divulgados na forma do código de conduta e prática de acesso, o acordo sobre a remuneração e sobre o prazo do instrumento contratual: os critérios qualificam o acordo quanto ao valor, e não apenas o procedimento da negociação. Se a remuneração acordada entre as partes está submetida a esse padrão, a decisão da Agência que a substitui não pode estar submetida a padrão menor. A própria Nota Técnica Conjunta nº 10/2026 lê o dispositivo do mesmo modo, ao registrar que a negociação não ocorre de forma absolutamente livre.

O pedido não consiste em substituir a análise econômica por um critério automático. Essa solução seria inadequada porque poder de mercado e seu eventual exercício não podem ser corretamente aferidos por um único indicador isolado.

Participação de mercado, por exemplo, tem utilidade limitada em mercados organizados em torno de bacias e infraestruturas específicas. A presença de um único operador em determinada rota pode decorrer da própria configuração geológica e econômica dos ativos, sem demonstrar, por si só, prática abusiva. Da mesma forma, o elevado custo de duplicação de uma infraestrutura informa sobre a contestabilidade do mercado e sobre o poder de barganha associado ao controle do ativo, mas não constitui prova automática de exercício abusivo desse poder.

Propõe-se, por isso, que a caracterização desses indícios resulte da avaliação conjunta de indicadores objetivos e previamente conhecidos. Entre os elementos relevantes podem ser considerados:

- capacidade operacional, reservada, disponível, ociosa e efetivamente utilizada;
- existência de alternativas economicamente viáveis de escoamento ou processamento, incluindo seu custo e prazo de implantação;
- afastamento persistente e material entre a remuneração proposta e a receita de referência, tratado como sinal para aprofundamento da análise e não como prova automática de abuso;

- diferenças relevantes entre as condições oferecidas a terceiros independentes e aquelas aplicáveis ao próprio operador, suas controladas ou coligadas;

- padrões reiterados de negociação capazes de retardar ou tornar economicamente inviável o acesso;

- justificativas técnicas e econômicas apresentadas pelo operador para diferenças de preço, prazo ou condição contratual.

A vantagem desse desenho é separar contestabilidade, conduta e resultado econômico. O custo ou a dificuldade de construção de alternativa informa sobre a capacidade de o usuário substituir a infraestrutura. As diferenças entre condições aplicadas a agentes relacionados e independentes informam sobre potencial discriminação. O afastamento da receita de referência informa sobre a necessidade de investigar a formação do preço. Nenhum desses elementos isoladamente encerra a análise.

Há um traço temporal nesse desenho, e ele tem precedente. No Plano Geral de Metas de Competição, o mercado cuja perspectiva de duração da probabilidade de exercício de poder de mercado não exceda cinco anos fica fora do alcance do plano (Resolução Anatel nº 783/2025, art. 10, § 4º). O parâmetro qualifica o mercado, e não a conduta do agente, e mede permanência em lugar de um momento isolado. Não se propõe transportar o prazo para o gás: a caracterização dos indícios ganha em objetividade quando distingue o episódio isolado do padrão que persiste.

A mesma cautela deve valer para a receita de referência. A diferença entre o preço negociado e o parâmetro calculado pela Agência deve funcionar como indicador de necessidade de exame adicional, não como presunção automática de abuso. A própria receita de referência é resultado de hipóteses econômicas e operacionais que podem não reproduzir perfeitamente as condições de cada instalação ou contrato específico.

O procedimento deve também estabelecer fonte dos dados, forma de instrução, oportunidade de manifestação das partes e prazo para decisão da Agência. Caso a opção regulatória seja detalhar os indicadores em ato complementar, esse ato deve existir antes da primeira aplicação da hipótese do inciso I, evitando que a definição dos critérios ocorra apenas depois do surgimento do caso concreto.

Sugere-se a seguinte redação:

> **Art. 30, § 6º, I: indícios de exercício de poder de mercado pelo operador, aferidos segundo critérios objetivos, verificáveis e previamente divulgados pela ANP, mediante avaliação conjunta das condições de contestabilidade da infraestrutura, das informações de capacidade e utilização, das condições oferecidas a agentes relacionados e independentes e de afastamento persistente e material em relação à receita de referência.**
>
> **Art. 30, § 8º (novo): A determinação de que trata o § 6º será precedida de procedimento que assegure instrução adequada, manifestação das partes, decisão fundamentada e prazo certo para a decisão.**
>
> **Art. 34, parágrafo único (novo): A determinação de que trata o caput será precedida de decisão fundamentada que observe os mesmos critérios objetivos, verificáveis e previamente divulgados aplicáveis ao art. 30, § 6º, inciso I, e do procedimento de que trata o**

> **art. 30, § 8º, mantidos integralmente os pressupostos materiais previstos no caput, entre eles a verificação do exercício de poder de mercado.**[39]

O fundamento econômico está diretamente relacionado aos mecanismos examinados ao longo do relatório. Em infraestruturas específicas e de difícil replicação, o usuário pode ficar exposto ao poder de barganha do controlador do ativo. No sentido oposto, um investidor que realizou capital específico e afundado também precisa conhecer as condições em que o regulador poderá rever sua remuneração.

A objetividade da hipótese de intervenção reduz, portanto, a incerteza regulatória dos dois lados da negociação. Ela não elimina a discricionariedade técnica da Agência, que continua necessária para avaliar casos concretos, mas transforma uma discricionariedade inteiramente aberta em discricionariedade estruturada por critérios previamente conhecidos.

Os precedentes examinados no capítulo 4 reforçam esse desenho em três pontos. O Plano Geral de Metas de Competição restringe a medida assimétrica aos mercados e aos agentes aprovados em testes prévios, sempre por designação publicada. O precedente concorrencial ferroviário mostra o limite da resposta exclusivamente posterior ao fato, quando a restrição de acesso já produziu efeitos que a autoridade reconheceu ao dosar a pena. E a experiência australiana mostra que a arbitragem formalmente disponível para os gasodutos cobertos não era percebida, em 2018, como ameaça crível, de modo que a resposta institucional reforçou as obrigações de informação, frente em que P2 e P3 se inscrevem.

A própria minuta fornece precedente interno. No art. 13, a revisão da preferência do proprietário resulta do menor entre quatro parâmetros objetivos previamente determinados (§ 3º, I a IV) e reserva margem de fundamentação para situações específicas, na hipótese de incremento mediante motivação objetiva (§ 4º). O pedido P1 procura transportar esse mesmo princípio de verificabilidade para um ponto de igual ou maior relevância econômica.

O efeito esperado não é que a ANP intervenha mais frequentemente, mas que a possibilidade de intervenção se torne mais previsível. Quanto mais claramente operador e usuário conhecem os critérios que podem levar à vinculação da remuneração, menor a necessidade de incorporar às condições negociadas hipóteses defensivas sobre uma intervenção futura de conteúdo imprevisível.

O caso apresentado no capítulo 1 ilustra o custo econômico de negociações de acesso que não avançam no horizonte necessário ao desenvolvimento do projeto, e mostra que a previsibilidade e a tempestividade do acesso podem afetar decisões reais de produção, reinjeção e investimento.

5.3 PEDIDO 2 (P2): DIVULGAÇÃO DAS PREMISSAS QUE FORMAM A RECEITA DE REFERÊNCIA

O art. 33, § 3º, dispõe, na redação submetida à consulta, que as receitas de referência calculadas pela ANP sejam divulgadas no sítio eletrônico da Agência, em local de fácil acesso, com a finalidade expressa de promover transparência e reduzir a assimetria de informações entre os agentes. A decisão de tornar o parâmetro público, uma vez calculado, já está tomada pela própria minuta e é apoiada integralmente por esta contribuição. O cálculo em si permanece faculdade da Agência, nos termos do art. 30, § 4º.

A lacuna está no conteúdo mínimo que deve acompanhar a divulgação do número.

---

[39] A proposta não altera o caput do art. 34 nem suas hipóteses. Ela acrescenta o padrão de critérios e o procedimento. O inciso I do art. 30, § 6º, contenta-se com indícios, ao passo que o art. 34 exige o exercício; remeter às hipóteses daquele parágrafo rebaixaria o pressuposto material do único dispositivo que alcança contrato já celebrado.

A análise quantitativa desenvolvida neste relatório mostra a importância dessa distinção. A metodologia utilizada pela EPE pode ser reproduzida e suas principais sensibilidades podem ser testadas a partir do material público. O valor de um ativo real não se refaz integralmente por essa via. Parte dos dados que formam o resultado não aparece no material público com o mesmo grau de detalhamento.[40]

A comparação entre o que a nota técnica declara e o que as planilhas aplicam mostra por que a divulgação do número não substitui a divulgação da premissa. São três casos. A vida útil dos ativos é declarada em vinte e sete anos e aplicada em trinta, e é de trinta anos que sai a depreciação do exemplo. O custo de capital calculado pela fórmula impressa na nota não é o aplicado na planilha: a diferença aparece na quarta casa decimal, 1,2 ponto-base.[41] E o poder calorífico declarado nas premissas, de 9.400 quilocalorias por metro cúbico, não corresponde ao que o fator de conversão incorpora: o fator de 34.920 MMBtu por milhão de metros cúbicos corresponde a cerca de 8.800 quilocalorias, e a tarifa refeita com o valor declarado cai cerca de 6% em cada ativo. As três levam ao mesmo ponto: quem refizer o cálculo pelo texto da nota, sem a planilha, chega a resultado diferente. O P2 pretende evitar exatamente essa inconsistência entre o declarado e o aplicado.

Esse ponto ganha relevância porque a receita de referência não é mero indicador estatístico. Ela constitui parâmetro regulatório com capacidade de influenciar diretamente a negociação e, nas hipóteses previstas na minuta, pode tornar-se vinculante. Quanto maior a relevância normativa de um número, maior deve ser a possibilidade de compreender os elementos econômicos que o formaram.

A minuta já adota esse padrão do outro lado da mesa. O art. 31, § 1º, prevê que o operador disponibilize ao terceiro interessado, e à ANP quando solicitado, os custos operacionais discriminados por componente, a metodologia de depreciação e a vida útil estimada, a taxa de retorno e a justificativa de sua compatibilidade com os riscos, e a base de capital calculada nos termos do art. 32. P2 pede, para o parâmetro que a própria Agência publica, o grau de detalhe que a minuta já pede do operador.

Do ponto de vista concorrencial e regulatório, divulgar apenas o valor final não produz o mesmo efeito que divulgar as premissas utilizadas para obtê-lo. Uma controvérsia econômica raramente estará apenas no resultado aritmético. Ela poderá estar na base de capital considerada, na hipótese de utilização da capacidade, no custo de capital, na vida econômica do ativo, no tratamento tributário ou na trajetória de custos operacionais. É sobre essas variáveis que operadores, usuários e a própria Agência podem identificar diferenças de premissa, erros de interpretação ou características específicas da instalação que justifiquem afastamento em relação ao parâmetro geral.

Propõe-se, portanto, que cada receita de referência seja acompanhada das premissas econômicas, financeiras e operacionais que formam o resultado, em grau de detalhamento suficiente para permitir que terceiros compreendam a lógica do cálculo e, sempre que as informações disponíveis e as regras de confidencialidade permitirem, reproduzam seu resultado.

A divulgação deve abranger, entre outros elementos:

- base de capital considerada;
- hipótese de utilização da capacidade;

---

[40] Busca feita em setembro de 2026 na nota técnica da EPE, revisão 1, de junho de 2025, e nas planilhas divulgadas com ela; não localizamos, nesse conjunto, o detalhamento por instalação dos inventários de ativos e das trajetórias de custo operacional.
[41] Os dois valores com precisão plena estão na nota metodológica.

- taxa de remuneração do capital e respectiva data de referência;
- critério de atualização monetária;
- tratamento fiscal adotado;
- vida útil econômica e prazo remanescente dos ativos;
- fatores de conversão utilizados;
- trajetória de custos operacionais incorporada ao cálculo;
- identificação das principais alterações metodológicas ou de premissa realizadas entre revisões sucessivas.

Sigilo e transparência convivem. A proposta não exige divulgação irrestrita de contratos, condições comerciais individualizadas ou informação estratégica protegida. A transparência deve ser compatibilizada com a preservação de informações comercialmente sensíveis. Quando determinado dado individual não puder ser publicado, a Agência deve divulgar, sempre que possível, metodologia, critério, valor agregado, intervalo ou outra informação suficiente para permitir a avaliação econômica do parâmetro sem revelar conteúdo protegido.

Sugere-se a seguinte redação:

> **Art. 33, § 3º: As receitas de referência de que trata este artigo serão divulgadas no sítio eletrônico da ANP na Internet, em local de fácil acesso, de forma a promover a transparência e reduzir a assimetria de informações entre os agentes, acompanhadas das premissas econômicas, financeiras e operacionais relevantes para sua formação, incluídas, entre outras, a base de capital considerada, a hipótese de utilização da capacidade, a taxa de remuneração do capital e sua data de referência, o critério de atualização, o tratamento fiscal adotado, a vida útil e o prazo remanescente dos ativos, os fatores de conversão empregados e a trajetória dos custos operacionais, em grau de detalhamento que permita compreender e, sempre que possível, reproduzir o cálculo, resguardadas as informações legalmente protegidas.**

A justificativa econômica principal de P2 é, portanto, mais direta do que a existência de qualquer hipótese específica de dano concorrencial: trata-se de reduzir a assimetria de informação e tornar auditável um parâmetro regulatório relevante para a negociação.

A hipótese de utilização, por exemplo, move a tarifa do sistema integrado de escoamento no primeiro ano de US$ 1,39 a US$ 2,32 por MMBtu, conforme os cenários examinados no capítulo 3, sem que o custo físico do ativo se modifique. Uma premissa pode, portanto, ser tão economicamente relevante quanto o resultado final.

O respaldo institucional de P2 é direto. Na Análise de Impacto Regulatório relativa à disponibilização de informações, a alternativa em que a ANP define as informações mínimas e os respectivos prazos recebeu 48,3% da priorização, o maior escore atribuído a qualquer alternativa em todo o relatório de impacto, enquanto deixar essa definição ao operador recebeu 9,5%, o menor escore entre as vinte e oito

alternativas dos sete temas.[42] As manifestações de agentes examinadas neste relatório também revelam espaço de convergência entre posições distintas: mesmo agentes contrários à divulgação de determinados valores reconhecem utilidade na publicidade dos parâmetros e das metodologias utilizados na formação dos preços.[43]

O efeito esperado é aumentar a credibilidade da receita de referência e reduzir o espaço para controvérsias sobre um número cuja formação somente poderia ser conhecida pelo próprio regulador ou pelo detentor dos dados. Esse ganho beneficia também P1 e P5: quanto mais transparente for o parâmetro utilizado como referência para eventual intervenção ou para a transição, maior sua capacidade de disciplinar a negociação sem necessidade de intervenção frequente.

