



CENTRO DE ESTUDOS
EM REGULAÇÃO E
INFRAESTRUTURA

Impactos Econômicos e Regulatórios da Reclassificação do Gasoduto Subida da Serra para Duto de Distribuição

Maio 2023

Sumário

| | |
|--|----|
| 1. O Gasoduto Subida da Serra | 3 |
| 1.1. A Gênese do Projeto..... | 3 |
| 1.2. Contenda Administrativa-Jurídica | 12 |
| 2. As Fronteiras entre Transporte, Distribuição e Comercialização no Brasil..... | 15 |
| 2.1. Separação entre Transporte e Distribuição | 15 |
| 2.2. Reestruturação da Indústria para Desverticalização e Abertura | 16 |
| 2.3. Áreas de Mercado e Hub Virtual de Gás | 20 |
| 2.4. A Malha de Transporte e a Contratação de Capacidade | 22 |
| 2.5. Importância da Separação entre Rede e Comercialização..... | 26 |
| 3. Consequências da Reclassificação do Gasoduto Subida da Serra..... | 28 |
| 3.1. Contestação de Competição Assimétrica “pelo mercado” | 30 |
| 3.2. Impacto na Tarifa de Transporte pela Reclassificação do Gasoduto Subida da Serra para Distribuição..... | 33 |
| Apêndice | 44 |
| A.1. Os Limites Naturais entre Transporte e Distribuição de Gás..... | 44 |
| A.2. A Desverticalização no Cerne da Reestruturação para Abertura | 46 |
| A.3. Particularidades e Complexidades do Caso Brasileiro | 49 |
| A.4. Evolução dos Marcos Legais para a Indústria do Gás Natural no Brasil: desverticalização, liberalização e abertura | 51 |
| Referências | 58 |

1. O Gasoduto Subida da Serra

1.1. A Gênese do Projeto

1. No âmbito da 4ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás de São Paulo (Comgás), realizada pela Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) em 2019, a concessionária de distribuição propôs a inclusão do “Projeto Subida da Serra” no programa de investimentos. Em seu Plano de Negócios, a Comgás incluiu o projeto como objetivo estratégico e o definiu como *“Reforço de Rede de Distribuição que incrementará a capacidade de interconexão entre a região da Baixada Santista e o planalto (...) que viabilizará, tempestivamente, o escoamento do gás natural proveniente das reservas do pré-sal, e criará as condições de, por meio dessa mesma infraestrutura, integrar um terminal de Gás Natural Liquefeito – GNL, instalado na mesma região da Baixada Santista, como mais uma fonte de suprimento alternativo ao estado, tornando-o progressivamente mais independente energeticamente”, considerando-o “infraestrutura vital para proporcionar segurança energética a partir de novas fontes de suprimento, e, por consequência, internalizar a arrecadação tributária (ICMS) no Estado de São Paulo”* (Comgás, 2019).

2. No âmbito da revisão tarifária, a ARSESP (2019) reconheceu que *“o projeto Subida da Serra tem características operacionais que o assemelham a um gasoduto de transporte, com 31,5 km de extensão em tubos de aço de 20 polegadas, pressão de 70 bar, e capacidade de movimentar até 16 milhões de metros cúbicos de gás por dia”*. Embora a Comgás tenha alocado o projeto como “Suporte Operacional” no plano de investimento (Projeto Reforço da Infraestrutura de Gás da Baixada), orçado em R\$ 473,5 milhões a valores de dezembro de 2017¹, o projeto tem caráter de expansão de rede e representou 10% dos investimentos (CAPEX) projetados para o ciclo 2018-2024. A ARSESP (2019) registrou ainda que *“o valor desse projeto é 78% maior que o total investido pela Comgás na rubrica de Reforço de Rede nos últimos seis anos”*. A ARSESP (2019) também elencou dados e compromissos adicionais relacionados ao projeto apresentados pela Comgás:²

- a. *“O projeto poderá trazer **segurança ao abastecimento e suprimento de gás para a região metropolitana de São Paulo**, por conta do gás proveniente de três novas fontes: Aumento da **produção do Pós Sal** da Bacia de Santos (Merluza e Lagosta); **Início da produção do Pré-Sal** (diferentes campos no litoral de SP); **Terminal de regaseificação de GNL** a ser construído na Baixada Santista.*
- b. ***Ampliação da capacidade de distribuição na região metropolitana de São Paulo e Baixada Santista, passando dos atuais 12 MM m³/dia para 24 MM m³/dia**, ampliando as possibilidades de fomento ao mercado de gás natural, com real oportunidade de diversificação de supridores de molécula, sanando a limitação física de oferta.*

¹ A valores de abril de 2018, o projeto soma R\$ 483,2 milhões.

² Grifos são sempre nossos, salvo se explicitado em contrário.

- c. *Abrangência da infraestrutura de distribuição, uma vez que **permitiria às demais distribuidoras paulistas se beneficiarem dessa infraestrutura, tendo acesso a um custo de gás natural mais competitivo, através da troca operacional (swap), previsto na Agenda regulatória da Arsesp.***
- d. *Fomento ao Mercado Livre de Gás, em face da **possibilidade da integração de três novas fontes de suprimento** e conexão de novos fornecedores, ampliando a competição com o único fornecedor existente hoje.*
- e. *Alternativa de **suprimento flexível de gás para usuários com sazonalidade no consumo, com a possibilidade de aquisição de GNL.***
- f. *Redução potencial do custo de gás natural, tanto na molécula quanto no transporte, uma vez que **o gasoduto estará conectado diretamente a uma UPGN a ser instalada na Baixada Santista, afastando assim, essa parcela significativa do custo do gás para o usuário.***
- g. *Demonstrativos de **custos de implementação do projeto Subida da Serra em comparação a outras alternativas de transporte e de distribuição de gás**, tal como a ampliação do RETAP ou a interligação de Paulínia, se mostrando **economicamente mais vantajoso**, mesmo diante da complexidade da obra.*
- h. ***Aumento da arrecadação para o Estado de São Paulo** trazido pelo novo ponto de entrada alternativo e competitivo, **viabilizando o escoamento do gás do Pré-Sal** por essa infraestrutura, com **consequente aumento na receita advinda da arrecadação do ICMS** no estado.*
- i. *Compromisso firmado pela concessionária Comgás junto à Arsesp, que **assegurou "o preço teto da molécula firmado no contrato NPP" e "benefício da isenção do custo de transporte, baseado na entrega dos volumes descontratados da atual supridora, estimado na ordem de R\$483MM até o final do ciclo tarifário em discussão."***

3. Em relação ao último aspecto (i), a ARSESP (2020) observou que “o risco (de abastecimento ou mercado) que recairia inicialmente ao consumidor passa a recair sobre a concessionária, uma vez que, **tendo ou não suprimento de gás ou mercado para o mesmo, a empresa repassaria o desconto proporcionado pela ausência do custo do transporte na composição final do custo do gás. Tal desconto, assegura a concessionária, alcança valores recuperados de R\$483 MM, que supera o investimento no Projeto**”.

Figura 1 – Traçado do Projeto Gasoduto Subida da Serra em São Paulo



Fonte: Comgás (2019).

Figura 2 – Previsão de Investimento do Gasoduto Subida da Serra pela Comgás

custo total – mm r\$

| | 2018/2019 | 2019/2020 | 2020/2021 | 2021/2022 | 2022/2023 | 2023/2024 | Total |
|-------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-------|
| Projeto Subida da Serra | 90.3 | 238.3 | 144.9 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 473.5 |

detalhamento orçamentário

| ITEM | DESCRIÇÃO | UNID. | QUANT. | R\$ / UNID | TOTAL |
|------|--|-------|--------|---------------|----------------|
| 1.0 | Subida da Serra | | | | 473.500.000,00 |
| 1,1 | Rede em aço 20 pol - 70 bar (mat, serv, fisc.) | m | 31.500 | 13.629,56 | 429.331.035,26 |
| 1,2 | Conjunto de Bloqueio 20 pol - 35 bar | n.a. | 6 | 227.593,64 | 1.365.561,84 |
| 1,3 | Válvula 20 pol - classe 300 | n.a. | 8 | 232.462,91 | 1.859.703,30 |
| 1,4 | Mobilização | n.a. | 1 | 7.059.585,49 | 7.059.585,49 |
| 1,5 | Projeto Executivo - Convencional | n.a. | 1 | 3.149.247,94 | 3.149.247,94 |
| 1,6 | Projeto City Gate | n.a. | 1 | 1.574.623,97 | 1.574.623,97 |
| 1,7 | Sinalização | n.a. | 1 | 82.186,22 | 82.186,22 |
| 1,8 | Taxas | n.a. | 1 | 1.049.749,31 | 1.049.749,31 |
| 1,9 | Interf. elétrica (cruzamento) | n.a. | 1 | 314.924,79 | 314.924,79 |
| 2,0 | Licenciamento Ambiental | n.a. | 1 | 5.668.646,29 | 5.668.646,29 |
| 2,1 | CITY GATE | n.a. | 1 | 8.397.994,51 | 8.397.994,51 |
| 2,2 | Servidão | n.a. | 1 | 10.497.493,13 | 10.497.493,13 |
| 2,3 | Valvulas SDV | n.a. | 1 | 3.149.247,94 | 3.149.247,94 |

Fonte: Comgás (2019).

4. A ARSESP (2019) aprovou a inclusão do projeto Subida da Serra no conjunto de investimentos do quinto ciclo tarifário, considerando: “(a) que todo o risco do investimento recai sobre a concessionária e não sobre o usuário; (b) os compromissos firmados com a Agência asseguram que, com ou sem suprimento de gás via Subida da Serra, a concessionária repassará descontos aos usuários que ultrapassam os montantes investidos na obra ainda no ciclo tarifário; (c) os benefícios do

investimento na infraestrutura de distribuição de gás para a Região Metropolitana de São Paulo; (d) segurança de abastecimento; (e) potencial aumento de arrecadação para o Estado de São Paulo”.

5. O Plano Paulista de Energia (PPE 2030) para as áreas de petróleo e gás, publicado em 2020 pelo Governo de São Paulo (SIMA-SP, 2020a), reconhece algumas iniciativas e estratégias de longo prazo das distribuidoras de gás do estado, “*voltadas à garantia e diversificação de fontes de suprimento de gás*”, incluindo: “*estudos para a potencial instalação de uma estação de regaseificação de GNL, na Baixada Santista, com o propósito de aproveitamento das vantagens competitivas do mercado mundial de GNL; (...) e estudos para a potencial instalação de uma nova rota de escoamento do gás da Bacia de Santos para o litoral do Estado de São Paulo, conhecido como Projeto Rota 4*”. **O Plano prevê que a Rota 4 “se conectará ao gasoduto de distribuição Subida da Serra, interligando a Baixada Santista ao Planalto e permitindo o atendimento do mercado consumidor paulista”.**

6. O Governo de São Paulo (SIMA-SP, 2020b) sugeriu que o fato de o gasoduto Subida da Serra ter sido aprovado na Revisão Tarifária e incluído nos investimentos que integram a base de remuneração regulatória implica a reversão dos “*volumes adicionados em prol da modicidade tarifária aos consumidores paulistas, especialmente aqueles localizados na área de atuação da Comgás*” e do ativo ao Estado (Poder Concedente). Embora o Governo do estado tenha afirmado que o gasoduto “*não substitui a necessidade de qualquer gasoduto de transporte, mas sim atua de forma a robustecer o sistema de distribuição*”, conclui paradoxalmente que com a sua inclusão na malha de distribuição “**a parcela referente à atividade de transporte, da ordem de US\$ 1,8-2,0/MMBtu, será eliminada da composição de custos, indiretamente resultando em uma tarifa de gás mais competitiva**”. Ou seja, a sua inclusão pressupõe a eliminação de um custo de transporte, explicitando a motivação de contornar (evitar) o sistema de transporte (*by-pass* regulatório e econômico) para supostamente reduzir custos ao consumidor de São Paulo. Apenas o *by-pass* físico do sistema de transporte e suas consequências econômicas e regulatórias podem permitir que o investimento custoso em uma nova infraestrutura reduza eventualmente custos.

7. A Comgás (2019) também apresentou como objetivo estratégico no Plano de Negócios a implantação de “*um Terminal de Gás Natural Liquefeito – GNL na região da Baixada Santista, como uma nova fonte de suprimento para o Estado de São Paulo, vinculado aos estudos de sua viabilidade e obediências regulamentares (obtenção de licenças, compatibilização e regramento Regulatório, entre outros)*”; porém, o Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP) não foi incluído no Plano de Investimentos para o ciclo tarifário. O Governo do Estado (SIMA-SP, 2020b) reconheceu que “*em observância à legislação vigente, a importação de gás e a implantação de terminal de GNL são objetos de regulação federal*”. Entretanto, o objetivo da ligação direta do Subida da Serra ao TRSP para conectar o mercado de distribuição diretamente à fonte de GNL, com *by-pass* físico do sistema de transporte, estava patente na gênese do projeto, tanto pela Comgás, como já explicitado, quanto pelo estado de São Paulo.

8. O Governo de SP (SIMA-SP, 2020b) reconheceu explicitamente o objetivo de conectar o Subida da Serra ao terminal de GNL, dado o contexto da época: *“os preços do GNL importados pelo Brasil tem apresentado sensível queda desde o início de 2019, o que configura importante oportunidade para o país aproveitar o excedente de plantas de liquefação de gás no mundo e os preços do GNL importado, que podem reduzir o custo do mix de suprimento, propiciando uma tarifa de gás mais competitiva a diversos consumidores, especialmente de alguns segmentos industriais, para os quais o valor deste insumo tem peso preponderante no custo de produção. Por esta razão a implantação do terminal no Estado de São Paulo, como projeto privado, permitirá a otimização do ativo e certamente trará oportunidades relevantes de competitividade de molécula ao mercado consumidor paulista, especialmente em momentos que o valor das cargas de GNL estiver significativamente abaixo dos preços do gás comercializados no país”*.

9. O governo estadual (SIMA-SP, 2020b) refutou ainda a preocupação de que a conexão direta retiraria volumes de gás do sistema de transporte, afirmando que ***“a rigor não conduz a prejuízos a outros consumidores do país ou a desequilíbrios na remuneração dos transportadores, já que estes volumes são incrementais e não estavam previstos nas receitas das operadoras do sistema de transporte”***.

10. **A ligação com o GNL foi percebida como prioritária pelo Governo** (SIMA-SP, 2020b), ao indicar que: *“o projeto do terminal de GNL na Baixada Santista, por possuir menor prazo de implantação comparativamente à construção de uma nova rota de escoamento marítima, oferece flexibilidade e ampliação da oferta de suprimento, com benefícios adicionais de propiciar a captura da sazonalidade internacional do mercado e preços mais competitivos”*.

11. O TRSP foi registrado originalmente pela Comgás, mas foi transferido para a TGSP S.A., também pertencente ao Grupo Cosan, controlador de ambas as empresas. Como destaca a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020), *“a troca de titularidade se deu por questões regulatórias que envolviam a construção de um terminal de GNL e um gasoduto integrante, que são de competência regulatória federal, por uma Companhia de Distribuição Local (CDL)”*.

12. A Licença Prévia do projeto (TRSP) foi obtida em maio de 2019 e o pedido de Autorização de Construção foi protocolado na Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) em maio de 2020. A ANP autorizou a construção do TRSP em fevereiro de 2021 (Autorização SIM-ANP nº 68/2021), incluindo o terminal de 14 MMm³/d e as instalações portuárias, além do gasoduto de 8 km para interligá-lo à estação de transferência de custódia localizada em terreno ao lado do Ponto de Entrega (City Gate) de Cubatão (existente). O investimento total foi estimado em US\$ 120 milhões, incluindo o gasoduto integrado. O cronograma atualizado em junho de 2021 previu a entrada em operação para março de 2023 e o investimento total de cerca de R\$ 525 milhões (TRSP, 2021). A EPE (2021) estima que o custo de afretamento do navio para regaseificação (*Floating Storage and Regasification Unit – FSRU*) alcance US\$ 120 mil/dia – o custo da aquisição da FSRU variava entre US\$ 250 e US\$ 350 milhões, embora a prática mais comum seja o afretamento.

13. Em agosto de 2021, a Comgás firmou contrato firme de compra e venda de gás natural com a Compass Comercialização S.A. de 3,1 MMm³/d (expansível até 4,6 MMm³/d) para início em julho de 2023 e com vigência de dez anos, materializando a integração vertical e a prática de *self-dealing*. O preço do gás foi firmado em 11,6% do preço do barril de petróleo do tipo Brent, além de considerar a variação da inflação americana (*Consumer Price Index – CPI*) em relação à data-base de janeiro de 2020. O contrato inclui cláusula atípica de revisão do preço do gás após o quinto ano. Para tanto, está prevista a realização de um leilão para verificar ofertas alternativas de preço para o suprimento nas mesmas condições do contrato, com direito de preferência da Compass de cobrir a melhor oferta e readequar o contrato ao preço do leilão. Se o leilão for deserto, as partes poderão repactuar o preço do gás com base nas condições de mercado – caso não entrem em acordo, o contrato é extinto. Se a TRSP não entrar em operação na data prevista, deve prover a Comgás o volume de gás contratado sem custos adicionais pelo prazo máximo de doze meses. Após o decurso deste prazo, se não entrar em operação, o contrato é extinto sem indenização por qualquer parte.

14. A EPE (2020) registrou que “*tem a Compass Gás, um braço da Cosan S.A. e atual gestora da Comgas, gerenciando o projeto. A Compass Gás além de atuar na distribuição e na comercialização de gás, tem intenção de investir em infraestrutura de gás (com o terminal de GNL através da TGSP e a Rota 4) e em geração de energia elétrica de modo a ancorar os elevados volumes de gás que o Estado de São Paulo pode receber com esses novos projetos. Assim, é possível que nos próximos anos existam projetos de termelétricas a gás cadastrados nos Leilões de Energia Nova do MME que tenham a oferta de gás vinculadas a ambos projetos da Compass Gás*”.

Tabela 1 - Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP)

| | |
|-----------------------------------|---|
| Projeto | Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP) |
| Localização | Santos/SP, próximo ao Porto de Santos |
| Empreendedor | TGSP S.A. |
| Tipo do terminal | FSRU, <i>Ship-to-ship</i> , <i>Offshore</i> |
| Capacidade | 14 MMm ³ /dia |
| Status | LP (nº 2687 02/05/2019), em processo de obtenção de LI (CETESB), AC (ANP) e registro na ANTAQ |
| Empreendimentos associados | Gasoduto (8,1 km) e Citygate Comgas em Cubatão/SP |
| Previsão de operação | Final de 2021 |
| Investimento Previsto | US\$ 120 milhões (R\$ 660 milhões) |

Fonte: EPE (2020).

Figura 3 – Terminal de Regaseificação de GNL de São Paulo



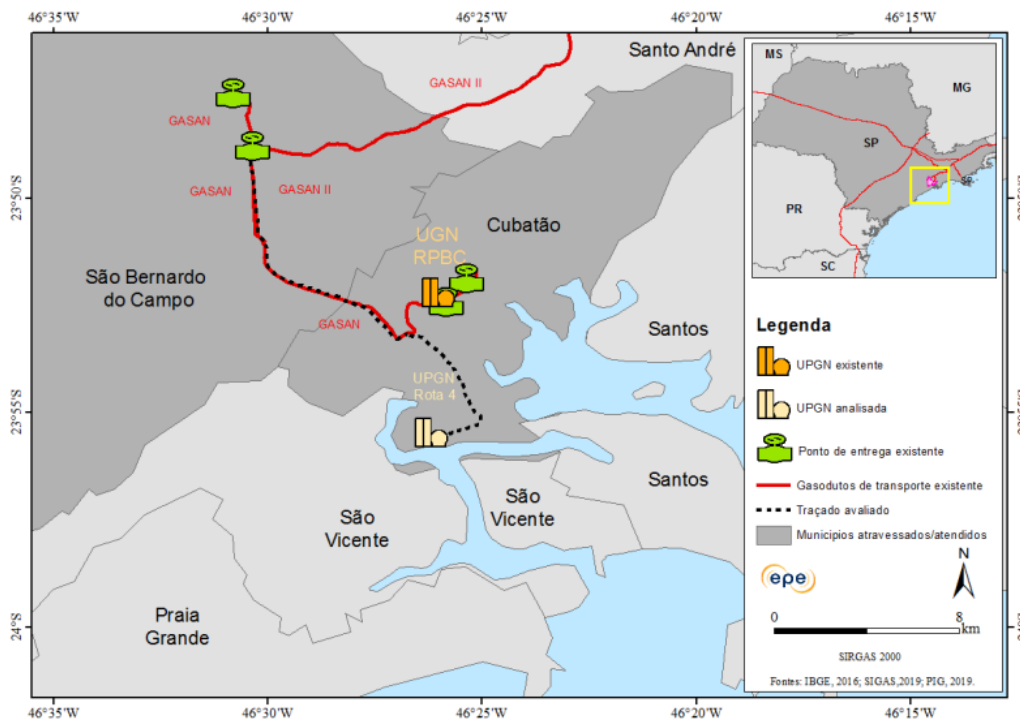
Fonte: TRSP (2020).

15. Ainda em 2019, mesmo ano da decisão da ARSESP de autorizar o Subida da Serra no plano de investimentos da Comgás, a EPE indicou em seu planejamento a construção de um gasoduto de transporte com traçado análogo ao projeto e na mesma região, com mesmo fim de conectar oferta de gás proveniente do Pré-Sal para a região metropolitana de São Paulo.³ No Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG), a EPE (2019) identificou alternativa de gasoduto de transporte com o “objetivo conectar uma possível oferta de gás natural a ser produzida no pré-sal da Bacia de Santos até o ponto de entrega existente em São Bernardo do Campo no GASAN II”. O duto indicado considerou “extensão de total de 19,7 km, diâmetro nominal igual a 20 polegadas e classe de pressão igual a 75 kgf/cm² e vazão máxima de 15 MMm³/dia de acordo com informações do projeto Rota 4 ou Projeto Alpha (COSAN, 2015) para a capacidade da UPGN hipotética”, a ser instalada em Cubatão. O projeto foi estimado em R\$ 538,3 milhões em 2019. A EPE observou que uma vez “conectada à malha integrada através deste gasoduto, percebe-se que a oferta da UPGN [a ser instalada para receber o gás do pré-

³ O Decreto nº 9.616 publicado em 2018, o qual alterou inúmeras disposições do Decreto nº 7.382/2010 que regulamentava a Lei do Gás vigente (nº 11.909/2011), determinou que caberia à EPE elaborar “estudos de expansão da malha dutoviária do País considerando os planos de investimentos dos transportadores, as informações de mercado e as diretrizes do Ministério de Minas e Energia”. O novo planejamento (PIG) substituiu o Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário (PEMAT), o qual só foi publicado uma única vez na vigência da primeira lei do gás (nº 11.909/2011). O PEMAT fazia parte de um complexo processo para a concessão de novos gasodutos, através de planejamento e coordenação centralizados, com licitação precedida por chamada pública para manifestação de interesse e definição da dimensão da capacidade mínima de transporte. Nos dez anos seguintes à lei, a malha de transporte não se expandiu. A nova lei reverteu a outorga para autorização e simplificou o processo de expansão.

sal] compete com outras ofertas da malha na Região Sudeste. Para que o gasoduto possa encontrar maior viabilidade é necessária uma expansão do mercado consumidor de gás, seja através de grandes consumidores industriais ou de termelétricas âncoras”.

