

# UMA ANÁLISE DA NOVA LEI DO GÁS À LUZ DO INTERESSE PÚBLICO



*Confederação Nacional da Indústria*  
**PELO FUTURO DA INDÚSTRIA**

## SUMÁRIO EXECUTIVO

A urgência da aprovação da Nova Lei do Gás (PL 4476/20), se dá por dois principais motivos: *primeiro*, porque é do interesse público que o mercado de gás natural se modernize, e que seja capaz de responder às demandas das famílias e do setor produtivo pelo energético, com preços que reflitam um mercado aberto e competitivo. A atual estrutura de mercado – verticalizada e altamente concentrada, quando não monopólica, e com agentes que detêm licenças cartoriais – impede seu funcionamento eficiente, e os preços resultantes são 2-3 vezes superiores aos internacionais. Todos no país pagam excessivamente pelo Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e pelo gás natural (GN) consumido. O resultado são perdas de bem-estar econômico e social de primeira ordem.

Em *segundo lugar*, a aprovação do PL, da forma como proposta e em tempo hábil, é essencial porque o gás do pré-sal criará condições inéditas para o desenvolvimento do setor no país, e seu destino – reinjeção, exportação ou utilização no mercado doméstico – dependerá de decisões tomadas no curto e médio prazo, que serão calcadas no marco regulatório vigente para o gás natural. A atual legislação impede o acesso ao mercado e transfere rendas de monopólio a poucos; a nova Lei – ao abrir o mercado e torná-lo mais atraente – muda os termos da equação risco-retorno dos produtores, transportadores, distribuidores e comercializadores, seja aqueles que estão no mercado, sejam os entrantes. E ao fazê-lo, leva a decisões de investimento para satisfazer um mercado doméstico historicamente reprimido tanto para o gás natural quanto para o GLP. A ampliação futura do mercado doméstico no novo ambiente regulatório entrará no cálculo das empresas já engajadas no desenvolvimento e produção do pré-sal, assegurando uma expansão da oferta capaz de responder a uma demanda impulsionada por preços alinhados ao mercado internacional de gás.

O trabalho indica que um desenho adequado para o marco regulatório do gás trará ganhos muito significativos para os consumidores, sobretudo as famílias mais pobres, e para a indústria (além de comércio e serviços), que utiliza o gás intensivamente, tanto como insumo como energético. O trabalho ressalta a importância da aprovação do PL na íntegra, de forma que não se introduzam

novas distorções ou lacunas que permitam a formação de monopólios verticais – desta vez em âmbito regional – privilegiando interesses particulares em detrimento do interesse público.

Os mercados de GN e GLP são de fato caracterizados por elevada concentração e verticalização, nos três elos da cadeia produtiva: exploração e produção; transporte; e distribuição e comercialização. A Petrobras, *player* dominante em ambas cadeias produtivas, opera praticamente toda a infraestrutura do setor, apoiada por um ambiente regulatório que não coíbe abusos de poder de mercado, conformando significativas barreiras à entrada de novos agentes.

Dentre as barreiras, destacam-se as infraestruturas essenciais, ativos fixos necessários à cadeia produtiva e controlados majoritariamente pela Petrobras. No gás natural, o controle da estatal se estende desde os dutos de escoamento do gás do pré-sal, passando pelas Unidades Processadoras de Gás Natural (UPGNs), terminais de regaseificação (propiciando o controle da importação), transporte, até a distribuição. No mercado de GLP, o controle da Petrobras se dá por meio das refinarias de petróleo: 13 das 17 são controladas pela estatal, e as refinarias privadas não o produzem. Enquanto a produção e importação são realizadas quase estritamente pela Petrobras, a distribuição é feita por empresas inseridas em um mercado altamente concentrado: 4 das 19 distribuidoras detém 83,4% do *market share*, atuando em 23 das 27 UFs, o que historicamente permitiu a formação de cartéis regionais e fixação de preços não competitivos.

A configuração monopólica de mercado é alicerçada em uma legislação caracterizada por omissões, indefinições e indeterminações relativas a todos os elos da cadeia de produção. Primeiramente, não há obrigação de compartilhamento das infraestruturas essenciais, o que na prática dificulta a entrada de novos agentes, facultando abusos do poder de mercado, suprimindo a concorrência e levando à subutilização da oferta potencial. Em especial na atividade de transporte, faltam mecanismos legais que garantam o compartilhamento da malha de gasodutos - mesmo com capacidade subaproveitada -, na contramão das melhores práticas internacionais. No âmbito da distribuição, são encontradas falhas nas regulações estaduais, que não

incentivam a criação de um mercado aberto e competitivo e, assim, permitem lucros excessivos.

O resultado da combinação de poder de mercado e regulação frágil é conhecido: oferta subaproveitada e repressão à demanda doméstica; infraestruturas com capacidade ociosa; e preços acima da paridade internacional, tanto para o GN quanto para o GLP. Paralelamente, a restrição à monetização do gás implica no funcionamento dos elos da cadeia de valor como centro de custos e não enquanto atividades fim.

Em contraposição, o maior acesso ao mercado, levando à expansão da oferta, com a entrada de novos agentes e conseqüente queda de preços, é a seqüência virtuosa da nova Lei. A redução dos preços, por sua vez, impulsionará o consumo de famílias e empresas. E este processo se retroalimentará, porque a expansão do mercado significa maior espaço de competição e pressionará com mais força os preços.

A Nova Lei do Gás irá permitir a ampliação do mercado por meio da eliminação ou mitigação de barreiras de duas principais naturezas - regulatória e técnica. No âmbito técnico, o PL estabelece o livre acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, incentivando tanto a entrada de novos agentes quanto a importação de GNL. Este movimento terá como conseqüência uma ampliação da oferta de gás pelo acesso aos terminais de regaseificação e às Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs).

No tocante às barreiras regulatórias, a Lei traz um aprimoramento normativo voltado à desverticalização, com o objetivo de reduzir o poder de mercado e evitar a formação de novos monopólios (no âmbito regional). O PL institui a proibição de que agentes atuantes em elos distintos da cadeia exerçam poder sobre a diretoria ou representação legal de empresas de distribuição e transporte. Na prática, a medida previne que as distribuidoras e transportadoras influenciem a formação de preços, repassando preços não competitivos aos consumidores.

Adicionalmente, o PL institucionaliza o modelo de contratação de transporte por entrada e saída (possibilitando a contratação independente) e a integração da

malha de gasodutos, obrigando transportadoras a permitirem a interconexão de outras instalações. Dessa forma, uma significativa barreira à entrada é removida aos agentes interessados em transportar gás. Na prática, significa maior oferta e mais competição, evitando a formação de monopólios regionais a partir da captura de mais de uma atividade da cadeia de valor pelo mesmo agente. Há, também, uma eliminação de cartórios com a mudança do regime de outorga, de concessão para autorização, e da criação do Gestor de Área de Mercado, ambos representando uma transferência da responsabilidade (de investimento e de coordenação, respectivamente) do poder público para os agentes privados.

As mudanças proporcionadas pelo PL eliminam gargalos infralegais, criando um ambiente regulatório que incentiva a entrada de novos agentes e a redução de preços: para o GLP, significará inverter a posição de importador líquido para exportador. A redução de preços terá efeitos significativos no bem-estar das famílias brasileiras, dado que 91,1% dos domicílios utilizam o gás de cozinha no preparo de alimentos. O aumento sistemático no preço do botijão de gás foi responsável por uma tendência recente de substituição do GLP por lenha, com uma redução de 27% no número de famílias que utilizava gás de cozinha entre 2016 e 2019. O preparo de alimentos em fogão a lenha, sobretudo em domicílios mais pobres, é prejudicial à saúde, sendo fortemente correlacionado a problemas respiratórios que, no longo prazo, têm efeitos perversos em todo o organismo, e ainda ao meio-ambiente, porque a lenha utilizada é majoritariamente catada. Uma redução no preço do GLP, portanto, significa ampliar seu acesso às quase 14 milhões de famílias que utilizam lenha. Estima-se que uma redução de 19% no curto prazo e de 30% no médio e longo prazo no preço do GLP amplie o consumo residencial em 83,4% e 131,7% (em comparação a 2019), e reduza a utilização da lenha de forma material já no curto prazo (haverá sempre utilização residual por domicílios isolados ou para usos específicos). Em simultâneo, a redução de preço do GLP ao longo do tempo irá ampliar o poder de compra das famílias em magnitude *equivalente a um aumento de 32,4% e 51,2% no valor mínimo do Bolsa Família, respectivamente, porém sem onerar o orçamento da União*.

Para além das famílias, os setores produtivos também serão beneficiados pela abertura do mercado. A redução de preços trará expressivos ganhos de

competitividade, dado que o gás natural é utilizado como energético e insumo. Para os segmentos energo-intensivos, estima-se que a aprovação do PL triplique o consumo de gás até 2030, sendo o custo do energético atualmente representativo de 20% a 40% dos custos de produção. Como insumo, o gás pode chegar até 80% dos custos de produção, como é o caso na produção de fertilizantes (atualmente em grande medida importados). Ainda, em linha com os esforços de redução de emissões de gases de efeito estufa, o gás competitivo poderá substituir 80% do carvão nas indústrias química, de papel e celulose, e 50% na siderurgia.

Apesar dos evidentes benefícios para a indústria e a sociedade, o projeto gera oposição, em parte devido a interesses particulares de agentes que se beneficiam da estrutura fechada do mercado. Surgem, então, propostas que visam preservar tal estrutura, sob uma roupagem técnica, mas que não se sustenta à luz do interesse público. Por isso reafirma-se a importância de aprovar o texto em sua integridade, sem que se retirem pontos críticos para a abertura do mercado e sem que sejam adicionados elementos à Lei que, na prática, reduzem o risco de investir (como a proposta de financiar a expansão de infraestrutura de gasodutos com recursos públicos – Brasduto – e dos consumidores de energia elétrica – no caso da construção de térmicas âncora).

No caso das chamadas “térmicas âncora”, há um argumento enganoso de que a limitada demanda pelo gás, que inviabiliza a expansão da infraestrutura de transporte e distribuição, seria solucionada pela construção de térmicas que ancorariam a expansão. Uma proposta dessa natureza fere duplamente o interesse público: primeiro, por depender de recursos do consumidor de energia elétrica, já excessivamente onerado. Segundo, pelo fato de o setor elétrico ser guiado por um planejamento de médio e longo prazo, e operar também num contexto de reformas, com sua expansão dada por leilões calcados em menor tarifa e a livre contratação entre agentes. Inserir, artificialmente, térmicas que não se sustentam econômica ou financeiramente, implica numa expansão de infraestrutura custeada por subsídio cruzado, e, portanto, uma intervenção arbitrária no setor elétrico, sem qualquer justificativa técnica, e que deve ser liminarmente descartada. Inversamente, é a abertura de mercado, levando à

ampliação de oferta e redução de preços, que irá viabilizar a nova infraestrutura, aportando o gás do pré-sal para suprir a demanda doméstica em expansão.

O trabalho chama ainda atenção especialmente ao Art. 7º, que institui a classificação dos gasodutos de transporte pela ANP, distinguindo as atividades de transporte e distribuição no âmbito da infraestrutura. Impede assim que no futuro as distribuidoras venham construir e operar gasodutos com características de transporte, e compitam em bases desiguais com as transportadoras, desestimulando a própria atividade de transporte. E aos Art. 5º e 30º, que institucionalizam a independência das atividades de transporte e distribuição, respectivamente, impedindo que controladores de elos concorrenciais (exploração, desenvolvimento, produção importação, carregamento e comercialização) tenham relação societária e acesso à tomada de decisões de investimentos de transportadoras e distribuidoras. Permitir que empresas atuem simultaneamente em transporte e distribuição levaria à criação de novos monopólios – desta vez regionais – indo contra o objetivo da Lei de ampliar o acesso ao mercado de modo a gerar preços competitivos aos consumidores. A preservação desses artigos é, portanto, essencial para que o propósito da Lei seja atingido: a criação de um ambiente regulatório que fomente a concorrência, sem privilégios para grupos de interesse a despeito do pleno desenvolvimento do mercado.

Em síntese, o novo marco regulatório é o instrumento maior de modernização do setor, sendo imperativo aprovar a Lei em sua integralidade: afinal, esta é a forma de servir ao interesse público, visando o bem-estar das famílias e a competitividade das empresas.

## Índice

1. Introdução: como definir o interesse público .....	1
2. Estrutura da indústria de gás e a conduta dos agentes .....	6
2.1. Infraestruturas essenciais, centralização e verticalização .....	7
2.2. O Ambiente legal e regulatório, e a conduta dos agentes .....	14
2.3. Desempenho do setor .....	21
3. Acesso ao mercado e suas implicações no contexto da nova Lei do Gás ...	28
3.1. A nova legislação .....	28
3.2. O impacto do PL sobre o bem-estar das famílias.....	33
3.3. O efeito da Lei sobre os setores produtivos .....	43
4. Propostas alternativas à nova Lei e o interesse público.....	47
4.1. O conflito entre o público e o privado .....	48
4.2. A interiorização do Gás .....	52
Bibliografia.....	55
Anexo 1: Resumo do PL 4476/20.....	58
Anexo 2: Combustíveis usados na preparação de alimentos.....	62
Anexo 3: Projeções de investimento em decorrência da abertura do mercado	64
Anexo 4: Metodologia da projeção de consumo residencial de lenha e GLP...	65



## Gráficos e Tabelas

### Gráficos

Infográfico 1: Caracterização da Cadeia de Valor do Gás Natural .....	10
Infográfico 2: Caracterização da Cadeia de Valor do GLP .....	13
Gráfico 3: Destino da Produção Bruta de Gás Natural.....	22
Gráfico 4: Tarifa Final Gás Natural para Indústria Média 2018 .....	24
Gráfico 5: Composição da tarifa final do Gás Natural no Brasil.....	25
Gráfico 6: Preço do GLP por kg envasado em nov/2018 .....	26
Gráfico 7: Composição do preço do botijão de GLP, 2020 .....	26
Gráfico 8: Evolução e projeção da oferta de GLP produzido em UPGNs. ....	34
Gráfico 9: Evolução do balanço de oferta de GLP. ....	35
Gráfico 10: Consumo de energia no setor residencial.....	38
Gráfico 11: Série histórica mensal dos preços do GLP em termos reais .....	39
Gráfico 12: Consumo residencial de lenha.....	40
Gráfico 13: Consumo aparente anual de GLP .....	40
Gráfico A: Regressões lineares entre o preço do GLP e os consumos energéticos residenciais de GLP e lenha .....	65

### Tabelas

Tabela 1: Participação das distribuidoras nas vendas nacionais de GLP, em ordem decrescente:.....	12
Tabela 2: Consumo Mínimo para enquadramento como consumidor livre .....	16
Tabela 3: Características dos contratos de concessão .....	18
Tabela 4: Caracterização das infraestruturas e desempenho associado .....	23
Tabela 5: Domicílios, por tipo de combustível usado na preparação de alimentos .....	37
Tabela A: Conteúdo, referência e breve explicação sobre cada artigo .....	58

Tabela B: Domicílios, por tipo de combustível usado na preparação de alimentos. .....	62
Tabela C: Síntese das estimativas de benefícios econômicos a partir de diferentes estudos.....	64

# 1 INTRODUÇÃO: COMO DEFINIR O INTERESSE PÚBLICO

De forma sintética: o Estado persegue e defende o **interesse público** por meio de ações que oferecem os maiores ganhos de bem-estar para o maior número de pessoas, sujeito às restrições (intertemporais) de financiamento. Tipicamente o interesse público é de natureza *difusa*, expressa no voto, e projetada no Parlamento; numa sociedade democrática, cabe às instituições de Estado e à sociedade civil defendê-lo.

Em contraste, o **interesse particular** é *concentrado* – com relativamente poucos podendo ganhar (ou perder) muito. No âmbito econômico, esses interesses – quando são atendidos por ações que contemplam apenas grupos ou “facções” (no sentido que James Madison deu no conhecido Federalist Paper n.10<sup>1</sup>) – levam à transferência de recursos públicos, privilégios, monopólios e direitos cartoriais, e que se traduzem em ganhos superlativos, acima do que se esperaria numa economia aberta e competitiva.

Esses ganhos são apropriados por meio de preços acima dos custos marginais, seja por força do exercício do poder de monopólio numa falha de mercado ou por falhas regulatórias, que permitem retornos excessivos à custa dos consumidores. Os lucros de monopólio resultam ainda de restrições à oferta, que fazem bens e serviços (artificialmente) escassos; e de subsídios e incentivos fiscais – seja sob a forma de financiamento ou regimes tributários especiais, com custos reais para a sociedade.

Daí segue a diferença entre **empreender**, uma atividade fundamental numa economia de mercado, que envolve na sua essência tomar risco, mobilizar recursos, apostar no futuro e lucrar com a atividade; e, em contraste, o **rent seeking**, a busca de privilégios privados para um grupo de indivíduos ou empresas em detrimento do interesse público. A apropriação da renda dessa natureza é fruto de estatutos, normas legais ou infra legais que dão origem a privilégios de mercado (monopólios) e cartoriais (que conferem licenças que

---

<sup>1</sup> Argumentando pela ratificação da Constituição dos EUA, tendo sido publicado em 22 de novembro, 1787.

afastam a competição), assim como falhas regulatórias, que ampliam as barreiras à entrada e reforçam poder de mercado.

Que barreiras são as mais relevantes no país? Insegurança jurídica; imprevisibilidade regulatória e distorções na aplicação da regulação; privilégios sob a forma de monopólios e cartórios; práticas anti-concorrenciais e abuso de posição dominante que trazem dano aos consumidores, alicerçadas em leis e estatutos desatualizados, no mais das vezes ratificadas por um histórico de conexões políticas e burocráticas.

***A modernização do setor de energia.*** Um setor essencial para o bem-estar das famílias e a competitividade das empresas brasileiras é o que produz e importa, transporta, distribui e comercializa energia sob diferentes formas. Sua modernização se tornou um imperativo em anos recentes, na medida em que há novas demandas a serem satisfeitas, novas tecnologias disponíveis, e ganhos de bem-estar com mudanças no arcabouço legal e regulatório.

Esse processo, no seu âmago, diz respeito a reduzir o espaço de atuação de monopólios, as restrições regulatórias em mercados potencialmente competitivos, e os estatutos que conferem privilégios a grupos ou empresas; e ampliar o espaço empreendedor dos agentes, dos investimentos privados sem privilégios, e no contexto de um mercado mais aberto e competitivo.

Essa agenda é comum aos segmentos de óleo, gás e energia elétrica, e tanto no âmbito legal quanto infralegal.

O foco desse trabalho é o gás – associado ou não ao petróleo, natural e liquefeito. E sua razão é esclarecer a importância do **PL 4476/2020**, que no momento se encontra em discussão no Senado após sua aprovação na Câmara dos Deputados. Já no caso do setor elétrico, sua atualização envolve a discussão e aprovação do PLS 232.

O trabalho é antes de tudo voltado para o legislador, assim como aqueles nos tribunais judiciais e administrativos, e órgãos de controle, que miram o interesse público, compromissados com a modernização do país, de suas leis, estatutos e normas. Se estamos nos afastando dos demais países de renda média, há uma razão essencial: interesses particulares vêm há anos se

sobrepondo ao interesse público; monopólios e cartórios se sobrepondo às forças do empreendedorismo, da inovação, da transformação pelo esforço de muitos; e *rent-seeking*, a busca do lucro fácil à sombra do Estado, se sobrepondo aos retornos com base na tomada de risco, no arrojo, na aposta no futuro.

***Por que a nova Lei do Gás vai ao encontro do interesse público?*** Qual a importância de aprovar a Nova Lei do Gás? De forma sintética, beneficiar de forma ampla as famílias brasileiras, e promover a competitividade das empresas que têm o gás por energético ou matéria prima.

***Primeiro***, a nova Lei irá propiciar um ambiente econômico que leve à **redução dos preços** do GLP e do Gás Natural, sem subsídios ou incentivos. Esse é o objetivo maior. Preços mais baixos incorrerão em significativo aumento no bem-estar das famílias, visto que muitas não têm acesso ao gás natural encanado ou ao GLP (em botijão) e recorrem à lenha para uso doméstico, prática prejudicial tanto à saúde quanto ao meio ambiente.

***Segundo***, e como decorrência da redução dos preços, a **ampliação dos mercados** tanto de GLP quanto GN, que se comunicam, competem e se complementam. A desverticalização do mercado de gás irá propiciar a entrada de novos atores, tendo como resultado uma estrutura de mercado mais competitiva. Escala e competição são forças que induzem os preços domésticos a se aproximarem dos valores praticados internacionalmente.

***Terceiro***, e por força da ampliação dos mercados e ganhos de escala, a nova Lei irá se tornar um poderoso incentivo para **o aumento dos investimentos** ao longo da cadeia de gás – em gasodutos tanto reais quanto virtuais, UPGNs, termelétricas – , e na substituição de formas mais poluentes e menos eficientes de queima de combustíveis (lenha, no caso de domicílios, óleo diesel e combustíveis fósseis para a indústria). Os investimentos decorrentes da liberalização do mercado se concentram num primeiro momento no setor de gás, mas não se restringem a ele, dado que um preço mais competitivo de gás impulsiona a competitividade de outras indústrias, a exemplo da química, que tem o gás natural como insumo de maior relevância.

**O que fazer, portanto para reduzir os preços do GN e GLP?** A resposta está dada na Lei: *abrir o mercado de GN no país*, ampliar a concorrência com um maior número de provedores do combustível e serviços, assim como compradores, e desta forma dar partida para uma transformação competitiva nos dois mercados: GN e GLP. A ampliação da oferta de ambos, seja oriunda dos campos do pré-sal, seja – no caso de GN – dos campos em terra, depende de acesso ao mercado.