O padrão pedido já foi praticado pela própria EPE. Ao estimar o custo de escoamento e de processamento de um caso concreto, em 2020, ela publicou o exercício premissa por premissa: o diâmetro e a extensão do duto, a capacidade da unidade de processamento, o investimento por metro e polegada, o custo operacional, a taxa de retorno e as alíquotas de imposto de renda e de contribuição social.[44] O que P2 pede para a receita de referência em 2026 é o padrão que a própria EPE praticou em 2020. O segundo caso é o do transporte, examinado nos capítulos 3 e 4: a divergência sobre a taxa de retorno pôde ser formulada, contestada e decidida porque o art. 9º, §§ 4º e 5º, da Resolução ANP nº 991/2026 obriga a Agência a divulgar previamente a cesta completa de parâmetros e as séries históricas, a submetê-las a consulta pública tarifária específica antes de cada ciclo e a mantê-las acessíveis. P2 pede esse padrão para a receita de referência, sem tocar no valor.

5.4 PEDIDO 3 (P3): FORMA, NÍVEL DE DETALHAMENTO E SÉRIE HISTÓRICA DOS DADOS DE CAPACIDADE E DE CONDUTA DO OPERADOR VERTICALIZADO

O rol da minuta é extenso. O art. 41 lista quinze categorias mínimas de informação que o operador deve manter atualizadas em seu sítio eletrônico, abrangendo, entre outros elementos, as capacidades operacional, reservada e disponível, a remuneração dos serviços padronizados e a faixa de remuneração de acesso à infraestrutura. O art. 46 acrescenta três obrigações ao operador verticalizado, duas delas de divulgação mensal, relativas à capacidade movimentada no âmbito da preferência do proprietário e à utilização pelo próprio proprietário e por empresas contratantes controladas ou coligadas ao operador, e uma de manutenção permanente da relação de negativas de acesso.

O conteúdo da obrigação é positivo e representa um avanço informacional relevante. A lacuna está predominantemente na forma.

A minuta prevê a unidade de medida das capacidades no art. 2º, § 2º. A comparabilidade também já é padrão da própria minuta: o art. 4º, § 3º, prevê que os operadores assegurem que a divulgação das capacidades e dos serviços seja suficiente para permitir a avaliação das condições de contratação disponíveis, garantindo comparabilidade e transparência. Não estão definidos, porém, o padrão de arquivo, o nível mínimo de detalhamento, a identificação temporal nem a preservação de séries históricas. Uma obrigação de transparência pode, assim, ser formalmente cumprida por meio da publicação de

---

[42] AIR, Tabela 14, p. 183, e p. 186. A alternativa vencedora alcança os dois lados da mesa, ao impor à Agência definir prazos para informações adicionais de operadores e de terceiros interessados. P2 incide sobre o parâmetro publicado pela própria Agência e P3 sobre as informações que o art. 41 já atribui ao operador.

[43] Origem Energia, Anexo XIX, p. 14; ABPIP, Anexo XV, p. 9.

[44] Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020, pp. 39 e 40.

documentos que não permitem comparação sistemática entre períodos, instalações ou categorias de usuários.

Essa diferença é economicamente importante. Para monitorar o uso de uma infraestrutura não basta conhecer a fotografia de um determinado momento. Retenção de capacidade, diferenças persistentes de tratamento e eventual favorecimento de agentes relacionados são fenômenos que, em geral, somente podem ser avaliados mediante observação de padrões ao longo do tempo.

Propõe-se, por isso, que as informações dos arts. 41 e 46 sejam disponibilizadas segundo padrão uniforme e comparável, em formato aberto e estruturado, passível de leitura automatizada, com identificação da instalação, período de referência, unidade de medida, data da atualização e preservação da série histórica.

No caso das informações de capacidade, o padrão deve permitir distinguir de maneira consistente:

- capacidade operacional;
- capacidade reservada;
- capacidade disponível;
- capacidade ociosa;
- parcela correspondente à preferência do proprietário;
- utilização pelo proprietário e por controladas e coligadas ao operador;
- utilização por terceiros independentes, observados os limites de divulgação do art. 41, IX, e do art. 25, § 3º.

A finalidade não é ampliar indiscriminadamente a quantidade de informação publicada, mas aumentar sua utilidade econômica.

Dados comparáveis permitem avaliar se capacidade formalmente reservada permanece reiteradamente sem utilização; se existem diferenças persistentes entre disponibilidade anunciada e utilização observada; e se agentes relacionados e independentes recebem tratamento sistematicamente distinto. Nenhuma dessas constatações, isoladamente, prova conduta anticompetitiva. Elas constituem sinais que podem justificar investigação adicional.

Sugere-se a seguinte redação:

> **Art. 41, caput: O operador apresentará e manterá, em local de fácil acesso a qualquer interessado em seu sítio eletrônico na Internet, no mínimo, as seguintes informações, atualizadas e disponíveis em língua portuguesa, referentes a cada uma de suas instalações, segundo padrão uniforme, estruturado, comparável e em formato aberto, com identificação da instalação, do período de referência, da unidade de medida e da data de atualização, preservada a série histórica:**
>
> **Art. 46, parágrafo único:** As informações previstas neste artigo observarão o mesmo padrão de divulgação estabelecido no art. 41, inclusive quanto à identificação temporal, ao formato e à preservação de série histórica.

O fundamento concorrencial está associado sobretudo aos mecanismos de elevação dos custos dos rivais e fechamento vertical parcial. O dano concorrencial não exige negativa formal de acesso. Um operador verticalizado pode afetar as condições de competição por meio de atraso, tratamento diferenciado, retenção estratégica de capacidade ou condições comerciais que elevem seletivamente o custo de um rival.

Esses mecanismos são particularmente difíceis de identificar a partir de dados isolados. A existência de uma série histórica estruturada não presume que estejam ocorrendo; apenas cria a base empírica necessária para verificar se há padrão compatível com essas hipóteses.

A mesma informação tem função regulatória adicional. Quanto melhor a informação sobre capacidade contratada e efetivamente utilizada, menor a dependência das hipóteses de utilização examinadas no capítulo 3.

O formato pedido tem precedente brasileiro e estrangeiro. A Declaração de Rede da Resolução ANTT nº 5.943/2021, descrita no capítulo 4, reúne os três elementos do P3: formato do regulador, periodicidade fixa e publicação pela própria agência. Na Noruega, a Gassco publica os volumes movimentados de forma agregada, os eventos planejados e não planejados nas plantas de processamento e as tarifas por área do sistema, em série histórica, valor corrente e projeção, conforme registra a própria EPE.[45] O que esta contribuição importa da experiência norueguesa é a prática de divulgação, e não o regime de acesso. O pedido alcança capacidade e metodologia, sem pressupor a divulgação de valores contratados por agente, e não se propõe estendê-lo a atividades de comercialização.

A Consulta Prévia de 2023 não apresenta oposição específica à utilização de formato aberto e estruturado, com série histórica preservada. Essa ausência de manifestação não deve ser interpretada como concordância expressa, uma vez que a obrigação não estava formulada exatamente nesses termos. Há, contudo, convergência relevante quanto à necessidade de atualização periódica das informações de capacidade, inclusive entre agentes com posições distintas sobre outros aspectos da transparência, e há pedido expresso de padronização mínima a ser estabelecida pela Agência, registrado na categorização das contribuições feita pela própria AIR.[46] O pedido diz respeito ao formato do arquivo e à comparabilidade da série. A extensão do que se publica permanece a definida pela própria minuta.

O efeito esperado é tornar retenção de capacidade, divergências entre disponibilidade anunciada e utilização efetiva e diferenças persistentes de tratamento observáveis enquanto padrões de dados, antes de necessariamente se converterem em controvérsia individual. Ao mesmo tempo, melhora-se a previsibilidade da capacidade efetivamente acessível a produtores que precisam incorporar essa variável às suas decisões de produção e investimento.

5.5 PEDIDO 4 (P4): ESPECIFICAÇÃO OPERACIONAL DA SEPARAÇÃO CONTÁBIL

Os arts. 44 e 45 preveem que o proprietário que exerça outras atividades além do escoamento ou do processamento mantenha contabilidade interna segregada para essas atividades, com um balanço e uma conta de ganhos e perdas para cada uma, como lhe seria exigido se elas fossem exercidas por pessoas jurídicas distintas, e que essas sociedades especifiquem, na própria contabilidade interna, as regras de

---

[45] Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020, pp. 24 e 25. A mesma nota registra, na p. 27, que a Noruega submete o escoamento e o processamento a acesso regulado.
[46] AIR, Anexo A, pp. 216 e 217.

alocação dos ativos, dos passivos, das despesas, das receitas e das depreciações. A minuta não fixa essas regras: ela as remete ao regulado. A opção é apoiada por esta contribuição.

A separação contábil constitui solução menos intrusiva do que uma separação societária ou estrutural. Ela procura preservar eventuais eficiências econômicas da integração vertical e, simultaneamente, criar informação suficiente para distinguir o desempenho econômico do elo de infraestrutura daquele das atividades competitivas exercidas pelo mesmo grupo.

A lacuna está na operacionalização.

Sem plano de contas comum, critérios para custos compartilhados, metodologia de alocação e regras de verificação, duas empresas podem cumprir formalmente a obrigação de separação utilizando critérios suficientemente diferentes para tornar seus resultados pouco comparáveis ou difíceis de auditar.

Esse problema é especialmente importante para itens compartilhados. Determinados ativos, equipes, sistemas, serviços administrativos ou despesas podem atender simultaneamente à infraestrutura e a outras atividades do grupo. A maneira pela qual esses custos são distribuídos altera o custo aparente de cada elo e, consequentemente, a avaliação da remuneração economicamente adequada.

A alocação inadequada pode produzir distorção em duas direções.

Se custos de atividades competitivas forem atribuídos excessivamente à infraestrutura de acesso, o custo aparente dessa infraestrutura aumenta e pode justificar remuneração maior de terceiros. No sentido inverso, receitas ou recursos da infraestrutura podem ser utilizados para reduzir artificialmente os custos aparentes de atividades exercidas em mercados competitivos, criando potencial subsídio cruzado. Nenhuma dessas situações deve ser presumida, e o objetivo da separação contábil é justamente permitir que sua existência ou inexistência seja verificável.

Propõe-se, portanto, que a obrigação dos arts. 44 e 45 seja acompanhada de plano de contas definido ou homologado pela ANP e de metodologia transparente e auditável de alocação de custos, receitas, ativos e passivos.

Itens diretamente atribuíveis devem ser registrados na atividade correspondente. Itens compartilhados devem ser distribuídos segundo direcionadores objetivos, economicamente justificáveis e aplicados de maneira consistente ao longo do tempo. Mudanças relevantes nesses critérios devem ser identificadas e justificadas.

A regulamentação deve ainda separar claramente dois momentos: implementação e fiscalização. Propõe-se que o prazo de cento e oitenta dias incida sobre a definição ou homologação do plano de contas e da metodologia, e que a verificação pela Agência tenha natureza periódica após sua implantação.

Sugere-se a seguinte redação:

> **Art. 45, parágrafo único (novo): Os itens diretamente atribuíveis serão registrados na respectiva atividade, e os itens compartilhados serão alocados segundo direcionadores objetivos, consistentes e economicamente justificáveis, aplicados de forma estável ao longo do tempo. A metodologia será auditável, e alterações relevantes deverão ser identificadas e justificadas.**
>
> **Art. 57-A (novo, no Capítulo IX): No prazo de cento e oitenta dias contados da data de entrada em vigor desta Resolução, a ANP definirá ou homologará o plano de contas e a metodologia**

de alocação de custos, receitas, ativos e passivos aplicáveis à separação contábil de que trata o Capítulo VII, cuja aplicação ficará sujeita a verificação periódica pela Agência.

O fundamento econômico da proposta não é a presunção de que integração vertical seja, por natureza, anticoncorrencial. Este relatório já registrou que a integração pode gerar eficiências, inclusive ao evitar margens sucessivas e reduzir custos de coordenação.

A preocupação regulatória é distinta: quando um agente atua simultaneamente no elo de infraestrutura e em mercados que utilizam essa infraestrutura, torna-se necessário distinguir economicamente os resultados de cada atividade para verificar se as condições oferecidas a terceiros refletem custos eficientes ou algum tipo de transferência entre os elos.

A separação contábil é, nesse sentido, condição informacional necessária, mas não suficiente, para a avaliação de eventual compressão de margens. Um teste completo ainda depende de outras informações, como preços comparáveis a montante e a jusante, definição dos serviços analisados, período e volumes. O pedido P4 não pretende, portanto, afirmar que a simples existência de contabilidade segregada permite concluir pela ocorrência ou ausência de compressão de margens. Seu objetivo é criar uma das condições sem as quais essa avaliação não pode ser realizada de forma tecnicamente consistente.

Há um segundo argumento, e ele diz respeito à posição de quem opera a infraestrutura. Sem custos do elo separados e auditáveis, o exame de compressão de margens não desaparece: muda de padrão. A maioria das delegações da OCDE adota o teste do operador igualmente eficiente, que se apoia nos custos do próprio incumbente, A razão declarada é a previsibilidade. Assim o operador dispõe da informação necessária para saber se está ou não violando a regra.[47] Quando esses custos não podem ser determinados, a referência se desloca para os custos dos rivais no mercado a jusante, que o operador não conhece e não controla.[48] A separação contábil não produz, por si, preço de transferência com sentido econômico, como a mesma fonte adverte na p. 36: o que P4 pede é a metodologia de alocação que torna possível a imputação de custos por atividade.

A mesma lógica vale para subsídios cruzados. A separação não elimina economias legítimas de escopo nem impede compartilhamento eficiente de recursos dentro do grupo. Ela exige apenas que o critério de distribuição seja explícito, economicamente justificável e verificável.

O efeito esperado é tornar a separação contábil efetivamente utilizável como instrumento de supervisão econômica. Em vez de produzir apenas demonstrações formalmente segregadas, o regime passaria a fornecer informação comparável e auditável sobre o custo e o resultado dos elos de escoamento e processamento.