Figura 4 – Traçado do Gasoduto de Transporte Cubatão/SP – GASAN/SP previsto em 2019 no Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG) pela EPE



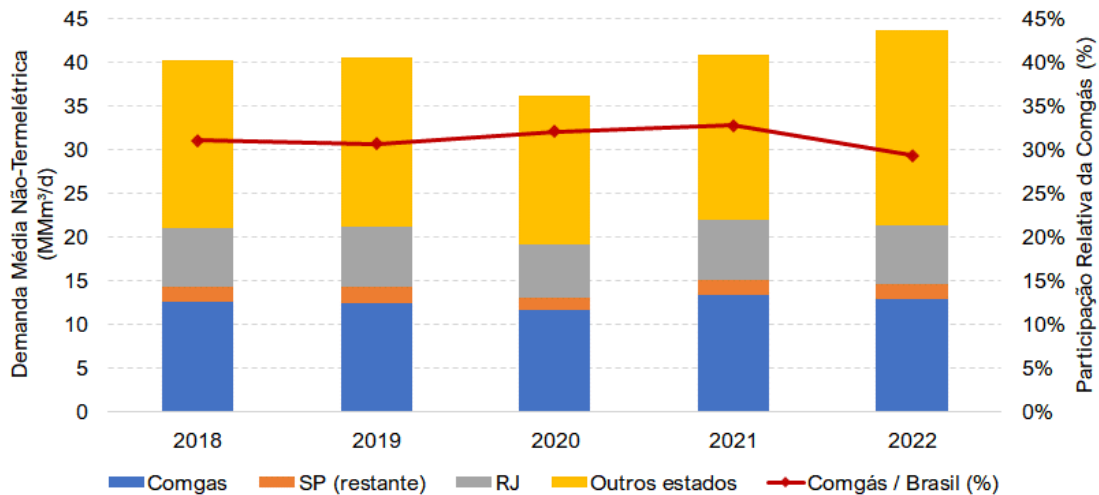
Fonte: EPE (2019).

16. **Como a própria ARSESP (2019) reconheceu e a EPE (2019) indicou analogamente em seu planejamento, o gasoduto Subida da Serra possui características técnicas e operacionais de um duto de transporte**, face à alta pressão de operação e o elevado diâmetro do duto, permitindo movimentar até 16 milhões de metros cúbicos por dia (MMm³/d). Este volume representa cerca de 130% da demanda média não-termelétrica atendida pela Comgás nos últimos cinco anos, a qual representa, por sua vez, cerca de 30% da demanda não-térmica do país (Figura 5).

17. **Além de constituir um ativo com configurações técnicas e operacionais de transporte, a gênese do projeto “Subida da Serra” revela pretensões comerciais de permitir o acesso direto a fontes de oferta, prescindindo da conexão com o transporte.** O by-pass físico da malha integrada de transporte conflita com o arcabouço legal-regulatório da indústria do gás natural no Brasil e com o seu processo de reforma e abertura em andamento, que busca implantar concorrência em elos competitivos a partir do acesso isonômico às infraestruturas de rede. A diversidade de agentes do lado da oferta e da demanda e a ampliação da concorrência em todo o mercado, evitando-se inclusive a formação de monopólios regionais, são diretrizes estratégicas do novo mercado de gás, como estabelece a Resolução nº 3/2022 do Conselho Nacional de Política Energética, discutida em detalhe no apêndice. O contorno artificial do transporte nesse caso concreto – o qual envolve a movimentação

de volumes significativos de gás para a realidade da distribuidora (Comgás), do estado (São Paulo) e do país – traz consequências econômicas para consumidores (existentes e potenciais) de São Paulo e do Brasil, comprometendo a abrangência e a efetividade da concorrência no mercado nacional de gás em construção.

Figura 5 – Evolução da Demanda Não-Termelétrica e Participação Relativa da Comgás



Fonte: FGV CERI com dados do MME (2022).

18. **Em 2021, após ser provocada, a ANP classificou o Subida da Serra, atualmente já em fase final de construção pela Comgás, como gasoduto de transporte; no entanto, a Agência federal abriu a possibilidade de rever a classificação vigente do gasoduto mediante um acordo com a ARSESP.**

19. O presente relatório discute as implicações econômicas e regulatórias de eventual reclassificação do Subida da Serra como gasoduto de distribuição. Para tanto, responde a três questões sobre o impacto da reclassificação:

- Qual a consequência da incorporação de infraestrutura de transporte aos ativos de distribuição no contexto brasileiro?
- Qual a consequência da distribuidora, atuante também na comercialização, deter infraestrutura com natureza de transporte e ainda poder acessar fontes de oferta diretamente (integração vertical)?
- Quais os impactos potenciais nas tarifas de transporte decorrentes da reclassificação do Subida da Serra como distribuição?

20. Para enfrentar o tema, o presente estudo está dividido em três capítulos e um apêndice com quatro seções. O primeiro capítulo inclui a presente apresentação sobre a gênese do projeto e segue com a evolução da contenda administrativa-jurídica. O segundo capítulo discorre sobre as fronteiras entre transporte, distribuição e comercialização, sob os pontos de vista técnico, operacional e econômico. O capítulo ainda engloba a análise sobre a construção de áreas de mercado e a

concorrência no mercado de gás; além de considerações sobre a liberalização parcial da indústria no Brasil e a integração vertical entre distribuição e comercialização. O terceiro capítulo discute as consequências da reclassificação do Subida da Serra como gasoduto de distribuição, em termos econômicos e regulatórios, apresentando o impacto tarifário para o transporte de gás natural no país. O apêndice inclui seções auxiliares para compreensão mais aprofundada sobre: os limites entre transporte e distribuição (A.1); o processo de reestruturação da indústria para desverticalização e abertura (A.2); as particularidades e complexidades do caso brasileiro (A.3); e a evolução dos marcos legais para a indústria do gás natural no Brasil (A.4).

1.2. Contenda Administrativa-Jurídica

21. Em novembro de 2020, a Associação de Empresas de Transporte de Gás Natural por Gasoduto (ATGás) denunciou à ANP a construção do gasoduto “Subida da Serra” pela Comgás, alegando tratar-se de duto de transporte – em afronta às competências constitucionais da União no tema e às Leis do Petróleo (nº 9.478/1997) e Gás Natural (nº 11.909/2009) – e que o duto operaria acima do limite da pressão do sistema de distribuição da Comgás (38 bar).⁴

22. Após considerar a denúncia da ATGás e os documentos que envolveram a autorização do investimento pela ARSESP, a Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) da ANP constatou que o projeto apresenta características típicas de gasoduto de transporte, conferindo à ANP a atribuição de regular e fiscalizar a atividade em questão (Nota Técnica nº 2/2021/SIM/ANP-RJ).

23. Manifestações da Procuradoria-Geral Federal e notas técnicas adicionais da SIM reforçaram o entendimento no âmbito do processo administrativo, o que foi contestado pela Comgás e a ARSESP. Em nova nota técnica (nº 5/2021/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ), a SIM reforçou o seu entendimento pela classificação do duto como transporte. Também a Procuradoria-Geral Federal da Agência federal confirmou o entendimento da área técnica (Parecer nº 223/2021/PFANP/PGF/AGU). A ANP realizou ainda vistoria das obras e analisou documentos relativos à execução da construção, a qual foi reportada na Nota Técnica nº 8/2022/SIM/ANP-RJ.

24. A SIM/ANP submeteu a Proposta de Ação (PA nº 561/2021/SIM) à Diretoria Colegiada da ANP com a recomendação de classificação do duto como transporte. Em setembro de 2021, a Diretoria da ANP decidiu unanimemente, através da Resolução de Diretoria nº 533/2021, que: (i) “o projeto denominado “Subida da Serra” se enquadra na classificação de gasoduto de transporte, nos termos do art. 2º, XVIII, da Lei nº 11.909/2009, vigente à época da autorização do gasoduto pela ARSESP, bem como no art. 3º, XXVI, da Lei nº 14.134/2021”; e (ii) “que não se aplica ao caso o instituto de manutenção da classificação prevista no art. 7º, § 1º, da Lei nº 14.134/2021, e do art. 29, § único, do Decreto nº 10.712/2021, **tendo em vista a própria classificação originária do gasoduto como sendo de**

⁴ Processo administrativo da ANP nº 48610.217937/2020-12.

transporte, e que a Agência Reguladora Estadual não constitui órgão competente para aprovar a implantação do gasoduto”.

25. A Comgás protocolou pedido de reconsideração da Decisão no âmbito administrativo – o qual, entre outros aspectos, argumenta que o gasoduto não conectaria nenhuma UPGN ou terminal de GNL com um city gate da Comgás, mas se limitaria a interligar infraestruturas endógenas à rede de distribuição pré-existente. Em resposta ao pedido de reconsideração interposto pela Comgás, a SIM apresentou a Proposta de Ação nº 139/2022 com recomendação à Diretoria para conhecer os pedidos e negar-lhes provimento, preservando-se a Resolução nº 533/2021.

26. Em junho de 2022, o Diretor da ANP Fernando Moura apresentou, de forma preliminar e não vinculante, termos de eventual Acordo visando ao encerramento das controvérsias sobre a classificação e operação do Gasoduto Subida da Serra, em processo de entendimento entre a ANP e a ARSESP. A proposta de acordo busca compromisso da Comgás de que não irá realizar qualquer procedimento capaz de caracterizar o Subida da Serra como gasoduto de transporte, considerando: *“que não haverá conexão com fontes primárias de suprimentos, incluindo unidade de processamento ou novos projetos de terminais de regaseificação de GNL posteriores ao TR-SP, ou com estocagens de subterrâneas de gás natural; que a finalidade será a entrega do gás ao consumidor final e não a outras concessionárias, dentro ou fora do Estado, ou para instalações de transporte; que caso seja construída a Unidade de Processamento de Gás Natural - UPGN da Rota 4A do Pré-Sal da Bacia de Santos, que a mesma se conecte ao sistema de transporte”*; incluindo, ainda, a revisão do Decreto nº 65.889/2021 do Governo de São Paulo (Ofício nº 10/2022/DIR III/ANP-RJ).

27. O Decreto nº 65.889/2021 foi publicado pelo governo de São Paulo em julho de 2021, após a aprovação da nova Lei do Gás, definindo *“critérios de classificação de gasodutos de distribuição de gás canalizado no âmbito do Estado”*. O Decreto estabeleceu a classificação gasodutos de distribuição como *“as instalações destinadas à prestação de serviços locais de gás canalizado que se destinem ao atendimento das necessidades de usuários, cativos ou livres, de quaisquer segmentos, localizados no território estadual”*, incluindo a conexão direta a (a) gasoduto de escoamento da produção; (b) terminal de GNC ou de GNL; (c) gasoduto integrante das instalações de escoamento; (d) instalações de estocagem, processamento ou tratamento de gás natural; e (e) planta de produção de biogás ou biometano. O Decreto ainda permitiu que a ARSESP classifique como gasoduto de distribuição instalações na área geográfica do Estado *“consideradas de interesse para o serviço local de gás canalizado, e integrantes da Base de Remuneração Regulatória aprovada em processo de revisão tarifária”*. Na prática, o decreto invade competências da União relativas ao transporte de gás, transpondo fronteiras jurídicas, regulatórias e econômicas, como será discutido nas próximas seções.

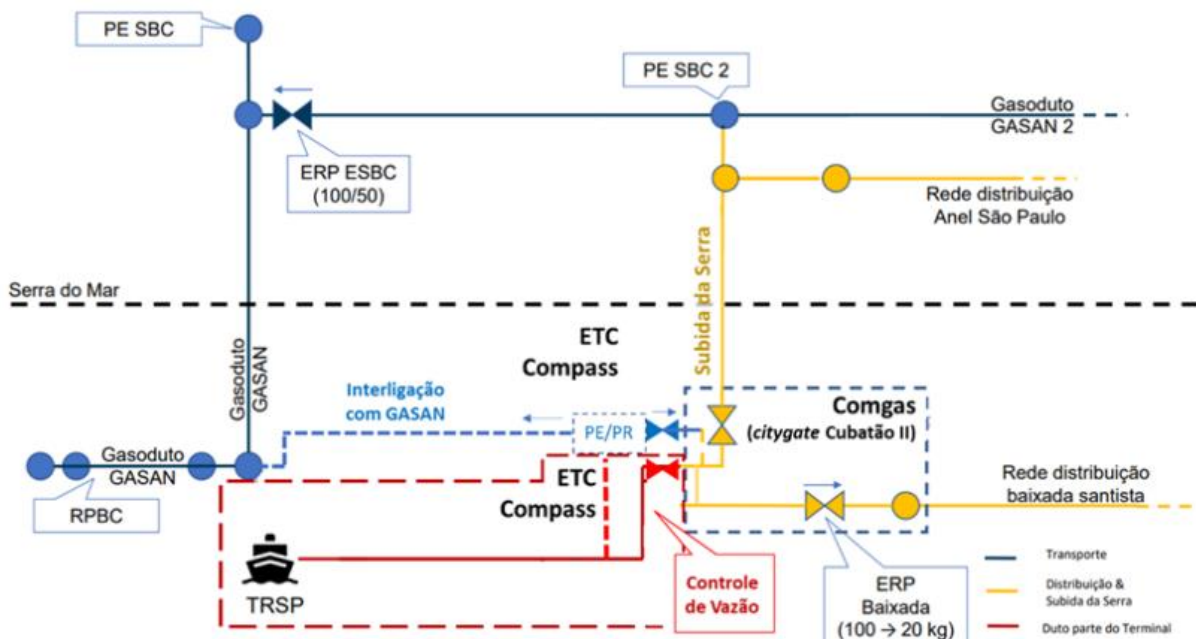
28. Diante das indefinições no processo administrativo, a ATGás judicializou a questão ao impetrar mandado de segurança com pedido liminar para suspender qualquer providência da ANP relacionada à proposta de acordo, fazendo-se cumprir a Resolução da Diretoria de 2021.

29. Em 19 de julho de 2023, a ANP abriu a Consulta Pública nº 10/2023 para obter contribuições à *“minuta de acordo entre a ANP e a ARSESP para estabelecer condições possíveis e necessárias para que o Gasoduto Subida da Serra possa operar de acordo com as legislações federal e estadual”*. A proposta de acordo parte da premissa de que *“há condições fáticas e jurídicas para que o Gasoduto Subida da Serra deixe de ser enquadrado como gasoduto de transporte”*. A minuta prevê a suspensão do processo administrativo na ANP relacionado à classificação do Gasoduto Subida da Serra e o proferimento de nova decisão da Diretoria, *“explicitando que o Gasoduto Subida da Serra não se classifica como gasoduto de transporte se cumpridas, e enquanto estiverem sendo cumpridas, as condicionantes”*. Em caso de descumprimento, a proposta de acordo prevê que a ANP poderá *“classificar imediatamente o Gasoduto Subida da Serra como sendo gasoduto de transporte”*.

30. A proposta de acordo estabelece os seguintes comprometimentos pela ARSP: *“que o Gasoduto Subida da Serra não conectará fontes de suprimentos de gás natural a city-gate da concessionária local, à exceção do Terminal de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL) de São Paulo – TRSP em construção, que não transpassará a área de concessão da Comgás e que não interligará unidade de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte a pontos de entrega estaduais”*. A proposta de acordo também estabelece: a finalidade exclusiva de entrega do gás ao consumidor final e veda expressamente a entrega e a venda de gás por parte da Comgás por meio de mecanismos de troca operacional com outras concessionárias (*swap*); prevê o monitoramento da vazão de saída do TRSP pela ANP em tempo real, para evitar que o Subida da Serra receba volume superior ao já contratado pela Comgás⁵; reforça a obrigação da ANP de assegurar acesso não discriminatório e negociado de terceiros interessados ao TRSP, priorizando esforços para que seja viabilizada a interconexão do terminal à malha de transporte com devida cobrança tarifária, inclusive para suprir volumes adicionais ao atualmente contratado para a própria Comgás; e indica que o ARSESP atuará para promover a adequação do Decreto Estadual nº 65.889/2021 aos termos do acordo com a ANP. A Figura 7 ilustra as possibilidades de interconexão do TRSP, incluindo a entrega através para o Subida da Serra, permanecendo a interligação direta verticalizada com a Comgás através de (re)classificação do duto como distribuição (ANP, 2023b).

⁵ Sobre a vedação do Subida da Serra receber volume superior ao já contratado pela Comgás, a proposta de acordo não especifica se a quantidade se refere apenas ao volume firme contratado de 3.125 MMm³/d ou se também contempla o volume adicional opcional de 1,5 MMm³/d previsto no contrato entre a Compass e a Comgás. Conferir a seção 3.2 do presente estudo para detalhes deste contrato de comercialização.

Figura 6 – Desenho Esquemático com Interconexão do Gasoduto Subida da Serra ao Sistema de Transporte



Fonte: ANP (2023b).

2. As Fronteiras entre Transporte, Distribuição e Comercialização no Brasil

2.1. Separação entre Transporte e Distribuição

31. A rede de distribuição de gás natural é por natureza mais capilarizada e possui pressão inferior à malha de transporte. Grandes consumidores, como termelétricas, se conectam em gasodutos dedicados de alta pressão ligados diretamente ao transporte.⁶ Plantas de liquefação e terminais de regaseificação também movimentam grandes volumes e se conectam em gasodutos de alta pressão. A transferência da molécula das redes de transporte para as distribuidoras e outros usuários conectados a dutos dedicados ocorre em pontos de entrega (*city gates*).⁷

32. Como ressaltam Almeida & Colomer (2013): “as principais diferenças técnicas entre a rede de distribuição e a rede de transporte são o diâmetro dos dutos e a pressão do fluxo de gás. A pressão utilizada para deslocar o gás natural na rede de distribuição é muito menor do que a encontrada nos gasodutos de transporte. Enquanto o gás natural transportado pela rede de transporte é comprimido, em média a 80 bar, a pressão do gás natural na rede de distribuição nunca é superior a 20 bar. Tendo em vista este diferencial de pressão, para entregar gás natural nas redes de distribuição utilizam-se

⁶ No Brasil, entretanto, os estados permitem a cobrança de tarifa (margem) de distribuição, mesmo que o consumidor não esteja utilizando a malha capilarizada, sob a abrangência estendida da noção de “serviços locais de gás canalizado”, sujeitos à competência estadual por força constitucional.

⁷ Conferir Apêndice A.1 para discussão mais detalhada.

válvulas de redução de pressão. Essas são conhecidas como city gates. O gás natural a ser distribuído é normalmente despressurizado próximo ou no próprio city gate”.

33. Molnar (2022), em capítulo sobre a economia do transporte de gás por gasoduto e GNL, no “The Palgrave Handbook of International Energy Economics”, também reforça a diferenciação das redes de transporte e distribuição por parâmetros técnicos e operacionais. Os dutos de transporte têm elevado diâmetro (entre 15 e 56 polegadas) e alta pressão (15-120 bar) para transportar gás natural das plantas de processamento para grandes consumidores finais (como termelétricas e industriais) e até o “city gate” para conectar ao sistema de distribuição. Já a malha de distribuição é formada por gasodutos com pequeno e médio diâmetros (entre 2 e 28 polegadas) para movimentar a molécula já odorizada em sistema com pressão reduzida (até 14 bar) do ponto de recebimento (city gate) da malha de transporte até os clientes finais.

2.2. Reestruturação da Indústria para Desverticalização e Abertura

34. Em muitos países, as indústrias de rede – como gás natural e eletricidade – se estruturaram historicamente como monopólios verticalmente integrados. A partir dos anos oitenta e noventa, diversos países promoveram processos de reestruturação para abertura dessas indústrias. O processo parte da premissa de que consumidores podem se beneficiar da competição na produção e comercialização, visto que não há economias de escala e escopo nesse segmento, buscando alcançar eficiência alocativa e produtiva de recursos para atingir maior bem-estar para toda a sociedade.

35. O fundamento básico das reformas nas indústrias de rede para promover ganhos de eficiência consiste em separar segmentos competitivos – nos quais a entrada e a competição podem gerar resultados mais eficientes – de segmentos não competitivos, referentes à provisão das redes físicas. A literatura econômica e a experiência apontam há séculos que a competição não apenas provê incentivos para as firmas minimizarem custos de produção, mas também limita ou restringe a capacidade das firmas ofertantes cobrarem preços abusivos e auferirem lucros extraordinários. Garantem ainda que os usuários sejam capazes de atender as suas necessidades e desejos de consumo ao menor custo possível. Promover a competição em elos da cadeia passíveis de abertura reduz o poder de mercado de empresas estabelecidas e aprimora a sinalização econômica, tanto para a operação no curto prazo, quanto para investimentos e expansão de recursos e infraestrutura no longo prazo.⁸

36. A solução encontrada para viabilizar a competição e preservar o monopólio nas redes foi promover a separação vertical. Os processos de abertura e liberalização consistem de: (i) desverticalização de empresas incumbentes (estabelecidas) monopolistas; (ii) separação (*unbundling*) entre atividades passíveis de competição e livre entrada (produção e comercialização de gás natural) e atividades não competitivas sujeitas à regulação econômica de entrada e tarifas (redes de transporte e

⁸ Conferir Apêndice A.2 para discussão mais aprofundada.

distribuição); e (iii) a garantia de acesso não discriminatório a terceiros às infraestruturas essenciais – como escoamento, processamento e terminais de regaseificação de GNL.

37. No Brasil, aspectos estruturais desafiaram o avanço da liberalização e o desenvolvimento de um mercado competitivo: (i) a dupla jurisdição nas redes, com o transporte sujeito à regulação federal e a distribuição à esfera estadual; (ii) a posição dominante da Petrobras e sua participação histórica em todos os segmentos da cadeia; e (iii) a combinação da posição dominante da Petrobras e o acesso negociado às infraestruturas essenciais que vigia até a aprovação da nova lei do gás, que na prática restringiam a entrada.

38. A Constituição Federal do Brasil de 1988 estabelece que “*cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado*” (artigo 25, § 2º), conferindo titularidade e competência regulatória. Os demais segmentos da indústria do gás natural – inclusive o transporte de gás natural – estão sujeitos à esfera federal, sob monopólio da União (artigo 177). A dupla jurisdição das redes – transporte e comercialização sob âmbito federal e distribuição, estadual – é um fator complicador para a reestruturação da indústria do gás no Brasil, na medida em que a legislação e a regulação federal encontram resistências dos estados à definição de fronteiras entre transporte, distribuição e comercialização. Persistem, até o presente, interpretações equivocadas nos âmbitos estaduais quanto à natureza e o escopo dos serviços locais de gás canalizado, extrapolando fronteiras de transporte e comercialização, gerando conflitos federativos e obstáculos ao desenvolvimento potencial do energético no país.

39. Historicamente, a atuação verticalizada da Petrobras e o monopólio estadual dos serviços locais de gás canalizado condicionaram o desenvolvimento da indústria, inibindo o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural. Por um lado, a presença monopolista da Petrobras encobriu, na prática, as fronteiras entre segmentos competitivos e não competitivos; por outro, a titularidade estadual dos serviços locais de gás canalizado resultou em arcabouço regulatório fragmentado, criando terreno fértil para interpretações conflitantes quanto à natureza e aos contornos da distribuição de gás no Brasil.

40. Apesar de obstáculos, a indústria do gás no Brasil aderiu ao processo amplo de reestruturação, introduzindo reformas na direção de desverticalização, liberalização e abertura, através da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), da primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), da nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e da regulação federal da ANP, permanecendo em constante evolução para introduzir efetiva competição no setor.⁹

41. A distinção entre transporte, distribuição e comercialização ficou mais clara com o primeiro marco legal do gás natural, de 2009, que instituiu a livre comercialização para consumidores elegíveis; porém, a lei foi pouco efetiva em promover abertura e desverticalização da cadeia. A regulação federal revelou-se mais restritiva e burocrática para a concessão de novos gasodutos e, nos dez anos seguintes à lei, a malha de transporte não se expandiu.

⁹ Conferir o Apêndice A.3 para análise das particularidades e complexidades do caso brasileiro.