**Inversamente, o que não fazer?** Manter o status quo, reforçar o poder de mercado dos incumbentes, inclusive facilitando a integração vertical no âmbito regional e a clivagem entre mercados. Assim como criar valor para licenças cartoriais de construção de gasodutos ou ainda estabelecer a “ancoragem” da demanda de gás natural com base em termelétricas antieconômicas, à margem do planejamento elétrico do país, e representando uma transferência maciça de recursos de muitos para poucos.

Este trabalho tem por objetivo mostrar que um desenho correto de política pública no âmbito do gás trará enormes ganhos para os consumidores, principalmente as famílias mais pobres, assim como a indústria, comércio e serviços que usam o gás como energético, e – no caso da indústria – como matéria prima. Ao mesmo tempo, o risco de introduzir novas distorções, privilegiar monopólios e transferir renda para cartórios é real, e deve ser neutralizado com base numa análise objetiva da aderência das propostas ao interesse público.

A seção 2 discute a estrutura da indústria de gás natural. É uma indústria caracterizada, no país, por elevado grau de integração vertical e concentração, reforçadas por leis e normas desatualizadas, que no seu conjunto protegem incumbentes, e que impõe barreiras vinculantes à entrada e à competição, e logo à redução dos preços e expansão do mercado. A seção 3 mostra de que forma a nova Lei do Gás – ao facultar no âmbito infraconstitucional o acesso ao mercado – expande seu tamanho, leva à redução de preços com ganhos significativos de bem-estar das famílias e competitividade dos setores produtivos, mais além de promover o investimento. O impacto de um novo marco legal não pode ser subestimado, inclusive pelo potencial de ampliação da oferta

do pré-sal e os incentivos econômicos de fazer do gás um energético competitivo e uma matéria prima capaz de mudar o posicionamento competitivo de setores relevantes da economia. Finalmente a seção 4 argumenta que propostas alternativas que visam (implicitamente) reforçar o poder de mercado dos incumbentes, ampliar o valor de licenças cartoriais e promover a verticalização no âmbito regional, vão de encontro ao interesse público e devem ser repudiadas. Não há mais espaço para estruturas monopólicas, fechamento de mercado e ganhos sem base no esforço empresarial, mas apoiados em direitos mal adquiridos.

## 2 ESTRUTURA DA INDÚSTRIA DE GÁS E A CONDUTA DOS AGENTES

O setor de gás no Brasil se divide, fundamentalmente, em duas grandes cadeias de valor: a do Gás Natural (GN) e do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). Ambas são historicamente caracterizadas pela elevada concentração e verticalização nos seus três elos: exploração e produção (*upstream*); transporte (*midstream*); e distribuição/comercialização (*downstream*).

O mercado de GN é constituído por produtores, importadores, transportadores, comercializadores e distribuidores. A ANP se responsabiliza pela regulação das atividades de exploração, produção e importação, estocagem, transporte e comercialização do GN<sup>2</sup>, e compete às agências estaduais a regulação dos serviços de distribuição de gás canalizado. Paralelamente, a cadeia do GLP é formada por produtores, importadores, distribuidores e revendedores, e é regulada integralmente pela ANP<sup>3</sup>.

Até recentemente a Petrobras centralizava, e em grande medida ainda centraliza, a operação de praticamente toda infraestrutura do setor, posicionando-se como *player* dominante ao longo das duas cadeias produtivas, levando a distorções no equilíbrio de mercado. O exercício de poder de monopólio pela Estatal se distanciou das melhores práticas internacionais, que adotaram mercados abertos e competitivos como paradigmas. Esse processo teve início na década de 90, quando a União Europeia estabeleceu diretrizes para separação de atividades competitivas, acesso de terceiros às infraestruturas essenciais e liberalização dos consumidores de gás (EPE, 2020). No Brasil, o ambiente ainda é marcado por certas indefinições e omissões regulatórias, em que abusos de poder de mercado não são coibidos e ainda se falha em promover a concorrência no setor.

No cenário atual, mesmo em um contexto de expansão de oferta direcionada pelo pré-sal, e numa perspectiva de aumento na demanda - impulsionada pelo

---

<sup>2</sup> A agência é responsável por delimitar o bloco de exploração, elaborar o edital e realizar licitação para concessão de produção, bem como fiscalizar o cumprimento dos contratos celebrados. No transporte, ela promove chamadas públicas para contratação de capacidade, define critérios para o cálculo de tarifa e licita a concessão para construção de novos gasodutos. Também se responsabiliza pela autorização de agentes vendedores e registro de contratos de compra e venda no âmbito da comercialização de GN.

<sup>3</sup> Resolução ANP nº 49, de 2/12/2016.



processo de transição energética para combustíveis menos poluentes -, o gás no Brasil permanece com seu consumo reprimido e uma oferta potencial subaproveitada. De fato, o aproveitamento comercial no país é de apenas 53% do gás natural extraído (MME, 2020<sup>4</sup>). Não há como romper esse nó górdio enquanto os preços no país forem significativamente acima daqueles praticados no mercado internacional

A seção inicialmente caracteriza a estrutura e a dinâmica recente do mercado de gás em suas duas cadeias de valor – GN e GLP. A estrutura da indústria – verticalizada e concentrada – se vê reforçada pelo marco regulatório vigente. Combinados – uma estrutura com fortes traços de monopólio e um marco regulatório que ratifica esse padrão – distorcem a conduta dos agentes e o desempenho no mercado. Barreiras técnicas, legais e infralegais condicionam o desenvolvimento do setor, cuja remoção é passo maior para beneficiar milhões de famílias e milhares de empresas que pagam em excesso pelo gás e enfrentam dificuldades de acesso ao energético e insumo.

## 2.1 INFRAESTRUTURAS ESSENCIAIS, CENTRALIZAÇÃO E VERTICALIZAÇÃO

A caracterização das cadeias de valor do setor em torno de suas infraestruturas essenciais é o ponto de partida para uma discussão da conduta dos agentes no mercado e o desempenho da indústria. São ativos fixos necessários à cadeia produtiva e compostas por gasodutos de escoamento, unidades de processamento de gás natural (UPGNs), refinarias de petróleo (para o GLP), gasodutos de transporte, *city gates*<sup>5</sup>, centros de estocagem e gasodutos de distribuição.

### A cadeia produtiva do Gás Natural

A cadeia produtiva do gás natural origina a matéria prima, no âmbito doméstico, a partir de poços de extração *offshore* - tipicamente associada à produção de petróleo - ou *onshore*, sendo que 81,4% da produção advêm das bacias em alto mar e os restantes 18,6% são extraídos de campos em terra. Em ambos os

---

<sup>4</sup> Os dados foram retirados do Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural e são referentes a julho/2020.

<sup>5</sup> Os *citygates* operam a conexão entre as redes de transporte e de distribuição local.

casos o gás extraído é transportado por gasodutos de escoamento até as UPGNs<sup>6</sup>, sendo os associados à produção *offshore* de maior custo e complexidade. Nas UPGNs o gás é processado e pode, então, ser transportado via gasodutos, ou liquefeito para transporte e posterior regaseificação.

Outra parte da demanda doméstica é atendida por meio da importação do GN, o que corresponde a 26% do consumo total (ANP, 2020<sup>7</sup>) via gasodutos, sobretudo o GasBol, que se conecta à malha de transporte nacional e é responsável por 84,6% da importação de gás, a partir de campos na Bolívia. Ainda em menor escala – 15,4% das importações – a *commodity* é adquirida no mercado internacional sob a forma de Gás Natural Liquefeito (GNL), regaseificado em terminais de GNL e injetado na malha de transporte (MME, 2019b). Por fim, no *downstream* da cadeia do GN, estão os *citygates* e as redes de distribuição estaduais.

A Petrobras, em grande medida, ainda centraliza o controle e operação dessas infraestruturas essenciais, o que impõe uma barreira à entrada de novos agentes no mercado. No *upstream*, o gargalo inicial são os dutos de escoamento administrados pela estatal, mais especificamente, aqueles ligados ao pré-sal. Existem duas rotas que ligam as plataformas de exploração *offshore* na Bacia de Santos e Campos às centrais UPGNS, denominadas de “Rota 1” e “Rota 2” que são controladas pela Estatal<sup>8</sup>, e uma terceira (Rota 3), em construção, que é 100% da Petrobras.

O controle da Petrobras sobre as UPGNs reforça seu poder de mercado no *upstream* da cadeia de valor do GN e GLP. Atualmente a estatal detém 14 das 15 UPGNs no país (Petrobras, 2020), que equivale a 99% da capacidade instalada de processamento de gás do país (MME, 2019). Em 2019, a empresa, como concessionária, foi responsável por 75% do gás natural produzido, ao passo que a participação da Shell Brasil, segunda maior empresa do setor, foi de 11,5% (ANP, 2020). Note que, ainda ao final de 2020, mesmo a parcela de

---

<sup>6</sup> Por vezes o gás extraído dos poços *onshore* é direcionado diretamente para centrais termelétricas (PCT), tecnologia *Gas-to-Wire*. Nesses casos, o gás é tratado em componentes que integram os módulos de geração elétrica das PCTs e, portanto, não precisam passar por UPGNs.

<sup>7</sup> Os dados foram extraídos do Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020 da ANP, e são referentes ao ano de 2019.

<sup>8</sup> Na rota 1, a Petrobras detém 100% da participação no trecho Mexilhão-Santos e 65% no trecho Mexilhão-Lula, onde a Shell detém 25% e a Galp, 10%. Já na rota 2, a Petrobras participa com 55%, frente a 25% Shell, 10% da Repsol e 10% da Galp.

GN não produzida diretamente pela Petrobras é direcionada para a empresa, uma vez que, dada a centralização do controle das infraestruturas, os demais agentes do mercado se veem obrigados a vender o gás extraído para a estatal. No entanto essa situação deverá mudar, uma vez que a empresa se comprometeu, via TCC do CADE, a não adquirir mais gás de terceiros e oferecer acesso negociado (aos dutos de escoamento e processamento de gás) a outros produtores.

Ademais, no âmbito da importação, a Petrobras opera integralmente 3 dos 4 terminais de regaseificação de GNL e tem contratada, pelo menos até 2020, toda a capacidade de oferta do GasBol. Assim, sendo responsável por 75% da produção doméstica e virtualmente a totalidade da capacidade de importação (terminais de GNL + GasBol)<sup>9</sup>, a estatal produz ou importa 80,3% do gás natural aproveitado no Brasil e como operadora, fornece 95% (ANP, 2020).

Nota-se que o controle da Petrobras é vertical e, apesar de movimentos de abertura recentes, ainda se estende sobre o transporte e distribuição. No que tange os ativos de transporte, a Estatal participa em 2 dos 5 gasodutos de transporte do Brasil, com 10% da NTS e 51% da TBG. Ademais, a empresa contrata 100% da capacidade disponível da malha de transporte de gás natural<sup>10</sup>, e como única contratadora, influenciou historicamente a gestão das empresas de transporte, impedindo a expansão na oferta dos serviços a novos clientes para maximizar seus próprios resultados (MME, 2019).

No *downstream*, por meio da GASPETRO, a estatal detém participação acionária em 20 das 27 distribuidoras estaduais de gás natural (TCU, 2020). A distribuição é configurada com base num monopólio legal, e realizada por meio de contratos de concessão firmados entre as empresas e os Estados, que no modelo atual, são o poder concedente e os responsáveis pela regulação. Contudo, os governos estaduais são também acionistas em 24 das 27 distribuidoras e é comum que clientes cativos também tenham participação acionária nas concessionárias, estabelecendo sérios conflitos de interesse no âmbito da

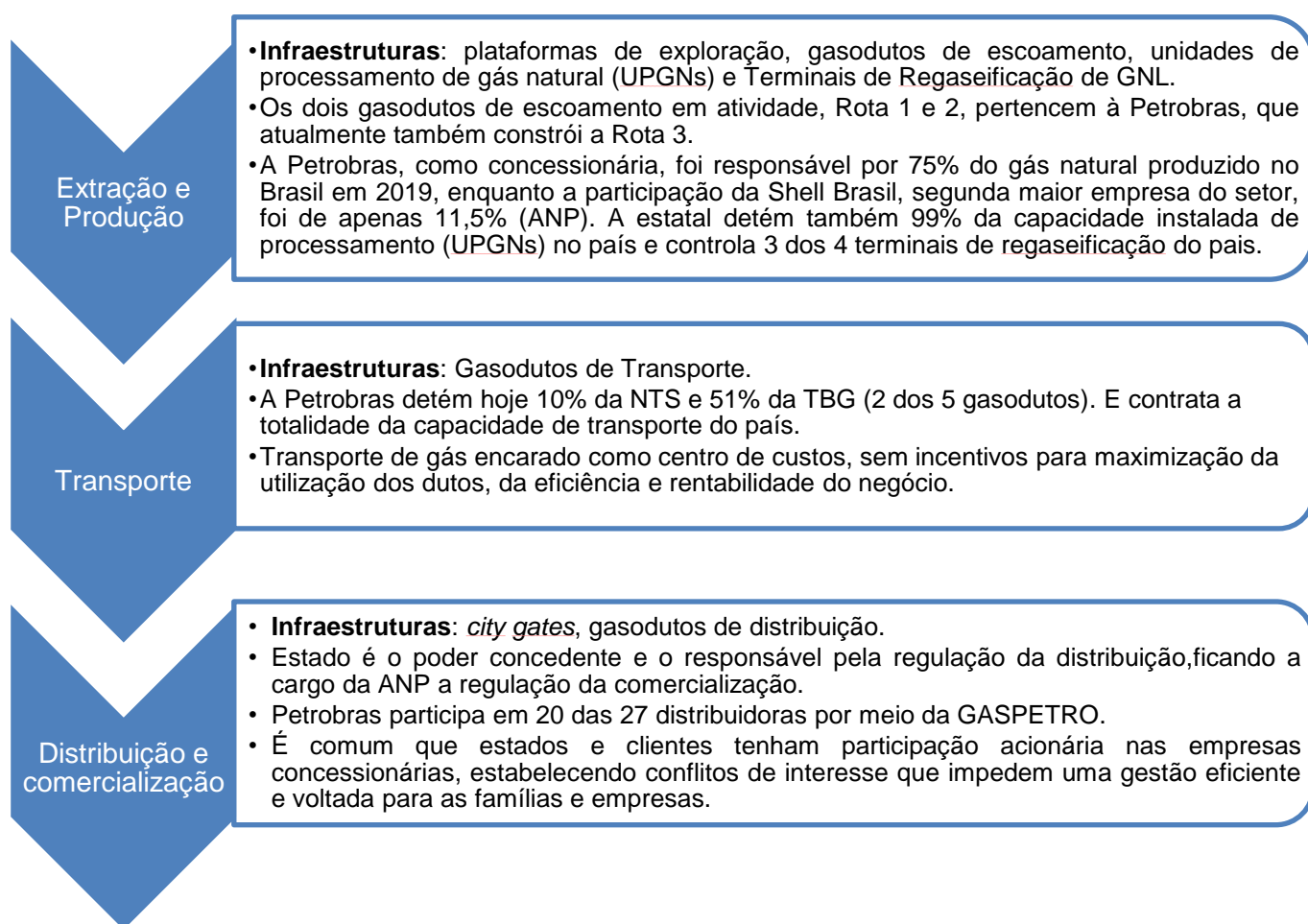
---

<sup>9</sup> A TSB, que conta com a participação da Petrobras, opera um gasoduto que liga a Argentina a uma térmica em Uruguaiana (RS), e alguns estados estabelecem critérios para que consumidores de grande porte importem diretamente o gás que utilizam, porém, para efeitos de descentralização da produção, os valores são inexpressivos.

<sup>10</sup> Dados dos contratos de transporte disponibilizados pela ANP.

governança das empresas distribuidoras, e que dificultam ou mesmo impedem uma gestão eficiente e voltada para o cliente – famílias e empresas. Paralelamente, no âmbito da comercialização, consumidores livres – que atendem a critérios mínimos – podem negociar e adquirir o combustível diretamente de produtores nacionais ou estrangeiros. O Infográfico 1 resume a verticalização da cadeia de valor do gás natural.

### Infográfico 1: Caracterização da Cadeia de Valor do Gás Natural



### A cadeia produtiva do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP)

A **cadeia de produção de GLP** parte fundamentalmente do refino de petróleo, que representa cerca de 75,7% da produção e, em menor escala (24,3%), do processamento de GN em unidades de processamento de gás natural (UPGNs). Para garantir o atendimento a uma demanda superior à oferta doméstica, o Brasil importa 26,6% do GLP consumido (ANP, 2020).

A Petrobras detém 13 das 17 refinarias de petróleo no Brasil e, dentre aquelas que são privadas (*i.e* Mangueiras, Unimex, Dex Oil e Ipiranga), nenhuma produz o GLP<sup>11</sup>. Enquanto a participação das refinarias na oferta de GLP nos próximos anos irá declinar, a expansão do pré-sal implicará numa preponderância de GLP processado nas UPGNs da Petrobras, na medida em que o gás associado desses campos é rico nos componentes (líquidos) do GLP (propano e butano).

A produção e importação de GLP é realizada quase estritamente pela Petrobras<sup>12</sup>, que mantém o combustível estocado até ser comercializado para uma das 19 distribuidoras regionais autorizadas pela ANP. O GLP é transportado por modais tradicionais (caminhões e navios majoritariamente) ou, nos casos de proximidade, por dutos. As distribuidoras, então, realizam o envasamento do combustível que, em seguida, é distribuído a granel diretamente para o consumidor industrial (distribuição primária), ou revendido, tipicamente em botijões, para o mercado de distribuição secundária, composto por alguns milhares de revendedores locais que atendem a demanda comercial e residencial<sup>13</sup>.

No mercado de GLP a Petrobras também exerce o controle sobre a oferta - produção + importação -, com a diferença que a empresa não tem monopólio da distribuição. Na realidade, a empresa detém uma das 19 distribuidoras, a Liquigás<sup>14</sup>, mas em termos de *market share* controla 21,2% do mercado, atuando em 23 estados (Tabela 1).

---

<sup>11</sup>A Petrobras deverá vender em 2021 (em parte ou na totalidade) a RLAM e a Repar, refinarias localizadas na Bahia e no Paraná, respectivamente. Ver: <https://valorinveste.globo.com/mercados/renda-variavel/empresas/noticia/2020/10/01/petrobras-retomar-processos-competitivos-para-venda-de-refinarias.ghtml>

<sup>12</sup> No final de 2019 a Copagaz fechou um contrato de importação direta de GLP, sem mediação da Petrobras. Outras empresas negociam fazer o mesmo. Ver: <https://oglobo.globo.com/economia/apos-copagaz-mais-empresas-negociam-importar-gas-de-cozinha-sem-mediacao-da-petrobras-23916721>

<sup>13</sup> Em alguns casos, a própria distribuidora comercializa diretamente o GLP em botijões. Essa possibilidade era vedada até 2019, quando a ANP revogou os artigos 36 da resolução 49/2016 e 27, da 51/2016, autorizando esse tipo de comercialização.

<sup>14</sup> Em 2017, a Petrobras anunciou a venda da Liquigás para o Grupo Ultra, porém a aquisição foi vetada pelo Tribunal do CADE, dado o risco de concentração no setor. Ao início de outubro de 2020, o órgão analisava nova proposta de venda da distribuidora para Copagaz, Itaúsa, Fogás e Nacional Gás Butano.