A Análise de Impacto Regulatório oferece respaldo institucional ao pedido. No tema da desverticalização ou supervisão regulatória do agente verticalizado, ela considerou a separação funcional ou societária a alternativa mais adequada para enfrentar o problema regulatório, com 47,4% da priorização, e a descartou por ausência de comando legal que a autorizasse. Permaneceram as alternativas de separação contábil

---

[47] OCDE, Margin Squeeze, 2010, p. 299, no resumo da discussão.

[48] OCDE, Margin Squeeze, 2010, p. 89, nota 1; a definição dos dois testes está na p. 182 e a caracterização desse padrão como favorável à entrada, na p. 305.

e de exigências adicionais aplicáveis ao agente verticalmente integrado, que são as duas em que P4 se inscreve.[49]

5.6 PEDIDO 5 (P5): PRAZO DE VIGÊNCIA DO VALOR PROVISÓRIO DE REFERÊNCIA APLICÁVEL NA TRANSIÇÃO

O art. 56 prevê que os operadores submetam à avaliação da ANP, em cento e oitenta dias, propostas de base de capital de escoamento e de processamento. O art. 57 prevê que, até o cálculo e a divulgação das receitas de referência de que trata o art. 33, a Agência indique os valores a serem observados nas negociações, e faculta-lhe indicar valores constantes de estudos técnicos elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética.

A utilização de um parâmetro provisório durante a transição é apoiada por esta contribuição. A existência de alguma referência inicial pode reduzir a incerteza própria do período em que os instrumentos definitivos do novo regime ainda estão sendo construídos.

A lacuna está no horizonte temporal desse parâmetro.

O art. 57 não estabelece relação suficientemente clara entre o valor indicativo e o encerramento da análise, pela Agência, das propostas de base de capital apresentadas nos termos do art. 56. Tampouco fixa prazo máximo ou regra objetiva de reavaliação que impeça um valor concebido para a transição de permanecer indefinidamente como referência. O § 3º permite a substituição do valor a qualquer tempo, sem prazo e sem condição objetiva.

O mesmo art. 57 traz hipótese própria de intervenção. O § 2º prevê que a ANP determine a revisão da remuneração acordada quando verificar que os valores praticados se afastam de forma injustificada dos referenciais por ela considerados ou não observam os princípios da Resolução. A hipótese opera no período em que o parâmetro é, por definição, provisório. Ela alcança contrato já celebrado. O padrão de critérios objetivos, verificáveis e previamente divulgados proposto em P1 deve alcançá-la.

É importante utilizar aqui terminologia precisa. O art. 56 prevê a apresentação da proposta de base de capital pelo operador, e o procedimento só se encerra com a análise da ANP. O marco de revisão do valor provisório deve, por isso, ser associado a esse momento, e não a um ato denominado homologação, expressão que a minuta não emprega. A minuta usa avaliação, onde o art. 26, § 3º, do Decreto nº 10.712/2021 usa aprovação, na transcrição feita pela Nota Técnica Conjunta nº 10/2026 (p. 16).

A consequência econômica da indefinição é uma forma de risco regulatório. Um parâmetro provisório pode estar acima ou abaixo daquele que resultará das informações definitivas. Enquanto não houver horizonte de revisão, usuário e proprietário desconhecem por quanto tempo essa diferença potencial continuará influenciando a negociação.

A proposta produz proteção simétrica.

Para o usuário, evita-se que uma referência provisória superior àquela compatível com a base de capital definitiva permaneça indefinidamente influenciando o preço do acesso. Para o proprietário, evita-se o efeito inverso: a manutenção prolongada de referência inferior à remuneração compatível com custos

---

[49] AIR, p. 168. Esta contribuição não se manifesta sobre a extensão que a AIR (p. 186) faz aos terminais de GNL, fora do objeto desta consulta.

eficientes e com o risco do investimento. O pedido não depende, portanto, da suposição de que o valor inicial favorecerá um lado específico: o problema é sua possível permanência sem horizonte objetivo.

Propõe-se que o valor indicativo tenha natureza expressamente transitória e que sua revisão seja vinculada à conclusão da análise da base de capital apresentada nos termos do art. 56. Além disso, deve existir um marco temporal que impeça sua manutenção automática caso esse processo se prolongue além do inicialmente esperado.

A redação pode ser estruturada da seguinte forma:

> **Art. 57, § 5º (novo): O valor indicativo de que trata este artigo terá natureza provisória e será reavaliado de ofício pela ANP depois de concluída a análise das propostas de base de capital apresentadas nos termos do art. 56, quando deverá ser confirmado, substituído ou ajustado à luz das informações então disponíveis. Caso a análise não esteja concluída no prazo de vinte e quatro meses, contado do termo final do prazo previsto no art. 56, a ANP deverá reavaliar de ofício o valor indicativo mediante decisão fundamentada, vedada sua manutenção automática por prazo indeterminado. A revisão de que trata o § 2º observará o padrão de critérios e o procedimento previstos no art. 30, §§ 6º e 8º.**

O prazo proposto acompanha o cronograma da própria transição. A proposta de base de capital é devida em até cento e oitenta dias contados da entrada em vigor da resolução, pelo art. 56, e alcança simultaneamente todos os operadores de escoamento e de processamento. Vinte e quatro meses contados do termo final desse prazo, isto é, trinta meses da entrada em vigor, cobrem a análise das propostas do art. 56 e uma consulta pública sobre a base de capital, sem deixar o valor indicativo sem termo.

A proposta não se aplica à capacidade nova protegida pela preferência do proprietário nos termos do art. 11. Esse mecanismo cumpre função distinta: preservar incentivos ao investimento em instalações novas ou ampliadas mediante reserva temporária da capacidade correspondente. P5 não altera essa proteção.

Seu objeto é exclusivamente o parâmetro provisório utilizado durante a implementação do novo regime.

O fundamento econômico está associado ao problema de compromisso regulatório discutido anteriormente. Investidores incorporam às decisões de capital não apenas o valor esperado de uma remuneração, mas também a previsibilidade das regras que determinam sua revisão. Da mesma forma, usuários incorporam às decisões de contratação o risco de permanecerem submetidos por período indefinido a uma referência que pode posteriormente ser revista.

A solução não consiste em impedir a revisão. Ao contrário, consiste em torná-la previsível.

Os precedentes examinados neste relatório indicam que regimes transitórios em setores de infraestrutura frequentemente associam referências provisórias a horizontes temporais ou eventos objetivos de substituição. As manifestações registradas na Consulta Prévia também revelam demanda de diferentes agentes por maior previsibilidade temporal em decisões regulatórias, e sete delas chegaram a propor prazo máximo para a solução do conflito, ato que na minuta cabe à Agência, ainda que as posições sobre prazos impostos à negociação privada sejam distintas.

O efeito esperado é reduzir o risco regulatório durante o período de transição sem cristalizar prematuramente um parâmetro que, por definição, foi calculado antes de concluídos os instrumentos definitivos do regime.

O prazo que vincula o regulador tem precedente brasileiro em dois setores, ambos examinados no capítulo 4. No Plano Geral de Metas de Competição, o descumprimento do regulado tem consequência nomeada: quando a oferta de referência não é homologada por inadequação, recusa ou atraso na sua apresentação, a Anatel pode fixar as condições da oferta, e a oferta vigente continua aplicável até que o faça (Resolução Anatel nº 783/2025, arts. 75 e 76). No PRORET, se a avaliação da base incremental não é apresentada ou não é aprovada, cabe à ANEEL arbitrar a base do ciclo em curso, sem que isso dispense a concessionária de apresentá-la depois (Submódulo 9.1, itens 96, 98 e 100). O que P5 pede é o passo que falta nesse desenho. A consequência deve alcançar também o decurso do prazo do regulador. P5 transporta esse traço processual, e não o regime de receita fixada ex ante da transmissão nem o catálogo de medidas assimétricas do plano de telecomunicações.

5.7 OS DISPOSITIVOS APOIADOS E AS FOLHAS SEM PEDIDO

As dez folhas do formulário e os três tratamentos possíveis, pedido, registro de apoio e ausência deliberada de manifestação, foram apresentados no capítulo 1, junto com o painel da matriz. Esta subseção registra os dispositivos apoiados e percorre os blocos que não receberam pedido.

Três registros merecem destaque porque ajudam a delimitar a lógica dos pedidos. O primeiro é o apoio ao art. 29, que prevê a avaliação, pela ANP, de que a remuneração observou critérios objetivos, previamente definidos e divulgados. Esse dispositivo reforça a lógica de P1 e P2: se a própria minuta exige objetividade e publicidade dos critérios, torna-se economicamente coerente definir com maior precisão tanto os elementos que ativam a intervenção quanto as premissas que formam sua principal referência.

O segundo é o apoio ao art. 59, com um registro. O dispositivo manda aplicar subsidiariamente o art. 4º, o art. 6º e os arts. 9º a 18 da Lei nº 14.134/2021, excluídos apenas o art. 10, § 3º, o art. 13, § 1º, e o art. 15, § 2º. O art. 9º, que trata da receita máxima permitida e das tarifas de transporte, permanece entre os aplicáveis. A aplicação subsidiária vale, pelo próprio art. 59, apenas para os casos omissos e sempre que houver compatibilidade, e o escoamento e o processamento são de acesso negociado por força do art. 28: o apoio alcança as referências metodológicas disponíveis na própria Lei, sem alcançar o regime de fixação tarifária ex ante. Esta contribuição sugere que a redação final registre expressamente essa distinção.

O terceiro é a distinção entre a base regulatória de ativos própria do transporte e as bases de capital de escoamento e processamento previstas na minuta. A analogia metodológica entre setores não deve apagar essa diferença jurídica e econômica.

O quadro adiante percorre as dez folhas do formulário, registrando, em cada bloco, o pedido formulado, o conteúdo do apoio manifestado ou a razão declarada da omissão.

QUADRO 7. COTEJO FOLHA A FOLHA DO FORMULÁRIO DA CONSULTA PÚBLICA Nº 13/2026, NA ORDEM DAS FOLHAS F3 A F12: FOLHA, BLOCO E CONTEÚDO DO PEDIDO, DO APOIO OU RAZÃO DECLARADA.

Folha	Bloco do formulário	Conteúdo do pedido, do apoio ou razão declarada
F3	Art. 1º	A exclusão dos terminais de GNL constitui decisão deliberada de perímetro regulatório. Esses ativos são disciplinados em ato próprio, a Resolução ANP nº 1.003/2026, fora do objeto desta consulta. O apoio alcança também o § 2º, que estende o regime às infraestruturas de movimentação dos derivados de gás natural após a unidade de

Folha	Bloco do formulário	Conteúdo do pedido, do apoio ou razão declarada
		processamento, inclusive as que passam por refinarias, e às demais instalações indispensáveis ao acesso e à retirada desses derivados, tais como tanques, esferas de armazenamento, válvulas e bombas.
F3	Art. 2º	Apoio às definições. Registro de que base de capital de escoamento e base de capital de processamento são institutos próprios do regime de acesso negociado e não devem ser automaticamente equiparados à base regulatória de ativos do transporte.
F4	Arts. 3º a 9º	Apoio aos princípios gerais do acesso não discriminatório e negociado.
F5	Arts. 10 a 12	A preferência do proprietário é pressuposta legal do regime e não é reaberta por esta contribuição.
F5	Art. 13	Apoio ao uso de parâmetros objetivos e verificáveis na revisão periódica, princípio utilizado como referência metodológica em P1.
F5	Art. 13, § 7º	Tema mantido fora dos pedidos por decisão de perímetro.
F5	Arts. 14 a 16	Apoio aos mecanismos de definição e publicidade da preferência do proprietário.
F6	Arts. 17 a 24	Apoio ao rito geral de solicitação, resposta e negociação, sem prejuízo dos ajustes de previsibilidade propostos em P1.
F7	Arts. 25 a 28	Apoio à formalização contratual e às diretrizes gerais de remuneração. Registro de técnica legislativa: o art. 28 numera dois incisos como V, o que desloca a numeração dos incisos subsequentes e recomenda correção antes da edição do ato.
F7	Art. 29	Apoio central à exigência de critérios objetivos, previamente definidos e divulgados.
F7	Art. 30, caput a § 3º	Apoio à arquitetura de remuneração negociada.
F7	Art. 31	Apoio à exigência de retorno condizente com os riscos comerciais da atividade e com o mercado de capitais para perfil de risco equivalente, e ao rol de informações que o § 1º já impõe ao operador.
F7	Art. 32	Apoio à metodologia geral de composição da base de capital, observada a distinção em relação à base regulatória de ativos do transporte.
F7	Arts. 35 a 39	Apoio às diretrizes do código de conduta e às medidas de prevenção à retenção de capacidade reservada. Registro de que o art. 38 vai além da retenção, ao trazer para a resolução os mecanismos de redução da concentração na oferta do art. 33 da Lei nº 14.134/2021, entre eles a cessão compulsória de capacidade, precedida de oitiva do órgão competente do Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência.
F8	Art. 40	Apoio.
F8	Art. 41, §§ 1º a 6º; arts. 42 e 43	Apoio ao conteúdo da transparência, com a proposta específica de P3 quanto à forma, ao nível de detalhamento e à preservação das informações, formulada sobre o caput do art. 41.
F9	Arts. 44 a 46	Apoio à separação contábil interna e às obrigações de informação do operador verticalizado, com as propostas específicas de P4, quanto ao plano de contas e à metodologia de alocação, e de P3, quanto ao formato e à preservação da série histórica.
F10	Arts. 47 a 49	Apoio às regras de interconexão e ampliação, com registro de que o art. 49 determina o reconhecimento do investimento em ampliação no ato de autorização, com a correspondente remuneração de capital.
F11	Arts. 50 a 55	Apoio à arquitetura geral de transição.

Folha	Bloco do formulário	Conteúdo do pedido, do apoio ou razão declarada
F11	Art. 57, § 2º	Registro de que a revisão da remuneração acordada por afastamento em relação aos referenciais deve observar o mesmo padrão de critérios objetivos, verificáveis e previamente divulgados proposto em P1.
F11	Art. 58	Apoio.
F11	Art. 59	Apoio à aplicação subsidiária de elementos metodológicos do regime de transporte, para os casos omissos e sempre que houver compatibilidade, sem alcançar o regime de fixação tarifária ex ante do art. 9º da Lei nº 14.134/2021.
F11	Art. 60	Apoio, com o registro dos campos ainda em branco na minuta submetida à consulta: o número e a data da resolução, o número da Reunião de Diretoria e a respectiva data na epígrafe, o número e a data da resolução e da instrução normativa de resolução de conflitos citadas no art. 24, parágrafo único, e a data de entrada em vigor.
F12	Contribuições gerais	Esta contribuição apresenta, na folha de contribuições gerais, a síntese dos cinco pedidos e a declaração de perímetro.