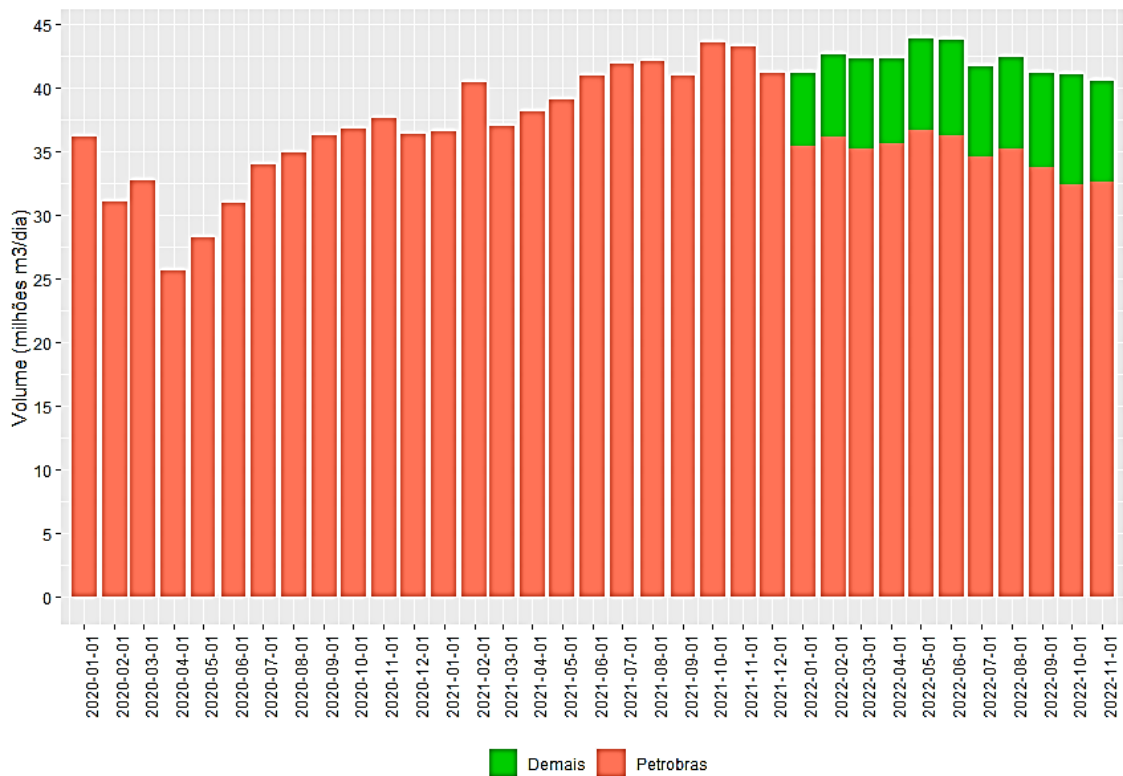
42. A partir de 2016, sucessivas iniciativas foram estruturadas na busca para desenvolver um mercado competitivo de gás natural, partindo do programa Gás para Crescer, passando por decretos, aprimoramentos infralegais e resoluções do CNPE com diretrizes para o Novo Mercado de Gás, até alcançar o novo marco legal do setor aprovado em 2021. Neste percurso, destaca-se o Termo de Cessação de Conduta (TCC) entre o CADE e a Petrobras, assinado em 2019, o qual estabeleceu a saída completa da participação da empresa nas redes de transporte e distribuição, além de medidas para conferir maior espaço a terceiros interessados na comercialização.¹⁰

43. Pela primeira vez, o marco legal permitiu a definição de parâmetros técnicos para classificação dos gasodutos, esclarecendo os limites entre as redes de transporte e distribuição. Os dutos existentes permanecem com a sua classificação vigente, inclusive os dutos em implantação ou em operação. O decreto nº 10.712/2021, que regulamenta a Lei, determina (art. 29) a manutenção da classificação de gasodutos que seriam enquadrados exclusivamente como transporte por características técnicas, a serem estabelecidas pela ANP, desde que estivessem em implantação ou em operação na data da publicação da Lei; entendendo expressamente como gasoduto em implantação aqueles que “*tenham sido aprovados em decisões de órgãos competentes*”. Ressalta-se que, no caso concreto do Subida da Serra, por compreender que a ARSESP não é o órgão competente para classificar um gasoduto de transporte, inclusive na vigência da Lei do gás anterior, a Decisão da Diretoria da ANP afastou o instituto da manutenção da classificação da agência estadual.

44. Após dois anos da publicação da nova Lei do Gás, o mercado começa a observar menor concentração de oferta. A participação de mercado (*market share*) da Petrobras na comercialização de gás na malha integrada já reduziu de 100% em fins de 2021 para cerca de 80% em fins de 2022, com a participação de 12 ofertantes de gás no sistema, segundo dados do Boletim de Monitoramento da Abertura do 4º trimestre de 2022 e da ANP (2023a) (Figura 7). O maior número de ofertantes de gás na malha integrada para distribuidoras e consumidores livres já evidencia os benefícios da concorrência, registrando preço médio (sem impostos, ponderado pelo volume comercializado) cerca de 15% inferior ao ofertado pela Petrobras ao longo de 2022 (Figura 8). Em relação às medidas pactuadas no TCC, a Petrobras ainda aguarda assinatura de contratos para desinvestimento de sua participação de 51% na malha da TBG.

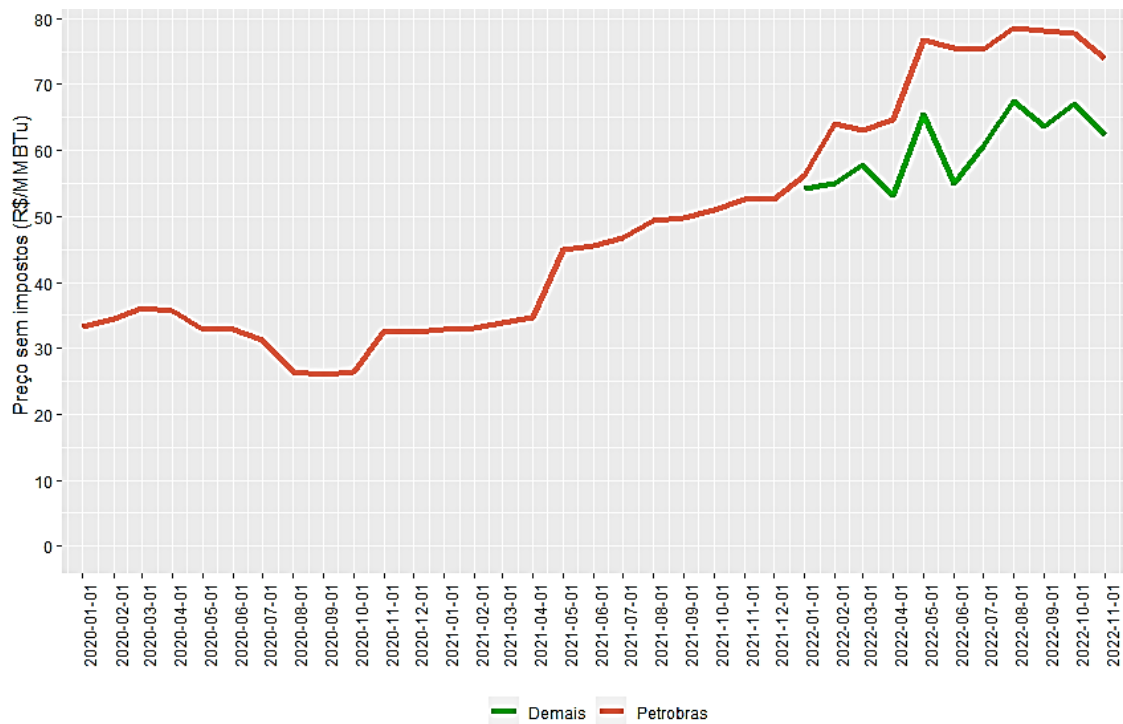
¹⁰ Conferir o Apêndice A.4 para a análise da evolução dos marcos legais para a indústria do gás no país.

Figura 7 – Venda de Gás Natural aos Clientes na Malha Integrada (mercado não-termelétrico)



Fonte: ANP (2023a).

Figura 8 – Preço Médio do Gás para Distribuidoras e Consumidores Livres (mercado não-termelétrico)

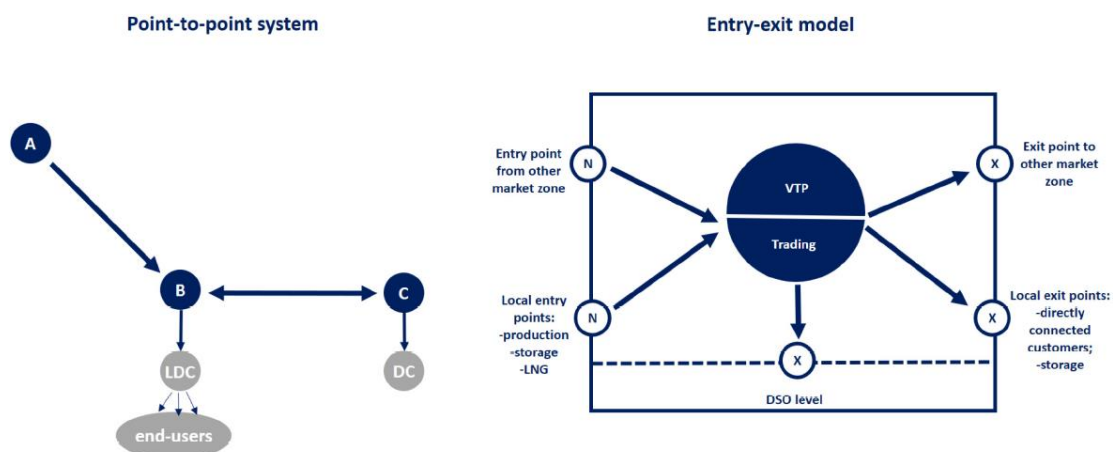


Fonte: ANP (2023a).

2.3. Áreas de Mercado e Hub Virtual de Gás

45. A Nova Lei do Gás determinou que a contratação de capacidade de transporte deve ocorrer pelo modelo de Entrada-Saída, substituindo a contratação nas modalidades postal ou ponto-a-ponto. Na contratação ponto-a-ponto, a capacidade de transporte é definida em pontos distintos de entrega e retirada do gás, ao longo de rota física claramente definida e contratualmente vinculada. Na contratação postal, o contrato permite o carregamento da molécula a partir de qualquer ponto de recebimento e a retirada em qualquer ponto de entrega. Já na contratação por entrada e saída, a contratação da capacidade para movimentar a molécula de gás no sistema é separada entre pontos de entradas e de saídas, de modo que ofertantes contratam capacidade para injetar gás no sistema e demandantes contratam capacidade para retirar gás do sistema. A tarifa de transporte no sistema de entrada e saída pode ser estruturada de diferentes formas, por meio da repartição da receita máxima permitida em diferentes percentuais entre o total de tarifas de entrada e tarifas de saída, bem como por diferentes critérios de ponderação para o fator de distância, capacidade e/ou fluxos esperados.¹¹

Figura 9 – Diferença entre Contratação Ponto-a-Ponto e Modelo Entrada-e-Saída



Fonte: IEA (2021).

46. O modelo de entrada e saída permite aos usuários da rede reservar direitos de capacidade de transporte de maneira independente para entrar e sair do sistema. Desta forma, viabiliza maior liquidez na comercialização e permite a criação de um hub de trocas. O hub de comercialização é virtual, isto é, um ponto nocional em determinada zona de entrada e saída que permite transferências bilaterais da molécula e liquidação de desequilíbrios de troca (IEA, 2021). Exemplos de hubs virtuais são o *National Balancing Point* (NBP) no Reino Unido e o *Title Transfer Facility* (TTF) na Holanda.¹² O Regulamento nº

¹¹ O modelo de contratação da capacidade de transporte (ponto-a-ponto, postal ou entrada e saída) não se confunde com o modelo tarifário, o qual se refere ao desenho e estrutura das tarifas. O modelo de contratação de entrada e saída pressupõe a simplificação da rede para efeitos contratuais de acesso ao sistema, com a instituição de um hub virtual. Já as tarifas de entrada e saída podem ser desenhadas de diferentes formas.

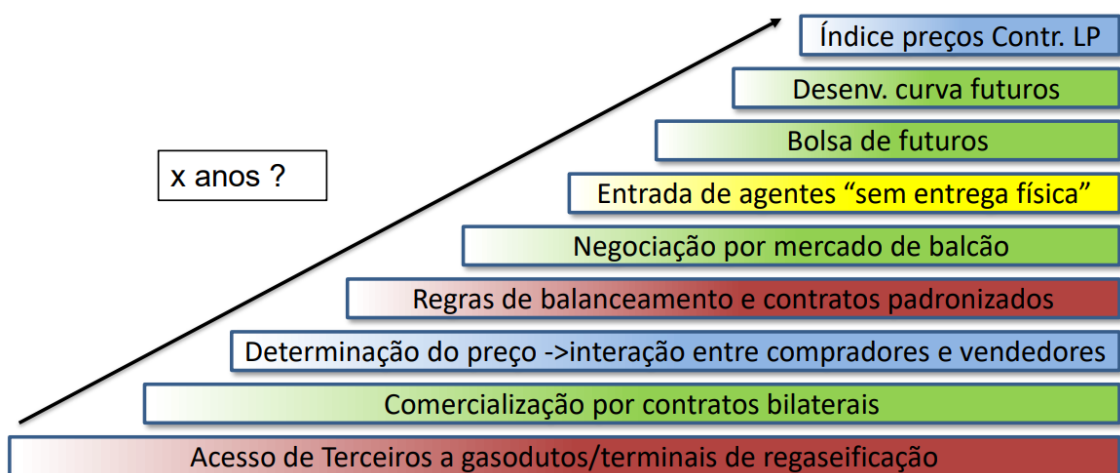
¹² Em contraste com o hub virtual, o hub físico de gás decorre de um ponto geográfico definido pela interseção de gasodutos que permitem trocas de volumes ofertadas pelo operador do hub. O hub físico mais conhecido é o Henry Hub nos Estados Unidos.

715/2009 da Comissão Europeia exige que o gás seja comercializado independentemente de sua localização no sistema.

47. O objetivo principal é facilitar o acesso às redes de transporte e aumentar a concorrência através de mercados atacadistas líquidos. Uma vez contratada a capacidade de movimentação, e realizadas as efetivas transações, o comércio da molécula ocorre no ponto (hub) virtual do sistema independentemente da localização de entrada e saída do transporte.

48. A construção de um hub de líquido gás, que se torna referência para comercialização da molécula e indexação de contratos, percorre um longo e gradativo percurso. O primeiro passo está no acesso irrestrito às infraestruturas essenciais, permitindo a comercialização através de contratos bilaterais entre mais agentes. O maior dinamismo e interação entre ofertantes e demandantes na zona de comercialização resulta em sinais de preço mais confiáveis, atraindo mais agentes comercializadores. O dinamismo possibilita a negociação por mercado de balcão, que, gradativamente, por meio de desenvolvimento de produtos padronizados e aumento do volume de trocas, evolui para um mercado de bolsa, com transações anônimas. Com liquidez consolidada, a entrada de agentes sem entrega física permite o desenvolvimento de um mercado futuro, com índice de preços balizando contratos para liquidação no longo prazo. Como discute Heather (2015), em sua análise sobre a evolução dos hubs de comercialização de gás europeus, o caminho para a maturidade de um hub pode ser tortuoso, envolvendo em média mais de uma década. Cada degrau percorrido requer comprometimento constante dos governos, dos ofertantes e do operador do sistema para possibilitar uma transição suave. Países com produção doméstica ou supridos por fontes de gás competitivas tendem a alcançar êxito em menor tempo e a estabelecer hubs mais líquidos.

Figura 10 – Caminho para Alcançar a Maturidade de um Hub de Negociação



Fonte: Adaptado de Heather (2015).

49. No modelo de comercialização de gás e de capacidade de movimentação em zonas de entrada e saída – adotado no Brasil e já desenvolvido na União Europeia e em outras regiões – a infraestrutura de transporte constitui uma plataforma essencial para viabilizar a contratação eficiente de gás natural

em um mercado com liquidez. A competição entre diferentes fontes de oferta e ofertantes ocorre nos hubs de comercialização, isto é, **no mercado** atacadista.

50. A separação entre o transporte e a comercialização é essencial para garantir a neutralidade da rede. Já a separação entre o transporte e a distribuição é fundamental para garantir que a rede de transporte contenha a infraestrutura necessária para movimentar a molécula no âmbito do mercado atacadista, disponibilizando volumes para agentes demandantes comercializarem a molécula. Dentre estes agentes, incluem-se no Brasil as distribuidoras locais de gás canalizado, que atendem o mercado cativo e uma parte do mercado potencialmente livre – e ao contrário dos transportadores, não estão sujeitas a separação entre rede e comercialização. Ou seja, as distribuidoras são carregadoras de gás no sistema de transporte e competem com outros agentes na demanda por capacidade do sistema e na própria comercialização da molécula. Neste contexto de liberalização parcial, é essencial que a competição ocorra **no mercado**, nas áreas de comercialização propiciadas pelo sistema de transporte. A rede capilarizada de distribuição deve estar restrita ao atendimento ao consumidor final, sem deter ativos de transporte que possam discriminar o acesso de capacidade do sistema e a oferta de forma assimétrica e artificial.

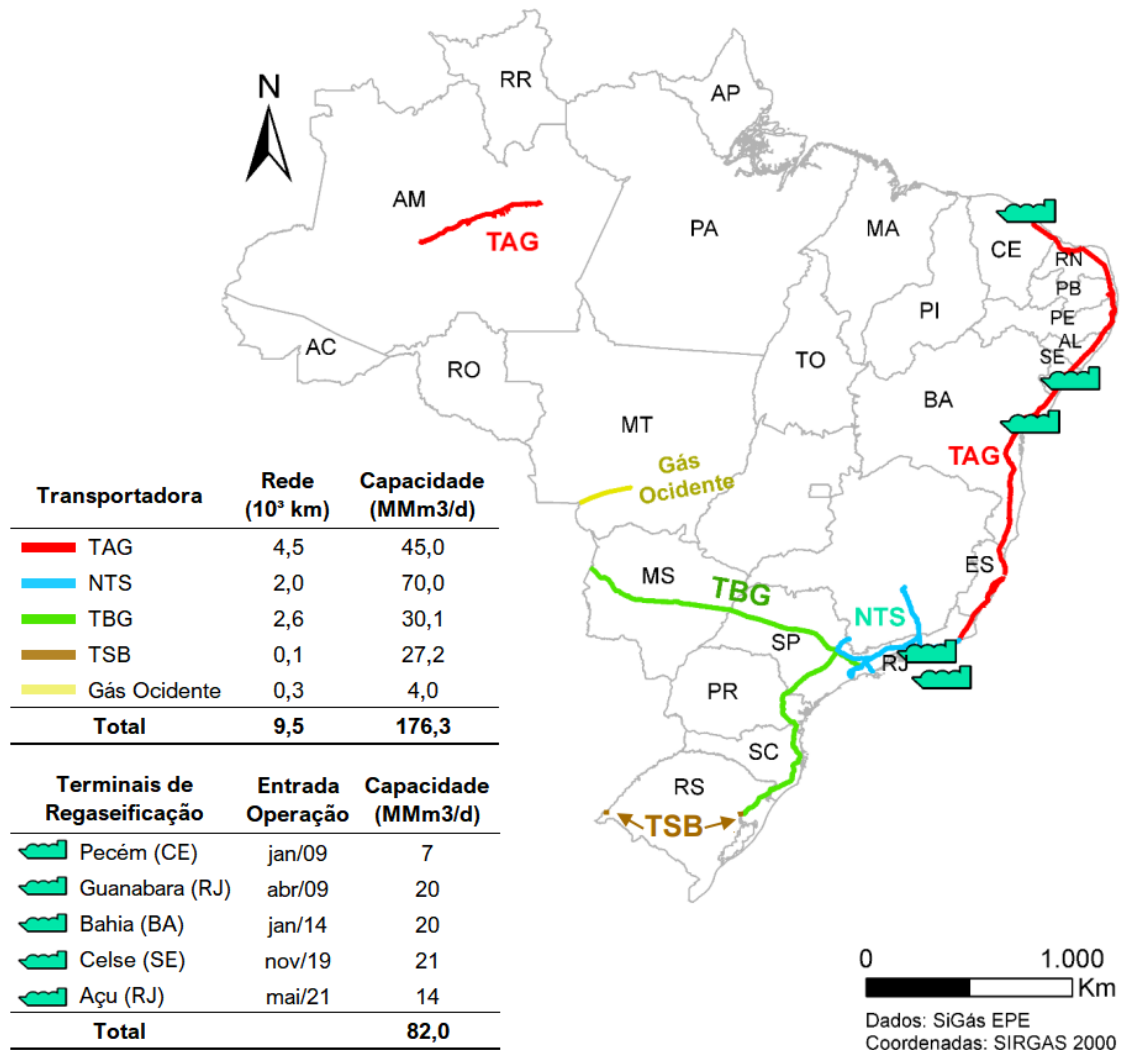
51. A competição é **no mercado** entre diferentes fontes e ofertas de gás. O mercado atacadista não se encontra no âmbito restrito (varejista) da distribuidora, pois está acima dela na cadeia, por questões de ordem: (i) técnica, pelo volume e operação da infraestrutura envolvidos; (ii) jurídica, pela separação determinada pela Constituição e refletida nos marcos legais entre transporte, comercialização e serviços locais de gás canalizado; (iii) concorrencial, pela abrangência do mercado atacadista ser maior do que o mercado varejista local; (iv) regulatória, pela neutralidade da rede de transporte em garantir o livre acesso e a concorrência entre os agentes para comercialização da molécula; e (v) econômica, por orientar a operação e a expansão em bases mais eficientes do ponto de vista alocativo, produtivo e distributivo.

2.4. A Malha de Transporte e a Contratação de Capacidade

52. A malha de transporte no Brasil está atualmente dividida entre três transportadores principais, que concentram a maior extensão de dutos e capacidade de movimentação (NTS, TAG e TBG), além de duas marginais com pequenos trechos (TSB e Gás do Ocidente). A malha da NTS está localizada no Sudeste, com capacidade de quase 70 MMm³/d de movimentação e extensão de cerca de dois mil quilômetros, responsável por receber os principais volumes de gás *offshore*. A malha da TAG se espalha no Nordeste e inclui o gasoduto Urucu-Manaus no Norte – com capacidade de cerca de 45 MMm³/d e extensão de cerca de 4,5 mil quilômetros. A rede da TBG é composta pelo GASBOL, com capacidade de cerca de 30 MMm³/d e extensão de 2,6 mil quilômetros, passando pelo Mato Grosso do Sul, São Paulo e estados do Sul (Figura 11). Os acionistas da TAG são a ENGIE (65%) e a Caisse de Dépôt et Placement du Québec (35%) e da NTS são o Nova Infraestrutura Fundo de Investimentos em

Participações (FIP), gerido pela Brookfield (91,5%), e a Itaúsa (8,5%). A Petrobras permanece apenas com participação e controle acionário na TBG (51%).

Figura 11 – Malha de Transporte de Gás no Brasil por Transportadora



Fonte: FGV CERI, adaptado da EPE, com dados das Transportadoras e do MME.