**Tabela 1: Participação das distribuidoras nas vendas nacionais de GLP, em ordem decrescente – 2019**

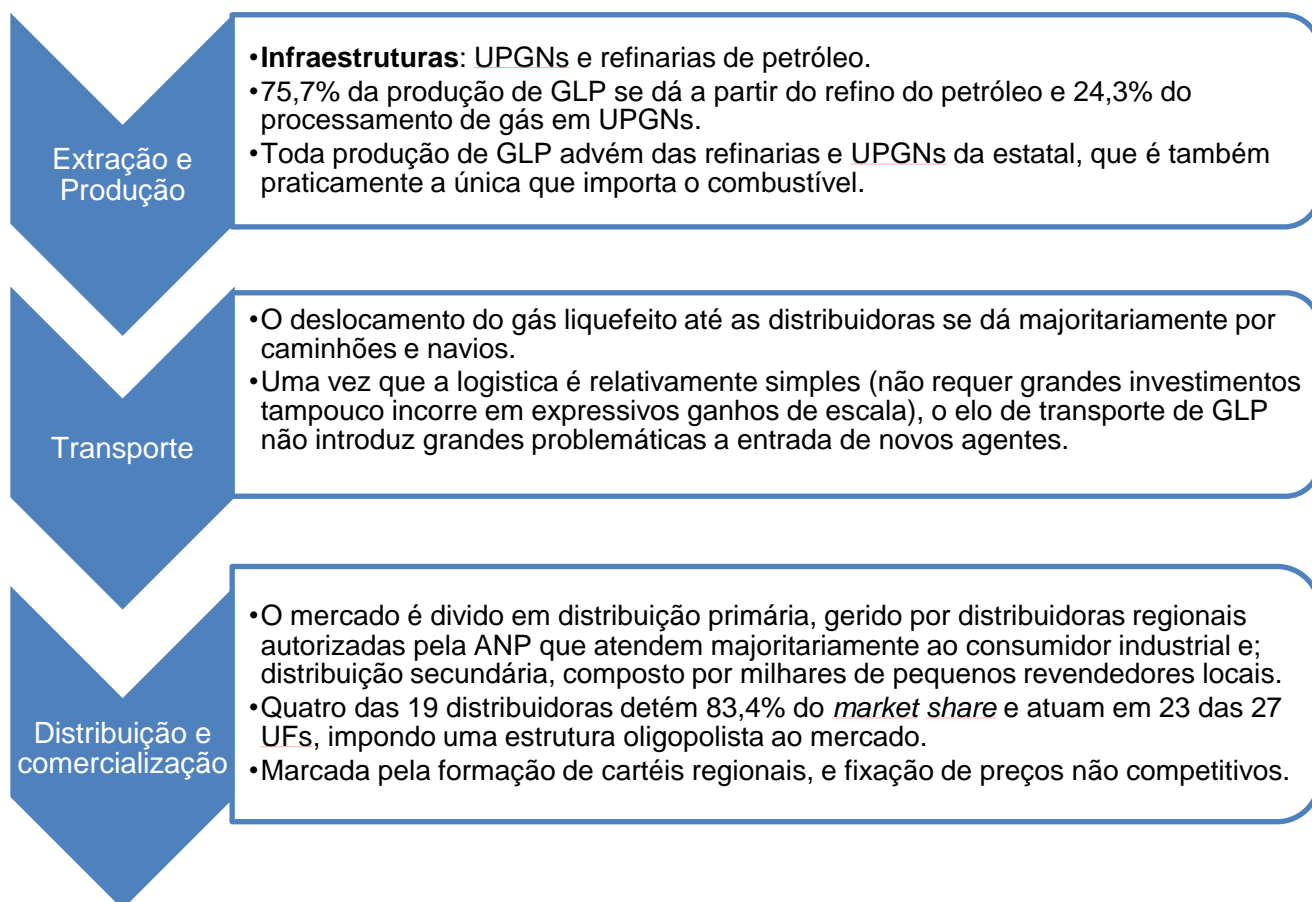
Distribuidoras	Participação (%)	Nº de UFs atendidos
<b>Ultragaz</b>	23,4 %	23
<b>Liquigás</b>	21,2 %	23
<b>Supergasbrás</b>	19,9 %	21
<b>Nacional Gás</b>	18,9 %	23
<b>Copagaz</b>	8,7 %	10
<b>Consigaz</b>	4,5 %	7
<b>Fogas</b>	1,8%	7
<b>Outras<sup>1</sup></b>	1,6%	-

Fonte: ANP, Sites das distribuidoras. <sup>1</sup>Inclui Amazongás, Servgás, GLP gás, Gás.com, Propangas, Mastergas, SOS gás e Usegás.

No caso da cadeia de GLP, a centralização e verticalização se aliam à uma estrutura de mercado bastante concentrada no âmbito da distribuição (Tabela 1). Quatro das 19 distribuidoras detém 83,4% do *market share* e atuam em 23 das 27 UFs. A estrutura oligopolista sob a qual o mercado de distribuição primário se organizou permitiu a possível formação de cartéis regionais, e fixação de preços não competitivos<sup>15</sup>. Na realidade, o grau de concentração é certamente mais elevado quando se considera estados específicos ou regiões. O infográfico 2 resume a caracterização do mercado de GLP, nos âmbitos do *upstream*, *midstream* e *downstream*.

<sup>15</sup> Ver: <http://www.cade.gov.br/noticias/cade-firma-acordos-em-processo-que-investiga-cartel-de-gas-de-cozinha-no-nordeste>; <https://oglobo.globo.com/economia/cade-firma-acordos-com-liquigas-ultragaz-contr-cartel-de-gas-de-cozinha-21793997>; <https://www.mpmg.mp.br/comunicacao/noticias/distribuidoras-de-gas-sao-condenadas-por-formacao-de-cartel-em-uberlandia.htm> .

## Infográfico 2: Caracterização da Cadeia de Valor do GLP



Em conclusão, o setor de gás se caracteriza, em suas duas cadeias de valor, por uma forte integração vertical, elevada concentração e infraestruturas essenciais não compartilhadas, que limitam o acesso aos mercados. Essas características estruturais levam ao subaproveitamento comercial da oferta gás e reforçam o poder de monopólio dos principais incumbentes. Ademais, essas estruturas de mercado são reforçadas por um marco legal desatualizado, regulações e normas que configuram poderosa barreira à entrada de novos agentes no setor. Nesse contexto, é essencial a modernização da legislação e regulação setorial para reduzir as barreiras à entrada, facultar o acesso ao mercado, e coibir abusos e práticas anticoncorrenciais.

## 2.2 O AMBIENTE LEGAL E REGULATÓRIO, E A CONDUTA DOS AGENTES NA CADEIA DO GÁS NATURAL

Por muito tempo o gás natural não contou com um arcabouço regulatório próprio: até a aprovação da Lei do Gás em 2009<sup>16</sup>, o setor era normatizado pela Lei do Petróleo<sup>17</sup>. O novo marco, apesar de introduzir um paradigma regulatório específico para a *commodity*, foi incapaz de cumprir seus objetivos de reverter a concentração do mercado, introduzir competição e expandir a oferta de gás no país. Desde então houve avanços significativos no âmbito infra legal, mas insuficientes para assegurar o acesso ao mercado com maior segurança jurídica e previsibilidade regulatória.

Há, na atual legislação, omissões, indefinições e indeterminações críticas relativas a todos os elos da cadeia de produção do setor, e que tolhem o desenvolvimento do mercado. Inicialmente, no que se refere ao compartilhamento do uso das infraestruturas do *upstream*, o artigo 45 da Lei do Gás (de 2009) diz expressamente que “os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros”. Desse modo, mesmo operando com capacidade ociosa, a Petrobras (principalmente) não é estimulada a facilitar a participação de outros agentes em suas infraestruturas, e como consequência, o instrumento legal que deveria coibir abusos de poder de mercado na prática os incentiva. A forma como se organiza a cadeia e seu arcabouço legal inviabiliza a inserção de novos agentes no setor, suprime a concorrência e, conseqüentemente, leva à subutilização da oferta potencial.

O mesmo ocorre no *midstream*. A legislação não prevê nenhum mecanismo para o compartilhamento da malha de gasodutos de transporte, mesmo quando esta não é integralmente aproveitada. A definição, de maneira transparente e isonômica, de uma reserva de capacidade destinada a *players* que não detêm participação nos gasodutos é prática internacional (EPE, 2019) e um passo necessário para o maior aproveitamento comercial do gás natural no Brasil.

---

<sup>16</sup> Lei nº11.909/09

<sup>17</sup> Lei nº 9.478/97



Cabe apontar, que o Art. 177, inciso IV da Constituição conferiu à União o monopólio do transporte exercido direta ou indiretamente, por meio de regime de concessão (ou eventualmente autorização). Assim, para a construção e operação de novos gasodutos, o marco vigente estabelece o regime relativamente mais rígido de concessão, precedido de licitação, introduzindo uma barreira legal à entrada de agentes. Contudo, a carga regulatória e os obstáculos administrativos e burocráticos associados ao regime de concessão são inconsistentes com a dinâmica e natureza do mercado. Este não se caracteriza necessariamente por um monopólio natural<sup>18</sup>, e o regime de concessão, ao gerar estruturas cartoriais, com licenças monopolizadas por poucos, não apenas paralisa as decisões de investimento, como potencialmente levaria a transferência de rendas para não empreendedores conectados politicamente. O resultado é o país não atrair investimentos para o setor: nenhum projeto de construção de novos gasodutos foi realizado desde a aprovação da Lei em 2009.

A regulação do *downstream* se dá por meio da atuação de agências estaduais, que agem tanto na sua distribuição quanto na comercialização<sup>19</sup>. A constituição define os estados como poder concedente dos “serviços locais de gás canalizado”<sup>20</sup>, e estes recorrem a empresas públicas, privadas ou de economia mista para operar as redes de distribuição e atender os consumidores cativos de gás natural. Na prática, impõe-se um monopólio legal no atendimento aos consumidores que não se adequam aos critérios de acesso ao mercado de comercialização, e, portanto, ficam à mercê das tarifas da distribuidora local. Não apenas a estrutura do *downstream* faculta práticas monopolistas de mercado, como a fragilidade das regulações estaduais permite lucros excessivos, e dificulta a criação de um ambiente competitivo e um mercado mais aberto.

---

<sup>18</sup> O transporte não é um monopólio natural, mas um monopólio sancionado por um regime cartorial de licenças. Há de fato retornos crescentes à escala, até certo ponto, em função dos custos afundados (*sunk costs*) incorridos na construção do gasoduto, mas isso em si não caracteriza um monopólio natural. Se um gasoduto de transporte não é operado adequadamente, ou mesmo havendo uma tentativa de fechamento de mercado, outro empreendedor poderá investir na mesma rota ao abrigo de uma simples autorização. É quase certo que no regime de concessão os obstáculos seriam intransponíveis. De modo mais geral, não só nada impede que se venha a construir um novo gasoduto numa rota paralela à original, como deve se reconhecer o conceito de gasodutos virtuais, com transporte de gás por outros meios. E claro, o carregamento em si é competitivo.

<sup>19</sup> Apesar da ANP ser responsável pela regulação da comercialização, compete aos estados a definição dos critérios para enquadramento como consumidor livre.

<sup>20</sup> Inciso 2, Artigo 25 – Constituição Federal (1988).

Há heterogeneidade regulatória entre estados nas disposições sobre os consumidores livres, que em tese poderiam optar por negociar e comprar gás natural diretamente de produtores ou comercializadores a preços mais baixos, além de importar diretamente (autoimportadores) ou produzir o próprio gás natural (autoprodutores). Como o poder público estadual possui participação acionária em 23 das 27 distribuidoras, há incentivo econômico para fortalecer o mercado cativo em detrimento do mercado livre: o limite mínimo para enquadramento como consumidor livre chega a 1 milhão de m<sup>3</sup>/dia em alguns estados, e a regulação em UFs como Ceará e Rio Grande do Sul sequer apresenta essa possibilidade (Tabela 2). Ademais, mesmo em estados nos quais a regulamentação existe, por vezes a figura do consumidor livre não se verifica na prática, sendo que apenas um contrato dessa natureza está em vigor no país (TCU, 2020). Desse modo, indústrias e usinas termelétricas são impelidas a arcar com as tarifas não competitivas praticadas pelas distribuidoras, com prejuízos para a competitividade dos setores no país.

**Tabela 2: Consumo Mínimo para enquadramento como consumidor livre**

<b>ESTADOS</b>	<b>CONSUMO MÍNIMO LIVRE REQUERIDO</b>
<b>SP</b>	10.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>RJ</b>	10.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>ES</b>	10.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>MA</b>	500.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>AM</b>	500.000 m <sup>3</sup> /dia (indústria)
<b>MG</b>	10.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>MS</b>	150.000 m <sup>3</sup> /dia (indústria) 500.000 m <sup>3</sup> /dia (térmicas) 1.000.000 m <sup>3</sup> /dia (matéria-prima)
<b>PE</b>	500.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>BA</b>	300.000 m <sup>3</sup> /mês
<b>SE</b>	300.000 m <sup>3</sup> /mês
<b>PR</b>	500.000 m <sup>3</sup> /dia (térmicas) 100.000 m <sup>3</sup> /dia (demais segmentos)
<b>MT</b>	1.000.000 m <sup>3</sup> /dia
<b>SC</b>	300.000 m <sup>3</sup> /mês

Fonte: CNI, 2020

Também há heterogeneidade entre estados na definição da tarifa do mercado, e, conseqüentemente, na remuneração das distribuidoras. A maioria dos estados adota a metodologia de custo do serviço (*cost-plus*), isso é, remunera as empresas a partir de *mark-ups* fixos sobre capital físico e custos operacionais, definidos na década de 90 e incompatíveis com as condições atuais de mercado (Tabela 3). Como há repasse integral do preço da molécula e transporte para o consumidor final, não existem incentivos para que as empresas minimizem o custo do gás que adquirem. Ademais, com base no modelo de contrato replicado pela maioria dos estados, remunera-se as distribuidoras em 20% dos gastos incorridos – independente de terem sido alocados em investimentos, expansão das redes ou folha de pagamento. São criados assim incentivos à ineficiência e ao desperdício, dado que a empresa não incorre em riscos, e não possui metas nem obrigações que orientem a melhor prestação do serviço.

Seis UFs ainda não contam com serviço efetivo de gás canalizado, de forma que após duas décadas da assinatura dos contratos, as distribuidoras permanecem não operacionais<sup>21</sup> (FGV, 2019; MME, 2019). Nesses casos, o poder público arca com os gastos administrativos das empresas, cuja dimensão não se pode avaliar por não ser transparente. Na realidade, os custos associados a manter um monopólio sobre um serviço não prestado vão além dos desembolsos dos governos, pois a presença do incumbente impede a entrada de quem poderia prestar o serviço. Claramente, esse arranjo é em detrimento do interesse da sociedade e em favor somente de administradores e grupos privados acionistas das distribuidoras<sup>22</sup>.

---

<sup>21</sup> Amapá, Distrito Federal, Goiás, Pará, Piauí e Rondônia. Três outros estados (Acre, Tocantins e Roraima) não possuem distribuidoras estaduais. No caso do Maranhão, a distribuidora (Gasmar) atende somente um empreendimento (UTE Parnaíba) e obteve R\$31 milhões de receita líquida em 2019, operando apenas 40 metros de rede de gasoduto.

<sup>22</sup> O grupo CS Participações possui, direta ou indiretamente, capital acionário em cada uma das seis distribuidoras de gás natural não operacionais do país, mais além das distribuidoras do Maranhão (Gasmar) e Amazonas (Cigás). A Shell, por sua vez, detém participação nas não operacionais CEBGás (DF) e na GoiásGás (GO), bem como na operacional Comgás (SP), controlada pela Cosan.

Tabela 3: Características dos contratos de concessão e taxas de remuneração

Estados	AL, BA, CE, PE, MS, PB, RS, SE, SC		RJ	ES, MG, SP
	<b>Periodicidade das revisões</b>	Anual	Quinquenal	Quinquenal
<b>Metodologia de Regulação</b>	Custo do serviço	Regulação por incentivos	Regulação por incentivos	
<b>Assinatura do contrato de concessão</b>	1992 a 2003	1997	1993 a 1999, 2020 <sup>1</sup>	
<b>Vigência</b>	30 a 50 anos	30 anos	25 a 50 anos	
<b>Taxa de remuneração dos investimentos</b>	Definida em contrato (20%)	CAPM (9,76%)	WACC (9,56%) <sup>2</sup>	
<b>Taxa de remuneração dos custos</b>	Definida em Contrato (20%)	Apenas ressarcimento	Apenas ressarcimento	
<b>Volume de vendas de gás considerado no cálculo da margem</b>	80%	100%	100%	

Fonte: Atualização FGV/CERI (2019) e MME (2019); <sup>1</sup>Em julho de 2020, o Espírito Santo assinou um novo contrato de duração de 25 anos entre o Governo do Estado e a Companhia de Gás do Espírito Santo – ES Gás, empresa criada em dezembro de 2018 e que assume os serviços até então prestados pela BR Distribuidora desde 1995. <sup>2</sup>WACC médio entre os estados: SP 8,70% (média entre Comgás – 8,27%, Gás Brasileiro – 9,11% e Naturgy – 8,72%), MG 10,02%, ES 9,96%.

A partir de 2016, a abertura do mercado de O&G passou a ser objetivo de política de governo na busca da desconcentração do mercado, desverticalização da estrutura produtiva e introdução de maior concorrência, visando a redução no

preço da *commodity*. Na prática, essa orientação levou à atuação da autoridade antitruste (CADE) e da ANP, e motivou a criação dos programas “Gás para Crescer” e “Novo Mercado de Gás”, do Ministério de Minas e Energia (MME).

O Gás para Crescer foi lançado ainda em 2016, com o núcleo operacional composto por EPE, ANP e MME, e o objetivo de fomentar a transformação do ambiente regulatório e reduzir o poder de monopólio da Petrobras. Na prática, o programa estabeleceu um grupo de trabalho com diversos agentes da indústria com o objetivo de definir diretrizes para a modernização do setor. As mudanças regulatórias resultantes foram normatizadas no Decreto Presidencial 9.616/2018, que estabeleceu novos critérios para os planos de expansão do setor, e diversas medidas infralegais que alteram o funcionamento do mercado, em especial novas regras para o setor de transporte

Dentre elas, se destacam; (i) a introdução do modelo tarifário entrada-saída no Sistema de Transporte de Gás Natural, que reduz o custo tarifário ao permitir que o consumidor contrate apenas a entrada e saída do gás natural no sistema, sem negociar tarifa com os gasodutos intermediários. Compete à ANP a elaboração de incentivos para a adaptação dos contratos vigentes a esse modelo; e (ii) a ampliação do direito de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais<sup>23</sup>. Entretanto, a insegurança jurídica decorrente de uma estrutura tarifária definida de forma infralegal e o modelo de resolução de conflitos concorrenciais, que pressupõe litígio com a Petrobras, supõe a necessidade de um novo paradigma legal.

Em 2019 o MME estabeleceu o programa Novo Mercado de Gás, que prevê um mercado aberto e integrado, de modo a reduzir seu preço, estimular o investimento e facilitar seu aproveitamento comercial e logo sua monetização. Uma dimensão relevante da integração e promoção da concorrência diz respeito à harmonização das regulações estaduais, bem como à remoção de barreiras tarifárias<sup>24</sup>.

---

<sup>23</sup> Definido que “a negativa de acesso que configure conduta anticompetitiva sujeitará os agentes às sanções cabíveis, conforme o disposto na Lei nº 12.529, de 30 de novembro de 2011”.

<sup>24</sup> Para coordenar os esforços, o Decreto 9.934/19 instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), composto por representantes do MME, ME, Casa Civil, ANP, EPE e CADE, e responsável por “monitorar a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural e propor ao CNPE eventuais medidas complementares”.

Numa iniciativa relevante do programa, a Petrobras assinou em 2019 um Termo de Compromisso de Cessação (TCC) com o CADE para se desfazer de todas as suas participações societárias em empresas de transporte e distribuição de gás natural<sup>25</sup>. O acordo determina a venda da participação remanescente de 10% da estatal na NTS e TAG, além de impedir a contratação, pela estatal, de novos volumes de gás natural adquiridos de terceiros. Prevê ainda a venda das fatias indiretas que a empresa detém em 20 das 27 empresas de distribuição de gás natural via Gaspetro, bem como negociar o acesso de terceiros a seus gasodutos de escoamento, terminais de regaseificação e UPGNs. O TCC abre a possibilidade de outros agentes atuarem como carregadores do gás boliviano, contratando capacidade de transporte com a TBG, e comercializando diretamente com consumidores livres ou distribuidoras. Apesar do progresso<sup>26</sup>, as medidas recentes são insuficientes para reverter o quadro crônico de ineficiência e concentração de mercado no setor, e suas implicações no âmbito dos preços e quantidades, como se discutirá a seguir.

---

<sup>25</sup> Como parte do compromisso de desverticalização assinado com o CADE, a Petrobras anunciou, em meados de 2020, que vai arrendar uma de suas unidades de regaseificação de GNL. Até o momento dez grupos manifestaram interesse na unidade, entre multinacionais e empresas brasileiras de O&G, mas destaca-se a participação da distribuidora local Bahiagás. A possibilidade de arrendamento por uma distribuidora configura uma ameaça de formação de monopólios regionais, uma vez que a companhia pode adquirir o controle absoluto sobre toda a cadeia de valor para comercialização do GN no Estado.

<sup>26</sup> Espera-se que a Petrobras inicie novo processo para arrendamento até final de 2023 do terminal de importação de GNL na Bahia (após um primeiro processo ter se encerrado sem vencedores em outubro de 2020). A empresa assinou em setembro do mesmo ano contratos com a Shell, Petrogal e Repsol Sinopec para compartilhamento das infraestruturas de escoamento e processamento do pré-sal, possibilitando em tese o escoamento do gás produzido por uma das rotas, e o processamento nas UPGNs. No caso da planta de regaseificação da Bahia, será a primeira operada pelo setor privado capaz de injetar gás na malha de gasodutos (as da Celse no Sergipe e GNA no Porto do Açu não estão conectadas ao sistema). Outros passos são necessários para avançar no processo de abertura e viabilizar a entrada do gás no mercado, incluindo as chamadas para contratação de capacidade dos gasodutos de transporte, e fundamentalmente a aprovação do novo marco para dotar essas iniciativas de maior segurança jurídica e consistência regulatória.