Fonte: minuta anexa à Nota Técnica Conjunta nº 10/2026, de abril de 2026, e formulário eletrônico da consulta. Elaboração Pezco Economics.

5.8 O EFEITO CONJUNTO DOS CINCO AJUSTES

Os cinco pedidos não constituem pleitos independentes. Cada um atua sobre uma dimensão distinta de um mesmo regime de acesso negociado.

- O P1 busca conferir previsibilidade ao critério de intervenção.
- O P2 busca tornar compreensível e verificável o parâmetro econômico que pode orientar essa intervenção.
- O P3 transforma as informações sobre capacidade e utilização em séries comparáveis, aptas a subsidiar a análise regulatória.
- O P4 estabelece condições contábeis para separar economicamente o elo de infraestrutura das demais atividades desempenhadas pelo agente verticalizado.
- O P5 delimita temporalmente o parâmetro aplicável enquanto os instrumentos definitivos do regime ainda estão em construção.

Existe relação de complementaridade entre essas propostas:

P1 depende, em parte, das informações produzidas por P2 e P3. Uma hipótese de intervenção baseada em afastamento persistente e material em relação à receita de referência, ou em padrões de utilização de capacidade, só é verificável se essas informações forem publicadas de maneira suficientemente transparente e comparável. P4 fornece informação necessária para distinguir custos e resultados dos diferentes elos do grupo econômico, e essa informação não demonstra, por si só, eventual compressão de margens ou subsídio cruzado, mas constitui uma das condições necessárias para que essas hipóteses possam ser tecnicamente avaliadas.

- P5 atua em momento diferente: a transição. Sua função é evitar que a incompletude temporária do novo regime se transforme em fonte permanente de incerteza.

Maior transparência, comparabilidade de dados e previsibilidade regulatória tendem a reduzir o espaço para que a remuneração de acesso seja influenciada por assimetrias informacionais, incerteza sobre a

atuação regulatória ou condições discriminatórias não observáveis. Mantidas as demais condições, isso aumenta a probabilidade de que os preços negociados se aproximem de parâmetros economicamente justificáveis pelos custos eficientes, pelo risco da atividade e pelas características específicas de cada instalação.

Não se afirma que a receita de referência corresponda automaticamente ao preço eficiente de todo contrato, nem que qualquer remuneração superior a ela represente renda de poder de mercado. A função do parâmetro é oferecer uma referência externa que, combinada com os demais indicadores, permita avaliar se diferenças observadas possuem justificativa econômica.

A minuta acerta ao propor o acesso negociado como regra e combiná-lo com supervisão regulatória, transparência, proteção contra retenção de capacidade e instrumentos voltados ao agente verticalizado. Esse desenho é compatível com a necessidade de equilibrar dois objetivos que coexistem: impedir que o controle de infraestrutura de difícil replicação se converta em barreira à concorrência e preservar incentivos para investimento em ativos intensivos em capital e sujeitos a riscos específicos.

Os cinco ajustes propostos não alteram essa arquitetura, mas procuram completar sua operacionalização em pontos nos quais a efetividade do regime ainda depende de informação, critério ou prazo não suficientemente definido.

O resultado pretendido não é substituir negociação por tarifação, nem escolher administrativamente vencedores e perdedores na cadeia. É fazer com que a negociação ocorra sob regras mais previsíveis, com informação suficiente para que diferenças de preço e de condição possam ser economicamente explicadas e, quando necessário, contestadas.

Essa é a função da calibragem proposta: preservar a flexibilidade do acesso negociado, mas reduzir as margens de incerteza, assimetria de informação e discriminação que podem impedir que essa flexibilidade produza o resultado competitivo esperado pela própria regulamentação.

A dimensão do que se propõe é verificável no próprio texto. Os cinco pedidos apresentam redação para sete dos sessenta artigos da minuta e propõem um artigo novo no capítulo de transição: o art. 30, § 6º, I, e § 8º, e o art. 34, em P1; o art. 33, § 3º, em P2; os arts. 41 e 46, em P3; o art. 45 e o art. 57-A, em P4; e o art. 57, em P5. Os demais artigos recebem registro de apoio ou permanecem fora do perímetro desta contribuição, com a razão declarada folha a folha.

6. O IMPACTO ECONÔMICO

O custo do acesso ao escoamento e ao processamento chega ao consumidor por dois canais, o do mercado a jusante e o da distribuidora. A parcela que esse custo representa no diferencial entre o preço de venda entre produtores e o preço de venda a distribuidoras e a consumidores livres está medida: fica entre um quinto e um quarto de R$ 57 por MMBtu, na janela de doze meses até novembro de 2025. Sobre o volume das três regiões, cada R$ 1,00 por MMBtu retirado do preço do acesso equivale a cerca de R$ 380 milhões por ano. O restante do diferencial não está decomposto.

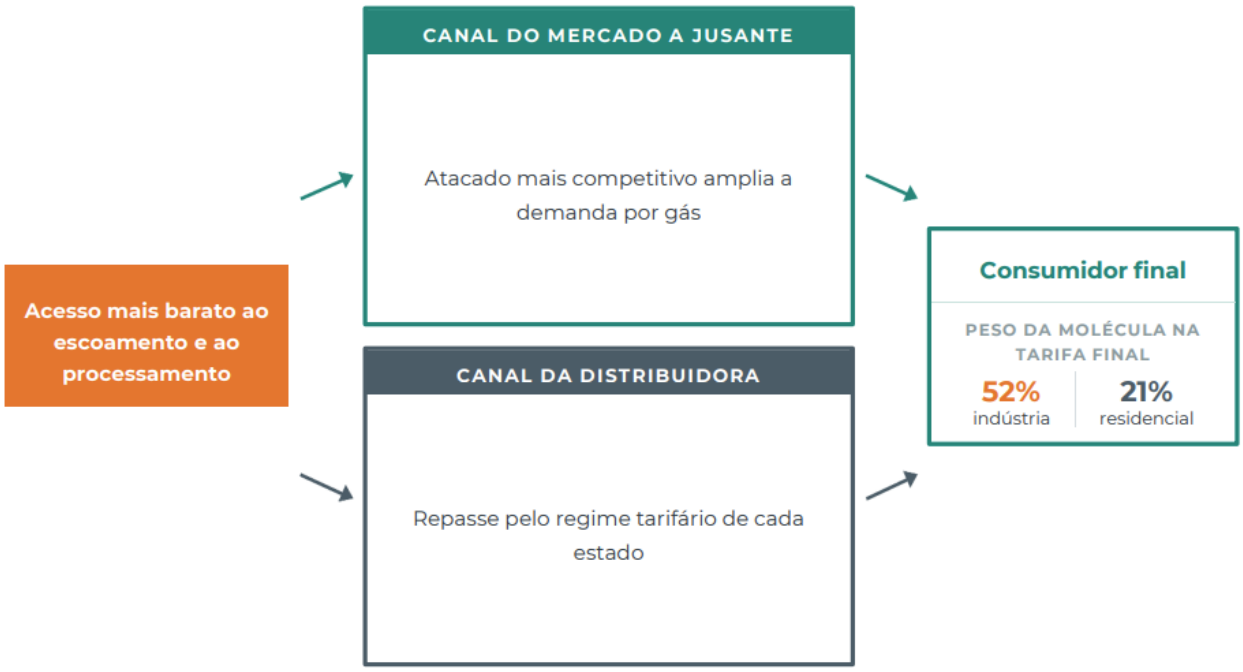
6.1 OS CANAIS ENTRE O PREÇO DO ACESSO E O CONSUMIDOR FINAL

Na medida em que condições de acesso mais eficientes reduzam efetivamente o custo de escoamento e de processamento incorporado ao preço da molécula, esse efeito pode se transmitir aos mercados a

jusante. O grau de transmissão dependerá das condições competitivas e regulatórias existentes em cada elo.

O canal do mercado a jusante funciona pela via da demanda. Um preço de atacado mais competitivo amplia a demanda potencial de gás natural, pelo aumento de consumo de quem já usa o insumo e pela entrada de usuários que hoje dependem de outra fonte de energia. Esse canal não depende de participação societária em nenhuma distribuidora e alcança qualquer elo a jusante da cadeia. A decomposição da FGV CERI registra, pelo lado do comprador, o efeito correlato sobre a forma de contratação: o maior peso da molécula na tarifa industrial torna atrativa a migração para o mercado livre.

FIGURA 21. OS DOIS CANAIS DE TRANSMISSÃO E OS PESOS MÉDIOS NACIONAIS DA MOLÉCULA NA TARIFA FINAL POR CLASSE DE CONSUMO, EM PERCENTUAL, MERCADO CATIVO, OUTUBRO DE 2025



Os pesos são médias nacionais por classe e fixam o teto do repasse; o repasse observado pode ser menor. Duas escolhas de método elevam esse teto: as contas gráficas somadas à molécula e o uso de médias em lugar das tarifas de uma concessão. O canal da distribuidora só é afirmado onde o regime estadual mantém o efeito de volume dentro do ciclo. No Paraná e no Rio Grande do Sul o repasse é mais direto.

Fonte: FGV CERI, dezembro de 2025, p. 13, com dados de referência de outubro de 2025, estudo elaborado para a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasodutos. Elaboração Pezco Economics.

O outro canal é o da distribuidora e opera pelo regime tarifário estadual. Ele existe onde a revisão fixa a margem máxima por preço-teto para todo o ciclo e o reajuste anual a atualiza por índice de preços descontado de fator de eficiência, sem o volume na fórmula. Esse é o desenho das concessões paulistas. A ARSESP o descreve nos seus próprios termos ao registrar que, nessa metodologia, "o risco de mercado é da concessionária". Um volume abaixo do projetado não gera compensação, e um volume acima dele tampouco é acertado antes da revisão periódica seguinte.[50] No Rio de Janeiro o canal se afirma

[50] ARSESP, Nota Técnica Final da 5ª Revisão Tarifária Ordinária, setembro de 2025, pp. 15-16, 95 e 105, processo SEI 133.00002513/2023-17, relativa ao contrato CSPE nº 01/99; Nota Técnica 0091409282, de 9 de dezembro de 2025, p. 1, para a atualização anual da margem máxima; art. 5º da Deliberação ARSESP nº 1.010/2020, transcrito na nota técnica de ajuste trimestral de março de 2026, pp. 1-2, para a conta gráfica trimestral. A mesma arquitetura aparece nas demais concessões

qualitativamente, sem quantificação. Por fim, no Paraná e no Rio Grande do Sul não se afirma, porque o desvio de volume é acertado contra o realizado antes da revisão periódica. A decomposição da FGV CERI apura o peso médio nacional da molécula na tarifa final do mercado cativo em 52% para a indústria, 33% para o comércio e 21% para o setor residencial. Esse peso limita o quanto de uma variação no preço de atacado pode alcançar a conta do consumidor final.

O custo do gás é tratado, em São Paulo, como repasse integral, na expressão que o contrato de concessão emprega e a agência reproduz. A conta gráfica do gás e do transporte é atualizada a cada trimestre para os segmentos não residencial e não comercial. A intensidade e o momento desse repasse variam conforme o desenho regulatório de cada concessão e não são quantificados nesta contribuição.

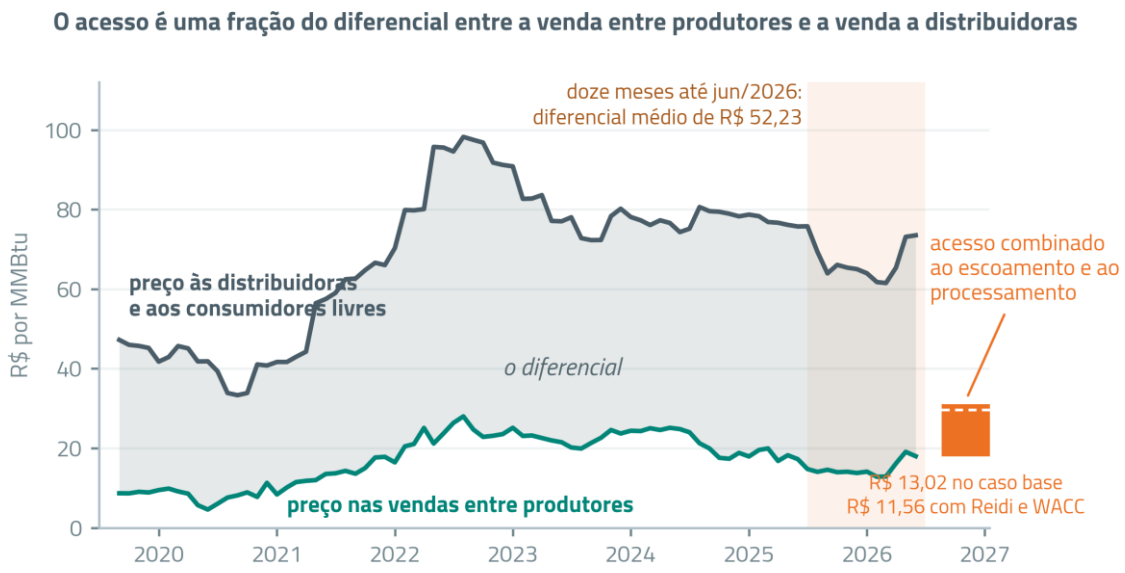
Há ainda um efeito de retroalimentação associado à utilização da infraestrutura. Se condições de acesso mais previsíveis permitirem que volumes hoje represados ou reinjetados passem a utilizar capacidade disponível, e se o modelo de remuneração repartir esse aumento de utilização entre os usuários, o custo unitário de acesso cai. O resultado não é automático. Depende do desenho final da metodologia, da forma de contratação da capacidade e do mecanismo de reconciliação. O capítulo 3 dá a medida da condição. Entre o cenário de utilização de 60% e o uso integral da capacidade há US$ 0,93 por MMBtu no primeiro ano do escoamento.