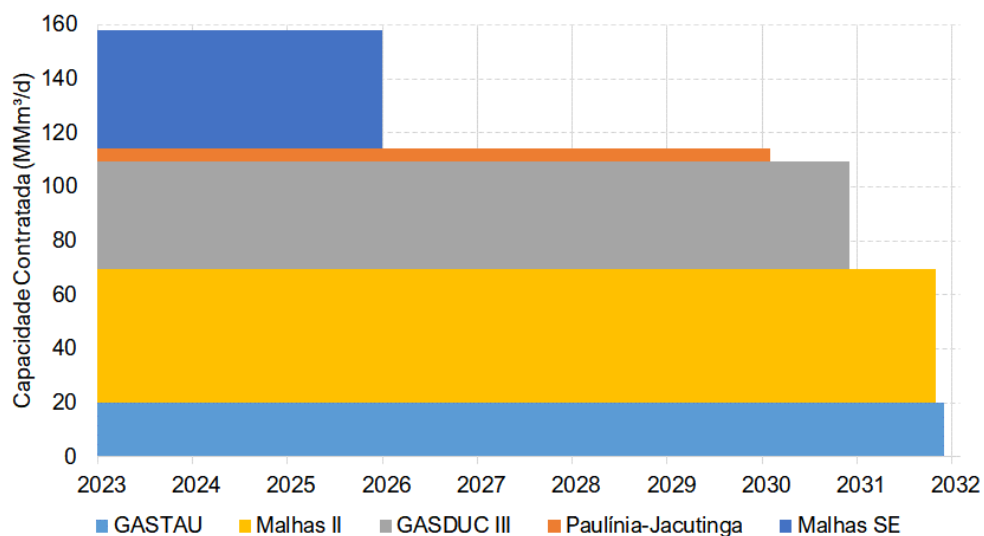
53. A Nova Lei do Gás no Brasil determinou que transportadores que estejam na mesma área (zona de entrada e saída) devem constituir um Gestor de Área de Mercado, nos termos da regulação da ANP, responsável por oferecer serviços de transporte padronizados, alocar capacidade, garantir o balanceamento da rede, definir códigos de rede comuns e elaborar um plano coordenado de desenvolvimento da rede para garantia de fornecimento. Os carregadores deverão constituir um conselho de usuários para monitoramento do desempenho, da eficiência operacional e de investimentos dos transportadores.

54. As tarifas de transporte são propostas pelos transportadores e aprovadas pela ANP, pelo regime de receita máxima permitida (RMP), sendo definidos os critérios para seu reajuste e revisões periódicas e extraordinárias. O cálculo e valores da RMP e tarifas são submetidos a audiência pública. A atividade de transporte de gás outorgada por autorização é explorada por conta e risco dos empreendedores,

por prazo indeterminado, sem constituir uma prestação de serviço público. Os bens vinculados à atividade de transporte de gás não reverterem à União, sem indenização por ativos não depreciados ou amortizados. Este modelo contrasta com a exploração dos serviços locais de gás canalizado, que constitui concessão de serviço público com indenização de ativos da base regulatória não amortizados ou depreciados ao fim do contrato.

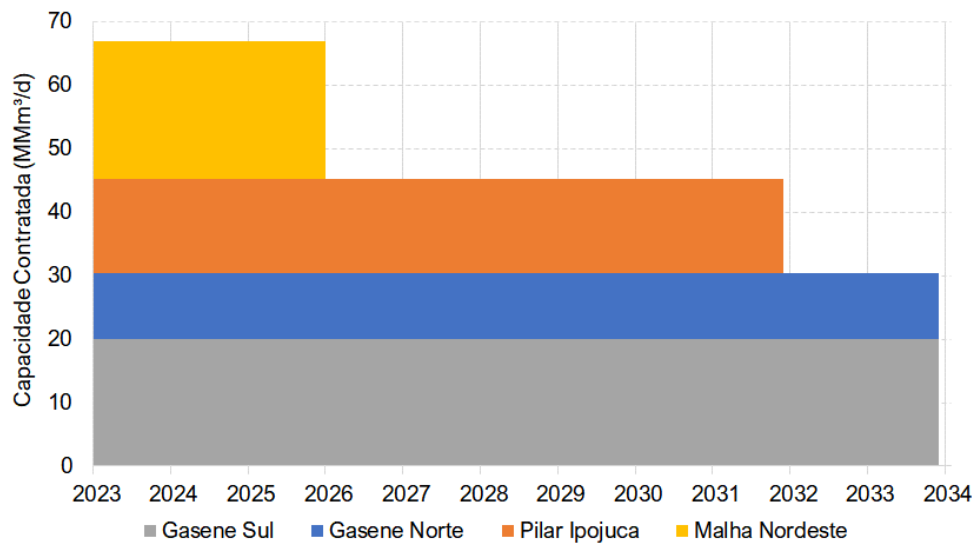
55. A nova lei do gás não afetou os contratos de transporte existentes entre a Petrobras e as Transportadoras, embora tenha determinado prazo para adequação ao novo regime de entrada e saída (art. 44). Assim, a Petrobras permanece com diferentes contratos vigentes de capacidade na malha de transporte com vencimentos distintos, os chamados “contratos legados”. Na malha da NTS, os contratos legados têm vencimento entre 2025 e 2031 (Figura 12), na TAG entre 2025 e 2033 (Figura 13). Em ambas as malhas, o primeiro contrato a vencer representa cerca de 30% da capacidade contratada e da receita atual da transportadora. A TBG já enfrentou o vencimento de um contrato correspondente a cerca de 60% de sua capacidade em 2019 (Figura 14). A partir de então, a TBG passou a realizar chamadas públicas para comercializar capacidade disponível na modalidade firme já sob o modelo de entrada e saída.

Figura 12 – Contratos Legados de Transporte da NTS



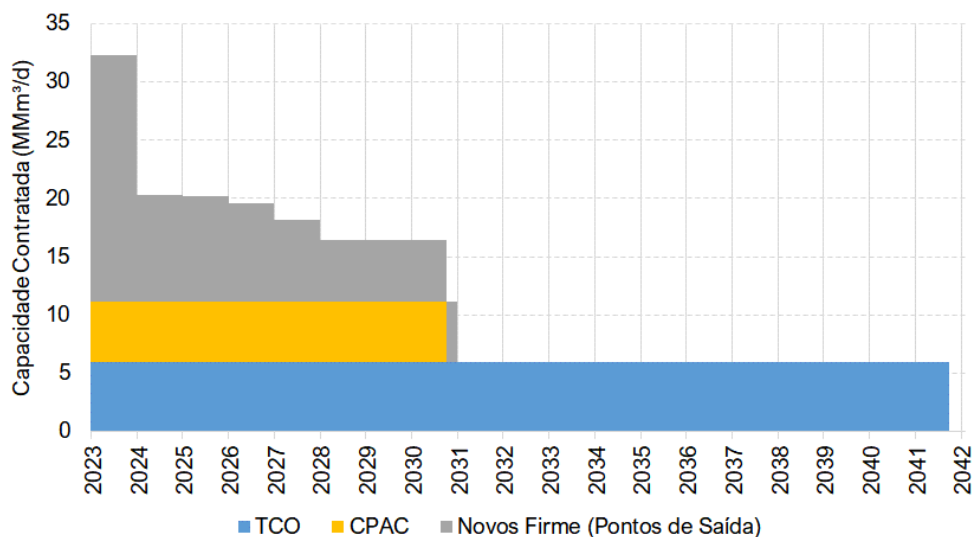
Fonte: FGV CERI com dados da NTS.

Figura 13 – Contratos Legados de Transporte da TAG



Fonte: FGV CERI com dados da TAG.

Figura 14 – Contratos Legados e Novos de Transporte da TBG



Fonte: FGV CERI com dados da TBG.

56. A capacidade da NTS e TAG está atualmente totalmente contratada pela Petrobras através dos contratos legados; porém, dispositivos do TCC com o CADE reduziram a flexibilidade e a exclusividade detidas pela Petrobras, disponibilizando capacidade a novos entrantes no sistema de transporte. A ANP não realizou chamadas públicas para contratação dessa capacidade, permitindo a utilização de contratos em base firme, na modalidade de serviço extraordinário, os quais têm duração máxima de um ano e cláusula resolutiva na eventualidade de realização de chamada pública para contratação de serviço de transporte em base firme.¹³ Atualmente, os transportadores promovem o processo de oferta

¹³ A Resolução da ANP nº 15/2014 define os critérios para o cálculo das tarifas de transporte referente às modalidades firme, interruptível e extraordinário. No serviço firme, o usuário passa a ter o direito de movimentar a

e alocação de capacidade por meio de um portal comum de oferta de capacidade (POC). No caso da TAG e NTS, a receita obtida com os novos contratos na modalidade de serviço extraordinário firmados no regime de entrada e saída não proporciona aumento da receita auferida por estes Transportadores. Ao contrário, a receita dos novos contratos reduz, na mesma proporção, a receita percebida dos contratos legados da Petrobras, por meio do recálculo mensal de suas tarifas, mantendo a receita total recebida pela TAG e NTS na gestão do novo portfólio de clientes.¹⁴

57. Cabe ressaltar que nos contratos de compra e venda de gás natural na modalidade firme inflexível, firmados pela Petrobras com as distribuidoras – denominados de “Novo Mercado de Gás” –, a Petrobras figura como carregadora. Assim, a Petrobras ainda repassa uma parcela de custo de transporte total (referente à utilização proporcional do conjunto de seus contratos de transporte no sistema integrado) uniforme para todos (tarifa postal). Ou seja, a parcela de transporte nos contratos da Petrobras reflete um custo médio e não guarda relação com custo de fornecimento específico. Em dezembro de 2022, a parcela de transporte nestes contratos era de US\$ 2/MMBtu, enquanto o custo da molécula de gás alcançava US\$ 11,7/MMBtu para os contratos 2020-23 e US\$ 16,9/MMBtu para os de 2022-25 (MME, 2022).

2.5. Importância da Separação entre Rede e Comercialização

58. A distribuição de gás canalizado constitui um monopólio natural em uma área geográfica delimitada: a escala mínima de eficiência é alcançada apenas com a provisão por uma única empresa, o que justifica o monopólio legal para distribuição por duto. Na busca de ganhos de eficiência para a sociedade, a regulação de segmentos monopolistas busca coibir a prática de preços elevados de monopólio. Para tanto, regula-se a margem sobre o custo marginal que garanta a justa remuneração da atividade, de modo a ampliar ao máximo o mercado a ser atendido.¹⁵ Há, portanto, uma renda regulada de monopólio advinda da provisão de serviços não-competitivos. A inclusão de atividades que poderiam estar sujeitas à competição no rol de serviços do monopolista regulado gera ineficiências econômicas – com perda de bem-estar para os agentes econômicos –, pois permite-se assim a aplicação exclusiva de margens reguladas sobre segmentos passíveis de preços de mercado definidos por livre competição.

capacidade contratada; a modalidade interruptível depende de ociosidade de capacidade firme contratada e pode ser deslocado pela movimentação firme de gás; já o extraordinário refere-se à contratação de capacidade disponível (não contratada), mas tem duração inferior à contratação firme.

¹⁴ As tarifas dos contratos extraordinários da NTS e TAG são calculadas levando em conta a receita dos contratos legados, já as tarifas da TBG são calculadas a partir da remuneração do capital (7,5% a.a.) sobre base de ativos reconhecida pela ANP.

¹⁵ No limite, a regulação pode determinar a universalização do acesso ao serviço como política pública, o que em geral requer a determinação de arranjos tarifários (através de subsídios cruzados) que compensem a perda de renda pelo atendimento universal. No caso do gás natural canalizado, a universalização não constitui política pública tendo em vista a substituição por outros recursos energéticos e mesmo pelo atendimento por outros modais de transporte. A competitividade do energético (o preço final para o consumidor) é essencial para determinar a expansão eficiente e desejável do consumo e da infraestrutura.

59. No Brasil, a extrapolação dos serviços locais de gás canalizado para além dos contornos técnicos-econômicos dos serviços de distribuição amplia a apropriação da renda regulada pela distribuidora monopolista, produzindo ineficiência e apropriação de rendas pelo monopolista.

60. A compreensão atual que pratica a ARSESP – e outros reguladores estaduais – do alcance dos serviços locais tem acarretado uma cobrança indistinta da tarifa e margens de distribuição sobre toda e qualquer movimentação por dutos dentro da área de concessão. Essa cobrança pelos “serviços locais” tem o efeito ou natureza de uma taxa local, o que caracteriza um problema de dupla marginalização, isto é, uma dupla incidência de margem sobre preços competitivos, decorrente da acumulação da (i) renda de monopólio na prestação de serviços de rede de distribuição – margem na atividade naturalmente regulada de monopólio; e (ii) margem indevida e ineficiente na comercialização, segmento passível de competição e livre determinação de preços. O resultado é o estreitamento do mercado atendido e a menor competitividade do gás natural, o que compromete a sua penetração no consumo, o desenvolvimento da indústria no país e impõe perdas de bem-estar para toda sociedade.

61. A extensão do monopólio da atividade de distribuição para também abranger a comercialização da molécula de gás reduz ou anula o espaço para a livre comercialização, ampliando ganhos e remunerações garantidas à custa de menor competição e eficiência em atividade potencialmente competitiva. A exclusividade da comercialização reduz (i) as possibilidades de escolhas de suprimento; (ii) de modalidades contratuais; e (iii) fontes e opções de flexibilidade mais aderentes ao perfil de consumo. A contratação restrita ao portfólio da distribuidora local não permite aproveitar ganhos potenciais pelo acesso a um mercado supra estadual possibilitado pela infraestrutura de transporte. A redução do mercado efetivo termina por gerar perdas inclusive para as distribuidoras de gás natural reguladas: ambicionando maior margem sobre o controle de mais atividades da cadeia, terminam por movimentar menor volume de gás natural em suas redes. A menor infraestrutura, vis-à-vis à expansão do mercado em contexto de liberalização, resulta em menor base de ativos, investimentos e receita – um cenário adverso para todos os agentes.

62. A liberalização da comercialização não se confunde com as atividades intrínsecas dos serviços de rede de distribuição local. A liberalização do mercado atacadista e varejista não interfere na devida remuneração das distribuidoras pelo serviço de fornecimento do gás natural por dutos, através de tarifas reguladas.¹⁶ A remuneração regulada da atividade de distribuição deve ser clara e suficiente para cobrir os custos de operação, manutenção e capital, permitindo a adequada prestação e a expansão do serviço. Por outro lado, a liberalização de uma atividade potencialmente competitiva retira das empresas reguladas a possibilidade de aplicar margens excessivas sobre o serviço, ampliando o mercado potencial. A competição em mercados gera eficiência alocativa e distributiva; na indústria do gás natural não é diferente. A clara separação entre as atividades de distribuição e comercialização é essencial

¹⁶ No sentido de tornar mais clara a distinção de competências entre as esferas estaduais e federais, Vazquez et al. (2017) propuseram, em relatório de 2018 para o Banco Mundial, as definições de “comercialização” para a atividade competitiva de compra e venda de gás natural sob regulação federal; e “fornecimento” para a atividade regulada de distribuição de gás natural sob competência estadual.

para estruturar indústrias de rede (mais) eficientes. A regulação econômica deveria se restringir às atividades naturalmente não sujeitas à competição (rede), garantindo livre acesso aos segmentos sujeitos à concorrência (produção e comercialização).

3. Consequências da Reclassificação do Gasoduto Subida da Serra

63. A desverticalização da cadeia e a separação entre segmentos monopolistas de rede e segmentos sujeitos à competição (produção e comercialização) são essenciais para evitar que agentes que detenham infraestrutura de movimentação utilizem a integração vertical para fechamento de mercado e exercício de posição dominante que detenha a entrada ou discrimine o acesso de concorrentes no mercado aberto à concorrência (*market foreclosure*).

64. Quando se permite a atuação de distribuidoras na comercialização de gás – para segmentos específicos, constituindo um mercado cativo¹⁷ –, a eventual incorporação de ativos de transporte pela distribuidora permite a detenção estratégica de capacidade de transporte por agente verticalmente integrado, com potencial exercício de posição dominante para restringir e discriminar o acesso à terceiros rivais no segmento de comercialização. Por este motivo, em países em que a separação no segmento de distribuição é parcial, adota-se restrição de integração entre transporte e distribuição, evitando que distribuidoras verticalizadas possam restringir acesso à rede de transporte aos seus rivais na comercialização da commodity.¹⁸

65. No Brasil, o elo de transporte está sujeito à severa separação com os demais segmentos da cadeia, mas o elo de distribuição mantém atividade de comercialização – para o mercado cativo e para consumidores elegíveis que ainda não exercem a livre comercialização – e os seus grupos controladores ainda podem participar dos demais elos da indústria do gás. A separação do transporte das atividades concorrenciais garante o acesso e a neutralidade da rede para os agentes comercializadores da molécula, os quais atuam como carregadores da commodity na malha para a comercialização; porém, a falta de separação na distribuição permite que as distribuidoras atuem como carregadoras no sistema de transporte, disputando capacidade de movimentação com comercializadores e consumidores livres, além de também ter acesso às demais atividades da cadeia – como comercialização, produção ou importação.

¹⁷ Há incentivos em permitir, inicialmente, que a distribuidora atenda a um mercado cativo como forma de possibilitar a implementação de política pública de expansão das redes locais, pois os custos elevados de provisão do serviço de rede podem ser diluídos entre diferentes classes de consumidores, ampliando a abrangência da infraestrutura. Entretanto, a expansão da rede para localidades e segmentos menos atrativos ocorre através de subsídios cruzados, o que compromete a eficiência alocativa da provisão. A permanência do mercado cativo torna o processo de liberalização parcial e requer ainda mais atenção à separação efetiva entre transporte, distribuição e comercialização.

¹⁸ Cf. Pinto Jr. & Colomer (2021) e Mattos (2022).

66. Neste contexto, a incorporação de ativos com características de transporte pela distribuidora configura um by-pass do sistema integrado de transporte, cuja função é conectar diferentes fontes de suprimento, levando ao exercício de poder dominante sobre um duto que deveria ter acesso irrestrito para demais interessados na comercialização.

67. A falta de separação efetiva entre distribuição e comercialização (ou a sua implementação inadequada/imperfeita) no âmbito dos “serviços locais de gás canalizado” e a possibilidade de integração vertical tornam o by-pass físico ainda mais prejudicial à concorrência no mercado de gás. O acesso exclusivo à infraestrutura de transporte – a qual deveria compor uma malha aberta integrada com compartilhamento de ativos e custos – permite à distribuidora verticalizada fechar o mercado para potenciais concorrentes (existentes e potenciais) que poderiam disputar a comercialização no mercado liberalizado, impondo custos mais elevados aos rivais. Esta barreira à entrada é potencializada com o acesso direto à fonte de oferta (produção e importação), que permite o suprimento ao mercado com desconto artificial de custos de transporte. Ou seja, a incorporação de duto de transporte nos ativos da distribuidora eleva barreiras à entrada e a sua operação induz a práticas discriminatórias de acesso e a fechamento de mercado competitivo, conferindo vantagem competitiva indevida para a distribuidora responsável pela provisão de serviços locais.

68. A dupla atuação da distribuidora na rede e na comercialização possibilita, ainda, o repasse de custos do segmento competitivo (comercialização) para o segmento regulado (distribuição), onerando a tarifa de distribuição e tornando assimétrica artificialmente a competição do gás no mercado livre.

69. A noção de que o contorno da malha de transporte (by-pass) beneficia os consumidores locais da distribuidora verticalmente integrada – por evitar a incidência de tarifa de transporte à comercialização da molécula, que não mais atravessa a malha integrada – é míope do ponto de vista econômico, regulatório e jurídico.

- a. Do ponto de vista econômico, o controle indevido e privilegiado da distribuidora ao duto de natureza de transporte com acesso direto a fontes de oferta reduz, na prática, as possibilidades de acesso (de terceiros) ao mercado liberalizado, restringindo a multiplicidade de agentes atuantes na movimentação da commodity e a abrangência da área potencial de comercialização.
- b. Do ponto de vista regulatório, o by-pass físico do transporte subverte a lógica da reestruturação da indústria. Dada a permanência da distribuidora na comercialização, permitir que ela detenha ativo de natureza de transporte equivale na prática a permitir que um transportador detenha capacidade no duto para comercialização da molécula, o que não é permitido pela Lei federal do gás por possibilitar práticas discriminatórias de acesso e exercício de poder dominante na detenção de capacidade (carregamento) e na comercialização da molécula. Ou seja, a rede deixa de ser neutra, comprometendo a separação crucial entre atividades monopolistas (rede) e competitivas (comercialização).

- c. Do ponto de vista jurídico, a detenção de duto de transporte por uma distribuidora fere a previsão constitucional de titularidade e competência regulatória para os elos de transporte e comercialização e a neutralidade da rede determinada pela nova lei do gás, uma vez que anula na prática a separação entre transporte e comercialização.

70. A permissão para que as distribuidoras detenham ativos de natureza de transporte, com possibilidades e incentivos de discriminar e restringir acesso, pode induzir a duplicação ineficiente de infraestrutura – que de outro modo comporia uma malha integrada com livre acesso e repartição de custos. O by-pass do transporte, aliado à conexão direta a fontes de oferta, viabiliza a integração vertical completa da distribuição, na direção contrária à construção de neutralidade da rede de transporte e construção de um mercado nacional de gás. Ao invés de área de comercialização abrangente com liquidez, o processo de abertura pode evoluir para “ilhamento” dos mercados livres potenciais das distribuidoras, uma vez que o by-pass pode tornar artificialmente mais competitivo o suprimento direto pela distribuidora verticalmente integrada e mais custoso o acesso alternativo ao mercado por rivais existentes e potenciais.

71. A gênese do Gasoduto Subida da Serra, como analisado no primeiro capítulo, assenta-se na pretensão explícita de se obter um “*custo de gás mais competitivo*” através da supressão da parcela de transporte. Isto ocorre por meio da construção de um ativo (gasoduto) que tem características de transporte e, conseqüentemente, deveria estar incorporado no sistema integrado de transporte. A (re)classificação como duto de distribuição permite o contorno (by-pass), indevido e injustificado, do sistema de transporte. Por um lado, o usuário de São Paulo que será suprido pelo Gasoduto Subida da Serra não contribuirá para o sistema de transporte, onerando indevidamente a tarifa dos demais consumidores que utilizam a rede integrada. Por outro lado, os próprios consumidores de São Paulo perceberão menor concorrência na oferta de gás, uma vez que o grupo controlador da distribuidora (Compass) terá ingerência sobre um ativo estratégico para o suprimento (Gasoduto Subida da Serra), além de ser o responsável pelo Terminal de Regaseificação (TRSP) e comercialização atrelada de gás por sua utilização, com contrato de suprimento de gás já firmado com vigência de dez anos. Ou seja, o alegado “*custo mais competitivo*” do gás natural para os consumidores da Comgás é ilusório e artificial, pois (i) não decorre de ambiente competitivo, com contestação de diferentes ofertantes e neutralidade da rede para movimentação da molécula – ao contrário, favorece o ilhamento e a formação de monopólio regional; e (ii) assenta-se, na prática, em supressão indevida de parcela de transporte com aumento de custos para demais usuários da rede integrada.

3.1. Contestação de Competição Assimétrica “pelo mercado”

72. Em artigo recente, no qual defende a reclassificação do gasoduto Subida da Serra para distribuição e a possibilidade de by-pass físico e comercial do sistema de transporte, Armbrust (2023) defende que “*o que está em jogo é a competição **pelo mercado**, onde será mais competitivo aquele que apresentar o menor custo para o consumidor final. Este deve ser o principal objetivo do processo*

de liberalização do mercado gás no país". Entretanto, no contexto jurídico-econômico-regulatório da indústria do gás no Brasil, a noção que a competição pode ocorrer "**pelo mercado**" através de by-pass do sistema de transporte é equivocada e prejudicial para a evolução da indústria. A exclusão da parcela de transporte para redução do custo do gás ao consumidor local é artificial, pois utiliza-se na prática infraestrutura de natureza de transporte; e prejudicial, pois além de retirar do sistema de transporte volume de gás relevante para repartição de custo de sua infraestrutura comum, compromete a concorrência no mercado potencialmente livre ao permitir que a distribuidora verticalmente integrada discrimine acesso e feche o mercado a rivais concorrentes. O ganho do consumidor local com o by-pass é apenas aparente, face à menor concorrência ao qual estará exposto, à transferência de custos (subsídio-cruzado) aos demais usuários do sistema de transporte e à duplicação ineficiente de infraestrutura. Mesmo a distribuidora local ganha potencialmente menos, pois a maior amplitude do mercado poderia levar à maior competitividade do gás e, conseqüentemente, maior volume efetivamente movimentado nas redes locais.