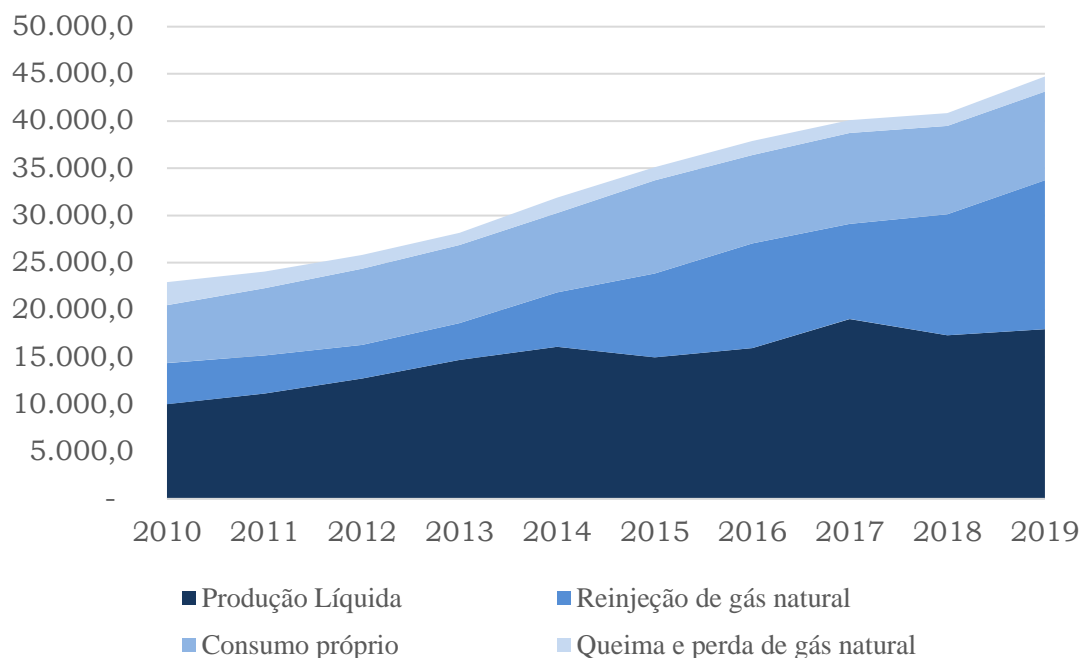
## 2.3 DESEMPENHO DO SETOR

### Gás Natural.

Se, por um lado, as cadeias de valor do mercado dependem de infraestruturas essenciais que estiveram em grande medida sob o controle de um só agente, por outro a normatização do setor ainda pouco contribui para impedir a monopolização e o desequilíbrio de poder de mercado. Assim institui-se um ambiente caracterizado pela subutilização da oferta e repressão à demanda, enquanto as infraestruturas são operadas com capacidade ociosa e se pratica preços acima da paridade internacional. Essa dinâmica perversa de mercado inviabiliza a monetização do gás e o seu aproveitamento com maior racionalidade econômica, com benefícios para as famílias e empresas. As distorções de mercado se refletem tanto em quantidades – na subutilização das infraestruturas e subaproveitamento da matéria prima – quanto nos preços, praticados acima da paridade internacional, visando lucros monopolistas.

O Gráfico 3 revela que entre reinjeção, queimas e perdas, o mercado brasileiro deixa de absorver 39% do gás natural extraído, percentual que aumentou em 15 p.p. nos últimos 5 anos e em julho de 2020 atingiu 47%. É fato que existem razões técnicas para reinjeção, como a manutenção da pressão nos poços, que também é uma forma de aproveitamento comercial ainda que indireta. Contudo, existe ainda uma parte considerável da prática de reinjeção da qual ainda pairam dúvidas sobre a razão, impondo ao mercado um equilíbrio subótimo, e inviabilizando a monetização do gás produzido.

**Gráfico 3: Destino da Produção Bruta de Gás Natural – (MM m<sup>3</sup>)**



Fonte: Agência Nacional de Petróleo.

OBS: Consumo próprio refere-se ao consumo nas áreas de produção, refino e processamento de gás natural.

A Tabela 4 caracteriza aspectos estruturais do setor com base nos dados públicos disponibilizados pela ANP, EPE e outros estudos setoriais de referência para caracterizar as infraestruturas essenciais já destacadas na seção 2.1, em termos de controle, capacidade instalada, utilização histórica e perspectivas futuras. O diagnóstico revela que o atual arcabouço regulatório, ao facultar a centralização e verticalização desses ativos, permite sua subutilização e desperdício econômico.



**Tabela 4: Caracterização das infraestruturas e desempenho associado  
Capacidade, Utilização e Projeções**

<b>Infraestruturas essenciais</b>	<b>Papel da Petrobras</b>	<b>Capacidade Instalada</b>	<b>Utilização/Ociosidade</b>	<b>Projeções de Gargalo</b>
<b>Gasodutos de Escoamento offshore (Pré-sal)</b>	Controla as Rotas 1 e 2 em operação, e controlará a Rota 3 com operação estimada para 2021. <sup>27</sup>	Atualmente: 26 Mi m <sup>3</sup> /dia (10 milhões de m <sup>3</sup> /dia da Rota 1 e 16 milhões de m <sup>3</sup> /dia da Rota 2) Em 2021: 44 Mm <sup>3</sup> /dia (Com a Rota 3 somando 18 milhões de m <sup>3</sup> /dia) (EPE, 2020)	Não Disponível	O PDE 2029 estima que a capacidade plena de escoamento só deve ser alcançada em 2027. O desenvolvimento de novos projetos será condição necessária para o contínuo aproveitamento da oferta do pré-sal.
<b>Terminais de Regaseificação de GNL</b>	Opera integralmente 3 dos 4 terminais de regaseificação de GNL	41 Mm <sup>3</sup> /dia em terminais da Petrobras (MME, 2019)	A ociosidade média dos terminais de GNL da Petrobras em 2014-18 foi de 63% (MME, 2019)	Mesmo com ociosidade o PDE prevê a instalação de 3 novos terminais - Barra dos Coqueiros, São João da Barra e Barbacena - um acréscimo de 47MMm <sup>3</sup> /d.
<b>Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs)</b>	Detém 14 das 15 UPGNs no Brasil (Petrobras, 2020), equivalente a 99% da capacidade instalada de processamento de gás natural do país.	107,21 Mm <sup>3</sup> /dia (ANP, 2020)	O volume médio de gás processado por dia em 2020 foi de 62,8 Mm <sup>3</sup> /d. Isso equivale a 41,4% de ociosidade na capacidade total de processamento (ANP, 2020)	Com a expansão de oferta do gás do pré sal, as UPGNs passarão a ser mais demandadas, e novos projetos serão necessários para garantia do aproveitamento comercial.
<b>Gasodutos de transporte</b>	Após abertura recente, a Petrobras participa em 2 dos 5 gasodutos no país. E contrata 100% da capacidade de transporte	Capacidade total: 274,4 Mm <sup>3</sup> /dia (TAG, TSB, TBG, NTS, GON)  Capacidade contratada: 261 milhões m <sup>3</sup> /dia (Contratos de transporte divulgados pela ANP)	Utilização média de 83,84 Mm <sup>3</sup> /dia <sup>28</sup> . (MME)  Equivale a uma ociosidade média de 69,5%.	O sistema trabalha com relativa ociosidade e deve ser capaz de comportar, ao menos no curto prazo, as expansões previstas para oferta. No longo prazo, a construção de novos empreendimentos dependerá da desburocratização e abertura do mercado.

Fonte: Elaboração própria

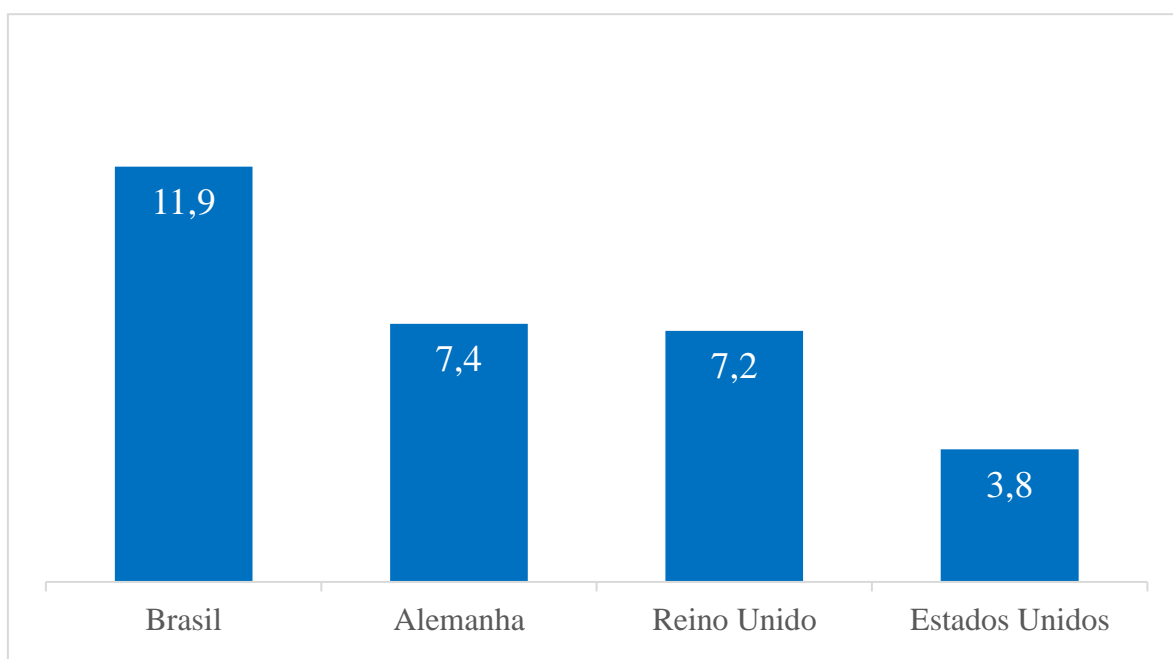
<sup>28</sup> O valor equivale a média do volume de gás ofertado no Brasil em 2019.

Dada a verticalização no controle do capital físico, a operação se submete a uma dinâmica que encara os elos da cadeia de valor como centros de custos, e não atividades fim, de modo que a maximização da utilização, eficiência e rentabilidade não são objetivos primordiais.

O resultado é observado na ponta de ambas as cadeias de valor do setor, e impacta diretamente as famílias e as empresas. Os preços do gás natural e do gás liquefeito de petróleo ao consumidor final estão significativamente acima dos praticados em mercados competitivos. A situação é agravada pelo comportamento anticoncorrencial das distribuidoras, que atuam de maneira centralizada e verticalizada no mercado de GN, e com oligopólios concentrados (e mercados potencialmente cartelizados) no caso do GLP.

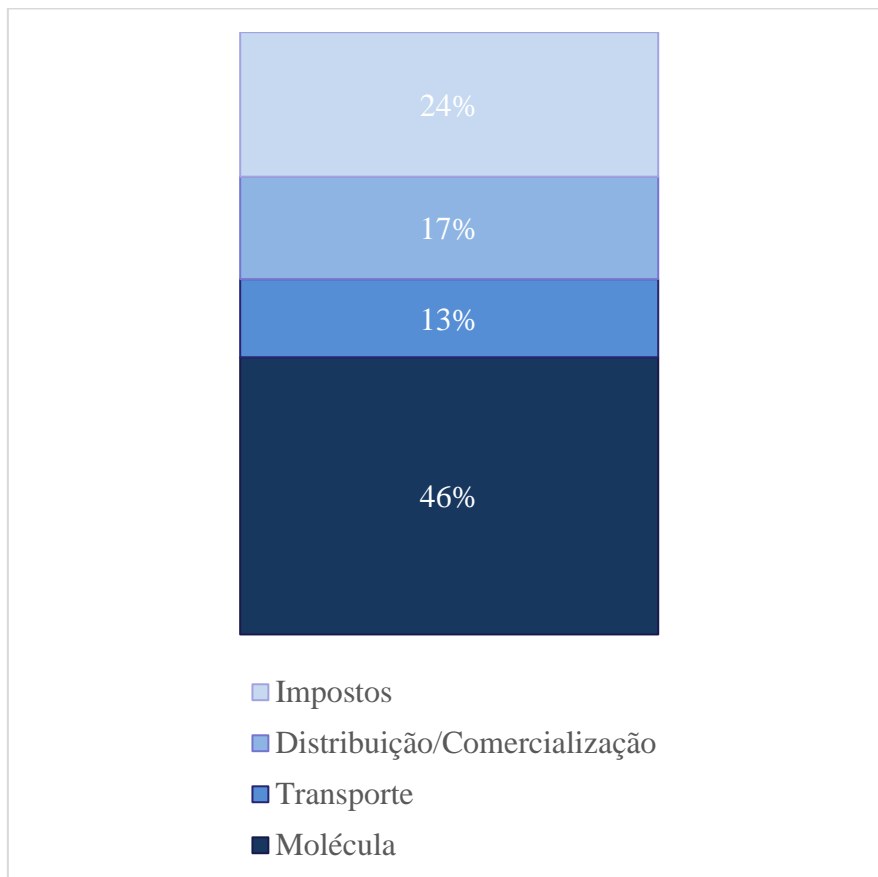
O Gráfico 4 apresenta uma comparação sintética dos preços de GN aos consumidores em diferentes países, e o Gráfico 5 revela a composição dessa tarifa. Nota-se que o Brasil ainda se encontra distante dos preços internacionais, de modo que a diferença na tarifa média final de gás natural para a indústria brasileira e a de países como EUA e Reino Unido é muito significativa, por conta não apenas do elevado custo da molécula, como das elevadas margens de distribuição e impostos.

Gráfico 4: Tarifa Média final de Gás Natural 2019 (US\$/MMBtu)



Fonte: Abrace, UK Government, Eurostats, EIA.

Gráfico 5: Composição da tarifa média final do Gás Natural no Brasil, 2018

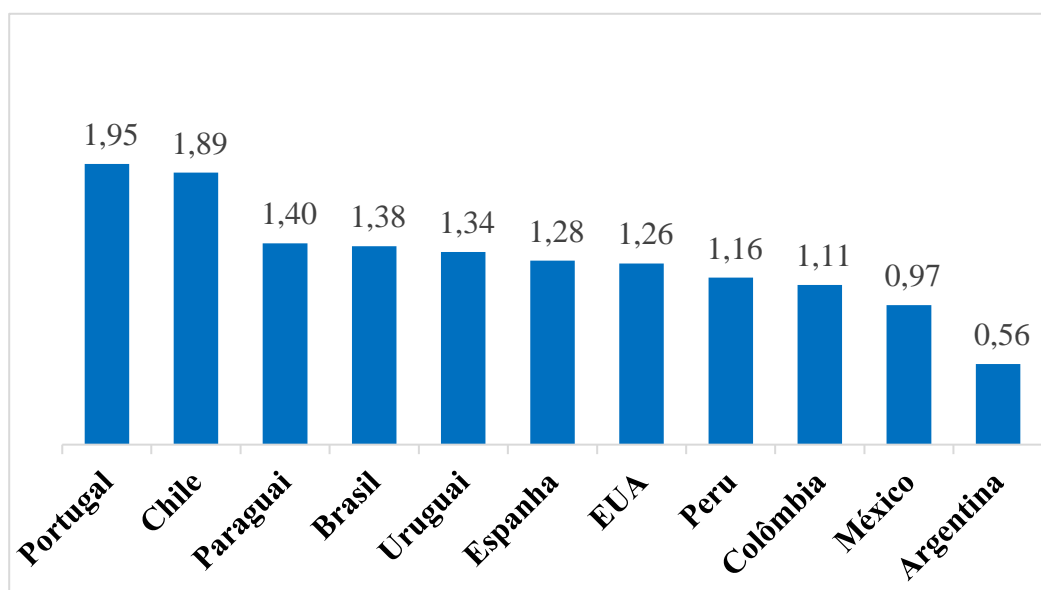


Fonte: Empresa de Pesquisa Energética

### Gás Liquefeito de Petróleo

Situação similar ocorre na cadeia do GLP: preços acima da média mundial (Gráfico 6) em decorrência de impostos, e elevadas margens de distribuição e revenda (Gráfico 7). Mais especificamente, tem-se que o preço do botijão que chega ao consumidor final, atualmente em torno de R\$ 69,58, é quatro vezes maior daquele que a distribuidora paga para adquirir o combustível da Petrobras. As margens de distribuição e revenda atingem 57% do preço total e a carga tributária, outros 18%. Como consequência, mesmo com relativamente baixos custos na produção, os preços estão acima da prática internacional.

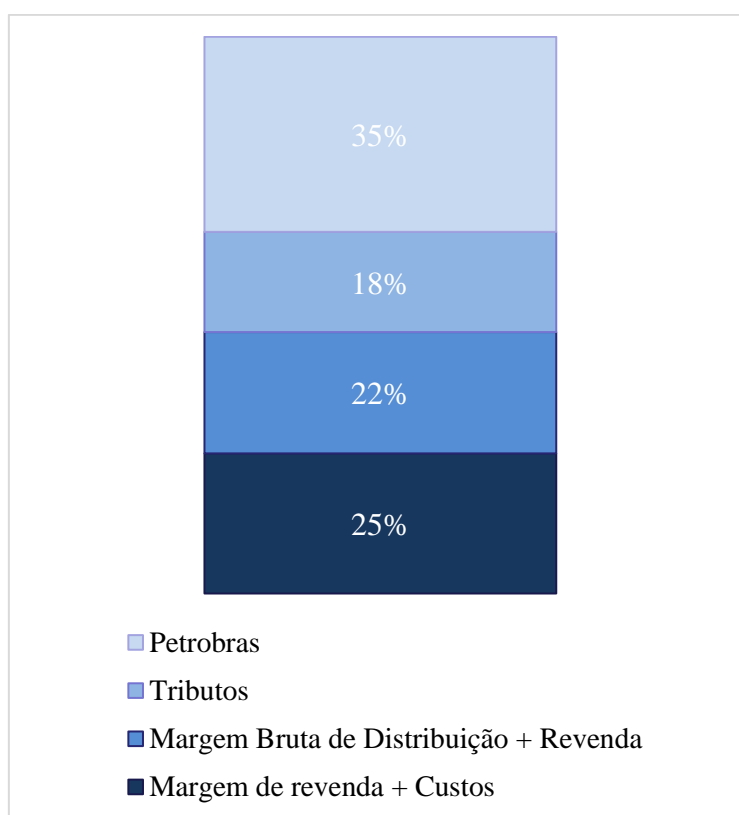
Gráfico 6: Preço do GLP por kg envasado, novembro/2018 (US\$)



Fonte: Associação Iberoamericana de Gás Liquefeito de Petróleo (AIGLP, 2018);

Nota: Paraguai, Uruguai, Peru, Colômbia e Argentina praticam subsídio focalizado para GLP, de modo que alguns consumidores pagam preços mais baixos do que os do gráfico.

Gráfico 7: Composição do preço do botijão de GLP, 2020



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética

É nesse contexto que o debate sobre o novo marco legal do setor se tornou uma questão de primeira ordem. O texto substitutivo ao PL 6.407/13, aprovado na Câmara dos Deputados, é resultado de quatro anos de debate entre agentes do setor e especialistas, e é uma oportunidade ímpar para institucionalizar as mudanças infralegais do setor nos últimos anos, bem como acelerar seu processo de modernização, garantindo um maior aproveitamento comercial e uma redução dos preços do combustível. A abertura do mercado é fundamental para permitir que os benefícios da utilização do gás – ainda muito restritos pelas barreiras discutidas nesta seção – sejam ampliados tanto para as famílias quanto para as empresas.

A ampliação do uso do gás com base não somente em mudanças de natureza regulatória, mas alicerçadas num novo marco legal – a nova Lei do Gás – trará benefícios materiais para a sociedade e a economia brasileira. Não apenas ampliará a competitividade da indústria, que utiliza gás natural tanto como combustível quanto como insumo em diversos setores, e auxiliará a transição energética no país, como – e talvez o mais importante – beneficiará milhões de famílias que fazem uso de combustíveis ineficientes, e altamente prejudiciais à saúde e ao meio ambiente, prática que tem se aprofundado em anos recentes pelo elevado preço do GLP.

## 3 ACESSO AO MERCADO E SUAS IMPLICAÇÕES NO CONTEXTO DA NOVA LEI DO GÁS

Expansão da oferta e entrada de novos agentes, levando à queda dos preços e ampliação do mercado é a sequência virtuosa, e na sua essência a aposta da nova Lei. E se retroalimentará, pois a expansão do mercado ampliará o espaço de competição e pressionará com mais força os preços. Esse processo, com ganhos palpáveis para o país, é incentivado pelo PL ao abrir o mercado, fomentar a concorrência, e fornecer segurança jurídica e regulatória para os agentes privados.

### 3.1 A NOVA LEGISLAÇÃO

O PL 4476/20<sup>29</sup> deverá permitir a ampliação do mercado de gás no Brasil, e criar as condições para o aproveitamento com maior racionalidade do potencial das bacias de exploração, não apenas do pré-sal como de bacias terrestres com significativas reservas de gás. O incentivo econômico à entrada de novos agentes ao longo das cadeias de valor do gás é essencial para ampliar o mercado, tendo em vista que a cronologia das decisões tomadas no *upstream* da indústria irá definir em que medida o gás extraído nos próximos anos será comercializado ou reinjetado.

As barreiras mitigadas ou eliminadas pelo PL são de natureza regulatória e técnica, que em conjunto dificultam e inibem a competição, e impedem o compartilhamento das infraestruturas essenciais, constituindo um gargalo à entrada de novos agentes. O PL 4476/20 propõe superar essas barreiras a partir do estabelecimento do livre acesso de terceiros à capacidade disponível de gasodutos de escoamento, de unidades de processamento de gás natural (UPGNs), e de terminais de liquefação e regaseificação<sup>30</sup>.

---

<sup>29</sup> O PL 6407/13 foi discutido durante quatro anos por especialistas e diferentes agentes do setor, que aliados aos legisladores, propuseram mudanças que culminaram no texto saído da Comissão de Minas e Energia, em 2019, “PL 6407/13 – Apensado: PL 6.102/16”. Após sua aprovação na Câmara dos Deputados, tramita no Senado como PL 4476/20, e assim será chamado no texto.

<sup>30</sup> Art. 58. Lei no 9.578/97 passa a vigorar da seguinte forma: “Será facultado a qualquer interessado o uso dos dutos de transporte e dos terminais marítimos existentes ou a serem construídos, mediante remuneração ao titular das instalações ou da capacidade de movimentação de gás natural, nos termos da lei e da regulamentação aplicável.”