6.2 O DIFERENCIAL DE PREÇO ENTRE PRODUTORES E DISTRIBUIDORAS

A série pública de comercialização de gás natural da ANP registra, mês a mês, os preços das vendas entre produtores e das vendas às distribuidoras e aos consumidores livres, ao longo de 82 meses de observação nas três regiões consideradas. O diferencial entre essas duas séries apresenta variação relevante: passou de R$ 25 por MMBtu, em outubro de 2020, para R$ 75 por MMBtu, em maio de 2022, e recuou 10% entre novembro de 2024 e junho de 2026 (Figura 22).

FIGURA 22. PREÇO DO GÁS NATURAL NAS VENDAS ENTRE PRODUTORES E NAS VENDAS A DISTRIBUIDORAS E A CONSUMIDORES LIVRES, SUDESTE, SUL E CENTRO-OESTE, DE SETEMBRO DE 2019 A JUNHO DE 2026, EM REAIS POR MMBTU

paulistas: ver, por exemplo, a Deliberação ARSESP nº 1.810, de 9 de junho de 2026, relativa ao contrato CSPE nº 02/99. O regime dos outros três estados foi apurado pela casa nos atos das agências estaduais, fora deste acervo, a conferir antes do protocolo.



Fonte: ANP, dados abertos de comercialização de gás natural, série mensal por região, de setembro de 2019 a junho de 2026. Elaboração Pezco Economics.

Diante dessa volatilidade, a comparação adotada neste capítulo utiliza a média móvel dos últimos doze meses, e não apenas o valor do último mês disponível. A série termina em junho de 2026, conforme a atualização publicada em 4 de setembro de 2026; a janela de referência, portanto, compreende julho de 2025 a junho de 2026, período em que o diferencial médio foi de R$ 52,23 por MMBtu. Como teste de sensibilidade à escolha da janela, o diferencial médio dos doze meses encerrados em junho de 2026 é 8% inferior ao observado nos doze meses encerrados em novembro de 2025. Ainda assim, a ordem de grandeza da comparação não se altera: o valor estimado para o acesso corresponde a aproximadamente um quinto a um quarto do diferencial médio.

A barra apresentada à direita da figura coloca, na mesma escala vertical, as estimativas para o acesso combinado ao escoamento e ao processamento no Ano 1: R$ 13,02 por MMBtu no caso-base e R$ 11,56 por MMBtu no cenário com Reidi e WACC regulatório, conforme os valores estimados no Capítulo 3. Esses valores não constituem observações da série de preços da ANP, mas são apresentados exclusivamente para permitir a comparação de ordem de grandeza.

A figura antecipa, assim, o resultado detalhado na seção seguinte: em ambos os cenários, o custo estimado de acesso representa apenas uma parcela do diferencial observado entre os dois preços. A diferença remanescente não é atribuída ao acesso nem decomposta nesta contribuição. Portanto, a comparação não pressupõe que o diferencial observado constitua uma decomposição contábil dos custos da cadeia, mas apenas estabelece uma referência empírica para a magnitude do valor estimado de acesso.

6.3 A PARCELA DO ACESSO NO DIFERENCIAL

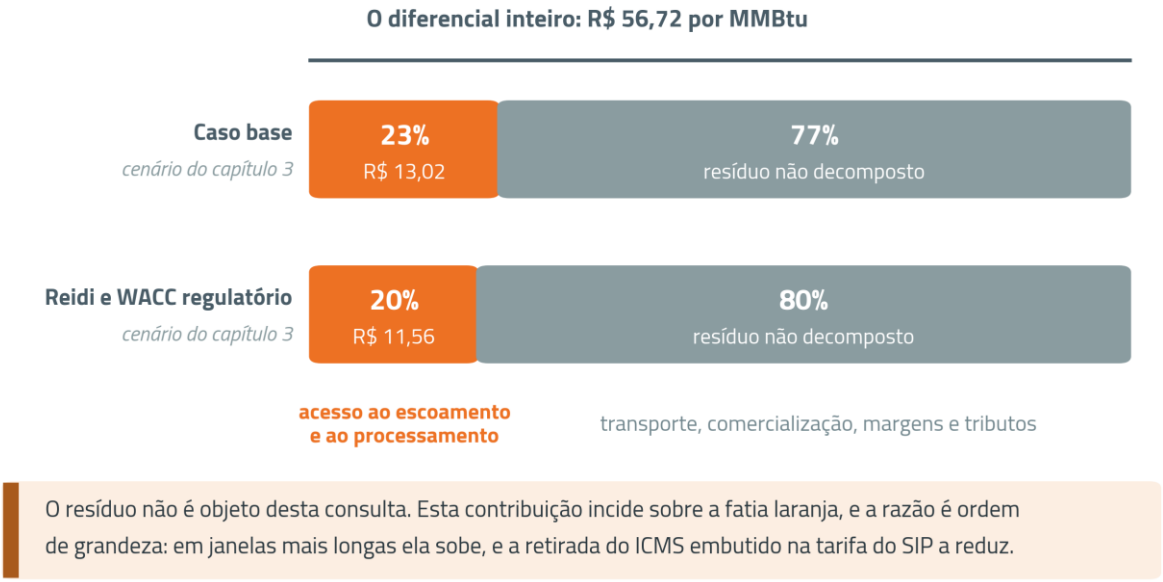
Nos doze meses até novembro de 2025, a série da ANP registra preço médio de R$ 73,38 por MMBtu na venda a distribuidoras e a consumidores livres e de R$ 16,66 na venda entre produtores. Os dois preços são nominais. O diferencial é de R$ 56,72.[51] O acesso combinado ao escoamento e ao processamento,

[51] Médias aritméticas simples dos doze valores mensais de dezembro de 2024 a novembro de 2025, em reais correntes de cada mês. O valor de cada mês é o preço das vendas não térmicas nas regiões Sudeste e Sul-Centro-Oeste, ponderado pelo volume

nos valores do capítulo 3, vale, no Ano 1, R$ 13,02 por MMBtu no caso base e R$ 11,56 com Reidi e WACC regulatório, o cenário de maior confiabilidade. A conversão usa o câmbio de R$ 5,84 por dólar que a nota técnica da EPE adota (p. 12, nota 13). A parcela fica, portanto, entre um quinto e um quarto do diferencial (Figura 23). O restante é resíduo e não está decomposto. Os cinco pedidos incidem sobre a parcela medida, e é por isso que esta contribuição não promete preço menor ao consumidor final.

Duas limitações qualificam essa razão. A primeira é o resíduo. Conhece-se o tamanho da parcela do acesso e não a repartição do restante entre transporte, comercialização, margens e tributos. E os denominadores não são idênticos. O valor do acesso é por MMBtu que transita por SIE mais SIP, enquanto a série do diferencial cobre todo o gás vendido na região, inclusive gás boliviano e gás natural liquefeito regaseificado. A razão é ordem de grandeza.

FIGURA 23. A PARCELA MEDIDA DO DIFERENCIAL DE PREÇO E O RESÍDUO NÃO DECOMPOSTO, COM A FAIXA CONFORME O CENÁRIO DE ACESSO, EM REAIS POR MMBTU, DOZE MESES ATÉ NOVEMBRO DE 2025



Fonte: série mensal de comercialização de gás natural da ANP, de dezembro de 2024 a novembro de 2025; nota técnica da EPE, revisão 1, de junho de 2025, para as tarifas do escoamento e do processamento. A soma das duas tarifas é desta contribuição e não consta da nota técnica. Elaboração Pezco Economics.

6.4 O QUE ESTÁ EM JOGO POR ANO

A mesma série permite converter preço em valor anual. A base é o volume médio da mesma janela de doze meses, de 28,6 milhões de metros cúbicos por dia,[52] convertido pela faixa de 8.800 a 9.400 kcal por

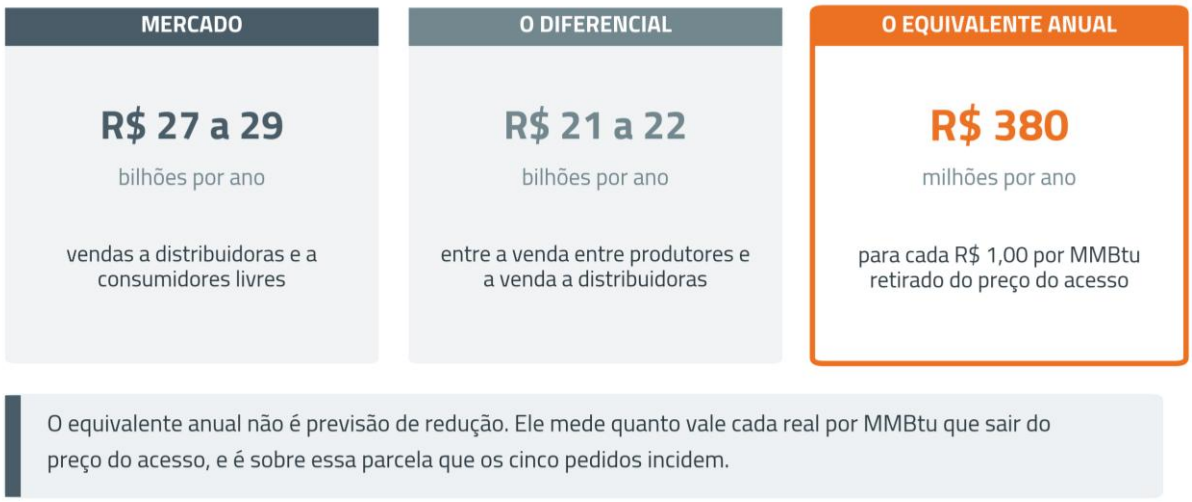
---

das duas regiões, e, na venda entre produtores, o das bacias de Santos e Campos; as vendas a usinas térmicas ficam fora porque a ANP só publica preço para elas em parte dos meses. A razão é de 20,4% e 23,0% nessa janela, e sobe nas mais longas, porque o diferencial médio da série inteira é menor: 23% a 26% nos setenta e cinco meses de setembro de 2019 a novembro de 2025, cujos vinte e oito primeiros meses têm diferencial médio de R$ 37,15 por MMBtu. A retirada do ICMS de 12% que a nota técnica da EPE aplica somente ao processamento reduz a razão do caso base a cerca de 22%. Em todos esses eixos, a razão é ordem de grandeza.

[52] Volume médio diário das vendas não térmicas nas regiões Sudeste e Sul-Centro-Oeste, de dezembro de 2024 a novembro de 2025, apurado nos arquivos de dados abertos de comercialização da ANP, baixados em 8 de agosto de 2026 e conferidos contra a página da Agência em 26 de agosto de 2026.

metro cúbico. Nessa base, o mercado alcançado pela regra, medido pelas vendas às distribuidoras e aos consumidores livres nas três regiões, movimenta de R$ 27 a R$ 29 bilhões por ano. O diferencial responde por R$ 21 a R$ 22 bilhões desse total (Figura 24). As duas faixas não devem ser combinadas.[53] Elas medem o mercado: o volume das três regiões inclui gás que não passa por escoamento nem por processamento no país. Cada R$ 1,00 por MMBtu que sair do preço do acesso equivale, portanto, a cerca de R$ 380 milhões por ano, ordem de grandeza do que está em disputa em cada parâmetro da receita de referência.

FIGURA 24. VALOR ANUAL DAS VENDAS A DISTRIBUIDORAS E A CONSUMIDORES LIVRES, DIFERENCIAL ANUAL E EQUIVALENTE DE UM REAL POR MMBTU, SUDESTE, SUL E CENTRO-OESTE, EM REAIS, DOZE MESES ATÉ NOVEMBRO DE 2025.



Volume médio de 28,6 milhões de m³ por dia nos doze meses até novembro de 2025; faixas conforme a conversão de 8.800 a 9.400 kcal/m³.

Fonte: ANP, dados abertos de comercialização, captura de 26 de agosto de 2026. As faixas refletem a conversão de 8.800 a 9.400 kcal/m³. Elaboração Pezco Economics.

6.5 A RESPOSTA DA DEMANDA POR REVISÃO DE LITERATURA

O parâmetro de resposta da demanda vem de revisão de literatura. A referência é a meta-análise de Labandeira, Labeaga e López-Otero (2016), que reúne 416 estudos publicados entre 1990 e 2014 e estima, para o gás natural, elasticidade-preço de -0,22 no curto prazo (p. 8) e de -0,57 a -0,85 no longo (pp. 7 e 8). Esta contribuição adota o valor de curto prazo, -0,22, e testa a sensibilidade entre -0,18 e -0,24; o intervalo de longo prazo fica registrado como teto, fora da conta. O limite é de escopo: a elasticidade da literatura mede demanda final ante o preço ao consumidor, e o exercício a aplica ao preço de atacado na proporção do peso da molécula na tarifa por classe, no horizonte curto e sem ajuste do estoque de capital.[54]

Uma redução de R$ 1,00 por MMBtu equivale a 1,4% do preço médio de atacado de R$ 73,38. Esse choque chega ao consumidor industrial na proporção do peso da molécula na tarifa final, de 52%. São 0,7% do preço que ele paga. O parâmetro de resposta da demanda incide sobre esses 0,7%. O resultado, aplicado

[53] As três grandezas escalam com o mesmo fator de conversão e são perfeitamente correlacionadas: nos extremos de 8.800 e 9.400 kcal por metro cúbico, o equivalente por R$ 1,00 por MMBtu vai de R$ 364,5 a R$ 389,3 milhões. Resultam da média simples dos doze preços mensais multiplicada pelo volume total da janela, sem apuração mês a mês.

[54] LABANDEIRA, LABEAGA e LÓPEZ-OTERO, EUI Working Paper RSCAS 2016/25, abril de 2016. A base da meta-análise não contém estudo brasileiro de demanda de gás natural, e a elasticidade obtida na literatura não distingue origem do suprimento.

ao volume anual do mercado alcançado, de 364 a 389 milhões de MMBtu conforme o poder calorífico, cerca de 377 milhões no ponto médio, dá a faixa de resposta potencial do consumo. A grade cobre três parâmetros e três magnitudes de redução (Figura 25). O efeito recai sobre vendas de atacado e não sobre a margem de qualquer agente. O repasse ao consumidor final depende do regime tarifário estadual, quantificado nesta contribuição apenas para São Paulo.