73. O by-pass indevido e infundado do sistema de transporte pela distribuidora cria uma competição local artificial e assimétrica entre infraestruturas que naturalmente não são excludentes, pois não competem porque se complementam. O argumento que o sistema de transporte deve buscar meios para que seus "*serviços sejam uma alternativa de menor custo se comparado a outros projetos*" (Armbrust, 2023), ignora que esta competição assimétrica e descabida decorreria de uma ineficiência econômica com prejuízos de bem-estar para todos os agentes.

74. Armbrust (2023) argumenta, ainda, que a operação do Subida da Serra permitirá "*livre concorrência no mercado de gás, pelo fato de a malha de distribuição da Comgás continuar interligada às redes de transporte da TBG e da NTS, e, por conseguinte, às outras regiões produtoras de gás natural. O Subida da Serra, portanto, não representa restrição, mas sim incentivo à competição e aumento de eficiência, pois viabilizará a distribuição de gás recebido nos city-gates da distribuidora por diferentes fontes*". Por um lado, é patente que um gasoduto que se conecta a outras infraestruturas com poder de movimentar volumes significativos e ampliar as fontes de oferta de gás é um ativo inegavelmente pertencente ao sistema de transporte, constituindo meio de movimentação para capacidade em uma zona ampla de comercialização. Por que o ativo deveria estar restrito à operação de uma distribuidora local se ele servirá potencialmente a todos usuários do sistema de transporte? Apenas pela extrapolação do conceito de serviços locais como monopólio indevido de movimentação por duto. Por outro lado, a alegada "livre concorrência" não está assegurada de forma jurídica, econômica e regulatória, pois a distribuidora é verticalmente integrada e terá incentivos a discriminar acesso e fechar mercado a rivais, reduzindo a concorrência em ambos os âmbitos, local e nacional. Qual o sentido de separar transporte e comercialização e permitir que a distribuição verticalmente

integrada com comercialização detenha ativo de transporte? Isto representaria uma distorção completa e uma subversão da reestruturação da cadeia de gás natural liberalizada.¹⁹

75. A possibilidade de reclassificação do Subida da Serra para distribuição pode, ainda, abrir precedente para outras iniciativas no país. Armbrust (2023) já sinaliza a possibilidade de projeto similar no Rio de Janeiro, com a possibilidade de conectar um gasoduto de distribuição (Japeri-Santa Cruz) a uma unidade de regaseificação “*sem transitar pelo transporte, o que reduziria as retiradas de gás no City Gate de Japeri*”. Alega-se “*ganhos para modicidade tarifária*” em nome de by-pass infundado do sistema de transporte, gerando preços artificialmente menores localmente que implicarão preços mais elevados para todos os demais usuários de gás que naturalmente dependem das ofertas providas e permitidas pelo do sistema de transporte. A reclassificação abriria avenida para iniciativas similares, contribuindo para o “ilhamento” e a fragmentação do mercado de gás, em direção contrária (i) às diretrizes da política energética, voltada à abrangência nacional do mercado para maior liquidez; e (ii) à racionalidade econômica, por contrariar economias de escala, escopo e rede na infraestrutura e incentivar a sua duplicação ineficiente.

76. Outro aspecto relevante decorre das impossibilidades lógica, regulatória e legal da distribuidora injetar volumes significativos de gás na rede de transporte, ou seja, “retornar” gás para o transporte; uma vez que ela é por natureza uma empresa voltada à provisão de gás canalizado a consumidores finais através de redes locais.

77. ANP (2012) observa que já não havia previsão legal, na primeira Lei do Gás, para o gasoduto de transporte ter como ponto de origem a interconexão com redes de distribuição, concluindo que “*ao passar para a esfera da regulação estadual, onde ocorre a atividade de distribuição local de gás canalizado, apenas há a previsão de que o gás natural retorne à esfera de regulação federal por meio de outro modais que não o dutoviário (distribuição de GNC ou GNL)*”. Como os serviços locais de gás canalizado estão intrinsecamente relacionados ao atendimento ao consumidor final, a eventual possibilidade de retornar volumes de gás significativos para a malha de transporte relevaria que a rede de distribuição conteria indevidamente dutos com características técnicas e operacionais de transporte – uma situação de flagrante inconformidade legal e regulatória.

78. A impossibilidade de retorno do gás da distribuição para o transporte, como analisado pela ANP (2012), impede que “*dutos de distribuição, na prática, fossem construídos em substituição a gasodutos de transporte*”, cuja eventual possibilidade “*contraria o objetivo de promover a racionalidade econômica nos investimentos em infraestrutura de movimentação de gás*” e “*gera os incentivos corretos para que os agentes que atuam na distribuição não descaracterizem a atividade e invadam a competência federal,*

¹⁹ Neste cenário hipotético, a ANP (2012) considerou que “*empresas interessadas em implementar projetos de gasodutos de transporte poderiam adquirir participações em distribuidoras estaduais e implementar os mesmos projetos apenas sob a regulação federal*”; o que permitiria a “*implementação de projetos verticalmente integrados, diminuindo a concorrência e erigindo barreiras à entrada de novos agentes, uma vez que as empresas que implementassem tais projetos não estariam sujeitas à separação da atividade de transporte das demais atividades da cadeia de valor do gás natural*”.

investindo em infraestruturas que se destinem à movimentação de gás natural entre as Unidades da Federação”.

79. A ANP ponderou, ainda, que eventual possibilidade de retorno do gás da distribuição para o transporte só poderia ocorrer excepcionalmente, sujeito à previsão legal e à regulação federal, em situações de suprimento marginal próximo à divisa entre estados para atender um reduzido consumo em outro estado.²⁰ Neste sentido, se fosse permitido (o que não é), a regulação deveria prever *“uma limitação do volume de gás natural a ser retornado, o qual deve ser marginal em relação ao volume movimentado pela distribuidora e suficientemente reduzido para não subtrair da atividade de transporte um consumo que pudesse servir de âncora para um investimento em um gasoduto de transporte”* (ANP, 2012).²¹ A nova Lei do Gás vigente define que *“gasoduto interestadual destinado à movimentação de gás natural”* deve ser classificado como transporte (Lei nº 14.134/2021, art. 7º), permitindo a ANP *“ter regras e disciplina específicas, nos termos da regulação da ANP, ressalvadas as respectivas regulações estaduais”*.

3.2. Impacto na Tarifa de Transporte pela Reclassificação do Gasoduto Subida da Serra para Distribuição

80. A operação do Gasoduto Subida Serra como distribuição, atrelado ao suprimento verticalizado do Terminal de Regaseificação de São Paulo (TRSP), implicará aumento para as tarifas de transporte, uma vez que a Comgás deslocará o suprimento de parte de seu mercado (cativo) para a importação de gás pelo TRSP.

81. Atualmente, a Comgás possui contrato de suprimento com a Petrobras e com a Compass. O contrato com a Petrobras na modalidade firme inflexível foi firmado em 30 de janeiro de 2020 e tem vigência até dezembro de 2023 (Novo Mercado de Gás 2020-23). O 4º aditivo deste contrato, firmado em 25 de abril de 2023, estabelece as quantidades diárias máximas contratadas de 6.665 mil m³/d provenientes de pontos de retirada em zonas de saída na malha da NTS e de 5.835 mil m³/d em zonas de saída da TBG, totalizando 12.500 mil m³/d (Figura 15). Em 11 de julho de 2023, a Comgás assinou um novo contrato com a Petrobras com vigência entre janeiro de 2024 e dezembro de 2034, também

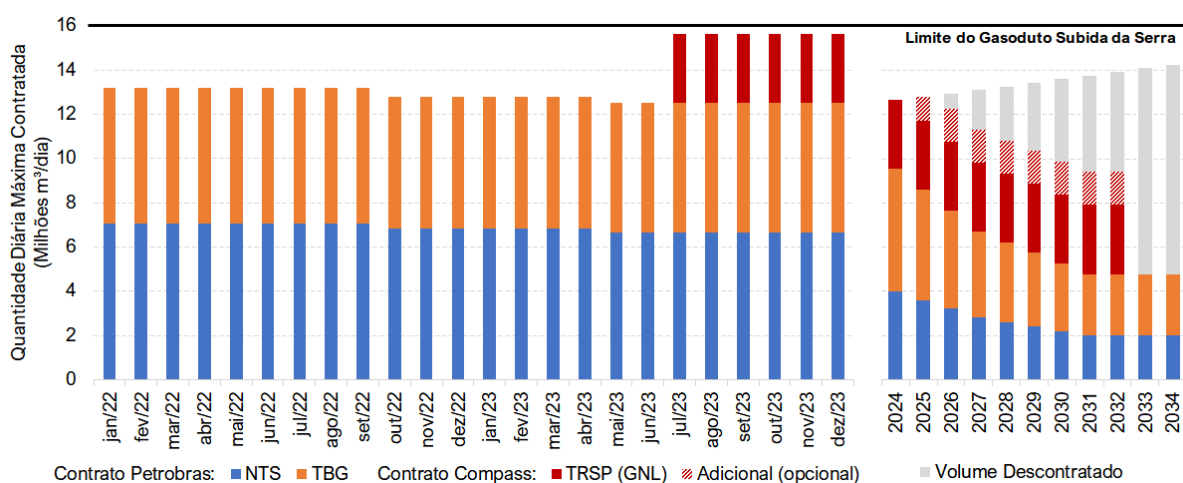
²⁰ A ANP analisou esta questão em 2012, provocada pela Petrobras sobre eventual possibilidade de atender uma unidade de fertilizante em Minas Gerais (Uberaba) com gás natural proveniente do GASBOL através de suprimento por concessionária de gás de São Paulo, cruzando a fronteira dos estados. A área técnica da ANP e a Procuradoria Federal da Agência foram taxativas sobre a impossibilidade legal e regulatória e ressaltaram que eventual alteração do marco deveria estar circunscrita a situações excepcionais e restrita a volumes marginais. Conferir ANP (2012).

²¹ A ANP (2012) observou que eventual limite para retorno deve seguir regra objetiva e considerar pequena fração do volume distribuído pela distribuidora local, sem ultrapassar vazão máxima de 200 mil m³/dia. Este limite é compatível com o incremento de cerca de 75% do valor máximo observado na série histórica de movimentação de gás comprimido para distribuição de GNC. Ao ser ultrapassado o limite, deveria ser proposta, necessariamente, a construção de um gasoduto de transporte.

na modalidade firme inflexível.²² O contrato de extenso prazo estabelece quantidade diária contratual declinante ao longo dos anos, partindo de 9,5 MMm³/d em 2024 para 4,7 MMm³/d entre 2031 e 2034, correspondente a redução de 50%.

82. O contrato com a Compass Comercialização S.A. – comercializadora do próprio grupo de controle da Comgás, constituindo verticalização com prática de *self-dealing* – foi firmado em 30 de agosto de 2021 na modalidade firme e estabelece início de fornecimento no dia 1º de julho de 2023, com possibilidade de antecipação de seis meses, e vigência de dez anos (até 2032). Este contrato define o suprimento de quantidade diária 3.125 mil m³/d, com possibilidade de volume adicional de 1.500 mil m³/d a ser solicitado pela compradora a qualquer momento.

Figura 15 – Quantidade Diária Máxima Contratada pela Comgás por Ponto de Recebimento



Nota: a quantidade descontratada entre 2024 e 2034 considera aumento de 1,21% a.a. do mercado não-térmico da Comgás, correspondente ao projetado pela concessionária para o quinquênio 2019-2024.

Fonte: FGV CERI, com dados dos contratos da Comgás com a Petrobras e a Compass.

83. O contrato com a Compass foi firmado exatamente para recepcionar o volume de gás natural liquefeito importado pelo TRSP e entregue por meio do gasoduto Subida da Serra, constituindo verticalização horizontal com *self-dealing* para o seu mercado cativo. A ANP autorizou a construção do TRSP com gasoduto de 8 km para levar o gás regaseificado até o ponto de recepção em Cubatão, onde o Subida da Serra é conectado para levar o gás até a rede da Comgás em São Paulo. Desta forma, o volume firme do contrato da Compass já representará um deslocamento do gás atualmente suprido pela Comgás através do contrato com a Petrobras, como estabelece o novo contrato com vigência a partir de 2024. Adicionalmente, a empresa poderá solicitar mais 1,5 MMm³/d, dentro do mesmo contrato, constituindo um volume (potencial) adicional pré-contratado. O TRSP tem capacidade de regaseificação de 14 MMm³/d e o Subida da Serra de 16 MMm³/d, comportando, em tese, o atendimento a todo o mercado atual da Comgás.

²² O contrato com a Petrobras foi firmado no âmbito da Chamada Pública da Comgás nº 1/2023. Em 17 de julho, a concessionária informou que a Chamada permanece aberta com negociações com demais potenciais supridores.

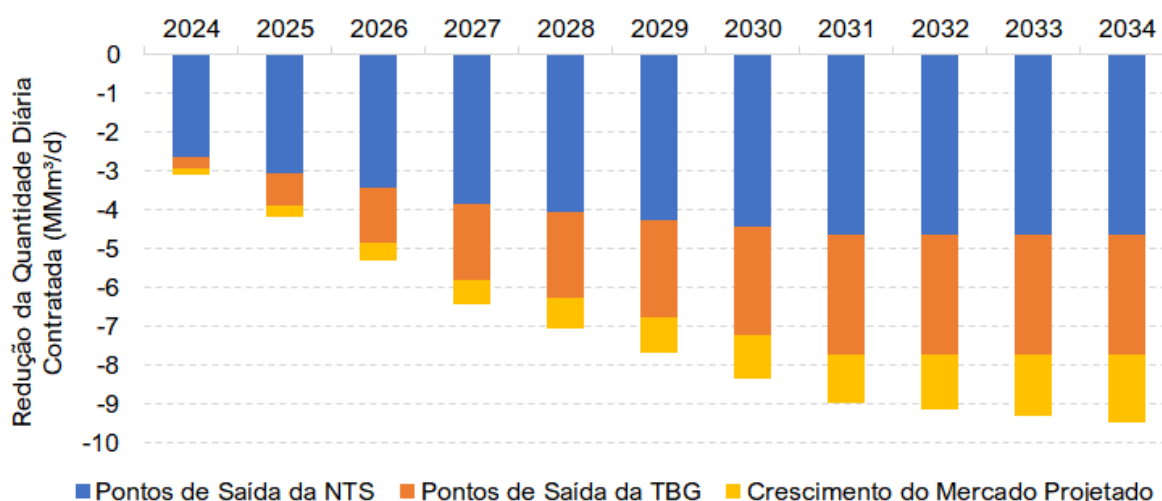
84. A redução do volume contratado com a Petrobras em 2024, em relação a dezembro de 2023, alcança cerca de 3 MMm³/d (24% em termos relativos), com maior impacto para pontos na zona de saída da NTS (diminuição de 40% em relação a quantidade vigente). Até 2031, a redução da quantidade em pontos de saída alcança 4,6 MMm³/d para a NTS (70% da quantidade atual) e 3 MMm³/d para a TBG (52% da quantidade atual). A Tabela 2 apresenta a variação anual da quantidade diária máxima contratada pela Comgás no novo contrato com a Petrobras, evidenciando a desconstrução gradual. A Figura 16 apresenta a redução acumulada ao longo do tempo, além de indicar o crescimento projetado do mercado que pode levar a expansão da contratação diária da rede.

Tabela 2 – Quantidade Diária Máxima Contratada pela Comgás por Ponto de Recebimento

| Período | | NTS | | | | | | TBG | | | | | Total | Var. % | Var. mil m ³ |
|---------|--------|-------|------|-------|-------|--------------|--------|------|-------|------|--------------|--------|---------------|--------|-------------------------|
| Início | Fim | SP 1 | SP 2 | SP 3 | SP 4 | Total | Var.% | SP 1 | SP 2 | SP 3 | Total | Var.% | | | |
| jan/22 | out/22 | 1.228 | 330 | 4.250 | 1.254 | 7.062 | | 0 | 5.663 | 475 | 6.138 | | 13.200 | | |
| out/22 | abr/22 | 1.186 | 319 | 4.107 | 1.212 | 6.824 | -3,4% | 45 | 5.472 | 459 | 5.976 | -2,6% | 12.800 | -3,0% | -400 |
| abr/22 | dez/23 | 1.158 | 312 | 4.011 | 1.184 | 6.665 | -2,3% | 43 | 5.344 | 448 | 5.835 | -2,4% | 12.500 | -2,3% | -300 |
| jan/24 | dez/24 | 805 | 400 | 2.500 | 300 | 4.005 | -39,9% | 0 | 5.050 | 500 | 5.550 | -4,9% | 9.555 | -23,6% | -2.945 |
| jan/25 | dez/25 | 725 | 360 | 2.250 | 270 | 3.605 | -10,0% | 0 | 4.545 | 450 | 4.995 | -10,0% | 8.600 | -10,0% | -955 |
| jan/26 | dez/26 | 644 | 320 | 2.000 | 240 | 3.204 | -11,1% | 0 | 4.040 | 400 | 4.440 | -11,1% | 7.644 | -11,1% | -956 |
| jan/27 | dez/27 | 564 | 280 | 1.750 | 210 | 2.804 | -12,5% | 0 | 3.535 | 350 | 3.885 | -12,5% | 6.689 | -12,5% | -955 |
| jan/28 | dez/28 | 523 | 260 | 1.625 | 195 | 2.603 | -7,2% | 0 | 3.283 | 325 | 3.608 | -7,1% | 6.211 | -7,1% | -478 |
| jan/29 | dez/29 | 483 | 240 | 1.500 | 180 | 2.403 | -7,7% | 0 | 3.030 | 300 | 3.330 | -7,7% | 5.733 | -7,7% | -478 |
| jan/30 | dez/30 | 443 | 220 | 1.375 | 165 | 2.203 | -8,3% | 0 | 2.777 | 275 | 3.052 | -8,3% | 5.255 | -8,3% | -478 |
| jan/31 | dez/34 | 403 | 200 | 1.250 | 150 | 2.003 | -9,1% | 0 | 2.525 | 250 | 2.775 | -9,1% | 4.778 | -9,1% | -477 |

Fonte: FGV CERI, com dados dos contratos da Comgás com a Petrobras.

Figura 16 – Redução Gradual das Quantidades Diárias Contratadas por Malha e Crescimento Projetado do Mercado



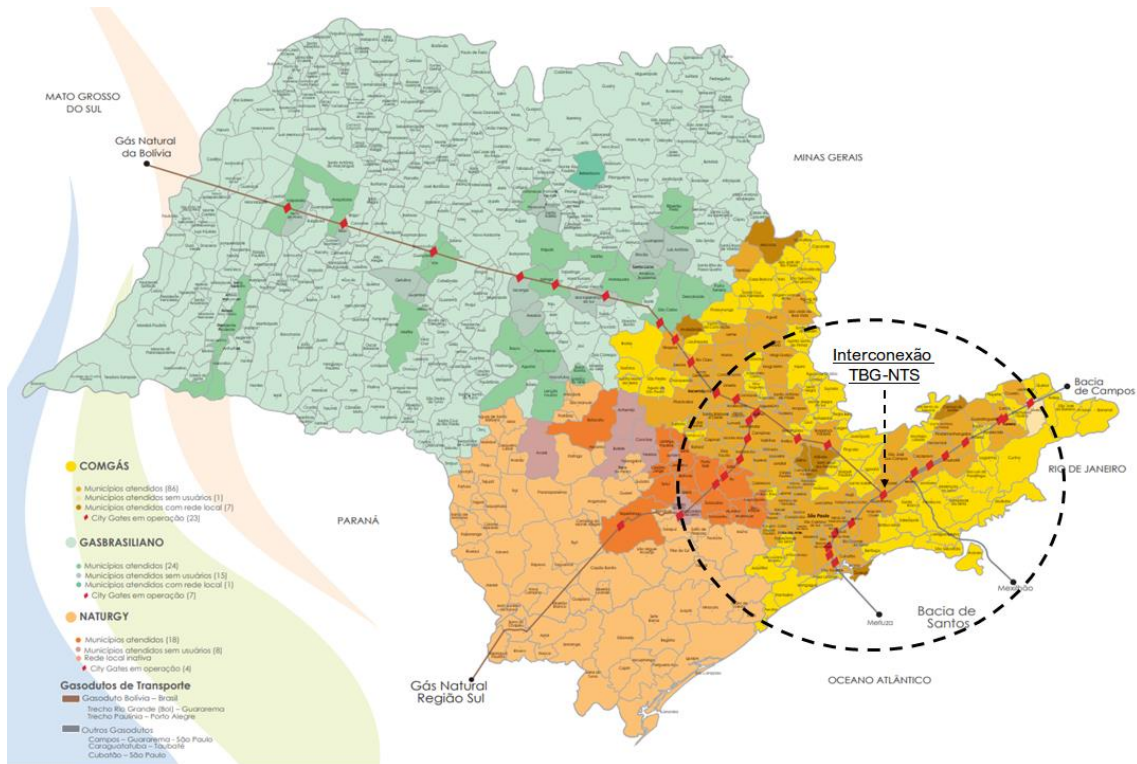
Nota: crescimento do mercado não-térmico projetado com taxa de 1,21% a.a. da Comgás, correspondente à projeção pela concessionária para o quinquênio 2019-2024.

Fonte: FGV CERI, com dados dos contratos da Comgás com a Petrobras.

85. O novo contrato de compra e venda de gás com a Petrobras estabelece cláusula de redução da quantidade diária contratual em decorrência da migração de consumidores livres que deixem de consumir gás contratado com a concessionária (Comgás). Desta forma, apesar do longo prazo de vigência, o contrato prevê flexibilidade para acomodar a abertura esperada do mercado. Ademais, para além da redução por migração de consumidores para o mercado livre, a compradora (Comgás) também pode reduzir a quantidade contratada até o limite de 2/3 do volume contratado com a Petrobras vigente em maio de 2023, o que corresponde a respeitar a quantidade mínima de 8,3 MMm³/d. Outra atualização importante refere-se à aproximação do contrato ao modelo de entrada e saída para contratação da capacidade de transporte da molécula, que passou a considerar um componente de entrada determinada no contrato (R\$ 0,3045/m³), atualizada pelo IGP-M, e um componente de custo de saída correspondente à tarifa de saída publicada pelas transportadoras para cada zona específica.