O compartilhamento das infraestruturas essenciais é consistente com as melhores práticas internacionais direcionadas à abertura do mercado de gás natural, e constitui uma condição necessária para criar um ambiente competitivo no setor. A permissão do livre acesso de terceiros a estruturas de regaseificação irá constituir um incentivo – e facultará – a importação de GNL<sup>31</sup>, podendo ampliar a oferta brasileira de GN já no curto prazo<sup>32</sup>. Ademais, o acesso às UPGNs poderá levar a um aumento da produção de GLP, mudando a posição brasileira de importador líquido do combustível na medida em que o gás do pré-sal e outras bacias é direcionado para o mercado doméstico que é caracterizado por excesso de demanda (a preços que reflitam um mercado aberto, não monopólico).

A nova Lei provê as garantias legais ao acesso não discriminatório e transparente das estruturas essenciais, definindo a ANP como responsável pela regulação e fiscalização do acesso (mediante a fixação de condições e critérios para a contratação). A Agência se torna responsável, também, pelo estabelecimento de mecanismos compulsórios de cessão da capacidade de gasodutos, no caso em que o operador não consiga comprovar a necessidade de uso continuado. Dessa forma, a Lei complementa e reforça juridicamente o acordo da Petrobras com o CADE (ver seção anterior) no sentido de desverticalizar suas operações, e ampliar o acesso às instalações e componentes da cadeia que constituem um gargalo para produção, importação e escoamento de GN, historicamente subutilizadas. A instituição do compartilhamento de gasodutos de transporte, em particular, cria condições para que o monopólio da Petrobras sobre o gás proveniente do GasBol seja quebrado, colocando em prática os acordos definidos no TCC. Da mesma forma, conforme notado acima, o arrendamento pela Petrobras do terminal de regaseificação da Bahia com acesso à malha de gasodutos possibilitará maior concorrência e expansão do mercado ao promover a entrada de novos atores.

---

<sup>31</sup> No âmbito da importação, vale ressaltar que o PL também prevê a autorização, pela ANP, da atividade de importação e exportação por empresas com sede e administração no país. (Capítulo III, PL 4476/20). Até o momento, a Petrobras é responsável por praticamente todo o volume importado de GNL no país.

<sup>32</sup> Existe um volume significativo de importadores e comercializadores interessados no mercado de GNL. Com a abertura do acesso aos terminais de regaseificação, espera-se que os preços nesse mercado converjam para a paridade internacional, com impacto significativo nos preços do GN interno. Para efeitos de comparação, em junho de 2020 o preço da molécula no Brasil foi de US\$ 4,2 a 6,4 MM/Btus, enquanto o GNL (utilizado no Brasil) foi adquirido por US\$ 2,7 MM/Btu.

Vale sublinhar que o aprimoramento normativo que a Lei traz no compartilhamento de infraestruturas essenciais consiste, sobretudo, em medidas de desverticalização e desconcentração, visando reduzir a participação da Petrobras ao longo da cadeia produtiva e permitir a entrada de novos agentes. É fundamental fomentar a competição em todos os mercados, e evitar a formação de novos monopólios – agora de natureza regional. Esse é o espírito da Lei, e que deve ser preservado.

Primeiramente, impedindo que agentes atuando na exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás detenham poder decisório na administração das companhias de distribuição; com isso, faz-se a regulação mais efetiva quanto à possibilidade de as distribuidoras passarem aos consumidores preços não competitivos, apoiando-se numa estrutura monopolista. Segundo, instituindo a independência da atividade de transporte, de modo a impedir o fechamento de mercado por agentes atuantes no setor de distribuição por meio de preços predatórios e outras práticas anti-competitivas. O PL prevê que a ANP fomente a prestação isonômica dos serviços de transporte, além de proibir, para agentes atuantes na atividade, participações societárias e de escolha de membros do conselho de administração em empresas que exerçam exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização<sup>33</sup>. Assim, cria-se um arcabouço regulatório que institui, de fato, a independência do transporte, sob o risco de revogação da autorização da atividade em caso de não cumprimento<sup>34</sup>.

No âmbito do transporte, é importante ressaltar que o PL institucionaliza a integração da malha de gasodutos por meio do Art. 6º, que obriga os transportadores a permitirem a interconexão de outras instalações de transporte de gás natural, nos termos da regulação da ANP. A definição de critérios pela ANP é crucial para que o mercado seja, de fato, competitivo, criando uma base regulatória que fomenta a concorrência em todas as etapas da cadeia e incentiva a entrada de novos agentes.

---

<sup>33</sup> Art. 5º, parágrafo 1º: “É vedada 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”

<sup>34</sup> Art. 10. “A autorização para a atividade de transporte de gás natural somente será revogada, após o devido processo legal e contraditório, nas seguintes hipóteses: (...) V – inobservância dos requisitos de independência e autonomia estabelecidos nesta Lei e nas regulações aplicáveis”



O Artigo 6º é de fato essencial para evitar a formação de monopólios regionais, criados a partir do controle da capacidade dos gasodutos por transportadoras dominantes, que prefiram mercados ilhados e conseqüentemente mais propícios para a atuação não-competitiva. O Artigo 7º o reforça ao definir com precisão o conceito operacional de “gasodutos de transporte”, de forma a impedir que as atividades de transporte e distribuição sejam confundidas e conseqüentemente tomadas pelos mesmos agentes. As atividades de distribuição e transporte, se realizadas pelas mesmas empresas no âmbito regional, levariam a uma configuração de mercado com pouca ou nenhuma competição<sup>35</sup>.

O PL deve ser aprovado na íntegra, pois uma alteração de qualquer um dos artigos que almejam impedir a verticalização pode significar uma oportunidade para a criação de novos monopólios e fechamento de mercados, além de um impeditivo a uma futura expansão da malha dutoviária. Dada a existência de empresas estaduais concessionárias de distribuição que tem projetos licenciados em elos concorrenciais da cadeia<sup>36</sup> (diretamente ou por participação societária), a modificação dos artigos que justamente impedem tal comportamento monopolístico cria as condições para que o acesso ao transporte garanta, para distribuidoras/transportadoras, lucros extraordinários.

A proibição da atuação em múltiplas frentes da cadeia, e a instituição da independência e autonomia do transporte eliminam distorções, tanto de oferta quanto de preços. Outras iniciativas do PL promovem a eficiência e a competitividade, incluindo: a mudança do regime de outorga, um novo modelo de contratação da capacidade de transporte, a criação de um Gestor de Área para o mercado de capacidade, mais além da instituição de cessão compulsória do direito de utilização de capacidade de gasodutos ociosos.

A mudança do regime de outorga (para as atividades transporte, importação e exportação, estocagem, acondicionamento, escoamento e comercialização) significa, essencialmente, transferir a decisão de investimento do poder público para o setor privado, evitando a formação de cartórios baseados em licenças

---

<sup>35</sup> Tanto a ANP quanto o MME reforçam a necessidade de tal distinção (ver Ofício n º331/2020/DG/ANP-RJ-e e Nota Técnica Nº51/2020/DGN/SPG).

<sup>36</sup> A Cosan, empresa licitatória desde 2014 da Rota 4 do pré-sal, é controladora da Comgás, distribuidora de gás no Estado de São Paulo. Ressalta-se, no entanto, que a Cosan ainda não iniciou a construção da Rota 4.

(artificialmente) escassas. O modelo atual, de concessão, consiste no poder público definir um projeto, estabelecer o cronograma, e realizar o processo licitatório. No final do contrato, há a reversão de ativos, tipicamente um processo complexo e que desincentiva o investimento devido às dificuldades de valorar os ativos.

Com a nova Lei, o regime torna-se de **autorização**, reduzindo a carga regulatória e conferindo ao agente privado maior protagonismo no processo. Sob o novo regime, basta enviar um projeto para a ANP, que analisa e decide sobre a autorização. A mudança no processo de outorga, portanto, reduz os custos de transação de novos investimentos, simplifica o processo seletivo e incentiva a participação de um número maior de investidores. De maneira relevante, o regime de autorização aloca maior risco de negócio às empresas privadas, retirando as obrigações do poder público de equilibrar contratos, e conseqüentemente o ônus fiscal – e os passivos contingentes – associados a contratos de concessão.

Em especial para os gasodutos, o regime de concessão implica em uma complexidade que, historicamente, impediu a conclusão de projetos relativamente simples. Além de mudar o regime de outorga, o PL formaliza e fornece segurança jurídica ao modelo de contratação de capacidade de transporte por entrada e saída<sup>37</sup>, com cada uma podendo ser contratada independentemente. Tal regime favorece a concorrência, porque diminui as barreiras à entrada na atividade de comercialização, permitindo a atuação de mais agentes na malha de gasodutos integrada.

O PL é instrumental em não criar instituições de governo, onerando ainda mais a coisa pública, porque transfere a coordenação da capacidade dos gasodutos para as próprias empresas transportadoras. Competência, até o momento, da Petrobras, a coordenação da operação da malha de transportes passa a ser responsabilidade do Gestor de Área de Mercado<sup>38</sup>, agente constituído pelos transportadores que operam em uma mesma área de mercado.

---

<sup>37</sup> Embora o modelo tarifário entrada-saída tenha sido instituído pelo Decreto Presidencial 9.616/2018, no âmbito do programa Gás para Crescer, a ANP, encarregada de elaborar incentivos para a adaptação dos contratos ao modelo, nunca de fato promoveu o modelo, que também não encontrou adoção expressiva.

<sup>38</sup> O Gestor é sujeito a uma série de obrigações que regulam e fomentam a competição, de forma a evitar monopólios regionais e conseqüentes distorções de preços. Entre as obrigações, a de publicar de forma transparente informações

Para além da transferência de responsabilidades, o Gestor de Área permite o funcionamento integrado da malha de transporte, tornando-a também mais sensível a condições de custo e de demanda. O instrumento, na prática, favorece a adoção de soluções de mercado para realizar a integração, possibilitando a ampliação do sistema de gasodutos calcada em ganhos de eficiência econômica. A atividade de transporte se torna, então, mais atrativa para investidores, e mais favorável ao consumidor.

Em síntese, o PL tem por objetivo essencial abrir o mercado, a partir da eliminação de gargalos legais e regulatórios nos elos da cadeia produtiva que conformam uma estrutura não competitiva de mercado. Com mudanças normativas, incentivos à competição e eliminação de barreiras à entrada, a aprovação do Projeto de Lei em sua integridade cria um novo ambiente regulatório e um mercado aberto e competitivo para o gás natural no Brasil. Ao fazê-lo, o PL trará não apenas ganhos de competitividade para a indústria, mas acima de tudo de bem-estar para os consumidores.

### 3.2 O IMPACTO DO PL SOBRE O BEM-ESTAR DAS FAMÍLIAS

Ao se tornar mais aberto e amplo, o mercado brasileiro atrairá novos atores. A Lei é essencial porque, evitando a formação de novos monopólios e garantindo que o mercado seja acessível a todos empreendedores interessados em competir, garante que o gás chegará ao maior número de consumidores com as melhores condições de preço e serviço. Reduzindo barreiras, o PL produz condições para que o volume de gás comercializado aumente. O aumento da oferta, aliado a um ambiente mais competitivo, promoverá queda no preço do gás já no curto prazo, estimulando a demanda. Isso se dá tanto para o GLP, que deve ter seu preço reduzido em, no mínimo, 19%, quanto para o gás natural, cuja redução do preço da molécula é projetada em 27%, ambos no curto prazo<sup>39</sup>.

As implicações para o país, consumidores, famílias e empresas de todos os setores serão sentidas nos primeiros 2-3 anos da aprovação da Lei. Pois após a

---

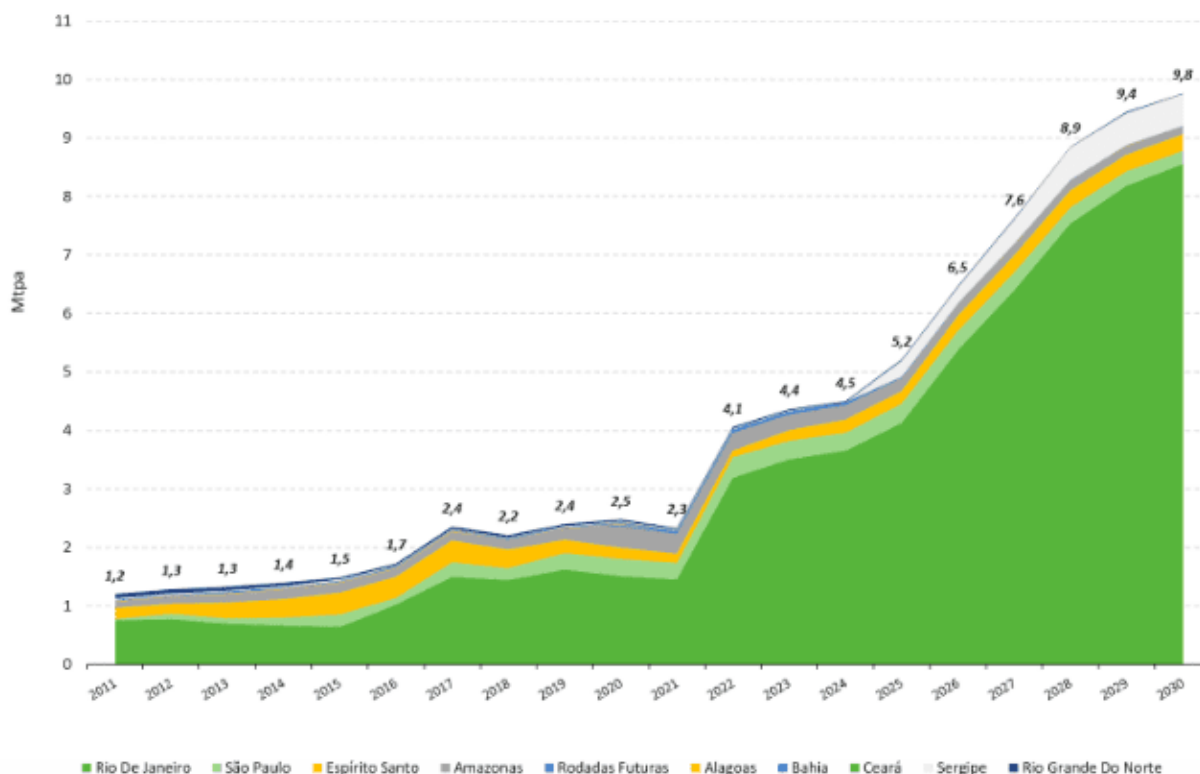
sobre capacidades e tarifas de transporte; oferecer aos carregadores serviço padronizado transparente e não discriminatório (via plataforma eletrônica); e submeter o plano coordenado de desenvolvimento do setor à aprovação da ANP (ver Seção 3 - Artigo 20 do PL4476/20).

<sup>39</sup> No curto prazo, com base na infraestrutura construída com recursos da Petrobras, estima-se que o preço do gás gire em torno de US\$ 7,30 a US\$ 8,10 por milhão de BTU (FGV Energia e Gas Energy, 2019).

primeira onda de mudanças, virá uma segunda com maior poder transformador e sem precedentes no mercado, com a entrada do gás do pré-sal, rico não apenas em metano (a essência do GN), mas também em líquidos (butano e propano), frações essas que constituem o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), ou “gás de cozinha”.

A expansão da oferta de gás de cozinha, ainda que impulsionada no curto prazo pela abertura do mercado, dará um salto no médio/longo prazo, pois está condicionada à ampliação da produção de gás, que no caso do pré-sal é de natureza associada. Quanto maior for sua produção, maior será a oferta e a competição no mercado de gás de cozinha. A depender do potencial de gás natural que for monetizado, a produção de GLP pode se aproximar de 10 milhões de toneladas por ano em 2030, considerando uma operação mais eficiente e produtiva das UPGNs como consequência do compartilhamento de infraestruturas previsto na Lei (Gráfico 8).

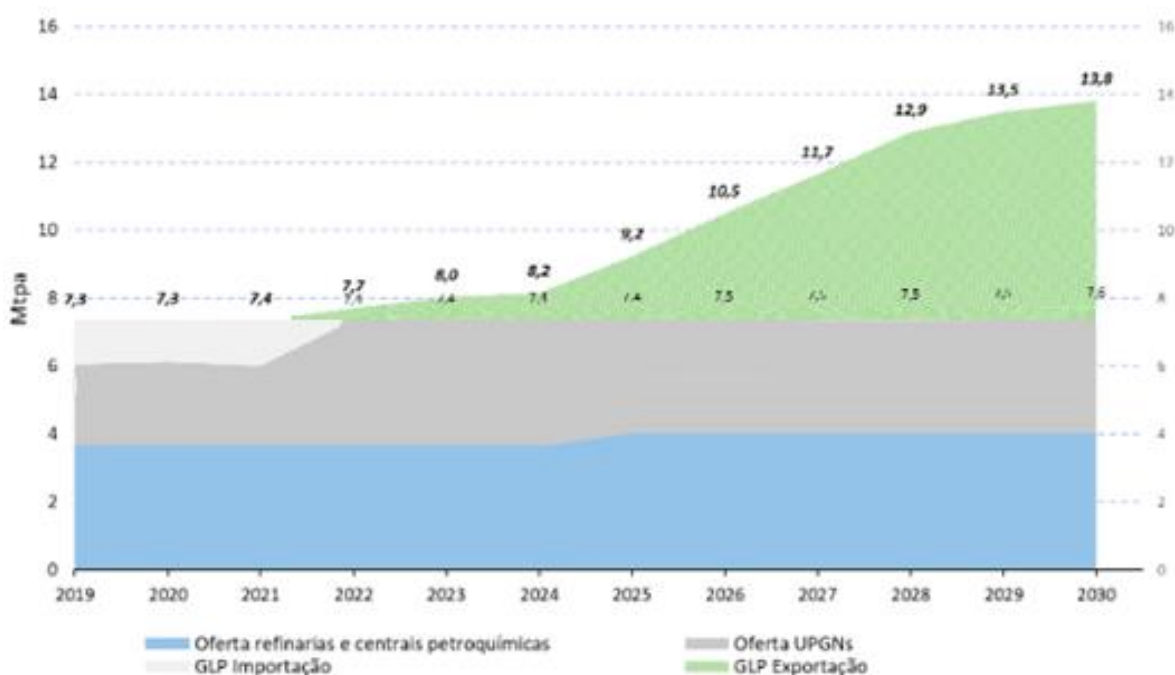
**Gráfico 8: Evolução e projeção da oferta de GLP produzido em UPGNs**



Fonte: Gas Energy

Partindo do consumo atual (7 milhões de toneladas/ano), o aumento resultaria em uma ampliação da oferta total de 42%, propiciando uma queda de preços de caráter estrutural e um deslocamento da demanda<sup>40</sup>. O Brasil deverá mudar, no médio prazo, da posição de importador para a de exportador líquido, ao mesmo tempo que amplia o consumo doméstico, sobretudo por força do aumento da oferta proveniente de UPGNs. Paralelamente, é projetada uma eventual redução da importância do GLP produzido nas refinarias, que podem reduzir o espaço do combustível nas instalações (Gráfico 9).

Gráfico 9: Evolução do balanço de oferta de GLP



Fonte: Adaptado de “O futuro do GLP: Concorrência e exportação” (João Vitor Velhos, Gas Energy).

Passando à condição de exportador líquido, os preços convergirão para a paridade dos preços de exportação, refletindo o custo marginal observado internacionalmente (determinado pelo mercado americano). A ampliação da oferta oriunda do pré-sal e a abertura do mercado levará a uma queda estimada

<sup>40</sup> As projeções da consultoria Gas Energy pressupõem a instalação de pelo menos mais duas unidades de processamento nos próximos quatro anos, sendo uma delas a unidade do Comperj, já em estágio avançado de construção.

de 30% no preço médio do gás de cozinha no atacado e no varejo<sup>41</sup>. Ao se estabelecer as condições de mercado que facultem o preço do GLP refletir o que é praticado no mercado internacional, as famílias brasileiras dependentes do GLP como energético poderão tanto aumentar seu consumo como substituir a lenha como combustível. Ampliar o acesso ao gás de cozinha significa, sob uma ótica de bem-estar, melhorar a qualidade de vida de milhões de famílias que sofrem com a ausência de alternativas acessíveis e são forçadas a obter lenha e utilizar esse energético, com todas as implicações adversas do ponto de vista da saúde da família (principalmente das mulheres) e do meio ambiente.

A queda de preços terá de fato efeito magnificado no bem-estar das famílias. Em 2019, o GLP era consumido por 65,9 milhões de domicílios no país (Tabela 5), e havia um mercado potencial não explorado de aproximadamente 14 milhões de famílias que utilizavam lenha para cozinhar. O gás natural canalizado estava presente em apenas 0,08% dos municípios e atendia apenas 7,5% das residências. Em municípios sem rede para o abastecimento de GN, se recorre ao uso do gás de botijão (GLP), utilizado em 91,1% dos domicílios brasileiros. O consumo de GLP se concentra nas regiões Sudeste (41,64%) e Nordeste (27%), sendo a primeira explicada pela alta taxa de urbanização. O consumo de lenha ou carvão no Nordeste é maior do que o encontrado nas demais regiões, mesmo não havendo uma cultura de consumo e preparo de alimentos com lenha como há, por exemplo, nas regiões Sudeste e Sul. O aumento no uso de lenha para a preparação de alimentos observado nos últimos anos é associado fundamentalmente a duas variáveis: o nível socioeconômico da população e o preço do GLP (Gioda et al., 2019).