FIGURA 25. RESPOSTA DA DEMANDA À REDUÇÃO DO PREÇO DO ACESSO, CLASSE INDUSTRIAL DO MERCADO CATIVO APLICADA AO VOLUME DAS TRÊS REGIÕES, EM VARIAÇÃO PERCENTUAL DO VOLUME E EM MIL METROS CÚBICOS POR DIA, HORIZONTE DE CURTO PRAZO



Fonte: elaboração Pezco Economics. O peso da molécula é o da classe industrial no mercado cativo, na média nacional, e o volume é o das três regiões em todas as classes. Volume de 28,6 milhões de m³ por dia e preço de R$ 73,38 por MMBtu, vendas não térmicas nas regiões Sudeste e Sul-Centro-Oeste, médias dos doze meses até novembro de 2025; peso da molécula de 52%, FGV CERI, dezembro de 2025, p. 13; parâmetro de Labandeira, Labeaga e López-Otero (2016, p. 8).

Com a redução de R$ 1,00 por MMBtu e o parâmetro de -0,22, o volume adicional é de 45 mil metros cúbicos por dia. São 0,16% do volume das três regiões. A literatura reporta resposta modesta no horizonte curto. Num mercado pouco elástico, a disciplina de preço não vem da reação do consumidor: vem da possibilidade de conferir o parâmetro que fixa a receita de referência, que é o objeto do pedido P2.

7. CONCLUSÕES

A Consulta Pública nº 13/2026 chega a uma etapa decisiva da implementação do art. 28 da Lei nº 14.134/2021. O direito de acesso não discriminatório e negociado aos gasodutos de escoamento e às instalações de tratamento e processamento já integra o marco legal, mas a questão regulatória é definir condições que permitam seu exercício em um ambiente no qual a negociação bilateral pode ocorrer entre agentes com posições econômicas distintas, informações assimétricas e diferentes alternativas de acesso à infraestrutura. Sob essa perspectiva, a escolha relevante não se resume a contrapor liberdade contratual e controle de preços, mas construir um regime negociado capaz de preservar incentivos ao investimento e, ao mesmo tempo, limitar o uso do controle de ativos de difícil replicação como fonte de vantagem concorrencial não associada à eficiência.

A análise desenvolvida ao longo deste relatório indica que a arquitetura proposta pela ANP é compatível com esse objetivo. O acesso negociado, acompanhado de transparência, supervisão contínua e possibilidade excepcional de intervenção sobre a remuneração, permite acomodar as especificidades de infraestruturas intensivas em capital sem transformar a Agência em formadora ordinária de preços. A efetividade desse desenho depende, contudo, de critérios econômicos suficientemente objetivos, de informações comparáveis e de prazos que sejam conhecidos antes da controvérsia, pois a incerteza sobre a forma de aplicação das regras afeta não apenas a solução de conflitos já instaurados, mas também as decisões de entrada, contratação, investimento e utilização da capacidade.

As propostas apresentadas neste relatório devem ser analisadas como componentes de um mesmo aperfeiçoamento institucional. Embora cada pedido atue sobre uma dimensão específica da minuta, todos convergem para reduzir assimetrias de informação e incerteza regulatória, ampliar a capacidade de identificação de condições potencialmente discriminatórias e preservar a negociação como mecanismo principal de definição das condições de acesso:

P1 – Critérios objetivos para eventual vinculação da remuneração à receita de referência

Propõe que as situações em que a ANP pode atribuir efeito vinculante à receita de referência, inclusive diante de indícios de exercício de poder de mercado, sejam baseadas em critérios objetivos, verificáveis e previamente divulgados. O pedido também busca conferir maior previsibilidade à intervenção regulatória sobre contratos vigentes.

P2 – Transparência das premissas utilizadas na formação da receita de referência

Propõe que a divulgação da receita de referência seja acompanhada das principais premissas econômicas, financeiras e operacionais utilizadas no cálculo, com nível de detalhamento suficiente para permitir sua reprodução e escrutínio por terceiros.

P3 – Padronização e comparabilidade das informações de capacidade e de atuação do operador verticalizado

Propõe que essas informações sejam divulgadas em formato aberto, estruturado e comparável, com preservação de série histórica, de modo a tornar os dados efetivamente úteis para análise econômica, acompanhamento do acesso e supervisão regulatória.

P4 – Especificação econômica e operacional da separação contábil

Propõe que a obrigação de separação contábil seja acompanhada de plano de contas, critérios explícitos para o tratamento de itens compartilhados e metodologia auditável de alocação de custos, receitas, ativos e passivos entre atividades.

P5 – Definição temporal da referência provisória aplicável à transição

Propõe vincular a vigência da referência provisória à conclusão da análise da base de capital e estabelecer prazo objetivo para sua reavaliação, evitando que um parâmetro concebido para a transição permaneça aplicável por período indefinido.

O acesso negociado pode combinar flexibilidade contratual e disciplina concorrencial

Os ativos de escoamento e processamento apresentam características que justificam atenção regulatória específica. Em determinadas rotas e polos produtores, os elevados custos fixos, a especificidade física e a baixa viabilidade de duplicação reduzem a possibilidade de que a concorrência entre infraestruturas discipline, por si só,

as condições oferecidas aos usuários. Quando o proprietário da infraestrutura também participa de mercados que dependem desse mesmo insumo, o poder de barganha associado ao controle do ativo pode se combinar a incentivos para elevar o custo de rivais, reservar capacidade em condições que dificultem a entrada ou comprimir a margem disponível a agentes independentes. Esses mecanismos não exigem uma recusa formal de acesso para produzir efeitos concorrenciais, pois condições econômicas ou operacionais desfavoráveis podem gerar resultado equivalente.

Ao mesmo tempo, a integração vertical não deve ser tratada como anticoncorrencial por definição. A coordenação entre elos pode reduzir custos de transação, facilitar decisões de investimento e evitar a acumulação de margens sucessivas ao longo da cadeia, razão pela qual o próprio relatório não propõe separação societária nem desverticalização. A solução econômica mais consistente é preservar as eficiências que possam resultar da integração e concentrar a supervisão nos pontos em que o controle da infraestrutura pode afetar a contestabilidade dos mercados a montante e a jusante. É nesse espaço que critérios objetivos de intervenção, transparência e separação contábil podem produzir disciplina concorrencial com menor custo regulatório do que soluções estruturais mais intrusivas.

Critérios verificáveis e transparência reduzem assimetrias de informação

A qualidade do acesso negociado depende da informação disponível às partes e ao regulador. Quando a minuta prevê uma receita de referência, mas não explicita de forma reproduzível as premissas que determinam seu valor, o interessado conhece o resultado sem conseguir avaliar integralmente a lógica econômica que o produziu. O mesmo problema aparece na informação sobre capacidade: a distinção entre capacidade reservada, disponível e ociosa só cumpre função concorrencial quando os dados são apresentados de forma padronizada, atualizada e comparável ao longo do tempo. A divulgação de metodologia, premissas e séries estruturadas reduz a vantagem informacional de quem controla a infraestrutura e permite que diferenças de preço ou de condição sejam justificadas por fatores econômicos observáveis, em vez de permanecerem dependentes de informações conhecidas apenas por uma das partes.

A reprodução da metodologia da EPE reforça a importância dessa transparência. Aplicada aos dados dos ativos, a mecânica de blocos de receita reproduz os valores publicados nas duas primeiras casas decimais, mas mostra também que a hipótese de utilização da capacidade altera de forma significativa o custo unitário do acesso sem que a base de ativos ou o custo de capital se modifiquem. No primeiro ano do Sistema Integrado de Escoamento, a tarifa calculada passa de US$ 1,39 por MMBtu com utilização integral para US$ 1,74 com utilização de 80% e US$ 2,32 com utilização de 60%. Essa sensibilidade evidencia porque os pedidos P2 e P3 têm natureza concorrencial: tornar conhecidas as premissas e observáveis os dados de capacidade permite distinguir variações economicamente justificáveis de condições que possam refletir retenção de capacidade, tratamento diferenciado ou simples assimetria de informação.

A separação contábil reforça a supervisão do operador verticalizado

A separação contábil prevista na minuta pode cumprir papel relevante desde que não se limite à apresentação formal de demonstrações segregadas. Para avaliar se as condições de acesso oferecidas a terceiros são coerentes com os custos eficientes da infraestrutura, é necessário identificar como custos, receitas, ativos e passivos são atribuídos a cada atividade e como itens compartilhados são distribuídos entre os diferentes elos do grupo econômico. Direcionadores objetivos, estáveis e auditáveis reduzem a possibilidade de que custos comuns sejam deslocados de forma a favorecer atividades relacionadas, além de fornecerem uma base técnica mais consistente para analisar subsídios cruzados ou eventual compressão de margens.

Esse instrumento não pressupõe que a integração vertical produza conduta anticompetitiva, nem permite, isoladamente, concluir pela existência de compressão de margens. Sua função é informacional: criar condições para que a Agência possa comparar o custo do elo de infraestrutura, a remuneração cobrada de terceiros e os resultados das atividades relacionadas com referências economicamente justificáveis. Ao tornar a alocação de custos

verificável, o pedido P4 também aumenta a previsibilidade para o próprio operador, que passa a conhecer com maior clareza os parâmetros pelos quais sua conduta poderá ser examinada.

Previsibilidade regulatória também protege o investimento

A disciplina concorrencial do acesso deve ser compatível com a preservação dos incentivos ao investimento em ativos específicos e de longa maturação. A possibilidade de intervenção imprevisível sobre a remuneração pode elevar o risco percebido do projeto e afetar decisões de expansão, sobretudo quando parte relevante do valor econômico do ativo depende de receitas futuras que só podem ser recuperadas após o investimento. Por outro lado, a ausência de critérios para a atuação regulatória também impõe custo econômico aos usuários, porque permite que a primeira controvérsia concreta defina parâmetros que deveriam ser conhecidos no momento da contratação. A previsibilidade reduz os dois riscos: limita a apropriação oportunista da quase-renda do investidor e reduz a possibilidade de que o controle de uma infraestrutura indispensável seja utilizado para impor condições não justificadas por custos ou riscos eficientes.

A mesma lógica se aplica ao período de transição. A utilização de uma referência provisória pode ser útil enquanto a ANP conclui a avaliação das bases de capital e estrutura os instrumentos definitivos do regime, mas a ausência de horizonte temporal transforma uma solução temporária em fonte adicional de incerteza. Vincular a vigência do valor provisório à conclusão do processo regulatório e estabelecer consequência para eventual demora da própria Agência cria incentivos para a finalização do procedimento e evita que contratos de longo prazo permaneçam indefinidamente condicionados a um parâmetro concebido para uma fase inicial. O pedido P5, portanto, não endurece a regulação de preços; ele melhora a previsibilidade do processo decisório que sustenta o acesso negociado.

Os precedentes reforçam a opção por intervenção excepcional e previamente definida

A comparação com o transporte de gás natural, a transmissão de energia elétrica, as telecomunicações, as ferrovias, a atuação concorrencial e as experiências estrangeiras examinadas no relatório não revelam um único modelo tarifário que deva ser reproduzido no escoamento e no processamento. O elemento comum relevante está na institucionalização das condições de supervisão: metodologias publicadas, critérios verificáveis, informação padronizada e prazos que reduzem a discricionariedade ex post. Nos arranjos em que a negociação permanece como regra, a intervenção tende a ser mais eficiente quando os agentes conseguem antecipar as circunstâncias em que o regulador poderá atuar e quais informações serão utilizadas na decisão.

Essa comparação também mostra que a simples existência de competência para intervir não é suficiente para produzir disciplina econômica. Quando o critério de atuação, o parâmetro aplicável ou o prazo de decisão permanecem indefinidos, o regulador conserva poder formal, mas os agentes continuam contratando sob incerteza e podem incorporar esse risco a preços, garantias e decisões de investimento. Os ajustes propostos aproximam a minuta de práticas já utilizadas em outros setores de infraestrutura sem importar modelos regulatórios mais intrusivos que não correspondem à opção da Lei do Gás e da própria ANP por remuneração negociada.

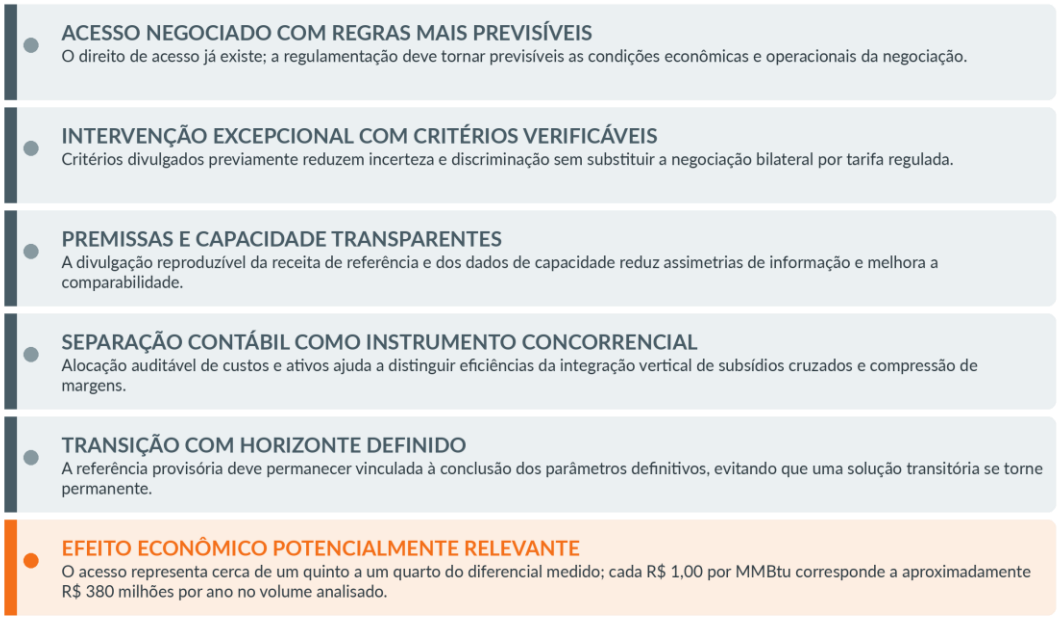
A redução do custo de acesso pode gerar efeitos relevantes, mas o preço final depende de outros elos da cadeia

Os exercícios quantitativos permitem dimensionar a importância econômica do acesso sem atribuir a ele efeitos que o relatório não mede. No caso base e no cenário com Reidi e custo de capital regulatório, o acesso combinado ao escoamento e ao processamento varia de R$ 11,56 a R$ 13,02 por MMBtu. Na janela de doze meses até novembro de 2025, esse valor corresponde a aproximadamente 20% a 23% do diferencial médio de R$ 56,72 por MMBtu entre as vendas entre produtores e as vendas a distribuidoras e consumidores livres nas regiões analisadas. Convertido pelo volume observado, cada redução de R$ 1,00 por MMBtu no custo de acesso equivale a uma ordem de grandeza entre R$ 364,5 milhões e R$ 389,3 milhões por ano, cujo ponto médio é próximo dos R$ 380 milhões utilizados ao longo do relatório.