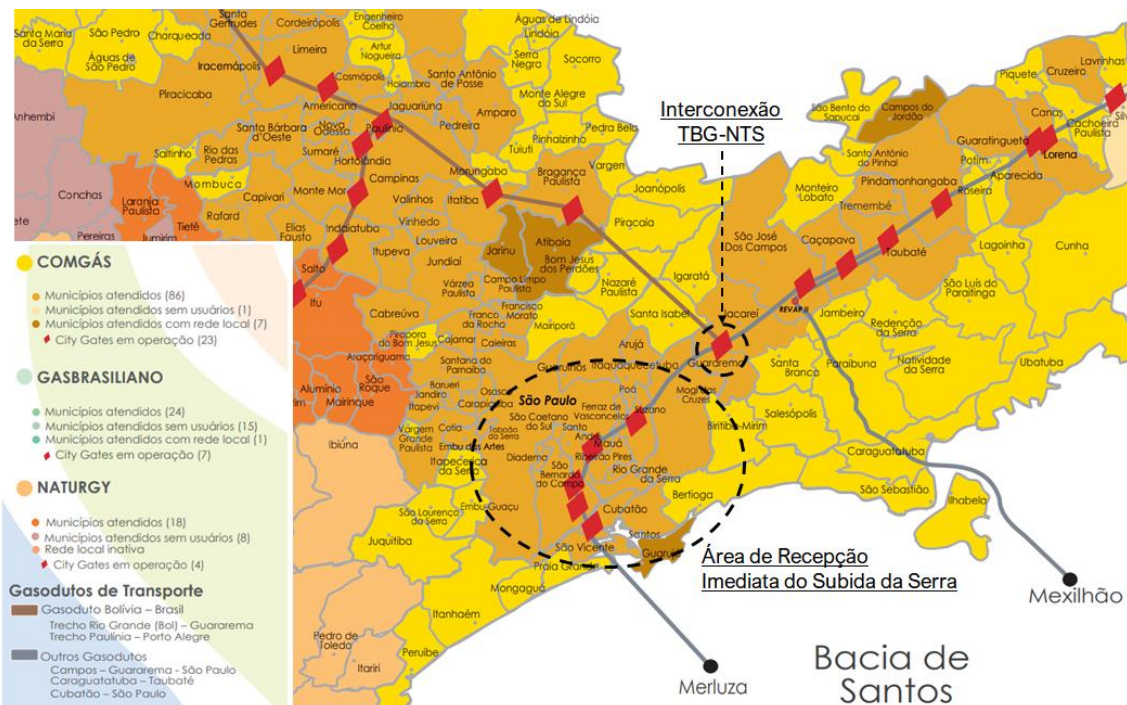
86. A Figura 17 apresenta o mapa de São Paulo com as respectivas áreas de concessão de distribuição de gás (Comgás, Gás Brasileiro e Naturgy) e o traçado dos gasodutos de transporte da TBG e da NTS, identificando o ponto de interconexão entre eles em Guararema. A Figura 18 apresenta o foco na área da Comgás, identificando o ponto de interconexão entre a TBG e a NTS e a área de recepção do volume de gás proveniente do TRPS e do Gasoduto Subida da Serra. Embora as malhas de transporte da NTS e TBG sejam interligadas, a rede da Comgás não é toda interligada. Assim, a distribuidora não consegue atender atualmente parte do seu mercado cativo que é suprido com gás proveniente da TBG com o suprimento de gás do Subida da Serra, pois não há malha própria em alta pressão que interligue todos os seus mercados. A Figura 19 detalha a malha da Comgás em sua área de concessão, evidenciando a desconexão entre a área principal da baixada santista e região metropolitana com a área acima que recebe gás da TBG. Consequentemente, a área de recepção imediata atual do Subida da Serra restringe-se às regiões da baixada santista e metropolitana supridas atualmente com gás proveniente da malha da NTS, cujo volume contratado alcança 6,6 MMm³/d. Este volume representa a possibilidade de by-pass concreto e imediato da malha de transporte – materializado através de verticalização com a fonte de suprimento (TRSP) e com o gasoduto de transporte Subida da Serra –, com impacto incontornável para as tarifas da malha interligada se o Subida da Serra for reclassificado como distribuição.

Figura 17 – Áreas de Concessão de Distribuição no Estado de São Paulo e Gasodutos de Transporte da TBG e da NTS



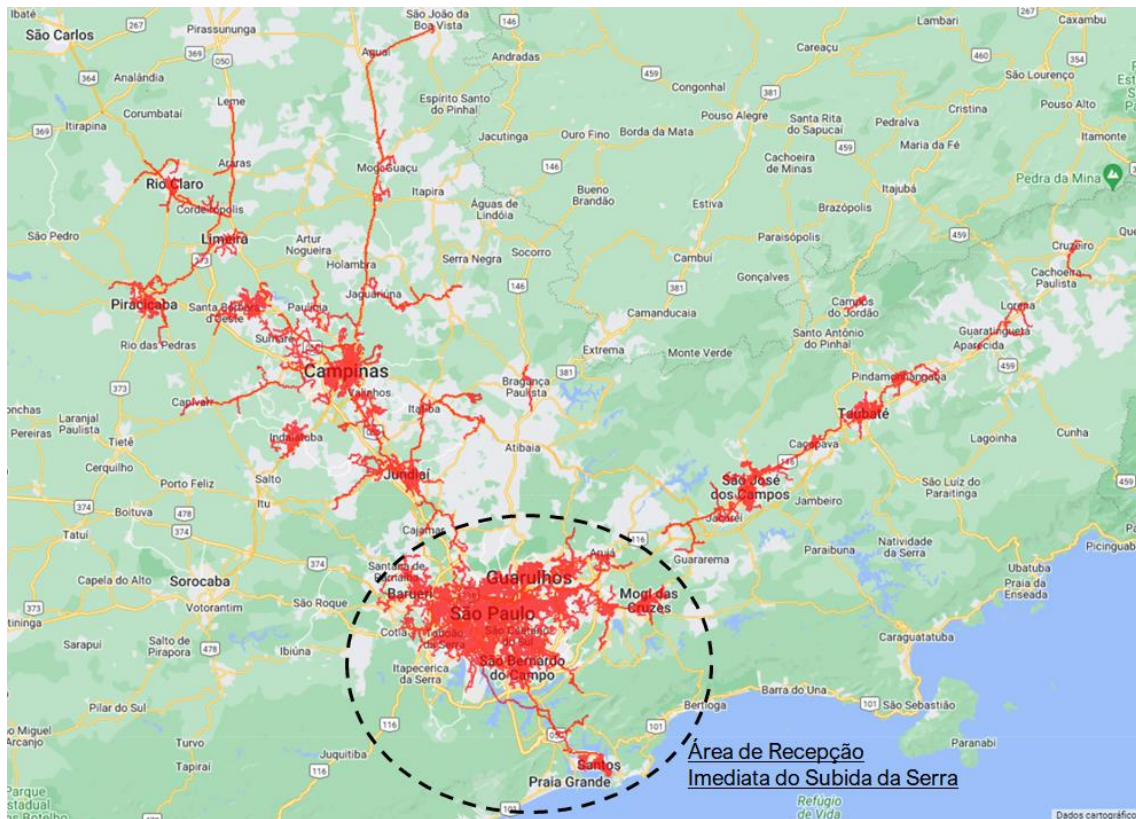
Fonte: Elaboração do FGV CERi com mapa da ARSESP.

Figura 18 – Foco na Área da Comgás e de Recepção Imediata do Subida da Serra



Fonte: Elaboração do FGV CERi com mapa da ARSESP.

Figura 19 – Malha da Comgás e Área de Recepção Imediata do Subida da Serra



Fonte: Elaboração do FGV CERi com mapa da Comgás.

87. A redução do volume contratado na malha integrada de transporte tem por consequência o aumento da tarifa de transporte, uma vez que os custos são rateados por menor volume de movimentação entre todos os demais remanescentes na rede integrada. O cálculo do aumento tarifário é verificável na planilha de cálculo do transporte extraordinário da NTS.²³ Para o cálculo das tarifas de entrada e saída do sistema, o cálculo ratificado pela ANP leva em conta parâmetros de distância entre os pontos, capacidade contratada e repartição entre a receita a ser recuperada entre pontos de entrada e saída, além de outros parâmetros.²⁴ Ao se retirar determinado volume de pontos de saída e respectivamente de pontos de entrada no sistema, a receita é rateada por menor quantidade contratada, aumentando a tarifa de transporte a ser praticada.

88. O impacto nas tarifas de transporte da NTS foi calculado para três cenários de volumes distintos: (i) a retirada da quantidade já contratada de 3.125 mil m³/d, cujo volume será deslocado imediatamente da malha com a operação do TRSP e do Subida da Serra; (ii) a retirada de 4.625 mil m³/d, decorrente do volume adicional de 1,5 MMm³/d à quantidade firme de 3.125 mil m³/d, conforme disposição contratual; e (iii) a retirada da quantidade total de 6.665 mil m³/d atualmente recebida pela malha da NTS no contrato da Comgás com a Petrobras. Estes volumes são compatíveis com a redução da

²³ Planilha disponibilizada pela ANP publicamente no Processo nº 48610.202362/2021-14.

²⁴ A Nota Técnica nº 9/2021/SIM-CGN/SIM/ANP-RJ detalha o cálculo tarifário.

quantidade contratada com a Petrobras, reduzindo o volume entregue através da malha integrada de transporte. Para zonas de saída da NTS, a redução alcança 3 MMm³/ em 2025 e 4,6 MMm³/d em 2031.

89. O volume de 3.125 mil m³/d representa 47% da quantidade contratada recebida atualmente pela Comgás nos pontos de saída da NTS. A retirada desse volume provoca um aumento tarifário médio de 6% para combinações de tarifas de entrada e saída no sistema da NTS (Tabela 3). A retirada de volume ainda maior, considerando a quantidade adicional de 1.500 mil m³/d, representa uma redução de 70% do volume atual da Comgás e provoca aumento médio de 9% nas tarifas de entrada e saída da NTS (Tabela 4) para todos os consumidores remanescentes. A possibilidade de redução total do volume atualmente suprido através da malha da NTS (6,6 MMm³/d) tem impacto de aumento médio de 14% nas tarifas de transporte da NTS, onerando sobremaneira os demais consumidores de gás natural na malha integrada (Tabela 5).

Tabela 3 – Impacto do Subida da Serra nas Tarifas da NTS, considerando o volume de 3,1 MMm³/d já contratado pela Comgás

| Pontos de Saída | Pontos de Recebimento | | | | | | | | Variação Média |
|-----------------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|
| | CARAGUATATUBA | GNL-BGB | GUAPIMIRIM | GASPAJ | TECAB | GUARAREMA (Interconexão) | REPLAN (Interconexão) | TECAB (Interconexão) | |
| MG | 6,3% | 5,5% | 5,5% | 6,4% | 6,1% | 6,5% | 6,0% | 6,0% | 6% |
| RJ | 6,2% | 5,4% | 5,4% | 6,3% | 6,0% | 6,3% | 5,8% | 5,8% | 6% |
| SP | 6,3% | 5,5% | 5,5% | 6,4% | 6,1% | 6,5% | 6,0% | 6,0% | 6% |
| REPLAN (Interconexão) | 6,3% | 5,2% | 5,2% | 6,4% | 6,0% | 6,7% | 5,5% | 5,5% | 6% |
| TECAB (Interconexão) | 6,2% | 5,1% | 5,1% | 6,4% | 6,0% | 6,5% | 5,3% | 5,3% | 6% |
| Variação Média | 6,3% | 5,3% | 5,3% | 6,4% | 6,1% | 6,5% | 5,7% | 5,7% | 6% |

Fonte: FGV CERI a partir de planilha disponível na ANP, processo nº 48610.202362/2021-14.

Tabela 4 – Impacto do Subida da Serra nas Tarifas da NTS, considerando o volume adicional flexível de 1,5 MMm³/d aos 3,5 MMm³/d já contratados pela Comgás

| Pontos de Saída | Pontos de Recebimento | | | | | | | | Variação Média |
|-----------------------|-----------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|--------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|
| | CARAGUATATUBA | GNL-BGB | GUAPIMIRIM | GASPAJ | TECAB | GUARAREMA (Interconexão) | REPLAN (Interconexão) | TECAB (Interconexão) | |
| MG | 9,6% | 8,4% | 8,4% | 9,8% | 9,4% | 9,9% | 9,2% | 9,2% | 9% |
| RJ | 9,5% | 8,2% | 8,2% | 9,6% | 9,2% | 9,6% | 8,8% | 8,8% | 9% |
| SP | 9,6% | 8,3% | 8,3% | 9,8% | 9,3% | 9,9% | 9,1% | 9,1% | 9% |
| REPLAN (Interconexão) | 9,6% | 7,9% | 7,9% | 9,8% | 9,2% | 10,2% | 8,4% | 8,4% | 9% |
| TECAB (Interconexão) | 9,5% | 7,8% | 7,8% | 9,7% | 9,1% | 9,9% | 8,1% | 8,1% | 9% |
| Variação Média | 9,6% | 8,1% | 8,1% | 9,8% | 9,3% | 9,9% | 8,7% | 8,7% | 9% |

Fonte: FGV CERI a partir de planilha disponível na ANP, processo nº 48610.202362/2021-14.

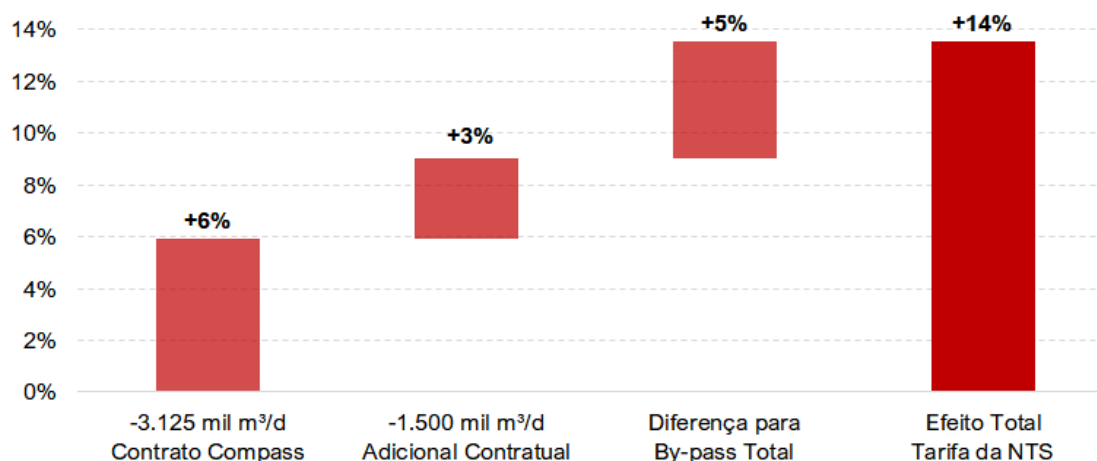
Tabela 5 – Impacto do Subida da Serra nas Tarifas da NTS, considerando o deslocamento do volume total suprido através da malha da NTS (6,6 MMm³/d)

| Pontos de Saida | Pontos de Recebimento | | | | | | | | Variação Média |
|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|
| | CARAGUATATUBA | GNL-BGB | GUAPIRIMIRIM | GASPAJ | TECAB | GUARAREMA (Interconexão) | REPLAN (Interconexão) | TECAB (Interconexão) | |
| MG | 14,5% | 12,6% | 12,6% | 14,8% | 14,1% | 15,0% | 13,8% | 13,8% | 14% |
| RJ | 14,3% | 12,3% | 12,2% | 14,5% | 13,8% | 14,5% | 13,2% | 13,2% | 14% |
| SP | 14,5% | 12,5% | 12,5% | 14,7% | 14,0% | 14,9% | 13,7% | 13,7% | 14% |
| REPLAN (Interconexão) | 14,5% | 11,8% | 11,7% | 14,8% | 13,9% | 15,5% | 12,7% | 12,7% | 13% |
| TECAB (Interconexão) | 14,3% | 11,6% | 11,6% | 14,7% | 13,7% | 14,9% | 12,1% | 12,1% | 13% |
| Variação Média | 14,4% | 12,1% | 12,1% | 14,7% | 13,9% | 15,0% | 13,1% | 13,1% | 14% |

Fonte: FGV CERI a partir de planilha disponível na ANP, processo nº 48610.202362/2021-14.

90. A Figura 20 apresenta a decomposição do aumento tarifário de 14% considerando (i) a retirada da quantidade já contratada pela Comgás com a Compass (3.125 mil m³/d), (ii) a quantidade adicional de 1.500 mil m³/d (totalizando 4.625 mil m³/d) e (iii) a retirada da quantidade total atualmente suprida através de entregas na malha de transporte da NTS (6.665 mil m³/d).

Figura 20 – Decomposição do Aumento Médio nas Tarifas de Transporte da NTS Decorrente do Bypass da Malha Integrada de Transporte através da Verticalização com o TRSP e o Subida da Serra



Fonte: Elaboração do FGV CERI com mapa da Comgás.

91. O aumento das tarifas de transporte da NTS ocorre imediatamente através do aumento da tarifa de transporte extraordinário. Embora a receita das transportadoras ainda esteja resguardada com os contratos legados firmados com a Petrobras como carregadora, o vencimento de parte dos contratos (cerca de 30% da receita) já ocorre em 2025, com impacto imediato para as tarifas de transporte pela redução do volume contratado fora da malha integrada.

92. Outro aspecto relevante refere-se à destinação dos contratos extraordinários, que podem ser voltados para a redução dos custos da contratação na modalidade firme, como estabelece a Resolução da ANP nº 15/2014. Assim, ao reduzir volumes contratados na modalidade firme ou extraordinário há repercussão potencial para todos os consumidores da malha integrada, inclusive para consumidores supridos por outras transportadoras, embora essa destinação ainda dependa de regulamentação.

93. A TBG também deverá ser impactada pela redução de entrega de gás através da sua rede para a Comgás. O novo contrato com a Petrobras prevê redução de 52% da quantidade contratada em zonas de saída da TBG até 2031 em relação à quantidade contratada atual de 5,8 MMm³/d, com diminuição gradual nos próximos anos. O impacto desta redução aumentará as tarifas futuras de entrada e saída da TBG; porém, o seu impacto dependerá dos parâmetros do próximo ciclo tarifário da transportadora para o quinquênio a partir de 2025, considerando a evolução das capacidades contratadas, da base de ativos, dos custos operacionais e do custo ponderado de capital (WACC) a ser aplicado no fluxo de caixa para determinação das tarifas de transporte, entre outros parâmetros. No entanto, pode-se estimar o impacto da redução da quantidade diária contratada na zona de saída da TBG na Comgás através do fluxo de caixa do atual ciclo tarifário. Para estimar qual o impacto da redução de 3 MMm³/d (que ocorrerá até 2031) nas tarifas atuais da TBG, foi utilizada a planilha de cálculo da 4ª Chamada Pública da transportadora, realizada em 2022.²⁵ O cálculo retirou a quantidade de 3 MMm³/d das zonas de saída da Comgás (SP2) e respectivamente de entrada (Corumbá) para o ano de 2024, o último ano do atual ciclo tarifário, o que resultaria em um aumento médio de 12% nas tarifas atuais de transporte da TBG (Tabela 6). Considerando um cenário mais extremo, caso todo o volume entregue atualmente para a Comgás através da zona de saída da TBG fosse retirado e deslocado para fora da malha de transporte, o impacto médio nas tarifas atuais alcançaria 27% (Tabela 7).

Tabela 6 – Impacto do Subida da Serra nas Tarifas Atuais de Entrada e Saída da TBG, considerando o deslocamento do volume de 3 MMm³/d

| Pontos de Saída | Pontos de Recebimento | | | Variação Média |
|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|----------------|
| | EMED Corumbá | EMED Gascar | EMED Garuva | |
| MS | 14,0% | 14,5% | 12,6% | 13,7% |
| SP | 12,9% | 10,8% | 11,3% | 11,7% |
| PR | 12,8% | 10,8% | 11,2% | 11,6% |
| SC | 12,8% | 10,9% | 11,3% | 11,7% |
| RS | 12,8% | 11,0% | 11,3% | 11,7% |
| EMED Gascar | 13,7% | 12,9% | 11,8% | 12,8% |
| Variação Média | 13,2% | 11,8% | 11,6% | 12,2% |

Fonte: FGV CERI a partir de planilha disponível na ANP, processo nº 48610.214710/2022-87.

²⁵ Planilha disponibilizada pela ANP publicamente no Processo nº 48610.214710/2022-87.

Tabela 7 – Impacto do Subida da Serra nas Tarifas Atuais de Entrada e Saída da TBG, considerando o deslocamento do volume total de 5,8 MMm³/d

| Pontos de Saída | Pontos de Recebimento | | | Variação Média |
|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|----------------|
| | EMED Corumbá | EMED Gascar | EMED Garuva | |
| MS | 32,3% | 32,8% | 28,5% | 31,2% |
| SP | 29,4% | 23,2% | 24,9% | 25,8% |
| PR | 29,0% | 22,9% | 24,7% | 25,5% |
| SC | 28,9% | 23,2% | 24,8% | 25,6% |
| RS | 28,8% | 23,5% | 24,8% | 25,7% |
| EMED Gascar | 31,6% | 28,2% | 26,4% | 28,7% |
| Variação Média | 30,0% | 25,6% | 25,7% | 27,1% |

Fonte: FGV CERI a partir de planilha disponível na ANP, processo nº 48610.214710/2022-87.

94. A estimativa do impacto imediato nas tarifas de transporte para a TBG representa mais uma sensibilidade do potencial impacto de redução, visto que a diminuição deverá ocorrer de forma mais gradual nos próximos anos e que o número exato dependerá dos parâmetros a serem considerados no próximo ciclo de revisão tarifária. Por outro lado, esses números estão potencialmente subestimados, pois a redução na quantidade contratada (reserva de capacidade nos pontos de saída) foi realizada apenas para o ano de 2024, o último do ciclo tarifário atual, o que significa que o cálculo tarifário levou em consideração a receita do transporte desta quantidade contratada nos quatro anos iniciais do ciclo. Para os próximos anos, tudo o mais constante, a redução da quantidade contratada deverá levar a tarifas de transporte na malha da TBG ainda mais elevadas.

95. O aumento tarifário imediato refere-se às tarifas da NTS, mas o by-pass tem repercussão geral e irrestrita. Como a Petrobras permanece praticando tarifa de transporte postal para os seus contratos de gás na modalidade firme com as distribuidoras, um aumento da contratação extraordinária por novos usuários reduziria a parcela de transporte de todos, o que deixa de ocorrer com a contratação fora da malha integrada. Adicionalmente, embora a Comgás ainda não consiga levar o gás do Subida da Serra para pontos de suprimento atualmente atendidos por zonas de entrega da TBG, ela pode futuramente investir em novas conexões para interligar a sua rede e expandir a capacidade de deslocamento de gás proveniente da malha integrada, ilhando uma maior parcela de seu mercado cativo. Frente a capacidade de 16 MMm³/d do Subida da Serra, investimentos em expansão da malha de distribuição com características de transporte serão facilmente aprovados no âmbito estadual com o argumento de ampliar a “eficiência” da malha local, em detrimento de usuários remanescentes na malha integrada – afinal, o gasoduto Subida da Serra estaria subutilizado, nessa perspectiva. O argumento é plausível, mas evidentemente falho. Além de constituir investimento ineficiente ao se restringir o ativo ao âmbito local, a reclassificação do duto para distribuição reduz a abrangência do mercado para o consumidor paulista, que enfrenta menor competição e arca com maior custo de infraestrutura que deveria ser compartilhada com mais usuários na rede integrada de transporte. O impacto do by-pass também terá

repercussão garantida para as tarifas das demais transportadoras frente ao processo de junção das áreas de mercado norteado pelo CNPE.

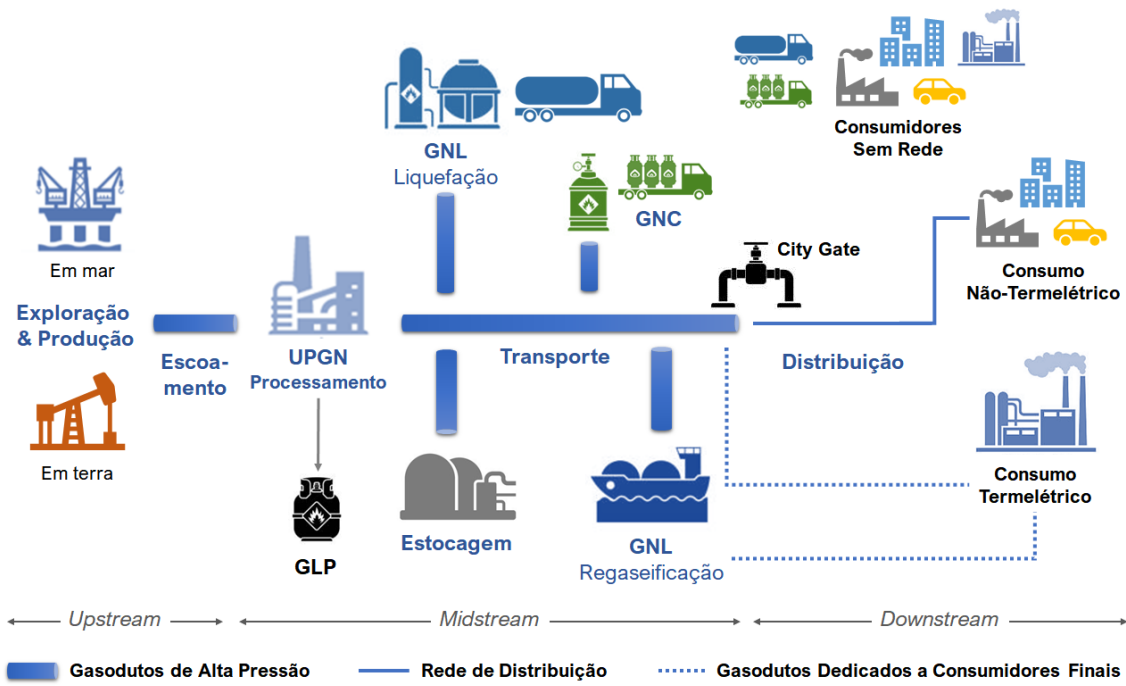
96. A possibilidade de by-pass em São Paulo pode abrir precedentes preocupantes para o horizonte de expansão do mercado nacional liberalizado de gás natural no Brasil, permitindo a fragmentação (ilhamento) de mercados, a duplicação ineficiente de infraestruturas e a menor abertura à competição, o que reduz a expansão potencial da indústria e os ganhos de bem-estar social associados.