---

<sup>41</sup> As estimativas consideram os componentes da formação do preço do GLP (13 kg), ou gás de botijão padrão, disponibilizados no Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo, do Ministério de Minas e Energia (MME), do mês de junho de 2020, presumindo uma alteração do preço interno ao produtor de GLP para a paridade de exportação, e mantendo inalterados os valores absolutos de distribuição e revenda, e a estrutura de tributação.

Tabela 5: Domicílios por região, por tipo de combustível usado na preparação de alimentos, 2019

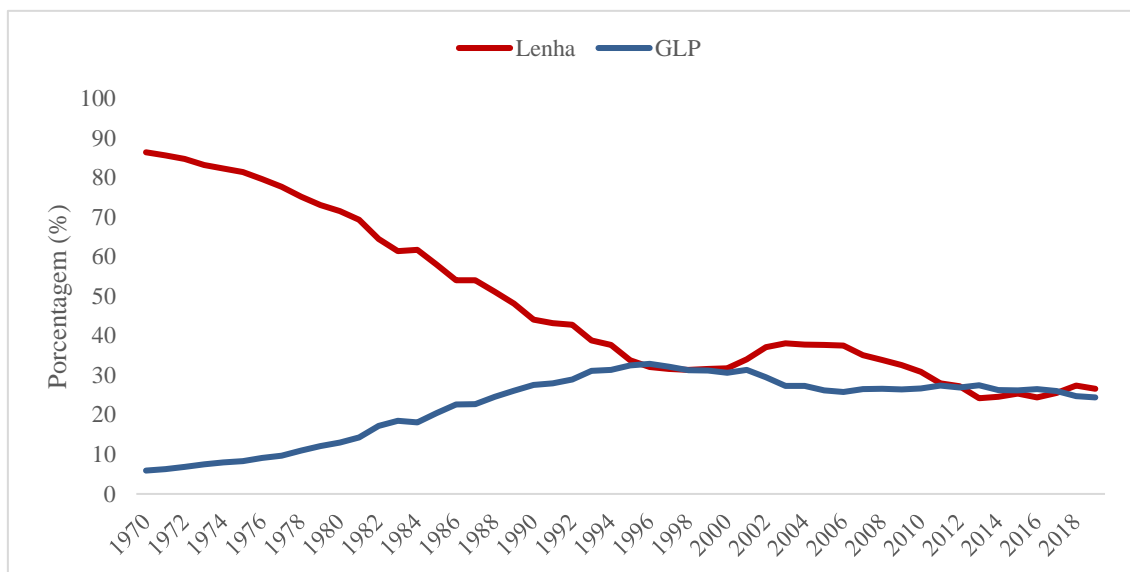
Estado (1.000 domicílios)	Gás de botijão	Gás encanado	Lenha ou carvão	Energia elétrica	Outros	Número de domicílios
Região Norte	5186	99	1947	1890	11	5409
Região Nordeste	17845	481	4852	6918	19	18960
Região Centro-Oeste	5324	216	1152	3781	35	5560
Região Sudeste	27459	3885	2914	21771	17	31519
Região Sul	10114	778	3123	7903	5	10945
<b>Brasil</b>	<b>65929</b>	<b>5459</b>	<b>13989</b>	<b>42264</b>	<b>89</b>	<b>72393</b>

Fonte: PNADC 2019. Ver tabela completa no Anexo 1. Nota: o uso de cada fonte não é mutualmente exclusivo, e, portanto, a soma do número de domicílios por fontes é maior do que o total de domicílios.

Apesar das tentativas de expansão do acesso ao GLP nas últimas décadas<sup>42</sup>, o consumo de gás de cozinha vem apresentando, em anos recentes, um movimento de reversão da tendência observada entre os anos 70 e 90 no país, quando houve substituição expressiva da lenha por GLP (Gráfico 10). Neste período, a redução no consumo da lenha foi relacionada com a migração da população para as cidades, impulsionada por subsídios ao preço do GLP, e posteriormente, por programas assistenciais que permitiram o aumento do consumo de eletricidade e GLP (Gioda et al., 2019).

<sup>42</sup> Citam-se; o subsídio ao GLP entre as décadas de 70 e 90, e a posterior implementação do Auxílio Gás, uma transferência de renda que passou a ser incluída no valor do Bolsa Família a partir de 2003.

**Gráfico 10: Consumo de energia no setor residencial com diversas finalidades, 1970 – 2016**



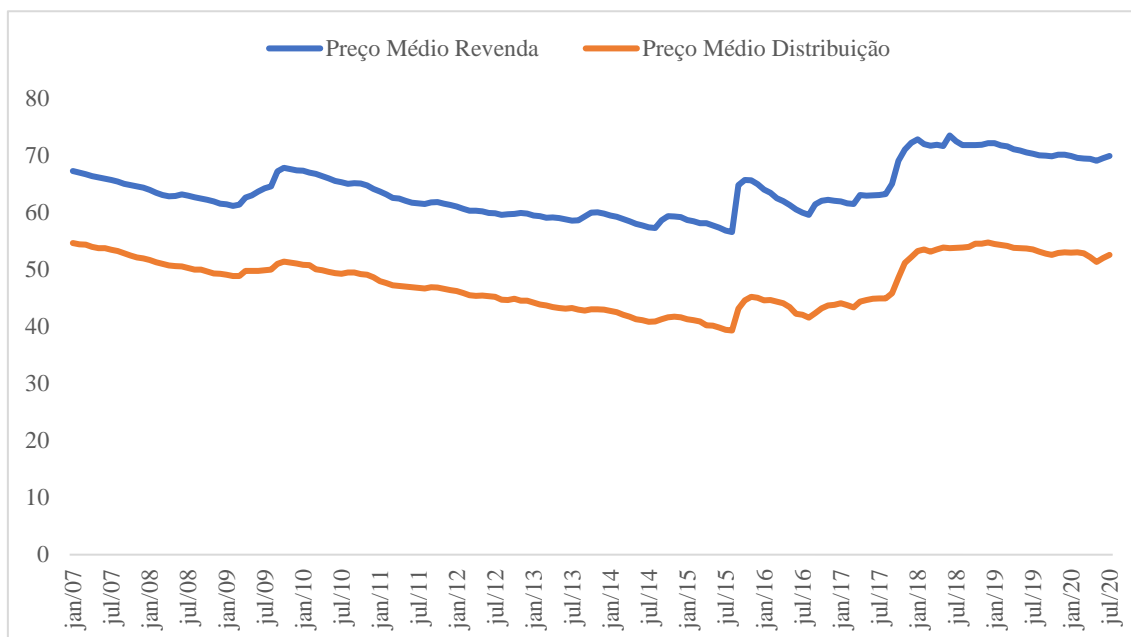
Fonte: Série histórica Balanço Energético Nacional, EPE

Nos últimos anos a substituição da lenha por GLP tem se revertido, devido à redução no poder de compra da população combinada ao aumento dos preços de GLP. O uso de lenha, sobretudo para populações de baixa renda, parece estar associado diretamente com o preço do GLP: comparações com outros países em desenvolvimento apontam para uma correlação negativa entre poder aquisitivo e uso de biomassa. No Brasil, o aumento no preço do GLP reduz o seu consumo e aumenta o uso de lenha, movimento mais evidente nas regiões mais pobres do país (Coelho et al., 2014).

A série histórica dos preços tanto de distribuição quanto de revenda do botijão de 13kg (produto padrão e mais comumente usados em residências), mostra um aumento nos últimos 5 anos em termos reais (Gráfico 11). Ao se deparar com preços mais elevados, as famílias optam por usar lenha: o número de domicílios que recorre à esta alternativa  **aumentou em 27% entre 2016 e 2019** (IBGE). Os momentos de aumento do preço de GLP, como evidenciado no Gráfico 11, coincidem com os picos de consumo residencial de lenha (Gráfico 12). A evidência parece confirmar a hipótese: em 2009, 2015 e 2018 o consumo da lenha atinge níveis mais altos, assim como preços do gás de cozinha.



**Gráfico 11: Série histórica mensal dos preços médios do GLP em termos reais\*, janeiro/2007 – julho/2020**

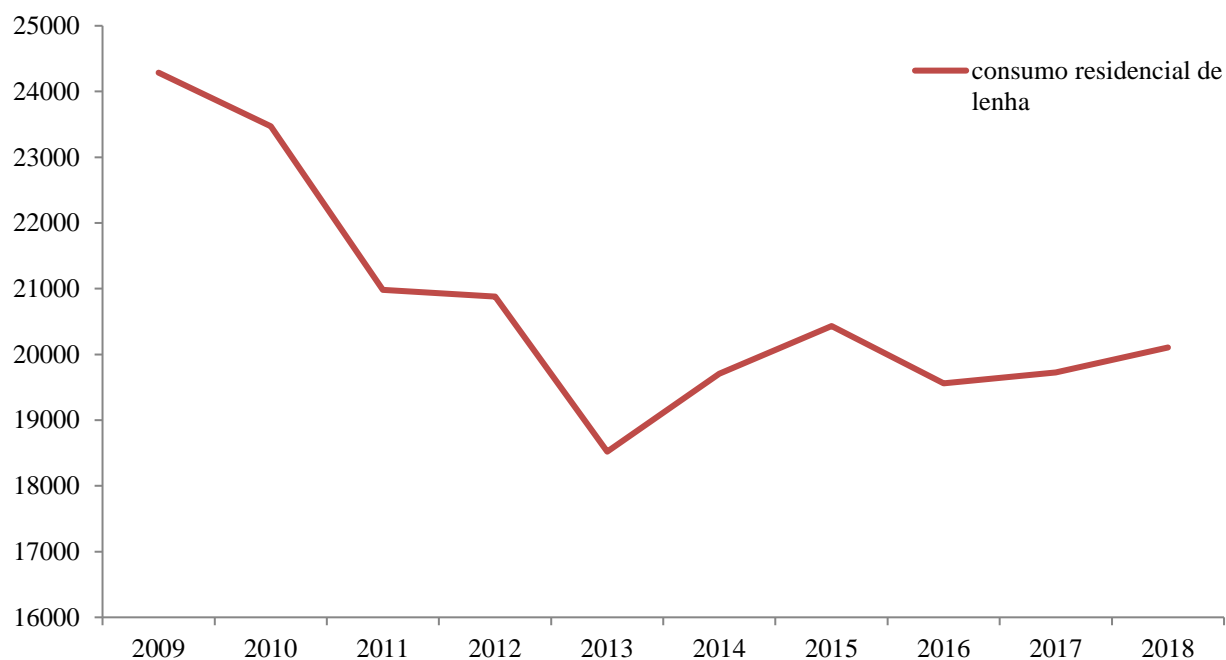


Fonte: Elaboração própria a partir de ANP – Série histórica do levantamento de preços e de margens de comercialização de combustíveis e IBGE – Série histórica do IPCA-E.

\* Ajustados preços correntes de julho/2020.

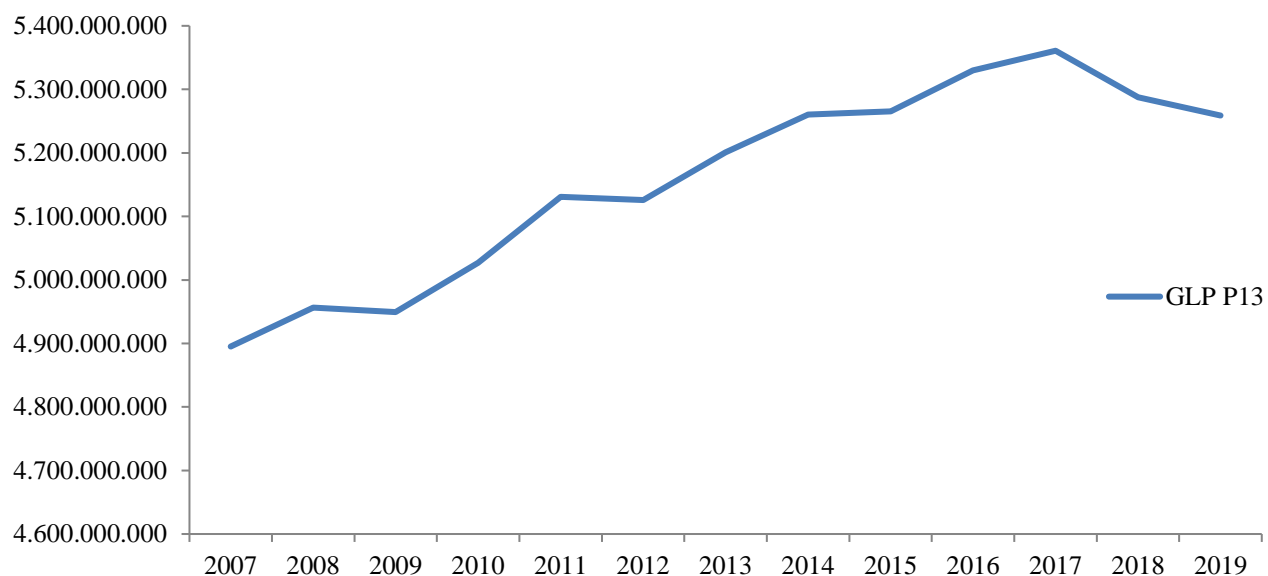
Em relação ao consumo aparente do botijão de 13kg especificamente, observa-se que seu crescimento é acompanhado por uma redução do uso residencial da lenha, ao menos até 2017 (Gráficos 12 e 13). Desde então a situação se reverteu, com um aumento do uso da lenha para cozinhar, evidenciado pela PNAD, e uma redução no consumo de GLP (Gioda, 2019). Apesar de os valores de consumo energético de lenha serem subestimados, devido que grande parte é coletada e não comercializada, o consumo residencial da biomassa registrado começou a aumentar a partir de 2014, se reduzindo entre 2015 e 2016, mas aumentando, a partir deste ano (BEN 2019). Assim consolidou-se uma tendência perversa de crescimento no uso da lenha (Gráfico 12), corroborada pelos dados da PNAD e complementada pela redução no consumo aparente do GLP (Gráfico 13).

Gráfico 12: Consumo residencial de lenha (em 10<sup>3</sup> t)



Fonte: BEN 2019

Gráfico 13: Consumo aparente anual de GLP, 2007-2019 (em kg)



Fonte: ANP

O aumento no consumo de lenha observado nos últimos é concentrado em regiões mais pobres do país, sobretudo no Norte e Nordeste, onde nota-se uma diferença fundamental em relação à lenha consumida nas regiões Centro-Sul, que é comercializada. A lenha consumida nas regiões mais pobres, como

alternativa ao GLP, costuma ser catada, e é particularmente de baixa eficiência e altamente poluente (Gioda, 2019). Além disso, uma parte considerável da lenha é proveniente de matas nativas, tendo reflexos no desmatamento: no Nordeste, em torno de 80% da lenha e do carvão obtidos é proveniente da Caatinga (MMA, 2018). O uso dessa lenha traz, então, significativos prejuízos em termos de saúde, preservação ambiental, mais além de eficiência energética.

A atividade de busca de lenha exige dedicação, em média, de em torno de 18 horas semanais, tarefa de responsabilidade majoritariamente de mulheres e crianças (MMA, 2017). Tal atividade tem como consequências riscos de acidentes e violência, problemas na coluna vertebral pelo excesso de peso, e redução do tempo de estudo das crianças ou redução da frequência na escola. Além de ter baixo rendimento energético, inferior a 10%, sua queima resulta em liberação de grandes quantidades de gases e partículas, sendo prejudicial à saúde tanto no curto prazo – a partir da exposição a partículas que acarretam em problemas respiratórios – quanto no longo, quando tais partículas podem atingir a corrente sanguínea, entrando no cérebro e afetando vários órgãos do corpo.

As emissões, que contém tanto monóxido de carbono quanto metano e partículas variadas, como a fuligem, contribuem diretamente para o aumento de doenças e da mortalidade. Destaca-se o risco 2,7 vezes maior de desenvolver cânceres para usuários de fogão a lenha, comparado a não usuários, estabelecendo-se uma associação de até 30% entre o uso da lenha e todos os cânceres desenvolvidos nas regiões estudadas (Pintos et al., 1998). Segundo a Organização Mundial da Saúde (OMS), são registradas anualmente 4,3 milhões de mortes no mundo, das quais cerca de 70 mil na América Latina e Caribe, provocadas pela poluição do ar no ambiente doméstico, gerada em grande parte pela utilização da lenha e carvão. Para o Brasil, ainda não há estimativa das mortes por poluição doméstica, visto que as estatísticas de morbidades decorrentes de poluição não desagregam entre doméstica e atmosférica.

Ampliar o uso de GLP e reduzir o consumo de lenha terá por direcionador maior a ampliação da oferta, maior competição e redução nos preços do GLP. Tendo

por referência o consumo residencial energético de lenha e GLP nas últimas duas décadas, observa-se uma correlação serial negativa entre os preços de GLP e seu consumo – de - 0,75 – e positiva – de 0,86 –, entre os preços do GLP e o consumo de lenha. Um aumento de R\$ 1,00 no preço do GLP está associado a uma expansão de 370,46 mil toneladas de consumo da lenha, e a uma redução no consumo de GLP de 66,721 mil m<sup>3</sup>.<sup>43</sup>

Estima-se, que uma redução de 19% no preço do botijão de gás no curto prazo e de 30% no médio e longo prazo aumente a quantidade total de GLP consumido em residências em 887 milhões de m<sup>3</sup> e 1,401 milhões de m<sup>3</sup> respectivamente (ou 83,4% e 131,7% da quantidade consumida em 2019). Em tese, a quantidade de lenha utilizada se reduziria em 4,927 e 7,779 milhões de toneladas, respectivamente, o que já no curto prazo seria instrumental para, se não eliminar, reduzir substancialmente o consumo de lenha das famílias. De qualquer forma, haverá sempre utilização desse combustível por domicílios isolados ou para usos específicos. Finalmente, o impacto sobre a redução de gastos para as famílias que consomem energia proveniente da queda de preços do GLP seria respectivamente de R\$ 10,5 bilhões e R\$ 16,6 bilhões anualmente<sup>44</sup>, ou 31,3% do valor gasto com o Bolsa Família em 2019 no curto prazo e 49,4% deste valor no médio e longo prazo. Para cada família, a redução representaria respectivamente 32,4% e 51,2% do valor mínimo recebido com o programa, equivalente a um aumento no poder de compra decorrente de um mercado mais aberto, menos distorcido, com incentivos econômicos corretos e competição.

---

<sup>43</sup> É importante ressaltar, contudo, que a análise foi realizada a partir de uma série histórica que compreende 18 anos e fornece os valores anuais do consumo residencial do GLP e da lenha, além dos preços médios de distribuição do GLP. Para uma análise de correlação mais robusta, seriam necessários maior amostra e inclusão de controles, de forma que o resultado encontrado é importante no que reflete a existência e o sentido das correlações seriais existentes, enquanto os valores devem ser interpretados com cautela. Para mais informações metodológicas, ver Anexo 4.

<sup>44</sup> Considerando o preço médio de R\$ 70 para um botijão que dura, em média, um mês.

### 3.3. O EFEITO DA LEI SOBRE OS SETORES PRODUTIVOS

Para além dos ganhos substanciais advindos do uso do GLP como combustível doméstico, a abertura do mercado de gás terá um impacto de primeira ordem sobre os setores produtivos, tanto como energético de alta qualidade (por ter uma queima limpa), quanto como insumo ou matéria prima.

O setor industrial é responsável por 58% do gás natural consumido (MME, 2020), e nesse sentido o gás natural é relevante para a competitividade da indústria, com efeitos mais fortes nos segmentos energo-intensivos. A combinação de preços elevados do energético no país com um ambiente extremamente competitivo no mercado de produtos manufaturados contribuiu para a perda de substância da indústria de transformação na economia brasileira (FGV Energia, 2019). Vale sublinhar que o gás enquanto energético pode representar de 20% a 40% do custo de produção; e enquanto matéria-prima, até 80% (no caso de fertilizantes). Estima-se que uma redução de 50% do preço do gás – factível num horizonte de 3-5 anos – possibilite à indústria energo-intensiva dar um salto de competitividade e triplicar o consumo de gás até 2030 (de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 62 milhões de m<sup>3</sup>/dia) (CNI, 2020).

Dentre os setores com maior impulsão com a redução do preço do gás, destacam-se as indústrias química, cerâmica, vidros, papel e celulose, siderúrgica, alumínio e pelotização<sup>45</sup>. No caso da indústria química, responsável por 23,4% do consumo energético industrial do gás natural (EPE, 2020), o gás é empregado também como insumo<sup>46</sup>. O segundo maior consumidor industrial de gás natural é a indústria de cerâmica, que representa 6% do PIB da indústria de materiais de construção e consome aproximadamente 3,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia.<sup>47</sup>

---

<sup>45</sup> Com o gás competitivo, há o potencial de reverter o atual déficit na balança comercial das indústrias grandes consumidoras de energia, podendo atingir um superávit de R\$ 200 bilhões de reais em 2030. Por outro lado, se os preços se mantiverem, o déficit continuará a se deteriorar, podendo atingir o valor de R\$ 250 bilhões. (CNI, 2020).

<sup>46</sup> Na produção de amônia e metanol o gás natural perfaz 80% dos custos totais. Mais além do aproveitamento da capacidade com a redução dos preços do insumo gás, a indústria química deixaria de importar estimados de R\$15 bilhões em produtos químicos altamente dependentes do gás para sua produção, ou 28,3% do valor do déficit em balança comercial do setor (CNI, 2019).