Esse resultado não significa que qualquer ajuste regulatório produzirá redução equivalente no preço pago pelo consumidor. O restante do diferencial de preços não foi decomposto integralmente, e a transmissão de eventual redução do custo de acesso depende da rivalidade no mercado atacadista, das condições contratuais e dos regimes tarifários estaduais de distribuição. Há, ainda, um possível efeito associado à utilização da infraestrutura: se condições de acesso mais previsíveis permitirem a entrada de novos volumes e o mecanismo de remuneração repartir o aumento de utilização entre os usuários, o custo unitário pode diminuir porque a receita requerida passa a ser recuperada sobre base maior. Trata-se de relação econômica condicionada pelo desenho final das regras e pela resposta do mercado, e não de previsão de queda automática do preço final.

A figura a seguir sintetiza a lógica econômico-concorrencial das propostas e a forma como cada dimensão contribui para tornar o acesso negociado mais efetivo.

FIGURA 26 - COMO OS AJUSTES PROPOSTOS FORTALECEM O ACESSO NEGOCIADO SOB A PERSPECTIVA ECONÔMICA E CONCORRENCIAL



Fonte: elaboração Pezco Economics a partir da Lei nº 14.134/2021, da minuta submetida à Consulta Pública nº 13/2026, da nota técnica da EPE, revisão R1, de junho de 2025, da série de comercialização de gás natural da ANP e dos precedentes analisados no relatório.

Em síntese, a contribuição não propõe substituir a negociação bilateral por tarifa regulada, nem presume que integração vertical ou diferenças de preço constituam, por si sós, problema concorrencial. O objetivo é assegurar que diferenças de remuneração, disponibilidade de capacidade e condições de contratação possam ser explicadas por fatores econômicos verificáveis, que a atuação da ANP seja previsível antes da controvérsia e que a supervisão disponha de informação suficiente para distinguir eficiência, escassez legítima e risco de investimento de práticas capazes de elevar artificialmente o custo de rivais ou dificultar a entrada de agentes independentes.

Se incorporados ao texto final, esses ajustes tendem a melhorar a contestabilidade dos mercados que dependem do escoamento e do processamento, reduzir custos de informação e de negociação e aumentar a segurança jurídica para operadores e usuários. A contribuição preserva, assim, a arquitetura escolhida pela ANP e procura fortalecer as condições para que o acesso negociado produza o resultado econômico que justifica sua adoção: mais competição na oferta de gás, utilização mais eficiente da infraestrutura existente e incentivos adequados à expansão da capacidade quando novos investimentos forem economicamente necessários.

REFERÊNCIAS

ATOS NORMATIVOS E DOCUMENTOS OFICIAIS

AGÊNCIA INFRA. Matéria de 7 de agosto de 2026 sobre a aprovação de plano de desenvolvimento pela Reunião de Diretoria nº 1.188 da ANP. [S.l.], 7 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET. Submódulo 9.1: revisão periódica das receitas das concessionárias de transmissão. Versão 4.4. Brasília, DF: ANEEL, [s.d.]. Anexo LX de resolução normativa cujo número e data permanecem a confirmar. Disponível no sítio da ANEEL. Acesso em: 16 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de Regulação Tarifária, PRORET. Submódulo 9.2: revisão periódica das receitas das concessionárias de transmissão licitadas. Versão 4.5. Brasília, DF: ANEEL, [s.d.]. Anexo LXI de resolução normativa cujo número e data permanecem a confirmar. Disponível no sítio da ANEEL. Acesso em: 16 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE TELECOMUNICAÇÕES. Resolução nº 783, de 3 de setembro de 2025. Aprova o Plano Geral de Metas de Competição, PGMC. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 8 set. 2025. Retificada no Diário Oficial da União de 23 set. 2025. Processo nº 53500.055615/2020-51. Disponível em: https://informacoes.anatel.gov.br/legislacao/resolucoes/2025/2060-resolucao-783. Acesso em: 5 set. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES. Resolução nº 5.943, de 1º de junho de 2021. Dispõe sobre operações de direito de passagem e de tráfego mútuo no Subsistema Ferroviário Federal. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 1, 2 jun. 2021. Texto consolidado com as alterações da Resolução nº 5.990, de 20 de setembro de 2022. Disponível em: https://anttlegis.antt.gov.br. Acesso em: 16 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DE TRANSPORTES TERRESTRES. Resolução nº 5.990, de 20 de setembro de 2022. Institui o Registro Nacional do Agente Transportador Ferroviário de Cargas e altera a Resolução nº 5.943, de 1º de junho de 2021. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022. Disponível em: https://anttlegis.antt.gov.br. Acesso em: 16 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Ata da 68ª Reunião de Diretoria Extraordinária, realizada em 29 de dezembro de 2025. Rio de Janeiro: ANP, 2025. Item 2 da Sessão Regulatória, processo nº 48610.209490/2025-12: Decisão de Diretoria nº 835/2025, que define o WACC de 7,63% ao ano, em termos reais, para o Ciclo Tarifário 2026-2030 das transportadoras de gás natural.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Aviso de Consulta e Audiência Públicas nº 13/2026. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 jul. 2026, edição 131, seção 3, p. 104.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Aviso de Alteração da Consulta e Audiência Públicas nº 13/2026, de 26 de agosto de 2026. Processo nº 48610.204824/2026-42. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 3. Disponível na página da Consulta e Audiência Públicas nº 13/2026 no sítio da ANP, atualizada em 28 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Comunicado de 2 de julho de 2026 sobre a Resolução ANP nº 1.003/2026. Rio de Janeiro: ANP, 2026. Notícias e comunicados. Disponível em: https://www.gov.br/anp. Acesso em: 16 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Consulta Pública nº 12/2025: metodologia e parâmetros de cálculo da taxa de retorno das transportadoras de gás natural. Rio de Janeiro: ANP, 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Minuta de resolução que dispõe sobre a regulamentação do acesso não discriminatório e negociado aos gasodutos de escoamento da produção e às instalações de tratamento ou processamento de gás natural. Anexo I da Nota Técnica Conjunta nº 10/2026/ANP, documento SEI nº 5915400. Processo ANP nº 48610.204824/2026-42. Rio de Janeiro: ANP, 2026. Submetida à Consulta Pública nº 13/2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Nota Técnica Conjunta nº 7/2024/ANP: acesso regulado e negociado de terceiros às infraestruturas de gás natural. Documentos SEI nº 3985464 e nº 4000409 (versão institucional). Rio de Janeiro: ANP, 2024. Documento interno de instrução, sem submissão a consulta. Citada por intermédio da Nota Técnica Conjunta nº 10/2026/ANP, §§ 13, 14 e 54.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Nota Técnica Conjunta nº 10/2026/ANP: fundamentos técnicos para a proposta de minuta de resolução para regulamentação do acesso não discriminatório e negociado de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção e às instalações de tratamento ou processamento de gás natural. Documento SEI nº 5899684. Processo ANP nº 48610.204824/2026-42. Rio de Janeiro: ANP, 28 abr. 2026. 30 p.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatório da Consulta Prévia nº 1/2023. Rio de Janeiro: ANP, 2023. Documento SEI nº 3027269. Disponível em: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-previa/2023/cp-01-2023/relatorio-cp-01-2023.pdf. Acesso em: 12 nov. 2023, conforme registrado na AIR, p. 92.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Nota Técnica Conjunta nº 25/2022/ANP: estudo prévio para regulamentação do acesso de terceiros negociado e não discriminatório às infraestruturas essenciais de gás natural no Brasil. Rio de Janeiro: ANP, 2022. Documentos SEI nº 2699024 e nº 2704653. apud AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatório de Análise de Impacto Regulatório. Rio de Janeiro: ANP, dez. 2023, p. 92, e Nota Técnica Conjunta nº 10/2026/ANP, §§ 11, 54 e 154.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Parecer nº 00123/2026/PFANP/PGF/AGU. Processo ANP nº 48610.204824/2026-42. Rio de Janeiro: Procuradoria Federal junto à ANP, 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatório de Análise de Impacto Regulatório para a regulamentação do acesso às infraestruturas essenciais: gasodutos de escoamento da produção, instalações de tratamento ou processamento de gás natural e terminais de gás natural liquefeito (GNL). Rio de Janeiro: ANP, dez. 2023. Elaborado pelo Grupo de Trabalho de Infraestruturas Essenciais, instituído pela Portaria ANP nº 116, de 19 de abril de 2022. Documento SEI nº 3612740, processo ANP nº 48610.205614/2022-48. 275 p. Aprovado pela Diretoria da ANP em 16 de maio de 2024, pela Decisão de Diretoria nº 325/2024, documento SEI nº 4024374.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 52, de 2011. Estabelece a obrigação de envio de informações sobre a comercialização de gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2011. Alterada pelo art. 47 da Resolução ANP nº 991, de 2 de janeiro de 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 991, de 2 de janeiro de 2026. Estabelece o regime tarifário aplicável aos sistemas de transporte de gás natural e aos serviços de transporte oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída. Diário Oficial da União, Brasília, DF, seção 1, ed. 2, p. 28, 5 jan. 2026. Disponível em: https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-anp-n-991-de-2-de-janeiro-de-2026-679154296. Acesso em: 16 ago. 2026.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução nº 1.003, de 2 de julho de 2026. Dispõe sobre o acesso negociado de terceiros aos terminais de gás natural liquefeito. Rio de Janeiro: ANP, 2026. Aprovada na Reunião de Diretoria de 26 de junho de 2026. Conferida no comunicado da ANP de 2 de julho de 2026.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Deliberação nº 1.010, de 2020. Dispõe sobre a conta gráfica de custos de gás e transporte das concessionárias de distribuição de gás canalizado do Estado de São Paulo. São Paulo: ARSESP, 2020. Art. 5º transcrito na Nota técnica 0098855904, pp. 1 e 2.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Deliberação nº 1.810, de 9 de junho de 2026. Dispõe sobre a atualização das tabelas tarifárias a serem aplicadas pela concessionária de distribuição de gás canalizado NECTA Gás Natural S/A, e revoga a Deliberação ARSESP nº 1.785, de 6 de março de 2026. Diário Oficial do Estado de São Paulo, caderno executivo, seção atos normativos, São Paulo, 11 jun. 2026. Republicação; publicação original em 10 jun. 2026, v. 136, n. 108. Processo SEI 133.00002208/2026-78.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Nota técnica 0091409282: reajuste tarifário anual Comgás, 2025. São Paulo: ARSESP, 9 dez. 2025. 6 p. Processo SEI 133.00004007/2025-24.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Nota técnica 0098855904: ajuste trimestral março 2026, Comgás. São Paulo: ARSESP, 6 mar. 2026. 4 p. Processo SEI 133.00000470/2026-88.

AGÊNCIA REGULADORA DE SERVIÇOS PÚBLICOS DO ESTADO DE SÃO PAULO. Nota técnica final: plano de negócios regulatório e cálculo da margem máxima (P0) para a 5ª revisão tarifária ordinária da Companhia de Gás de São Paulo, Comgás. São Paulo: ARSESP, set. 2025. 143 p. Processo SEI 133.00002513/2023-17.

AUSTRALIA. National Gas Rules, Parte 23: acesso a gasodutos não cobertos. Em vigor desde 1º de agosto de 2017. apud AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Non-scheme pipeline arbitration guide: National Gas Law and Rules. Version 1. Canberra: AER, set. 2017.

AUSTRALIA. Productivity Commission. Review of the Gas Access Regime. Canberra: Productivity Commission, 11 jun. 2004. 2 v. (Inquiry Report, n. 31).

AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION. Inquiry into the east coast gas market. Canberra: ACCC, abr. 2016. ISBN 978-1-922145-77-2.

AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION. Review into the scope of economic regulation applied to covered pipelines: final report. Sydney: AEMC, 3 jul. 2018. (Ref. GPR0004).

AUSTRALIAN ENERGY REGULATOR. Non-scheme pipeline arbitration guide: National Gas Law and Rules. Version 1. Canberra: AER, set. 2017.

BRASIL. [Constituição (1988)]. Constituição da República Federativa do Brasil. Brasília, DF: Senado Federal, 1988. Art. 25, § 2º.

BRASIL. Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2010.

BRASIL. Decreto nº 9.616, de 17 de dezembro de 2018. Altera o Decreto nº 7.382, de 2 de dezembro de 2010. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2018.

BRASIL. Decreto nº 9.934, de 24 de julho de 2019. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2019.

BRASIL. Decreto nº 10.411, de 2020. Regulamenta a análise de impacto regulatório. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2020.

BRASIL. Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Regulamenta a Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2021. Alterado pelo Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Dispositivos citados nesta contribuição conferidos nas transcrições literais da Nota Técnica Conjunta nº 10/2026/ANP, pp. 4, 6, 10 e 16.

BRASIL. Decreto nº 12.153, de 26 de agosto de 2024. Altera o Decreto nº 10.712, de 2 de junho de 2021. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2024.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional e as atividades relativas ao monopólio do petróleo e institui a Agência Nacional do Petróleo. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 ago. 1997.

BRASIL. Lei nº 10.233, de 2001. Dispõe sobre a reestruturação dos transportes aquaviário e terrestre e cria a Agência Nacional de Transportes Terrestres. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2001.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura, Reidi. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 jun. 2007.

BRASIL. Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 5 mar. 2009. Revogada pela Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021.

BRASIL. Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011. Estrutura o Sistema Brasileiro de Defesa da Concorrência. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 1 dez. 2011. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12529.htm. Acesso em: 16 ago. 2026.

BRASIL. Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021. Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, e sobre as atividades de escoamento, tratamento, processamento, estocagem subterrânea, acondicionamento, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera as Leis nºs 9.478, de 6 de agosto de 1997, e 9.847, de 26 de outubro de 1999; e revoga a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e dispositivo da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 9 abr. 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14134.htm. Acesso em: 16 ago. 2026.