Apêndice

A.1. Os Limites Naturais entre Transporte e Distribuição de Gás

97. A **cadeia do gás natural**²⁶ (Figura 21) é constituída pelos elos de Exploração & Produção (E&P), com infraestrutura de escoamento; Unidades de Processamento (UPGN); Transporte; Estocagem; Terminais de Regaseificação e Liquefação de GNL; Distribuição; e Comercialização. O fornecimento da molécula de gás aos consumidores finais – indústria, comércio, residências, postos de gás natural veicular (GNV) e termelétricas – pode ocorrer por meio de rede de gasodutos ou através do transporte a granel (liquefeito ou comprimido).

Figura 21 – Cadeia do Gás Natural



Fonte: FGV CERI.

98. Por estar na forma gasosa nas condições normais de temperatura e pressão, o GN ocupa um volume mil vezes superior ao petróleo para uma mesma quantidade de energia. Assim, a sua monetização depende de custosa infraestrutura para o transporte. O GN pode ser (i) transportado por

²⁶ O gás natural (GN) é o metano (CH₄), o elemento mais básico dos hidrocarbonetos. Encontra-se na natureza associado ou não ao petróleo²⁶, em terra ou em mar. O recurso bruto extraído dos reservatórios contém geralmente outros hidrocarbonetos gasosos – como etano (C₂H₆), propano (C₃H₈) e butano (C₄H₁₀) – e líquidos de valor comercial superior; além de outras moléculas e contaminantes – como o dióxido de carbono (CO₂). O aproveitamento comercial do GN requer o processamento para a separação dessas moléculas. O propano e o butano formam o gás liquefeito de petróleo (GLP), transportado e comercializado a granel em botijões que o tornam líquido sob baixa pressão; portanto, o GN e o GLP são produtos distintos.

gasodutos; (ii) comprimido (GNC) e transportado em cilindros; ou (iii) liquefeito (GNL) através de resfriamento e transportado em tanques criogênicos.²⁷

99. A rede de distribuição de gás natural é por natureza mais capilarizada e possui pressão inferior à malha de transporte. Grandes consumidores, como termelétricas, se conectam em gasodutos dedicados de alta pressão ligados diretamente ao transporte.²⁸ Plantas de liquefação e terminais de regaseificação também movimentam grandes volumes e se conectam em gasodutos de alta pressão. A transferência da molécula das redes de transporte para as distribuidoras e outros usuários conectados a dutos dedicados ocorre em pontos de entrega (*city gates*).

100. Como ressaltam Almeida & Colomer (2013): *“as principais diferenças técnicas entre a rede de distribuição e a rede de transporte são o diâmetro dos dutos e a pressão do fluxo de gás. A pressão utilizada para deslocar o gás natural na rede de distribuição é muito menor do que a encontrada nos gasodutos de transporte. Enquanto o gás natural transportado pela rede de transporte é comprimido, em média a 80 bar, a pressão do gás natural na rede de distribuição nunca é superior a 20 bar. Tendo em vista este diferencial de pressão, para entregar gás natural nas redes de distribuição utilizam-se válvulas de redução de pressão. Essas são conhecidas como city gates. O gás natural a ser distribuído é normalmente despressurizado próximo ou no próprio city gate”*.

101. Molnar (2022), em capítulo sobre a economia do transporte de gás por gasoduto e GNL, no “The Palgrave Handbook of International Energy Economics”, também reforça a diferenciação das redes de transporte e distribuição por parâmetros técnicos e operacionais. **Os dutos de transporte têm elevado diâmetro (entre 15 e 56 polegadas) e alta pressão (15-120 bar)** para transportar gás natural das plantas de processamento para grandes consumidores finais (como termelétricas e industriais) e até o “city gate” para conectar ao sistema de distribuição. Já a malha de distribuição é formada por gasodutos com pequeno e médio diâmetros (entre 2 e 28 polegadas) para movimentar a molécula já odorizada em sistema com pressão reduzida (até 14 bar) do ponto de recebimento (city gate) da malha de transporte até os clientes finais.

102. Na União Europeia, a diretiva para o mercado comum de gás vigente estabelece limites claros entre as atividades de transporte, distribuição e comercialização, circunscrevendo a esfera da distribuição a redes locais ou regionais para entrega ao cliente, sem incluir a comercialização. A Distribuição de gás é claramente definida como *“o transporte de gás natural através de redes locais ou regionais de gasodutos para entrega ao cliente, mas não incluindo a comercialização”*. Além de não englobar a comercialização, a distribuição não abrange dutos de interesse restrito e não integrados à

²⁷ A liquefação é mais custosa do que a compressão, mas permite transportar mais energia em menor volume e por maior distância.

²⁸ No Brasil, entretanto, os estados permitem a cobrança de tarifa (margem) de distribuição, mesmo que o consumidor não esteja utilizando a malha capilarizada, sob a abrangência estendida da noção de “serviços locais de gás canalizado”, sujeitos à competência estadual por força constitucional.

rede interligada (conduta direta), referindo-se estritamente ao serviço de rede local ou regional para entrega a cliente final.

103. No Reino Unido, os segmentos de transporte e distribuição se distinguem por aspectos técnicos e operacionais, ambos regulados na mesma esfera de competência e pela mesma agência (*Office of the Gas and Electricity Markets – OFGEM*). O transporte ocorre em redes de alta pressão (em torno de 70 bar) e elevado diâmetro e é operado nacionalmente até os pontos de entrega das distribuidoras e grandes consumidores. Já a distribuição envolve o recebimento de gás natural do sistema de alta pressão e sua distribuição através de redes de dutos de baixa pressão (inferior a 32 bar) para consumidores finais (IEA, 2021).

104. A ANP (2012) observa que “*a busca pela eficiência alocativa implica a complementaridade entre as atividades de transporte e de distribuição de gás natural, e não a substituição de uma pela outra, definindo-se claramente os seus limites de operação*”.

A.2. A Desverticalização no Cerne da Reestruturação para Abertura

105. Em muitos países, as indústrias de rede – como gás natural e eletricidade – se estruturaram historicamente como monopólios verticalmente integrados. A partir dos anos oitenta e noventa, diversos países promoveram processos de reestruturação para abertura dessas indústrias. O processo parte da premissa de que consumidores podem se beneficiar da competição na produção e comercialização, visto que não há economias de escala e escopo nesse segmento, buscando alcançar eficiência alocativa e produtiva de recursos para atingir maior bem-estar para toda a sociedade.²⁹

106. O fundamento básico das reformas nas indústrias de rede para promover ganhos de eficiência consiste em separar segmentos competitivos – nos quais a entrada e a competição podem gerar resultados mais eficientes – de segmentos não competitivos, referentes à provisão das redes físicas. A literatura econômica e a experiência apontam há séculos que a competição não apenas provê incentivos para as firmas minimizarem custos de produção, mas também limita ou restringe a capacidade das firmas ofertantes cobrarem preços abusivos e auferirem lucros extraordinários. Garantem ainda que os usuários sejam capazes de atender as suas necessidades e desejos de consumo ao menor custo possível. Promover a competição em elos da cadeia passíveis de abertura reduz o poder de mercado de empresas estabelecidas e aprimora a sinalização econômica, tanto para a operação no curto prazo, quanto para investimentos e expansão de recursos e infraestrutura no longo prazo.

107. A solução encontrada para viabilizar a competição e preservar o monopólio nas redes foi promover a separação vertical. Os **processos de abertura e liberalização** consistem de: (i) desverticalização de empresas incumbentes (estabelecidas) monopolistas; (ii) separação (*unbundling*) entre atividades passíveis de competição e livre entrada (produção e comercialização de gás natural) e

²⁹ Para referências, veja-se Newbery (2001).

atividades não competitivas sujeitas à regulação econômica de entrada e tarifas (redes de transporte e distribuição); e (iii) a garantia de acesso não discriminatório a terceiros às infraestruturas essenciais – como escoamento, processamento e terminais de regaseificação de GNL.

108. Na indústria de gás natural, as redes de transporte e distribuição são exemplos de estruturas de mercado caracterizadas como monopólios naturais: a presença de economias de escala e escopo justifica regular e/ou restringir a entrada de múltiplos agentes – o aumento da escala acarreta redução dos custos unitários ou médios; ou seja, a entrada ou competição de mais de uma firma nesse segmento de mercado é ineficiente.³⁰ A forma mais eficiente ou de menor custo é regular a entrada, de modo que uma única empresa seja a prestadora dos serviços de rede, pois a competição seria ineficiente. A condição de monopólio nos segmentos de rede requer regulação econômica para impedir restrição ou discriminação de acesso e abuso de poder dominante sobre infraestrutura essencial; do contrário, a firma monopolista teria incentivos a cobrar preços excessivos ou restringir indevidamente o acesso, acarretando perda de eficiência.

109. Pretender uma maior abrangência das atividades do monopolista, de modo a também contemplar a comercialização do gás aos consumidores, acarreta prejuízo ao desenvolvimento da indústria e perdas de bem-estar. O monopólio sobre a comercialização resulta em incidência de dupla margem sobre os consumidores: uma relativa à atividade naturalmente regulada de serviço de distribuição da rede local; e outra adicional relativa à atividade competitiva de comercialização do gás. Por este motivo, a desverticalização da indústria procurou separar as fronteiras entre transporte, distribuição e comercialização.

110. Mattos (2022) observa que a regulação de acesso pode ser tanto substituta, quanto complementar à desverticalização, focando sobretudo no preço de acesso, mas também na “qualidade” dos insumos de acesso do monopolista à montante. Neste sentido, *“quanto mais suave for a desverticalização, mais difícil a implementação da regulação de acesso, dado que o incumbente tende a ser resistente a esta política, fazendo “corpo mole” aos comandos do regulador. Há um inevitável problema de moral hazard do regulador e do demandante de acesso em relação ao incumbente na implementação da regulação”*.

111. Nos Estados Unidos, a separação (*unbundling*) entre produção, transporte e distribuição local de gás natural ocorreu na década de 1930, com o Gas Act. Makhholm (2011) observa que essa separação foi “estrutural”, no sentido de separar a infraestrutura entre transporte de gás de longa distância e instalações locais de distribuição. O surgimento de mercado de gás natural competitivo só ocorreu após a separação “funcional” entre transporte e comercialização, a qual está relacionada à separação entre os gasodutos de transporte e a comercialização da molécula que eles transportam. Esta separação funcional só ocorreu com a introdução do acesso regulado de terceiros aos gasodutos de transporte

³⁰ Economias de escala implicam retornos crescentes de produção com aumento mais do que proporcional do produto à ampliação dos insumos, na presença de custos médios decrescentes. Economias de escopo ocorre quando o custo de produção conjunta é inferior ao somatório dos custos de produção separada.

nos anos 1980 e a instituição de hubs físicos (*pooling points*) para comercialização nos anos 1990 (MAKHOLM, 2011; OECD, 2000).³¹

112. No Brasil, como discutido no Apêndice A.3, alguns aspectos tornaram ainda mais complexo o avanço da liberalização e o desenvolvimento de um mercado competitivo: (i) a dupla jurisdição nas redes, com o transporte sujeito à regulação federal e a distribuição à esfera estadual; (ii) a posição dominante da Petrobras e sua participação histórica em todos os segmentos da cadeia; e (iii) a combinação da posição dominante da Petrobras e o acesso negociado às infraestruturas essenciais que vigia até a aprovação da nova lei do gás, que na prática restringiam a entrada.

113. Apesar de obstáculos, a indústria do gás no Brasil aderiu ao processo amplo de reestruturação, introduzindo reformas na direção de desverticalização, liberalização e abertura, através da Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997), da primeira Lei do Gás (Lei nº 11.909/2009), da nova Lei do Gás (Lei nº 14.134/2021) e da regulação federal da ANP, permanecendo em constante evolução para introduzir efetiva competição no setor. A abertura do mercado nesta direção foi influenciada pelas Diretivas Europeias, que foram sucessivamente elaboradas para implementar um mercado comum de gás europeu (IEA, 2018 e 2022).³²

114. A Primeira Diretiva (1998/30/EC) definiu regras comuns para o mercado interno de gás natural, determinando a separação de segmentos competitivos (produção e comercialização) e não competitivos (transmissão e distribuição), acesso às infraestruturas essenciais e designação de autoridade regulatória nacional. A Segunda Diretiva (2003/55/EC) avançou nas regras de separação legal das atividades verticalmente integradas (*unbundling*), com redução da concentração horizontal; e na liberalização dos mercados atacadistas e varejistas, determinando elegibilidade para o consumo livre aos grandes consumidores até 2004 e a todos os demais (incluindo residencial) até 2007. O inquérito realizado após a Segunda Diretiva, em 2005, identificou (i) elevado grau de concentração nos Estados-Membros, com fechamento vertical de mercado e adoção de práticas não competitivas (*foreclosure*) dos antigos monopolistas incumbentes; (ii) reduzido comércio entre países, por insuficiência de infraestrutura ou congestionamento contratual; e (iii) falta de transparência para novos entrantes. A Terceira Diretiva (2009/73/EC) reformulou a governança para maior abertura e harmonização entre os

³¹ Nos termos de Makhholm (2011): “*a competitive continental gas supply system could not exist without its austere forms – I stress the plural – of pipeline unbundlings and the competitive gas transport market that such unbundlings permit*”.

³² Mattos (2022) observa que gasodutos de escoamento, transporte e distribuição são monopólios naturais no Brasil e na maior parte do mundo. Estados Unidos e Austrália são importantes exceções, onde a lógica de acesso ocorre por gasodutos (ponto-a-ponto), com competição entre dutos para a escolha do agente acessar o sistema, definindo caminhos e custos distintos para movimentar o gás. Nestes países, os hubs de negociação são físicos (geográficos). Já no Brasil, a rede de transporte é ínfima em relação à malha americana, o que limita o transporte do gás a um caminho único a ser percorrido. Isto torna a ideia de competição entre gasodutos no país ineficiente, contribuindo para o reconhecimento de um sistema de transporte e o desenvolvimento de zonas de entrada e saída para transacionar capacidade de movimentação e comercializar o gás natural.

Estados-Membros, instituindo a Agência para Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER) e a Associação dos Operadores do Sistema de Transporte (ENTSOG).

A.3. Particularidades e Complexidades do Caso Brasileiro

115. A Constituição Federal do Brasil de 1988 estabelece que “*cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado*” (artigo 25, § 2º), conferindo titularidade e competência regulatória. Os demais segmentos da indústria do gás natural – inclusive o transporte de gás natural – estão sujeitos à esfera federal, sob monopólio da União (artigo 177).³³ A dupla jurisdição das redes – transporte e comercialização sob âmbito federal e distribuição, estadual – é um fator complicador para a reestruturação da indústria do gás no Brasil, na medida em que a legislação e a regulação federal encontram resistências dos estados à definição de fronteiras entre transporte, distribuição e comercialização. Persistem, até o presente, interpretações equivocadas nos âmbitos estaduais quanto a natureza e o escopo dos serviços locais de gás canalizado, extrapolando fronteiras de transporte e comercialização, gerando conflitos federativos e obstáculos ao desenvolvimento potencial do energético no país.

116. Historicamente, a atuação verticalizada da Petrobras e o monopólio estadual dos serviços locais de gás canalizado condicionaram o desenvolvimento da indústria, inibindo o desenvolvimento de um mercado competitivo de gás natural. Por um lado, a presença monopolista da Petrobras³⁴ encobriu, na prática, as fronteiras entre segmentos competitivos e não competitivos; por outro, a titularidade estadual dos serviços locais de gás canalizado resultou em arcabouço regulatório fragmentado, criando terreno fértil para interpretações conflitantes quanto a natureza e os contornos da distribuição de gás no Brasil.

117. A titularidade estadual se traduz(iu) em monopólio legal nas respectivas áreas de concessão para exploração dos serviços locais de gás canalizado, abrangendo também a comercialização e toda e qualquer movimentação por dutos dentro da área de concessão. Sob alegação de prerrogativa constitucional e sob justificativa de princípio de solidariedade da rede, em muitos casos a atuação estadual extrapola os contornos naturais dos serviços locais. As controvérsias emergem da definição do escopo e alcance dos serviços locais, abrindo espaço para que a atuação das distribuidoras e regulações estaduais transbordem as fronteiras de outros segmentos da cadeia – transporte,

³³ Essa situação é semelhante em outros países, como os EUA, no qual o transporte de gás interestadual é de responsabilidade regulatória da FERC e a distribuição do gás é de responsabilidade das Public Utility Commissions. Como destaca Decker (2015), grandes consumidores e geradores podem se conectar diretamente ao transporte, sem passar pela distribuição.

³⁴ Mesmo após a abertura da indústria de óleo e gás nos anos noventa, a Petrobras dominou o escoamento, o tratamento, o transporte e a importação (por gasoduto e terminais de regaseificação) de gás natural; consolidou participação acionária em inúmeras distribuidoras estaduais; e ainda figurou como importante consumidor do recurso energético em usinas termelétricas de produção de eletricidade e fábricas de fertilizante.

comercialização, entre outros –, invadindo a competência federal para as outras matérias e elos da indústria.³⁵

118. Do ponto de vista econômico e regulatório, não se pode pretender que o monopólio legal estadual (i) respalde toda e qualquer movimentação por duto dentro das áreas de concessão; e (ii) abranja a comercialização indistinta da molécula de gás natural. A interpretação imprecisa e a delimitação equivocada da fronteira dos serviços locais de gás canalizado no Brasil dificultam implementar a distinção entre rede de transporte e rede de distribuição, além de encobrir a separação efetiva entre distribuição (o fornecimento de gás através da rede) e comercialização (da molécula em mercados organizados). Essas extrapolações interferem na alocação de custos e riscos, na remuneração de ativos, na expansão da infraestrutura e no próprio acesso ao gás natural por consumidores existentes e potenciais.

119. Previamente à aprovação da Emenda Constitucional nº 5 de 1995 extinguir o monopólio estatal, a redação original do parágrafo 2º do artigo 25 da Constituição explicitava a essência da atividade de distribuição dos serviços locais: “*Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, a empresa estatal, com exclusividade de distribuição, os serviços locais de gás canalizado*”. Os “*serviços locais de gás canalizado*” são, por essência e definição, serviços relacionados à distribuição de gás canalizado em rede de gasodutos capilarizada de média e baixa pressão para fornecer gás natural a consumidores finais.

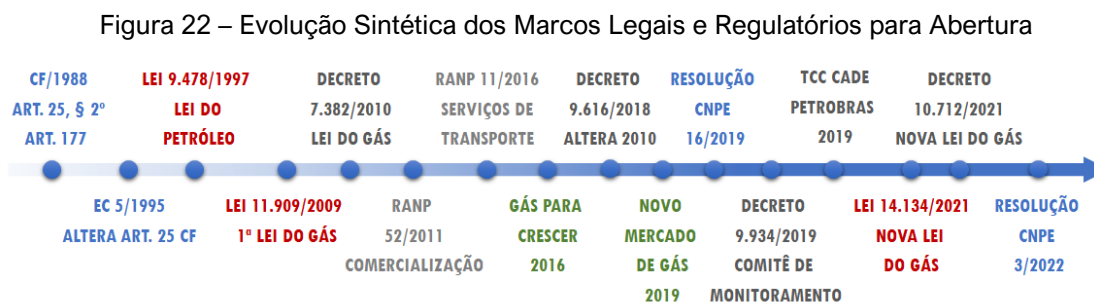
120. A ANP (2012) observa que, no Brasil, “*a atividade de distribuição é caracterizada pela sua finalidade de uso*”, na medida em que está atrelada à prestação de serviços locais de gás canalizado. Os arcabouços legais vigentes nos estados permitem, por sua vez, “*o exercício simultâneo das atividades de movimentação por meio de dutos de distribuição e a de comercialização de gás natural aos consumidores finais*”. Frente à dupla jurisdição das redes e ao fato de as concessões dos serviços locais de gás canalizado permitirem a exploração conjunta da distribuição (monopólio) e da comercialização (atividade competitiva) de gás natural, a separação entre transporte e distribuição torna-se ainda mais crucial.

³⁵ Há inúmeros exemplos da extrapolação de serviços locais em taxaço local, como a cobrança de tarifa (margem) de distribuição sobre o consumo de: (i) térmicas abastecidas por gasodutos dedicados de alta pressão, de interesse específico e uso exclusivo, conectados diretamente na malha de transporte; (ii) térmicas instaladas próximas às unidades de processamento em estados nos quais sequer há rede de distribuição, caso do complexo de Parnaíba no Maranhão; e (iii) de plantas de liquefaço de GNL supridas por dutos dedicados para comercializaço a granel, a exemplo da planta no Campo de Azulão no Amazonas, para transportar gás liquefeito para termelétrica em Roraima, e das discussões em torno do Projeto Gemini (GásLocal). Há exemplo também de extensão indevida do monopólio dos serviços locais às atividades competitivas, como a distribuição e a comercializaço a granel (GNL e GNC) por outros modais que não o canalizado.

A.4. Evolução dos Marcos Legais para a Indústria do Gás Natural no Brasil: desverticalização, liberalização e abertura

121. A Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997) estabeleceu a separação legal da atividade de transporte, especificamente para a Petrobras, determinando a constituição de uma nova subsidiária para a propriedade e operação de ativos para o transporte de petróleo, gás natural e derivados de petróleo – o que origina a Transpetro e a Transportadora Associada de Gás (TAG). A Lei foi o primeiro passo para a separação entre transporte e comercialização. O artigo 6º definiu transporte como “*movimentação de petróleo e seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral*” e explicitou os serviços locais como “*comercialização de gás canalizado, junto aos usuários finais, explorados com exclusividade pelos Estados, diretamente ou mediante concessão, nos termos do § 2º do art. 25 da Constituição Federal*”.³⁶

122. No entanto, o marco legal tratou o gás natural como subproduto do petróleo, sem considerar adequadamente as particularidades de indústria de rede, deixando lacunas e áreas cinzentas a serem reguladas pela nova agência reguladora.³⁷ A maior participação dos atores da indústria de óleo e gás após a abertura do *upstream* e a inserção gradual do gás na matriz, impulsionada pelo GASBOL e pelo aumento da produção nacional, pressionou a necessidade de um marco legal específico para atender às particularidades da indústria de gás natural.



Fonte: FGV CERI.

123. A primeira Lei do Gás (nº 11.909/2009) concentrou-se no segmento de *midstream* – processamento, transporte, armazenamento, liquefação, regaseificação, importação e comercialização –, incluindo aspectos específicos do *downstream*. As atividades de exploração e produção (*upstream*) permaneceram sob a estrutura legal da Lei do Petróleo, enquanto a distribuição permaneceu sob a competência e a responsabilidade dos estados.