<sup>47</sup> O gás natural pode representar cerca de 30% do custo total de fabricação de um m<sup>2</sup> de cerâmica, sendo o item mais dispendioso dentre os custos de fabricação. A indústria importa boa parte do gás, mais competitivo em mercados estrangeiros, e usa somente 76% da sua capacidade instalada, devido justamente à baixa competitividade do seu principal insumo. No cenário de aprovação do PL, a ANFACER (Associação Nacional dos Fabricantes de Cerâmica) estima que sua capacidade ociosa se reduza à zero, com um aumento da produção em 32%. Com o desenvolvimento do setor, espera-se empregar 26% a mais de pessoas, sendo 36 mil empregos diretos e 252 mil indiretos. A principal mudança, para o setor de cerâmica, se dará na competitividade do produto no mercado externo (estima-se um ganho de 96% em volume ou 200 milhões de m<sup>2</sup>/ano em exportações, ou 147% em receita). Além dos ganhos de competitividade, o uso do gás como combustível evitará a emissão de 4,6 milhões de toneladas de CO<sup>2</sup> na atmosfera.

Da mesma forma, o gás competitivo poderá substituir 80% do carvão nas indústrias química, de papel e celulose, e 50% na siderurgia (CNI, 2020). Quanto aos setores mais dependentes do gás enquanto matéria prima, destacam-se além de fertilizantes<sup>48</sup>, fibras, plásticos e produtos de limpeza (que utilizam intensivamente amônia), e a fabricação de biodiesel, que utiliza metanol.

Em síntese, a queda nos preços deve impactar o setor produtivo no seu conjunto, e a transformação advinda da lei se dará não apenas no âmbito da competitividade da indústria (além do comércio e dos serviços), mas por conta do impulso aos investimentos ao longo de toda a cadeia, sem incentivos artificiais, desonerações ad hoc, privilégios para grupos ou empresas. As implicações sobre o investimento concentram-se, mas não se restringem ao setor de gás: há, por um lado, um impacto direto que diz respeito à estruturação e adensamento das cadeias; e por outro, efeitos de natureza indireta sobre os investimentos, impulsionados pelos ganhos de competitividade.

Há inúmeros exemplos de empresas que já se posicionam para o novo ambiente. No que se refere a investimentos já em curso, com a expectativa de abertura do mercado, a Golar Power e a Alliance GNLog pretendem instalar até 35 pontos de abastecimento de veículos pesados movidos a gás natural liquefeito (GNL) em 10 estados brasileiros, com o objetivo de desenvolver o mercado de GNL baseado no transporte de pequena escala, interiorizando o acesso ao combustível. A estratégia baseia-se na criação de rotas de movimentação do GNL, definidas a partir de estudos sobre a demanda. A rota de movimentação do GNL atual é restrita pela infraestrutura majoritariamente sob controle da Petrobras. A quebra do monopólio significa, então, expansão do gás para mercados menores e cidades do interior, contrariamente do que foi feito pela Petrobras até o momento na distribuição das redes de transporte de gás natural.

No âmbito subnacional, o Rio de Janeiro, a partir do desenvolvimento de novos projetos já mapeados, prevê investimentos de até R\$ 45 bilhões no Estado caso

---

<sup>48</sup> A mudança proporcionada pela Lei poderá tornar o Brasil autossuficiente na produção de fertilizantes, além de reduzir os custos de transporte por meio do uso de caminhões a gás para escoar a safra. Atualmente, 90% dos fertilizantes usados no Brasil são importados, com o gás natural representando até 80% dos custos de produção destes fertilizantes. Em 2019, o impacto da importação de fertilizantes (que totalizou 31 milhões de toneladas) foi de US\$ 9 bilhões na balança comercial.

seja aprovada a Nova Lei e regulamentado o mercado livre<sup>49</sup> (FIRJAN, 2020). O Espírito Santo, por sua vez, pretende se posicionar como porta de entrada para o escoamento de gás até Minas Gerais, facilitado pela rede nacional que já corta todo o território. A Sulgás em seu plano plurianual prevê investimentos de R\$279 milhões entre 2020 e 2024, expandindo a rede distribuição do Rio Grande do Sul em 35% até 2024 e atingindo 7 novos municípios. De modo mais geral, a nova Lei será um poderoso incentivo para que tanto incumbentes ampliem a malha de gasodutos, como entrantes ampliem sua participação em estados cujo foco não é manter ou tentar reforçar posições monopolistas, mas abrir à competição como instrumento de atração de investimento e inovação.

No plano nacional, estudos de governo e outras instituições têm projetado novos investimentos no cenário da aprovação do PL sem alterações que venham de encontro aos seus objetivos. No caso de projetos de infraestrutura de escoamento, transporte e regaseificação, estima-se investimentos de R\$ 43,8 bilhões em 13 projetos (EPE, 2020), em contraposição a R\$ 17,9 bilhões no mesmo período (PDE 2029). A FIRJAN estima uma redução dos preços de gás natural, chegando a US\$ 6,52/MMBtu, o que fomentaria investimentos no país de R\$ 66 bilhões a R\$ 82 bilhões na década, enquanto que FGV Energia projeta investimentos de US\$ 60 bilhões, também nos próximos 10 anos, a partir de uma redução no preço de gás natural entre 33 e 55% para os consumidores. A CNI avalia que os investimentos decorrentes da abertura do mercado tenham potencial de R\$ 150 bilhões/ano em 2030 (CNI, 2020), enquanto a ABRACE (2019) estima uma elevação do fluxo anual de investimentos da ordem de R\$ 63 bilhões no mesmo período, a partir de uma redução do preço na faixa dos 40% (ver Tabela 1, Anexo 1).

Enfim, a Lei será instrumental, para transformar o setor, se não repetirmos os erros do passado: pois não é suficiente ampliar a produção, mas alargar os mercados; e a expansão dos mercados dependerá fundamentalmente da entrada de novos atores ao longo da cadeia, a antítese de verticalização e monopolização. Assim, deve-se garantir que aqueles atores que estão na ponta

---

<sup>49</sup> R\$ 13 bilhões para escoamento e importação, R\$ 9 bilhões em UPGNs, R\$ 0,5 bilhão em transporte, e até R\$ 23 bilhões na indústria de fertilizantes. Os projetos mapeados são; a finalização da Rota 3, do Comperj, o Terminal de GNL no Açu e projetos de geração de energia elétrica.

da produção e eventualmente escoamento, abram espaço para processamento, distribuição e comercialização por terceiros. E aos atores já envolvidos em distribuição e comercialização não deve ser permitida a integração a montante na cadeia, de forma que seja fechado o mercado para competição. Conforme discutido a seguir, propostas que modifiquem o Projeto de Lei não devem ser abrigadas, pois vão ***contra o interesse público***. Este será servido com a remoção das barreiras à entrada, permitindo a constituição de um ambiente aberto e competitivo, que favoreça consumidores, sejam famílias ou setores produtivos, com preços alinhados ao mercado internacional, promovendo uma nova dinâmica no mercado de gás no país.



## 4 PROPOSTAS ALTERNATIVAS À NOVA LEI E O INTERESSE PÚBLICO

Como é natural numa sociedade complexa com múltiplos interesses em confronto, a nova Lei do Gás gera oposição, primeiro por falta de compreensão de sua importância para o país, para as famílias que pagam excessivamente pelo energético, e para um amplo espectro de setores que se beneficiariam com uma oferta mais ampla e a menor custo do gás. Contudo, mais além da falta de compreensão, há um conjunto de interesses particulares que não apenas auferem rendas de monopólio com o *status quo*, mas têm o objetivo de ampliar tais rendas com base em licenças cartoriais, preços e tarifas excessivas, e recursos públicos.

Essas propostas têm uma roupagem técnica, mas não se sustentam, pois que alicerçadas em um desenho e argumentos que apenas na aparência soam verdadeiros.

- *Primeiro*, o setor de gás natural não é um monopólio natural, mas sua distribuição é um monopólio legal com consequências adversas para o consumidor e o país, e de modo geral ratificada por contratos e regimes regulatórios desatualizados, que conferem retornos excessivos sem risco correspondente. Qualquer proposta que reforça um mercado fundamentalmente distorcido não gera benefícios para a sociedade.

- *Segundo*, o setor elétrico é guiado por um planejamento de médio e longo prazo, e opera num contexto de reformas para ampliar o mercado livre, o papel do consumidor e a crescente importância das energias renováveis. A expansão desse setor se dá por meio de leilões calcados em menor tarifa e a livre contratação entre agentes. Inserir o que alguns denominam de “térmicas âncora” ao arripio do planejamento, operação e regulação do setor – uma intervenção não apenas arbitrária, mas que estabelece um precedente péssimo e sem qualquer justificativa técnica – deveria ser liminarmente descartada. A única analogia entre os dois setores está no fato que ambos necessitam ser reformados, no sentido de maior eficiência na alocação de investimentos,

descentralização das decisões, ampliação do mercado livre, e papel crescente para os investidores que tomam risco e beneficiam o consumidor.

· *Terceiro*, o argumento enganoso que falta infraestrutura no transporte e distribuição de gás, e que a solução seria a criação artificial de demanda (“têrmicas âncora”) não apenas ao final da linha, mas ao longo dos gasodutos; e que tais infraestruturas devam ser financiadas pelos recursos do pré-sal, consumidores de energia elétrica e outros, não resiste a uma análise que tem por ponto de partida uma simples pergunta: a quem uma proposta dessa natureza de fato beneficia? E em que medida a infraestrutura existente é utilizada? E qual a forma mais eficiente de fazer com que os consumidores – famílias e empresas - que não estão atendidos atualmente o sejam?

#### 4.1 O CONFLITO ENTRE O PÚBLICO E O PRIVADO

A Nova Lei do Gás e as propostas de financiamento dos expressivos investimentos em infraestrutura, que ocorrerão como consequência da liberalização do mercado, tocam diretamente no conflito entre o público e o privado.

Construir infraestrutura com recursos públicos e ancorá-la em térmicas criadas artificialmente vai claramente **de encontro ao interesse público, pois beneficia poucos a custo de muitos**. Não há justificativa possível para transferir recursos de saúde e educação, e dos consumidores, de modo a reduzir e no limite eliminar o risco de construir infraestrutura e acessar o mercado latente. Na sua essência essa é a característica do capitalismo de compadrio, em que alguns indivíduos e empresas são aquinhoados com recursos públicos, e sem tomar risco, “apostam no certo”, isto é, sob o abrigo de monopólios legais, ou de caráter regulatório, ou ainda de fato, combinado com licenças cartoriais, auferem sobre lucros sem esforço.

O conceito de se financiar infraestrutura com recursos públicos num mercado verticalizado e monopolizado, favorecendo os incumbentes, vai contra o interesse público: não há qualquer *rationale* econômico ou social que justifique fazer com que os consumidores e contribuintes financiem a ampliação da infraestrutura. Afinal, é a organização de mercado que de fato impede o acesso

a novos atores a infraestruturas existentes, e os atores são capazes de financiar sua expansão sem recorrer a recursos públicos, desde que as barreiras legais, regulatórias e normativas sejam removidas.

Neste sentido, a criação do Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e de Escoamento da Produção (Brasduto), fundo para financiar a expansão de gasodutos, e instalações de tratamento e escoamento do energético a partir dos recursos do Fundo Social do Pré-Sal, é a síntese acabada de um país que privilegia aqueles com influência suficiente para ter propostas anti-econômicas e anti-sociais aprovadas no Congresso. Nada mais é do que um mecanismo de transferência de renda da população para os detentores de licenças de construção/operação de gasodutos, e os acionistas das empresas distribuidoras de gás, que terão acesso ao energético a custo zero. Esta proposta, na prática, subtrai 20% dos recursos do Fundo Social voltados para educação e saúde para assegurar e ampliar os lucros de monopólio de poucos, retirando das empresas e seus acionistas o ônus da decisão de investimento e tomada de risco.

Se o mercado existe de forma ainda latente, não plenamente desenvolvido – como de fato – cabe às instituições de Estado remover as barreiras artificiais que impedem o acesso ao mercado: infraestruturas essenciais, mas ainda não compartilhadas; monopolização ou concentração excessiva tanto no âmbito vertical, ao longo de uma cadeia de valor, quanto horizontal, em mercados específicos; leis, regras e normas que fazem do consumidor cativo de uma empresa; e licenças cartoriais, que transformam mercados potencialmente competitivos em monopólios naturais. Inversamente, não cabe ao Estado eliminar o risco do negócio, facultando àqueles que não se dispõem a empreender, a auferir ganhos - a antítese do papel social do empreendedor. O papel do Estado e de suas instituições é de reformar o arcabouço legal e regulatório para promover a modernização do setor. Há uma multiplicidade de atores com interesse em acessar o mercado, servir um número maior de consumidores, desde que as barreiras sejam removidas.

Trazer o gás do pré-sal e transformá-lo em energético essencial para as famílias brasileiras e os múltiplos setores que irão utilizá-lo irá depender de investimentos em infraestruturas essenciais – terminais de GNL, unidades de processamento

(UPGNs), meios de transporte. É importante em primeiro lugar esclarecer que essas infraestruturas estão no seu conjunto subutilizadas por força de um mercado em grande medida monopolizado e verticalizado. A consequência – como notado neste trabalho – é que o país deixa de aproveitar, comercialmente, 57% do gás natural extraído.

A narrativa de que falta infraestrutura para desenvolvimento do mercado de gás é, de fato, questionável. Pelo contrário, há ociosidade em boa parte das infraestruturas existentes, basicamente por não serem compartilhadas com entrantes e outros atores:

- 41,4% da capacidade de 107,21 MMm<sup>3</sup>/dia das UPGNs estava ociosa em 2019.
- A ociosidade média dos terminais de GNL com capacidade de 41 MM m<sup>3</sup>/dia em 2014-18 foi de 63%.
- Transporte, a ociosidade média é estimada em 69,5% da capacidade.

Ademais, há evidências de **expansão ineficiente** de infraestrutura pelas distribuidoras, na medida em que investem em gasodutos de distribuição para inflar a base de ativos, sem expandir necessariamente o mercado, mantendo preços significativamente acima da média internacional, resultando em retornos típicos de monopólios<sup>50</sup>. Na realidade, a taxa de remuneração regulatória dos serviços de gás canalizado é de 20% dos investimentos (definido em contrato) no caso das distribuidoras de AL, BA, CE, PE, MS, PB, RS, SC e SE; 9,76% no caso do RJ (com base em metodologia de CAPM); e 9,56% no caso de ES, MG e SP (WACC)<sup>51</sup>.

Vale apontar que dentre as propostas de alteração do PL, está a tentativa de retirada de parte do Art. 7º, em especial o item VI, que inclui gasodutos com características superiores aos limites da regulação vigente da ANP na nova classificação de gasodutos de transporte. O argumento é de que o Artigo incentivaria uma judicialização das atividades de transporte, dado que a

---

<sup>50</sup> Em 2019, a relação lucro-capital acionista foi de 50% no caso da Comgás e 40% para a CEG, versus 10% no caso de outros países para empresas com a mesma atividade. No mercado residencial de gás encanado, o consumidor cativo paga cerca de 50% acima do GLP na cidade do Rio e 20% em SP.

<sup>51</sup> Ver Tabela 3 da seção 2.2.

classificação pela ANP poderia incluir gasodutos que são utilizados para distribuição, impedindo que empresas que já tem a atividade de distribuição contratada, a exercessem. Tal argumento, no entanto, não se sustenta. Primeiramente, porque a Lei também preserva a classificação de gasodutos em implantação ou operação na data de publicação, ou seja, a definição da ANP é válida somente para gasodutos novos. Em segundo lugar, o argumento se fragiliza a partir do momento em que se coloca a pergunta: a quem uma proposta dessa natureza de fato beneficia? A resposta é clara: empresas de distribuição que almejam ter controle sobre toda ou parte da cadeia produtiva, replicando a verticalização feita atualmente pela Petrobras, mas em nível regional.

Além da proposta de alteração do Art. 7º, há sugestões de alteração também dos Artigos 5º e 30º, ambos visando a desverticalização, instituindo a independência do transporte e da distribuição. Comum a ambos artigos é a proibição de que controladores<sup>52</sup> de elos concorrenciais (exploração, desenvolvimento, produção importação, carregamento e comercialização) tenham relação societária e influenciem a escolha de membros da diretoria ou representantes legais de transportadoras e distribuidoras, proibindo também o compartilhamento de informações concorrenciais sensíveis. Os artigos evitam futuras verticalizações regionais, impedindo comportamentos anti-competitivos por parte de empresas que de outra forma aufeririam lucros de monopólio por meio do exercício do poder mercado, inclusive pela falta de transparência da formação de preços. Estes, por definição, estariam por cima dos custos marginais da empresa. Sendo assim, a preservação dos Artigos 5º e 30º é essencial para a formação e consolidação de um mercado aberto e com livre concorrência, as premissas básicas da Lei.

O Art. 6º, de forma complementar, garante que as empresas transportadoras não impeçam outras instalações de se interligarem às suas, sob critérios definidos pela ANP, e assim fomenta a integração da malha de gasodutos e, no conjunto da Lei, evita a possibilidade de que empresas de distribuição se envolvam em

---

<sup>52</sup> Responsáveis pela escolha de membros do conselho de administração ou da diretoria ou de representante legal de empresas nas atividades listadas.

partes distintas da cadeia, tornando-se as únicas ofertantes de gás (para si próprias) e assim praticando preços não competitivos.

A título de exemplo, a construção da Rota 4 para o escoamento do gás natural produzidos no pré-sal da Bacia de Santos, está licenciada desde 2014 para a Cosan, controladora da Comgás, distribuidora de gás natural no estado de São Paulo. A empresa também estuda construir um terminal de regaseificação de GNL no estado<sup>53</sup>. O controle, por parte das distribuidoras, de infraestruturas do *upstream* e *midstream* do gás, e as oportunidades de lucros de monopólio a partir dessa configuração de mercado, são a antítese do mercado aberto, integrado e competitivo que se planeja desenvolver a partir do novo marco regulatório.

Sendo assim, é essencial que o texto saído da CME seja preservado em sua integridade, visto que é fruto de anos de negociações entre agentes interessados na criação de um novo ambiente regulatório e infralegal, que incentive a concorrência e, conseqüentemente, a ampliação do mercado e a redução de preços. Ao alterar pontos cruciais do PL e manter o *status quo*, perpetua-se um mercado fechado e sem concorrência, onde se praticam preços distantes dos custos marginais, em detrimento dos consumidores.

## 4.2 A INTERIORIZAÇÃO DO GÁS

A proposta de interiorização sob a égide do Estado tem 2 componentes essenciais: financiamento com recursos do Fundo Social do Pré-Sal da infraestrutura, que claramente não se sustenta seja do ponto de vista de eficiência ou de equidade; e a construção de térmicas âncoras ao longo dos gasodutos e no seu destino, financiado pelos consumidores de energia elétrica. Esta é igualmente incongruente não apenas com o planejamento do setor elétrico, cuja expansão vem se dando com base em investimentos privados não subsidiados, direcionados para o mercado livre ou regulado, mas também por ser inconsistente com o objetivo de reduzir o custo de energia para a população, e dessa forma ampliando o nível de bem-estar das famílias e a competitividade das empresas.

---

<sup>53</sup> Ver <https://braziljournal.com/cosan-cria-compass-para-investir-em-gas-e-energia>; <https://valor.globo.com/financas/noticia/2020/08/04/compass-subsidiria-da-cosan-protocolo-prospecto-preliminar-para-ipo.ghtml>; <https://www.sunoresearch.com.br/noticias/compass-pass3-cosan-prospecto-ipo/>

A reforma proposta na Lei do Gás garante a interiorização por meio de 2 caminhos complementares. Primeiro, ao ampliar o acesso aos mercados, removendo as barreiras técnicas, legais e regulatórias, e incentivando os estados a ampliarem o espaço de competição e atração de novos agentes provedores do energético e serviços ancilares. A forma concreta como o gás irá se interiorizar sem subsídios e artificialismos irá depender do que é mais econômico: se gasodutos físicos ou virtuais (caminhões GNL/GNC), dependendo do estágio de maturidade do mercado; e se o consumidor será melhor servido por gás natural ou GLP (gás de cozinha). O fundamental é abertura e acesso ao mercado, de forma que o consumidor seja beneficiado, inclusive e particularmente os domicílios mais pobres que abandonaram o uso do gás, retrocedendo para a lenha, na medida em que o aumento sistemático dos preços por força do exercício do poder de monopólio, excluiu milhões de famílias do acesso ao energético.

Há ao mesmo tempo um caminho complementar da interiorização, com a potencial produção *onshore* nos estados do Nordeste<sup>54</sup>. Sua exploração se tornou excessivamente arriscada pela ausência de uma legislação que estabeleça as bases de maior segurança jurídica e previsibilidade regulatória, possibilitada pela nova Lei, que permitirá a abertura de mercados até recentemente fechados, e a valorização de entrantes no setor. Neste sentido, o movimento da Petrobrás de reduzir e eventualmente se deslocar na integralidade do *onshore* para o *offshore* aumentará a competição para ativos nas bacias terrestres, e complementarará o movimento de valorização dos mercados regionais de gás. A abertura destes – e logo o acesso aos consumidores até o momento excluídos ou afastados do mercado – será um processo transformador, e criará as bases de novas atividades econômicas até agora reprimidas pela faculdade de poucas empresas monopolizarem um mercado potencialmente amplo, dinâmico no sentido de elevado crescimento, e com implicações de primeira ordem para o bem-estar das famílias brasileiras e competitividade das empresas.