BRASIL. Lei nº 14.273, de 23 de dezembro de 2021. Estabelece a Lei das Ferrovias. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 dez. 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/l14273.htm. Acesso em: 16 ago. 2026.

COMISSÃO EUROPEIA. Decisão de 18 de março de 2009 relativa a um processo nos termos do artigo 82º do Tratado CE e do artigo 54º do Acordo EEE, processo COMP/39.402, RWE Gas Foreclosure. Bruxelas: Comissão Europeia, 2009.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (Brasil); PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. Termo de Compromisso de Cessação, de 8 de julho de 2019. Brasília, DF: CADE, 2019. Cláusulas 2.3 e 2.4.

CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFESA ECONÔMICA (Brasil). Voto do relator, certidão de julgamento e comunicado institucional no precedente descrito no Box do capítulo 4, com a transcrição do acórdão que anulou a decisão condenatória originária. Brasília, DF: CADE.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 3, de 2022. Art. 8º, § 2º. Citada por intermédio da contribuição do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços à Consulta Prévia ANP nº 1/2023, Anexo XIII, p. 15.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 10, de 14 de dezembro de 2016. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2016.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução nº 16, de 24 de junho de 2019. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2019.

CONTRIBUIÇÕES à Consulta Prévia ANP nº 1/2023: manifestações constantes dos Anexos IV a XX do processo ANP nº 48610.205614/2022-48. Rio de Janeiro: ANP, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais: doutrina de infraestruturas essenciais aplicada a gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural e terminais de GNL. Rio de Janeiro: EPE, 31 jan. 2020. (Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020). Disponível em: http://www.epe.gov.br. Acesso em: 16 ago. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP. Rev. 1. Rio de Janeiro: EPE, 6 jun. 2025. 46 p. (Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis; Superintendência de Petróleo e Gás Natural). Disponível em: http://www.epe.gov.br. Acesso em: 16 ago. 2026.

ENERGY COMMUNITY REGULATORY BOARD. Gas transmission tariffs in South and Central East Europe. Viena: Energy Community Secretariat, fev. 2018. Local inferido da sede da instituição; não consta do documento. Disponível em: https://www.energy-community.org. Acesso em: 16 ago. 2026.

ESTADOS UNIDOS. Buccaneer Energy (USA) Inc. v. Gunnison Energy Corp., 2017. apud EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais. Rio de Janeiro: EPE, 31 jan. 2020, p. 10. (Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020).

NORUEGA. Ministry of Petroleum and Energy. Gassled: judgment from Oslo District Court. Oslo: regjeringen.no, 25 set. 2015. Comunicado institucional (news story). Disponível em: https://www.regjeringen.no. Acesso em: 16 ago. 2026.

NORUEGA. Ministry of Petroleum and Energy. Regulations relating to the stipulation of tariffs etc. for certain facilities, tarifforskriften. Baixado em 20 dez. 2002, com fundamento na seção 10-18, primeiro parágrafo, e na seção 4-8 da Lei de 29 nov. 1996, n. 72, relativa às atividades petrolíferas, e no Regulamento de 27 jun. 1997, n. 653, seção 70. Em vigor desde 1º jan. 2003; última alteração em 21 dez. 2022. Disponível no sítio do Norwegian Offshore Directorate (Sodir). Acesso em: 16 ago. 2026.

ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO (OCDE). Margin squeeze. Paris: OCDE, 2010. 322 p. (Policy Roundtables). Documento DAF/COMP(2009)36. Atas da mesa redonda realizada pelo Competition Committee em outubro de 2009; inclui nota de referência de Darryl Biggar, as contribuições escritas de vinte e cinco jurisdições e do BIAC, e o sumário da discussão.

REINO UNIDO. Competition Appeal Tribunal. Albion Water Limited v Water Services Regulation Authority. Julgamento de 6 out. 2006. apud ALBON, Rob. The use and abuse of the "Efficient Component Pricing Rule". Canberra: Australian Competition and Consumer Commission, set. 2007.

UNIÃO EUROPEIA. Diretiva 2009/73/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno do gás natural. apud EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais. Rio de Janeiro: EPE, 31 jan. 2020, quanto aos arts. 32, 34, 35 e 36.

UNIÃO EUROPEIA. Regulamento (UE) 2017/460 da Comissão, de 16 de março de 2017, que estabelece um código de rede sobre a harmonização das estruturas tarifárias do transporte de gás. Jornal Oficial da União Europeia, L 72, p. 29-56, 17 mar. 2017. Texto em português.

UNIÃO EUROPEIA. Tribunal de Justiça. Processo C-52/09, Konkurrensverket contra TeliaSonera Sverige AB. Acórdão de 17 de fevereiro de 2011.

UNITED STATES. General Accounting Office. Natural gas regulation: little opposition to FERC's recent policies on transportation-related services. Report to the Chairman, Environment, Energy, and Natural Resources Subcommittee, Committee on Government Operations, House of Representatives. Washington, DC: GAO, dez. 1994. (GAO/RCED-95-39).

LITERATURA ACADÊMICA

ALBON, Rob. The use and abuse of the "Efficient Component Pricing Rule". Canberra: Australian Competition and Consumer Commission, set. 2007.

ARMSTRONG, Mark; SAPPINGTON, David E. M. Regulation, competition and liberalization. Journal of Economic Literature, v. 44, n. 2, 2006. As chamadas desta contribuição remetem à paginação do manuscrito dos autores, de setembro de 2005.

ATWOOD, Jane; KOBRIN, Paul. Integration and joint ventures in pipelines. Washington, DC: American Petroleum Institute, set. 1977. (Research Study, n. 5). apud KLEIN, Benjamin; CRAWFORD, Robert G.; ALCHIAN, Armen A. Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process. Journal of Law and Economics, Chicago, v. 21, n. 2, p. 297-326, out. 1978, nota 31, p. 311.

BAUMOL, William J.; ORDOVER, Janusz A.; WILLIG, Robert D. Manifestação no processo CC Docket nº 96-98: implementation of the local competition provisions in the Telecommunications Act of 1996. Washington, DC: Federal Communications Commission, maio 1996. apud WEISMAN, Dennis L. The efficient component pricing rule: friend or foe? Manhattan: Kansas State University, Department of Economics, maio 2002.

BAUMOL, William J.; SIDAK, J. Gregory. The pricing of inputs sold to competitors. Yale Journal on Regulation, New Haven, v. 11, p. 171-202, 1994.

BESANKO, David; CUI, Shana. Regulated versus negotiated access pricing in vertically separated railway systems. Journal of Regulatory Economics, v. 55, n. 1, p. 1-32, 2019. DOI: 10.1007/s11149-019-09374-z.

DUNNE, Niamh. Margin squeeze: theory, practice, policy. 2011. 32 f. Trabalho apresentado à EUSA Biennial Conference, Boston, 3-5 mar. 2011. Versão preliminar, sem publicação.

GANS, Joshua S.; KING, Stephen P. Access holidays and the timing of infrastructure investment. Melbourne: Melbourne Business School, University of Melbourne, 12 dez. 2002. Working paper. Versão publicada em Economic Record, 2004; volume, fascículo e páginas não conferidos. As chamadas desta contribuição remetem à paginação do documento de 2002.

GOLDBERG, Victor P. Regulation and administered contracts. The Bell Journal of Economics and Management Science, v. 7, n. 2, p. 426, 1976. apud KLEIN, Benjamin; CRAWFORD, Robert G.; ALCHIAN, Armen A. Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process. Journal of Law and Economics, Chicago, v. 21, n. 2, p. 297-326, out. 1978, p. 302 e nota 9.

GRAJEK, Michał; RÖLLER, Lars-Hendrik. Regulation and investment in network industries: evidence from European telecoms. Journal of Law and Economics, v. 55, n. 1, p. 189-216, fev. 2012. DOI: 10.1086/661196.

HALL, Marshall. Norwegian gas exports: assessment of resources and supply to 2035. Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, mar. 2018. (OIES Paper NG 127).

JOSKOW, Paul L. Regulation of natural monopoly. In: POLINSKY, A. Mitchell; SHAVELL, Steven (ed.). Handbook of Law and Economics. Amsterdam: Elsevier, 2007. v. 2, cap. 16, p. 1227-1348. DOI: 10.1016/S1574-0730(07)02016-6.

KLEIN, Benjamin; CRAWFORD, Robert G.; ALCHIAN, Armen A. Vertical integration, appropriable rents, and the competitive contracting process. Journal of Law and Economics, Chicago, v. 21, n. 2, p. 297-326, out. 1978. Disponível em: http://www.jstor.org/stable/725234. Acesso em: 5 set. 2026.

LABANDEIRA, Xavier; LABEAGA, José M.; LÓPEZ-OTERO, Xiral. A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. San Domenico di Fiesole: European University Institute, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation Climate, 2016. (EUI Working Paper RSCAS, n. 2016/25). ISSN 1028-3625. Disponível em: https://cadmus.eui.eu. Acesso em: 5 set. 2026.

LOBOS AVILES, Ivan Pablo. Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP: apresentação. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

NEWBERY, David M. Determining the regulatory asset base for utility price regulation. Utilities Policy, v. 6, n. 1, p. 1-8, 1997. DOI: 10.1016/S0957-1787(96)00015-X.

PERRY, Martin K. Vertical integration: determinants and effects. In: SCHMALENSEE, Richard; WILLIG, Robert (Org.). Handbook of Industrial Organization. Amsterdam: North-Holland, 1989. v. 1. apud REY, Patrick; TIROLE, Jean. A primer on foreclosure. Toulouse: Université de Toulouse, Institut d'Économie Industrielle, 30 jan. 2006, p. 8, nota 10.

PITOFSKY, Robert; PATTERSON, Donna; HOOKS, Jonathan. The essential facilities doctrine under United States antitrust law. Antitrust Law Journal, v. 70, p. 443-462, 2002. apud EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Acesso de terceiros a infraestruturas essenciais. Rio de Janeiro: EPE, 31 jan. 2020, p. 7 e 8. (Nota Técnica EPE/DPG/SPG/01/2020).

REY, Patrick; TIROLE, Jean. A primer on foreclosure. Toulouse: Université de Toulouse, Institut d'Économie Industrielle, 30 jan. 2006. 109 p. Versão preliminar do capítulo publicado em: ARMSTRONG, Mark; PORTER, Robert (Org.). Handbook of Industrial Organization. Amsterdam: North-Holland, 2007. v. 3. As chamadas desta contribuição remetem à paginação da versão de 2006.

SALOP, Steven C.; SCHEFFMAN, David T. Raising rivals' costs. Washington, DC: Federal Trade Commission, Bureau of Economics, jan. 1983. (FTC Bureau of Economics Working Paper, n. 81). Versão preliminar do artigo publicado em American Economic Review, v. 73, n. 2, maio 1983 (Papers and Proceedings); a paginação do periódico não foi conferida. As chamadas desta contribuição remetem à paginação do working paper.

SIDAK, J. Gregory; SPULBER, Daniel F. Deregulatory takings and breach of the regulatory contract. New York University Law Review, v. 71, n. 4, p. 851-999, out. 1996.

TIROLE, Jean. The theory of industrial organization. Cambridge, MA: MIT Press, 1988.

TYE, William B. The pricing of inputs sold to competitors: a response. Yale Journal on Regulation, New Haven, v. 11, p. 203-224, 1994. apud ALBON, Rob. The use and abuse of the "Efficient Component Pricing Rule". Canberra: Australian Competition and Consumer Commission, set. 2007.

WEISMAN, Dennis L. The efficient component pricing rule: friend or foe? Manhattan: Kansas State University, Department of Economics, maio 2002. 15 p. Working paper.

WILLIAMSON, Oliver E. Deregulatory takings and breach of the regulatory contract: some precautions. New York University Law Review, v. 71, n. 4, p. 1007-1020, out. 1996.

DADOS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Dados abertos: comercialização de gás natural. Série mensal por região, set. 2019 a nov. 2025. Rio de Janeiro: ANP. Acesso em: 26 ago. 2026.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Calculo_Tarifario_Escoamento_rev.xlsm. Planilha de cálculo. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Anexa ao Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP, Rev. 1.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Calculo_Tarifario_Processamento_rev.xlsm. Planilha de cálculo. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Anexa ao Estudo das tarifas de escoamento e processamento para os sistemas SIE e SIP, Rev. 1.

FUNDAÇÃO GETULIO VARGAS. Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Decomposição das tarifas de gás natural ao consumidor final por segmentos da cadeia e classes de consumo. Rio de Janeiro: FGV CERI, dez. 2025. 65 slides. Equipe: Joisa Dutra (coord.), Amanda Diniz, Diogo Lisbona, Edson Gonçalves e Ícaro Hernandes. Estudo elaborado para a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasodutos. Dados de referência de outubro de 2025. Disponível em: http://ceri.fgv.br/publicacoes.

SOBRE PEZCO ECONOMICS

Somos uma tradicional CONSULTORIA ECONÔMICA E FINANCEIRA com 20+ anos de atuação.

- A acurácia de nossas **projeções macroeconômicas e setoriais** é mundialmente reconhecida. Somos a consultoria econômica brasileira mais premiada no Brasil e no exterior.
- Pezco produz **estudos econômicos no estado da arte** para estratégias de negócios, decisões financeiras, avaliações de impacto socioambiental, questões regulatórias setoriais, novas legislações e normativos.
- Pezco atua no **ciclo completo dos projetos de infraestrutura**: uma experiência única, transversal aos setores de infraestrutura econômica e social, nos ambientes mais desafiadores do mercado brasileiro.

BUSCAMOS COLABORAR COM ESTRATÉGIAS PÚBLICAS E PRIVADAS, MAXIMIZANDO O VALOR ECONÔMICO DOS NEGÓCIOS E GERANDO BEM-ESTAR SOCIAL, GARANTINDO EXCELÊNCIA NOS ESTUDOS, RIGOR ACADÊMICO E CONSCIÊNCIA SOBRE O IMPACTO ECONÔMICO, SOCIAL E AMBIENTAL DE NOSSAS PROPOSIÇÕES.



PEZCO
economic & financial analysis

ESTUDO ECONÔMICO INDEPENDENTE

CONTRIBUIÇÃO ECONÔMICA À CONSULTA PÚBLICA Nº 13/ANP

CONTATO

R. Bela Cintra, 1200 ▪ 1º andar ▪ Consolação ▪ São Paulo | SP ▪ BRAZIL

+ 55 11 3582-5509

economics@pezco.com.br

www.pezco.com.br