124. A distinção entre transporte, distribuição e comercialização ficou mais clara com o primeiro marco legal do gás natural, de 2009, que instituiu a livre comercialização para consumidores elegíveis.

³⁶ A nova lei do gás (Lei nº 14.134/2021) revogou a definição de distribuição de gás natural canalizado da Lei do Petróleo, por não separar dois elos distintos – a distribuição e a comercialização – na definição dos serviços locais. A nova lei limitou-se a definir a distribuição como “prestação dos serviços locais de gás canalizado”.

³⁷ Conferir, por exemplo, Colomer & Hallack (2012) e Romeiro & Amorim (2022).

A lei instituiu as figuras do consumidor livre, do autoprodutor (produtor que usa parte do gás em suas instalações) e do auto importador (importador que usa parte do gás em suas instalações), determinando aos estados incorporar os novos segmentos de consumidores em suas estruturas jurídico-regulatórias e definir os limites mínimos para a elegibilidade.³⁸

125. O gasoduto de transporte foi definido como “*gasoduto que realize movimentação de gás natural desde instalações de processamento, estocagem ou outros gasodutos de transporte até instalações de estocagem, outros gasodutos de transporte e pontos de entrega a concessionários estaduais de distribuição de gás natural, ressalvados os casos previstos nos incisos XVII [transferência] e XIX [escoamento] do caput deste artigo, incluindo estações de compressão, de medição, de redução de pressão e de entrega, respeitando-se o disposto no § 2º do art. 25 da Constituição Federal*”. Já a atividade de transporte foi definida como “*movimentação de gás natural em gasodutos de transporte, abrangendo a construção, a expansão e a operação das instalações*”.

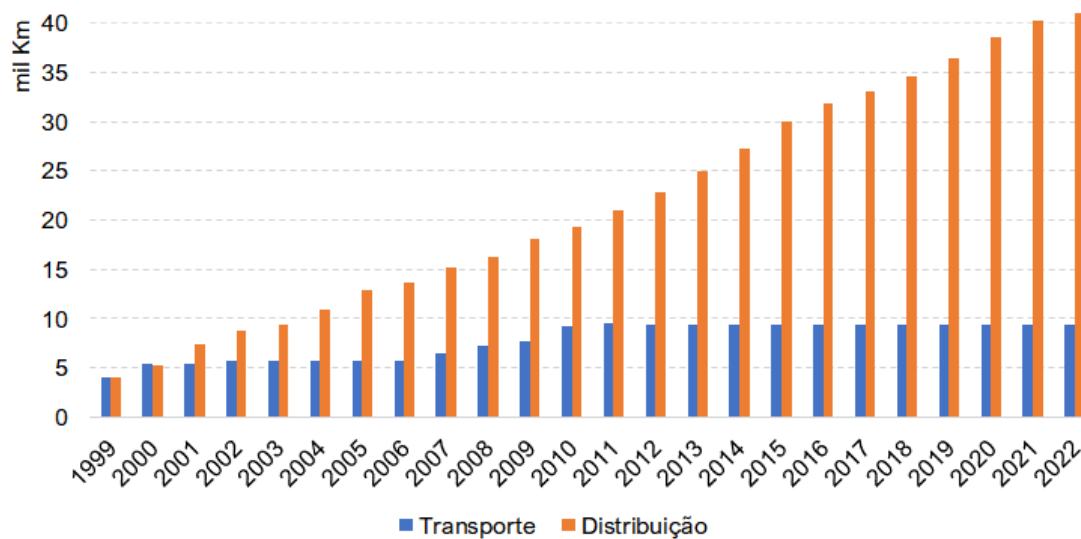
126. A lei também permitiu a construção de gasodutos para uso dedicado e interesse específico se a distribuidora se recusar a investir. Neste caso, a distribuidora opera o ativo com tarifa baseada em custo operacional e manutenção estabelecidos pelo órgão regulador estadual, incluindo o ativo na base de ativos regulatórios. Ou seja, a lei garante o investimento a ser feito independentemente da disponibilidade ou interesse da distribuidora, mas não permite o by-pass físico da rede de distribuição para o consumo final.

127. A lei do gás de 2009 procurou incentivar a entrada de novos atores no setor, expandindo o transporte em bases competitivas e buscando garantir acesso de terceiros aos gasodutos, além de alterar a outorga de autorização para concessão. Entretanto, a referida legislação, ao alterar o regime de acesso de negociado para regulado, introduziu um complexo processo para a concessão de novos gasodutos, através de planejamento e coordenação centralizados, com processo de licitação precedido por chamada pública para manifestação de interesse para definição da dimensão da capacidade mínima de transporte.³⁹ Nos dez anos seguintes à lei, a malha de transporte não se expandiu (Figura 23). Por um lado, a regulação federal, sob a antiga Lei do Gás (nº 11.909/2009), revelou-se mais restritiva e burocrática para a concessão de novos gasodutos, a despeito das dimensões continentais do país; por outro lado, a regulação estadual incentivou a expansão da rede de distribuição em regiões de maior mercado potencial.

³⁸ Comercialização de gás natural por esses agentes elegíveis não isenta o pagamento da tarifa (margem) de distribuição, mesmo que o consumidor não utilize efetivamente a rede capilarizada de distribuição.

³⁹ A chamada pública também foi determinada para a capacidade disponível (não contratada) ou ociosa (contratada, mas não utilizada) nos gasodutos existentes e suas expansões. A ANP tornou-se responsável por garantir a chamada pública e todo o processo de licitação para a concessão de novos gasodutos de transporte; e ficou responsável por regular o livre acesso, definir tarifas de transporte e garantir a transparência e a publicidade sobre a disponibilidade da capacidade dos gasodutos para todas as partes interessadas.

Figura 23 – Evolução da Malha de Transporte e de Distribuição no Brasil



Fonte: FGV CERI com dados do MME (2022).

128. A primeira lei do gás foi muito pouco efetiva em promover abertura e desverticalização da cadeia. Buscando desenvolver um mercado competitivo de gás natural, em 2016 foi lançado o programa “Gás para Crescer” (GPC) que coordenou a implementação de aprimoramentos infralegais e a indicação de novas alterações legais. A iniciativa foi fundamental para pavimentar o novo marco legal do setor e a construção de um mercado nacional de gás. A articulação do Governo Federal foi reforçada em 2019 sob o programa Novo Mercado de Gás e o novo marco legal foi promulgado em 2021.

129. Inserido no contexto do GPC, em 2018 o Decreto nº 9.616 alterou o decreto da primeira lei do gás vigente (nº 7.382/2010) para, entre outras medidas: (i) determinar que “a malha de transporte dutoviário poderá ser organizada em sistemas de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP”, com serviços oferecidos “no regime de contratação de capacidade por entrada e saída”; (ii) definir que a EPE elabore de forma indicativa estudos de expansão da malha dutoviária; e (iii) incluir o conceito de sistema de transporte de gás, “formado por gasodutos de transporte interconectados e por outras instalações necessárias à manutenção de sua estabilidade, confiabilidade e segurança, nos termos da regulação da ANP”.

130. O Decreto nº 9.616/2018 direcionou a reforma da indústria para aprofundar a separação entre transporte e comercialização, instituindo um sistema da malha interligada a ser acessada através de tarifas repartidas entre entrada e saída nas áreas de mercado, visando facilitar a contratação de capacidade de transporte para dinamizar a comercialização e desenvolver um mercado nacional com liquidez. A nova Lei do Gás incorporou essas medidas infralegais.

Novo Governo e Mesmo Objetivo: Desenvolvimento de um Mercado Competitivo de Gás Natural – Do Gás Para Crescer ao Novo Mercado de Gás

131. Em 2019, a Resolução CNPE nº 16 definiu diretrizes para a promoção da concorrência no mercado de gás, com destaque para (i) acesso negociado à infraestrutura essencial; (ii) independência dos transportadores; (iii) separação entre comercialização e distribuição de gás; (iv) transparência dos contratos de commodity para o mercado cativo das distribuidoras; (v) realização de programas de gas e capacity releases; e (vi) adoção voluntária das melhores práticas regulatórias nos regulamentos estaduais.

132. Para a Petrobras, agente de posição dominante, a resolução mantém a estratégia de focar atividades no *upstream*. Estabeleceu, entre outros, (i) o desinvestimento total das participações nas empresas da rede (transporte e distribuição) e (ii) a definição da demanda de gás em pontos específicos de entrada e saída do sistema de transporte, permitindo a oferta de serviços adicionais de transporte na capacidade remanescente.

133. A Resolução do CNPE também recomendou que MME, ANP e EPE trabalhassem em conjunto para **apoiar a capacitação das agências reguladoras estaduais**. Com vistas à harmonização das regulamentações estaduais, as diretrizes do CNPE indicam **medidas estruturais** com ênfase em: (i) instituição de uma agência reguladora autônoma; (ii) privatização da LDC; (iii) incorporação dos consumidores elegíveis nas regulamentações estaduais; (iv) separação das atividades de comercialização e distribuição; (v) transparência dos contratos de commodities do mercado cativo da LDC e processo de licitação para compra de commodities; e (vi) estabelecimento de uma metodologia tarifária transparente com incentivos para eficiência e investimentos na rede, com uma estrutura tarifária baseada no Princípio dos Beneficiários Pagos.

134. Em 2022, após a publicação da Nova Lei do Gás em 2021, a Resolução nº 3 do CNPE⁴⁰ atualizou as diretrizes estratégicas para o mercado de gás, elencando, entre outras, (i) a implementação de medidas de estímulo à concorrência que limitem a concentração de mercado e promovam efetivamente a competição na oferta de gás; (ii) o reforço da separação entre atividades potencialmente concorrenciais, produção e comercialização de gás natural, das atividades monopolísticas, transporte e distribuição; e (iii) a promoção da harmonização entre as regulações estaduais e federais, por meio de dispositivos de abrangência nacional. Dentre as medidas de transição para o mercado concorrencial de gás estipuladas pela Resolução, destacam-se: (i) criar condições para ampliação do acesso e do aumento da eficiência na operação e na utilização das infraestruturas de transporte; (ii) implementar áreas de mercado e respectivos pontos virtuais de comercialização e publicar contratos de transporte padronizados; (iii) promover mercado transparente, concorrencial e líquido de gás, tanto no atacado como no varejo; e (iv) restringir situações de transações entre comercializadores e concessionárias de gás canalizado que sejam partes relacionadas. O período de transição para o novo mercado de gás foi estabelecido até o término do processo de fusão das áreas de mercado de capacidade do sistema de transporte, sem definir prazo exato, indicando celeridade à ANP para condução do processo.

⁴⁰ A nova Resolução revogou a anterior de 2019.

135. A Resolução CNPE nº 3/2022 também definiu como interesse da Política Energética Nacional, dentre outros, que o planejamento e a operação das infraestruturas de movimentação, processamento e regaseificação de gás natural não sejam utilizadas de forma a criar barreiras ao acesso ao mercado de gás e prejudicar a concorrência.

136. Em consonância com as diretrizes da política energética, o Termo de Cessação de Conduta (TCC) assinado entre a Petrobras e o CADE, em 2019, firmou a saída completa da participação da empresa nas redes de transporte e distribuição – processo iniciado por iniciativa própria como reposicionamento estratégico na cadeia –, além de estabelecer medidas para conferir maior espaço a terceiros interessados na comercialização.⁴¹

137. A Nova Lei do Gás (nº 14.134/2021) representou um avanço na abertura do mercado e liberalização da indústria, na medida em que (i) reforça a separação entre serviços de rede e comercialização; (ii) preserva a competência federal para a regulação da comercialização; e (iii) torna ainda mais clara a fronteira entre os serviços locais de gás canalizado e a rede de transporte, atribuindo expressamente competência para a ANP classificar os gasodutos de transporte. A nova lei estabelece contornos mais precisos entre todos os segmentos da cadeia, garantindo o livre acesso às instalações essenciais. A maior clareza sobre a divisão de competências entre a União e os estados é essencial para o êxito da reestruturação em curso.

138. A Nova Lei define a independência entre o transporte e as atividades competitivas, vedando relação societária direta ou indireta de controle ou de coligação entre transportadores e empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural (atividades competitivas).⁴² Os transportadores existentes que não cumpram as condições de independência previstas na Lei devem obter certificação de independência pela ANP, dentro de três anos da lei ou dois anos da aprovação da regulamentação.

139. A Lei reinstituíu o regime de autorização para a construção ou expansão de gasodutos precedida de chamada pública – regulamentada pela ANP para estimar a demanda efetiva de capacidade de transporte –, simplificando o processo regulatório para a expansão da rede. A

⁴¹ Entre outras medidas, o TCC estabeleceu (i) negociação de acesso de terceiros aos gasodutos e unidades de processamento de gás natural; (ii) redução da compra de gás natural por terceiros pela Petrobras; (iii) definição de excesso de capacidade nos gasodutos de transporte, indicando suas demandas para cada ponto de entrada e saída, eliminando as flexibilidades da Petrobras e o congestionamento contratual; e (iv) desinvestimento completo nos ativos de rede (transporte e distribuição) até o final de 2021.

⁴² Pela nova Lei do Gás (Art. 5º, § 2º), também “é vedado aos responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas ou consórcio de empresas que atuem ou exerçam funções nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural ter acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exercer o poder para designar ou o direito a voto para eleger membros do conselho de administração ou da diretoria ou representante legal do transportador”.

autorização para novo gasoduto de transporte tem ainda período prévio de contestação para permitir a outros interessados propor projeto alternativo para o mesmo fim.⁴³

140. A Lei determina que a ANP deve assegurar o acesso de terceiros interessados aos gasodutos, monitorar o congestionamento contratual, disciplinar a comercialização da capacidade e promover programas de liberação de capacidade e commodity (*capacity e gas release*). A Lei estabelece acesso negociado às infraestruturas essenciais relacionadas a gasodutos de escoamento, unidades de processamento e terminais de regaseificação de GNL.

141. A comercialização é competência federal sujeita à autorização e regulamentação da ANP, exceto para os mercados cativos das distribuidoras. A agência deve estabelecer o conteúdo mínimo dos contratos padronizados, proibindo cláusulas anticompetitivas. É competência expressa da agência federal a responsabilidade de assegurar um ambiente competitivo do mercado de gás.⁴⁴ Neste processo, a nova Lei reforça a articulação entre a União e os estados para transpor suas diretrizes, harmonizar e melhorar a regulamentação estatal.

142. A nova lei define gasoduto de transporte como “*duto, integrante ou não de um sistema de transporte de gás natural, destinado à movimentação de gás natural ou à conexão de fontes de suprimento, conforme os critérios estabelecidos nesta Lei, ressalvados os casos previstos nos incisos XXIV [escoamento] e XXV [transferência] do caput deste artigo, podendo incluir estações de compressão, de medição, de redução de pressão, de recebimento, de entrega, de interconexão, entre outros complementos e componentes, nos termos da regulação da ANP*”.

143. A Lei ampliou competência da ANP para classificar gasodutos de transporte sujeitos a características técnicas. O artigo 7º da nova lei estabelece:

“Será considerado gasoduto de transporte aquele que atenda a, pelo menos, um dos seguintes critérios:

I – gasoduto com origem ou destino nas áreas de fronteira do território nacional, destinado à movimentação de gás para importação ou exportação;

II – gasoduto interestadual destinado à movimentação de gás natural;

III – gasoduto com origem ou destino em terminais de GNL e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

IV – gasoduto com origem em instalações de tratamento ou processamento de gás natural e ligado a outro gasoduto de transporte de gás natural;

V – gasoduto que venha a interligar um gasoduto de transporte ou instalação de estocagem subterrânea a outro gasoduto de transporte; e

VI – gasoduto destinado à movimentação de gás natural, cujas características técnicas de diâmetro, pressão e extensão superem limites estabelecidos em regulação da ANP.

§ 1º Fica preservada a classificação do gasoduto enquadrado exclusivamente no inciso VI do caput deste artigo que esteja em implantação ou em operação na data da publicação desta Lei.

⁴³ A ANP deve regular o processo de chamada pública para escolher o projeto mais rentável em termos técnico-econômicos, se houver alternativa. O transportador já atuante tem direito de preferência para expandir a sua rede sob as mesmas condições da melhor proposta.

⁴⁴ A ANP pode ainda restringir comércio de gás entre produtores nas áreas de produção para promover a concorrência e a diversidade de fornecimento.

§ 2º Gasoduto e instalações enquadrados exclusivamente no inciso II do caput deste artigo destinados à interconexão entre gasodutos de distribuição poderão ter regras e disciplina específicas, nos termos da regulação da ANP, ressalvadas as respectivas regulações estaduais.”

144. Pela primeira vez, o marco legal permitiu a definição de parâmetros técnicos para classificação dos gasodutos, esclarecendo os limites entre as redes de transporte e distribuição. Os dutos existentes permanecem com a sua classificação vigente, inclusive os dutos em implantação ou em operação. O decreto que regulamenta a Lei (nº 10.712/2021) determina (art. 29) a manutenção da classificação de gasodutos que seriam enquadrados exclusivamente como transporte por características técnicas, a serem estabelecidas pela ANP, desde que estivessem em implantação ou em operação na data da publicação da Lei; entendendo expressamente como gasoduto em implantação aqueles que “*tenham sido aprovados em decisões de órgãos competentes*”. Ressalta-se que, no caso concreto do Subida da Serra, por compreender que a ARSESP não é o órgão competente para classificar um gasoduto de transporte, inclusive na vigência da Lei do gás anterior, a Decisão da Diretoria da ANP afastou o instituto da manutenção da classificação da agência estadual.

145. Importante ressaltar que há previsão e mecanismos regulatórios para reclassificação dos gasodutos em decorrência de mudanças nas condições em que as redes se constituíram – tanto de distribuição para transporte, quanto o inverso. A regulação da ANP (2012) determina que a reclassificação deve:

- a. Verificar se a reclassificação não impõe prejuízo aos usuários do gasoduto;
- b. Garantir a publicidade da intenção da reclassificação do gasoduto, mediante publicação de nota em jornal de grande circulação, com antecedência mínima de 30 dias em relação à data da efetiva reclassificação dos dutos, de modo a permitir a manifestação de terceiros interessados;
- c. Apurar se as características físicas do gasoduto são compatíveis com a nova classificação;
- d. Examinar a aderência regulatória da metodologia de valoração e transferência dos ativos, de modo que a reclassificação não acarrete aumentos indevidos no preço final ao consumidor;
- e. Obter a concordância dos reguladores federal e estadual, assim como do transportador e da distribuidora local.

Referências

- ALMEIDA, E.; COLOMER, M. (2013). Indústria do Gás Natural: Fundamentos Técnicos e Econômicos. Synergia.
- ANP (2012). Interconexão e Reclassificação de Gasodutos: Regulação, Investimento, Coordenação e Cooperação entre União e Unidades da Federação. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural.
- ANP (2023a). Diagnóstico Concorrencial da Indústria do Gás Natural Brasileira Visando Proposta de Programa de Redução de Concentração. Nota Técnica Conjunta nº 2/2023/ANP.
- ANP (2023b). Nota Técnica nº 3/2023/SIM/ANP-RJ. Processo ANP nº 48610.217937/2020-12.
- ARMBRUST, B. (2023). Gasoduto Subida da Serra abre um novo horizonte na competição do mercado de gás no país. Brasil Energia, 27/02/2023.
- ARSESP (2019). Cálculo da Margem Máxima, Fator X e Estrutura Tarifária – 4ª Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS. Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo. NT.F-0030-2019
- BNDES – BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (2020). Gás para o Desenvolvimento. Relatório.
- COMGÁS (2019). Plano de Negócios – 4ª Revisão Tarifária. Específico para o Quinto Ciclo Tarifário Ajustado 31 de maio de 2018 a 30 de maio de 2024.
- DECKER, C. (2015). Modern Economic Regulation. Cambridge University Press.
- EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2019). Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte. Relatório.
- EPE (2020). Terminais de GNL no Brasil – Panorama dos Principais Projetos – Ciclo 2019-2020. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/06/2020.
- EPE (2021). Plano Indicativo de Terminais de GNL (PITER) 2021. Nota Técnica EPE/DPG/SPG/03/2021.
- HEATHER, P. (2015). The Evolution of European Traded Gas Hub. Oxford Institute for Energy Studies – OIES Paper: NG 104.
- HERWEG, N. (2017). European Union Policy-Making – The regulatory shift in natural gas market policy. Palgrave MacMillan, Cham, Switzerland.
- IEA (2018). Towards a competitive natural gas market in Brazil – A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil. Report.
- IEA (2021). Implementing Gas Market Reform in Brazil. Insights from European experience. Report.
- JOSKOW, P. (2008). Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks. Review of Network Economics, Vol.7, Issue 4.
- LAPUERTA, C.; HARRIS, D.; FANTINI, M. (2023). Gas Release Study for the Brazilian Natural Gas Industry. Brattle Group.
- MAKHOLM, J. (2011). Real Unbundlings: The Foundation for a Competitive Gas Market in the United States. Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 12, No. 4.
- MAKHOLM, J. (2012). The Political Economy of Pipelines – A Century of Comparative Institutional Development. The University of Chicago Press.

- MATTOS, C. (2022). Novo Mercado de Gás no Brasil: Desverticalizando para a Concorrência. IN: SILVA, M. S. Concessões e Parcerias Público-Privadas – Políticas Públicas para Provisão de Infraestrutura. IPEA.
- MME – Ministério de Minas e Energia (2022). Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria do Gás Natural. Nº 189. Dezembro de 2022.
- MOLNAR, G. (2022). Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG. IN: HAFNER, M.; LUCIANI, G. (2022). The Palgrave Handbook of International Energy Economics. Palgrave Macmillan.
- NEWBERY, D. (2001). Privatization, Restructuring and Regulation of Network Industries. Cambridge, The MIT Press.
- OECD (2000). Promoting Competition in the Natural Gas Industry. Report.
- OECD (2001). Restructuring Public Utilities for Competition. Report
- PINTO Jr., H. Q.; COLOMER, M. (2020). Projeto Subida da Serra: Aspectos Concorrenciais, Regulatório e Tarifários. Grupo de Economia da Energia, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Relatório.
- ROMEIRO, D. L. (2018). A Defesa da Concorrência em Indústrias Parcialmente Liberalizadas – Estudo de Caso da GásLocal no CADE: Defendendo a concorrência ou favorecendo o monopólio? IN: COSTA, H. et al. “Atualidades Regulatórias do Mercado de Gás Brasileiro”, Synergia.
- ROMEIRO, D. L.; AMORIM, L. (2022). Waves of Regulatory Reforms and Winds of Uncertainties in the Brazilian Natural Gas Industry. Competition and Regulation in Network Industries, Vol. 23(2) 153–179.
- SIMA-SP (2020a). Política Energética do Estado de São Paulo – Plano Paulista de Energia (PPE 2030) para as Áreas de Petróleo e Gás. Governo do Estado de São Paulo. Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente. Março de 2020.
- SIMA-SP (2020b). Gasoduto Subida da Serra. Nota Técnica SIMA/SSI/CPGM 031/2020. Governo do Estado de São Paulo. Secretaria de Infraestrutura e Meio Ambiente. 15 de julho de 2020.
- TRSP (2020). Requerimento de Autorização de Construção. 15/05/2020. Processo ANP nº 48610.207218/2020-93, SEI nº SEI nº 0755940.
- TRSP (2021). Cronograma Projeto Terminal de GNL Santos. 25/06/2021. Processo ANP nº 48610.207218/2020-93, SEI nº SEI 1428249.
- VAZQUEZ, M.; AMORIM, L.; DUTRA, J. (2017). Development of a competitive natural gas market. FGV CERI.
- VISCUSI, W.; VERNON, J.; HARRINGTON, J. (2005). Economics of Regulation and Antitrust. The MIT Press, 4th edition, 2005.