---

<sup>54</sup> Ver <https://epbr.com.br/onshore-recebera-r-4-bilhoes-por-ano-projeta-mme/>

O problema que o país defronta no caso do gás não é fundamentalmente distinto de outros setores, que se tornaram desatualizados – ou mesmo arcaicos – por força de legislações atrasadas, falhas regulatórias, e interesses voltados a manter o status quo à custa do progresso da sociedade. A nova Lei do Gás é uma oportunidade de dar partida a uma efetiva modernização do setor, e deverá inspirar governantes mais lúcidos a aderirem às suas premissas de abertura de mercado, promoção de entrada de novos atores, menores preços e melhores serviços para todos. Esta é a forma de servir o interesse público; e aprovar o projeto da nova Lei do Gás na sua integridade é o que a sociedade espera de seus representantes.



## Bibliografia

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres. Os impactos dos preços da energia elétrica e do gás natural no crescimento e desenvolvimento econômico. Estudo realizado em parceria com Ex Ante Consultoria Econômica. 2019.

ANP - Agência Nacional do Petróleo. Análise econômica do comportamento dos preços de GLP nos mercados nacional e internacional, com foco no GLP de uso residencial no Brasil. Nota Técnica nº 027/2019/SDR. 2019.

\_\_\_\_\_. Anuário estatístico 2020.

\_\_\_\_\_. Assimetria na Transmissão de Preços na cadeia de distribuição de combustíveis líquidos (gasolina e diesel) e GLP (P-13) (período: jun-19 a maio-20 - âmbito nacional) - Nota Técnica nº 22/2020/SDR-e. 2020.

\_\_\_\_\_. Ofício nº331/2020/DG/ANP-RJ-e. SEI/ANP – 0895870.

CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica. Nota Técnica 19/2016/CGAA4/SGA1/SG/CADE. 2016.

Cenários gás. O essencial acesso aos gasodutos de escoamento, UPGNs e terminais de GNL. 2018.

Coelho, S. T., Lecoq, F., Barbier, C., Cortez, C. L., & Tudeschini, L. G. Fuel wood consumption in Brazilian residential sector, energy consumption in households and carbon footprint of development in selected Brazilian regions, comparing Brazil and France. In European Biomass Conference and Exhibition (Vol. 22, pp. 1475-1479). 2014.

COMISSÃO DE MINAS E ENERGIA. PROJETO DE LEI Nº 6.407, DE 2013. Apensado: PL nº 6.102/2016.

CNI - Confederação Nacional da Indústria. Impactos Econômicos da Competitividade do Gás Natural. CNI, 2019.

\_\_\_\_\_. Insumos Energéticos: custos e competitividade. 2018: Propostas da indústria para as eleições. CNI, 2018.

da Silva, L. F. F., Saldiva, S. R. D. M., Saldiva, P. H. N., Dolhnikoff, M., & Project, B. C. (2012). Impaired lung function in individuals chronically exposed to biomass combustion. Environmental research, 112, 111-117.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética e MME - Ministério de Minas e Energia. Balanço Energético Nacional 2019.

EPE, MME e ANP. Estudo sobre o Aproveitamento do Gás Natural do Pré-Sal. 2020.

FGV CERI – Centro de Estudos em Regulação e Infraestrutura. Distribuição de gás natural no Brasil: Dados e aspectos regulatórios. 2019.

FGV ENERGIA. Novo mercado e impactos no preço do gás natural. Caderno Opinião. 2019.

\_\_\_\_\_. O novo mercado de gás natural: opiniões de especialistas, perspectivas e desafios para o Brasil. Edição especial – Caderno Opinião. 2019.

\_\_\_\_\_. Gás Natural. Cadernos FGV Energia, ano 1, nº 2, novembro de 2014.

\_\_\_\_\_. Distribuição de gás natural no Brasil, Dados e aspectos regulatórios. 2019a.

\_\_\_\_\_. Desafios e oportunidades de desenvolvimento econômico a partir do novo cenário de produção de gás natural e petróleo do pré-sal. Fundação Getúlio Vargas – Centro de Economia Mundial. 2019b.

\_\_\_\_\_. Avaliação de impacto da abertura do mercado de distribuição de gás natural no Brasil – P&D. ANP - Sumário executivo. 2019c.

Ferreira Leão, R. P., Nozaki, W. A política de gás no Brasil: trajetória recente e desafios atuais. Brasil de Amanhã, Instituto Lula, 2018

FIRJAN. Rio a todo gás. 2020.

Gas Energy. O futuro do GLP: concorrência e exportação. Disponível em: <https://epbr.com.br/o-futuro-do-glp-concorrenca-e-exportacao-por-joao-vitor-velhos/>

Gioda, A. Comparação dos níveis de poluentes emitidos pelos diferentes combustíveis utilizados para cocção e sua influência no aquecimento global. Química Nova, 41(8), 839-848. 2018.

Gioda, A. Características e procedência da lenha usada na cocção no Brasil. Estudos Avançados, 33(95), 133-150. 2019.

Gioda, A., Tonietto, G. B., & Leon, A. P. D. Exposição ao uso da lenha para cocção no Brasil e sua relação com os agravos à saúde da população. Ciência & Saúde Coletiva, 24, 3079-3088. 2019.

Gioda, A. Residential fuelwood consumption in Brazil: Environmental and social implications. Biomass and Bioenergy, 2019, vol. 120, p. 367-375. 2019.

MADISON, James, et al. Federalist Paper# 10. The Federalist Papers, 1961, p. 81.

ME – Ministério da Economia. Nota técnica SEI nº 31251/2020/ME. 2020.

MME - Ministério de Minas e Energia. Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural. Julho 2020.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica - PROPOSTAS PARA O MERCADO BRASILEIRO DE GÁS NATURAL. Comitê de Promoção da Concorrência no Mercado de Gás Natural do Brasil. 2019.

\_\_\_\_\_. Nota Técnica Nº51/2020/DGN/SPG.

\_\_\_\_\_. PIPE – Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural. EPE. 2019b.

MMA - Ministério Do Meio Ambiente. A eficiência dos fogões ecológicos. 2017.

\_\_\_\_\_. Caatinga. 2018.

OMS – Organização Mundial da Saúde. Burning Opportunity: Clean Household Energy for Health, Sustainable Development, and Wellbeing of Women and Children, 2016.

\_\_\_\_\_. Indoor air quality guidelines: household fuel combustion. WHO; 2014.

PETROBRAS. Oferta de Processamento de Gás Natural. Disponível em: <https://petrobras.com.br/pt/canais-de-negocios/oferta-de-processamento-de-gas-natural/>

Pintos, J., Franco, E. L., Kowalski L. P., Oliveira B. V., Curado, M. P. Use of wood stoves and risk of cancers of the upper aero-digestive tract: a case-control study. Int J Epidem; 27(6):936-940. 1998.

TCU – Tribunal de Contas da União. Relatório de Acompanhamento TC 034.057/2017-0. Ministério de Minas e Energia (MME), Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE). 2020.

# ANEXO 1: RESUMO DO PL 4476/20

Tabela A: Temas, referência e breve explicação sobre cada artigo

Principais Temas	Artigo	Resumo
<b>Atribuições da ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis)</b>	Art. 1º	Estabelece a ANP como responsável pela regulação e a fiscalização das atividades econômicas relativas ao gás natural, definindo como por conta e risco do empreendedor a exploração e as atividades decorrentes.
	Art. 9º	Confere à ANP a definição da receita máxima de transporte e dos critérios de reajuste e prazo de revisão de tarifas: o transportador as propõe e a Agência deve aprová-las após consulta pública.
	Art. 12º	Responsabiliza a ANP pela condução de processo seletivo público para identificar transportadores interessados na construção ou ampliação de instalações de transporte, caso a necessidade tenha sido identificada, mas as construções não constem em planos coordenados de desenvolvimento do sistema.
	Art. 18º	Confere à ANP a regulação e fiscalização do acesso de terceiros aos gasodutos de transporte, além do estabelecimento de mecanismos compulsórios de cessão de capacidade, no caso de não comprovação de necessidade de uso de forma continuada por seus contratantes.
	Art. 21º	Responsabiliza a ANP pela disponibilização dos dados geológicos relativos a áreas com potencial para estocagem subterrânea, condicionando pesquisas exploratórias à autorização da Agência.
	Art. 25º	Confere à ANP a regulação do acondicionamento para transporte e comercialização de gás natural por meio de modais alternativos ao rodoviário (rodoviário, ferroviário e aquaviário), prevendo a articulação com outras agências reguladoras para adequar a regulação do transporte.
	Art. 31º	Confere à ANP o registro dos contratos de compra e venda de gás natural, de forma que a Agência deve estabelecer o conteúdo mínimo, preservando a concorrência. Mediante autorização outorgada pela Agência, distribuidoras de gás canalizado, consumidores livres, produtores, autoprodutores, importadores, autoimportadores e os comercializadores podem exercer a comercialização do gás.
	Art. 33º	Confere à ANP a responsabilidade de fiscalizar o mercado de gás e estimular a concorrência, eficiência e a redução na concentração da oferta de gás natural, por meio da adoção de mecanismos (que podem incluir desde medidas de desconcentração de oferta e de cessão compulsória de capacidade de transporte até restrições à venda de gás entre produtores nas áreas de produção).
<b>Promoção da transparência e concorrência</b>	Art. 2º	Exige transparência quanto às instalações, serviços e contratos realizados por operadores das atividades de escoamento, processamento, transporte, estocagem de gás, além de terminais de GNL, prevendo a divulgação das informações em meio eletrônico.
	Art. 5º	Determina a independência da atividade de transportes: as empresas do segmento são proibidas de ter relação societária direta ou indireta com empresas ou consórcio de empresas que atuem em exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização de gás natural.

	Art. 6º	Determina o compartilhamento das infraestruturas essenciais no âmbito do transporte, de forma que transportadores não podem proibir a interligação de gasodutos sob responsabilidade de outros agentes.
	Art. 17º	Exige a constituição de um conselho de usuários, por parte dos carregadores, para monitorar desempenho, eficiência operacional e de investimentos. O conselho deve representar todos os agentes atuantes no setor e requisitar informações dos gestores de área para o monitoramento, sendo elaborado periodicamente relatório sobre as irregularidades verificadas, a ser encaminhado para a ANP.
	Art. 22º	Assegura o acesso de terceiros às instalações subterrâneas de estocagem de gás natural.
	Art. 28º	Assegura o acesso de terceiros aos gasodutos de escoamento da produção, às instalações de tratamento ou processamento de gás natural e aos terminais de GNL. O acesso deve ser não discriminatório, embora o proprietário tenha preferência para uso da própria infraestrutura.
	Art. 29º	Estabelece que, caso a necessidade de movimentação de gás de consumidores livres, autoprodutores e auto importadores não sejam atendidas pela distribuidora de gás canalizado estadual, os agentes poderão construir e implantar diretamente instalações e dutos para seu uso específico, desde que seja atribuída à distribuidora estadual a operação e manutenção.
	Art. 30º	Proíbe que os diretores ou representantes legais de empresas atuantes nas atividades de exploração, desenvolvimento, produção, importação, carregamento e comercialização tenham acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou poder de voto para eleição de membros do conselho de administração da diretoria ou de representante legal de distribuidora de gás.
<b>Outras alterações normativas e regulatórias</b>	Art. 4º	Muda o regime de exploração do gás natural para regime de autorização, abrangendo a construção, ampliação, operação e manutenção das instalações. Exige chamada pública precedente à outorga de autorização da atividade de transporte, caso esta contemple construção ou ampliação de gasodutos.
	Art. 8º	Exige que o gás natural movimentado pelos gasodutos de transporte se adeque às normas da ANP, exceto se transportador e carregador tenham realizado acordo contrário e tenha sido aprovado pela Agência.
	Art. 10º	Determina a revogação da autorização para atividade de transporte em caso de: liquidação ou falência; requerimento da empresa autorizada; desativação completa e definitiva da instalação; descumprimento das obrigações ou regulações dispostas na Lei ou dos contratos de serviços de transporte; e inobservância dos requisitos de independência e autonomia.
	Art. 11º	Adiciona ao processo de autorização para construção de gasoduto um período de contestação por parte de outros transportadores, que podem manifestar interesse em construir gasoduto com a mesma finalidade.
	Art. 14º	Cria o gestor de área de mercado, ente constituído a partir da união de transportadores operantes na mesma área de mercado de capacidade.
	Art. 16º	Estabelece a possibilidade de integração de novas instalações ao sistema de transporte de gás natural, desde que precedida de consulta pública.

	Art. 19º, 20º, 26º e 27º	Autorizam empresas com sede e administração no país a, respectivamente: importar e exportar gás natural; estocar gás natural de forma subterrânea; construir e ampliar a capacidade e operação de unidades de processamento ou tratamento; construir e operar unidades de liquefação e regaseificação.
	Art. 23º	Define que o gás natural importado, extraído ou armazenado em formações geológicas não é propriedade da União, além de proibir que o armazenador de gás retire da formação geológica volume superior ao originalmente armazenado, com a infração implicando em cancelamento automático da autorização.
	Art. 32º	Determina a celebração de acordo de cooperação técnica entre agentes interessados em administrar o mercado e a ANP.
	Art. 36º	Determina a celebração de acordo de cooperação técnica entre gestores de área de mercado e as distribuidoras situadas nas respectivas áreas, buscando atuar de forma coordenada.
	Art. 45º	Determina a articulação da União, por meio do MME e da ANP, com Estados e DF para harmonizar e aperfeiçoar normas da indústria do gás natural.
<b>Definições gerais</b>	Art. 3º	Define e descreve todas as modalidades de gás natural, além de todos os processos e agentes envolvidos nas atividades econômicas relacionadas à exploração de gás natural, sendo 46 definições no total.
	Art. 7º	Define os critérios que devem ser atendidos pelos gasodutos de transporte a partir da nova legislação, preservando a classificação dos gasodutos que estejam em implantação ou operação na data de publicação da lei. Estabelece a possibilidade de regras e disciplina específicas para gasodutos interestaduais, de acordo com regulação da ANP.
	Art. 13º	Define a organização dos sistemas de transporte nos termos da ANP, com os serviços oferecidos no regime de contratação de capacidade por entrada e saída, possibilitando sua contratação independente.
	Art. 15º	Define as obrigações do gestor de área de mercado, dentre elas: publicar informações acerca das capacidades dos serviços de transporte; elaborar e submeter o plano de desenvolvimento do sistema à aprovação da ANP, além de estabelecer a atuação coordenada com transportadores para padronizar os serviços de transporte na área de mercado, de forma transparente, eficiente e não discriminatória.
	Art. 24º	Define a atividade de acondicionamento de gás natural, excluindo o enchimento de gasoduto e o aumento ou rebaixamento de pressão e estabelecendo que o acondicionamento em tanques deve ser autorizado isoladamente ou no âmbito dos respectivos terminais ou plantas.
<b>Medidas relativas à situação de contingência</b>	Art. 34º	Exige a elaboração de plano de contingência para suprimento de gás natural, por parte dos transportadores e carregadores, a ser aprovado pela ANP, e define os conceitos de contingência e base firme.
	Art. 35º	Torna compulsório o plano de contingência para contratos de comercialização e de serviço de transporte de gás natural, sendo possíveis penalidades e a suspensão de obrigações em casos de contingência.
	Art. 37º	Torna compulsório o estabelecimento de procedimentos de contabilização e liquidação com objetivo de quitar diferenças de valores resultantes da execução do plano de contingência.

	Art. 38º	Confere aos transportadores a responsabilidade sobre a execução do plano de contingência, com acompanhamento da ANP, que deve homologar o início e fim das situações de contingência.
	Art. 39º	Determina a aplicação de penalidades correspondentes ao dobro do prejuízo provocado em caso de descumprimento do plano de contingência.
	Art. 40º	Possibilita que o agente causador do prejuízo seja responsabilizado por culpa ou dolo, mesmo que seja aplicado o plano de contingência.
<b>Disposições finais e transitórias</b>	Art. 41º	Mantém os regimes de consumo de gás em unidades de produção de fertilizantes e refinarias de petróleo nacional ou importado existentes em 5 de março de 2009.
	Art. 42º	Mantém os regimes e modalidades de exploração dos gasodutos que, em 5 de março de 2009, supriam gás natural em produtoras de fertilizantes ou refinarias de petróleo.
	Art. 43º	Preserva a classificação de gasodutos em implantação ou licenciamento ambiental em 5 de março de 2009.
	Art. 44º	Protege transportadores com contratos vigentes na data de publicação da Lei de prejuízos associados às novas modalidades de serviço de transporte, com prazo de adequação de 5 anos a partir da sua publicação.
	Art. 46º	Altera a Lei nº 9.478/97: (i) atribuindo ao Conselho Nacional de Política Energética o estabelecimento de diretrizes para o suprimento de gás natural em situações de contingência; (ii) aumentando as atribuições da ANP; (iii) eximindo a extração de hidrocarbonetos no âmbito da estocagem subterrânea de gás da necessidade de licitação; (iv) estabelecendo o compartilhamento de infraestruturas essenciais, com remuneração definida pela ANP caso não haja acordo entre as partes.
	Art. 47º	Altera a Lei nº 9.847/99, tornando a comercialização de gás natural em desacordo com a legislação passível de multa de R\$ 5.000,00 a R\$ 2.000.000,00, revogando-se a autorização para o exercício de atividade econômica no caso de descumprimento das normas de independência e autonomia referentes ao transporte ou no caso de influência dos agentes de outros segmentos na gestão das distribuidoras de gás.
	Art. 48º	Revoga: a Lei 11.909/09, que dispõe sobre as atividades relativas ao transporte, tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; a definição de Distribuição de Gás Canalizado, além de atribuições da ANP e do Comitê de Contingenciamento presentes na Lei nº 9.478/1997; a proibição de que a concessionária e a permissionária de serviço público federal de energia elétrica explore serviço público estadual de gás canalizado.
	Art. 49º	Determina a aplicação da Lei a partir de sua data de publicação.

Fonte: [Elaboração própria a partir do texto do PL 4476/20.](#)

## ANEXO 2: COMBUSTÍVEIS USADOS NA PREPARAÇÃO DE ALIMENTOS, PNADC-2019.

Tabela B: Domicílios, por tipo de combustível usado na preparação de alimentos, 2019

Estado (1.000 domicílios)	Gás de botijão	Gás encanado	Lenha ou carvão	Energia elétrica	Outros	Número de domicílios
Acre	260	1	66	88	0	267
Amapá	219	1	36	39	5	221
Amazonas	1058	18	242	217	0	1100
Pará	2407	62	1280	1111	6	2549
Rondônia	584	7	126	211	0	593
Roraima	148	0	51	66	-	153
Tocantins	510	10	146	158	-	526
<b>Região Norte</b>	<b>5186</b>	<b>99</b>	<b>1947</b>	<b>1890</b>	<b>11</b>	<b>5409</b>
Alagoas	1084	30	177	199	1	1126
Bahia	4897	124	1226	1156	7	5202
Ceará	2798	80	693	1471	3	2975
Maranhão	1921	20	1055	251	3	2097
Paraíba	1237	48	351	947	1	1312
Pernambuco	3115	94	559	976	2	3279
Piauí	973	5	449	764	-	1031
Rio Grande do Norte	1077	49	199	751	0	1147
Sergipe	743	31	143	403	2	791
<b>Região Nordeste</b>	<b>17845</b>	<b>481</b>	<b>4852</b>	<b>6918</b>	<b>19</b>	<b>18960</b>
Distrito Federal	926	75	75	793	-	1009
Goiás	2385	101	641	1788	33	2480
Mato Grosso	1099	31	276	671	1	1144



Mato Grosso do Sul	914	9	160	529	1	927
<b>Região Centro-Oeste</b>	<b>5324</b>	<b>216</b>	<b>1152</b>	<b>3781</b>	<b>35</b>	<b>5560</b>
Espírito Santo	1280	131	176	792	0	1422
Minas Gerais	7242	125	1650	5746	4	7462
Rio de Janeiro	5301	1189	122	3112	1	6499
São Paulo	13636	2440	966	12121	12	16136
<b>Região Sudeste</b>	<b>27459</b>	<b>3885</b>	<b>2914</b>	<b>21771</b>	<b>17</b>	<b>31519</b>
Paraná	3706	315	822	2407	1	4042
Rio Grande do Sul	4095	223	1523	3427	4	4343
Santa Catarina	2313	240	778	2069	0	2560
<b>Região Sul</b>	<b>10114</b>	<b>778</b>	<b>3123</b>	<b>7903</b>	<b>5</b>	<b>10945</b>
<b>Brasil</b>	<b>65929</b>	<b>5459</b>	<b>13989</b>	<b>42264</b>	<b>89</b>	<b>72393</b>

Fonte: PNADC 2019. Nota: o uso de cada fonte não é mutuamente exclusivo, e, portanto, a soma do número de domicílios por fontes é maior do que o total de domicílios.

## ANEXO 3: PROJEÇÕES DE INVESTIMENTO EM DECORRÊNCIA DA ABERTURA DO MERCADO

Tabela C: Síntese das estimativas de benefícios econômicos a partir de diferentes estudos.

Fontes das projeções	Investimentos (em R\$ bilhões)	Empregos gerados	Período considerado	Destino dos investimentos
ABRACE (2019)	63 a.a.	4,3 milhões	2018/2028	setor de gás natural
CNI (2019)	26,53 a.a. para 76,9 a.a.*	-	2019/2030	indústrias energo-intensivas
EPE (2020)	42,81 total	-	2020/2029	infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e regaseificação de GN
FIRJAN (2020)	66 a 82 total	884,4 mil a 1,10 milhão	2020/2029	infraestrutura na indústria de gás natural e plantas de fertilizantes
FGV (2019)	318 total	-	2020/2029	projetos industriais nos setores de siderurgia, pelletização de minério de ferro, alumínio, química, cerâmica, vidro, papel e celulose

Fonte: Adaptado a partir da Nota técnica SEI nº 31251/2020/ME.

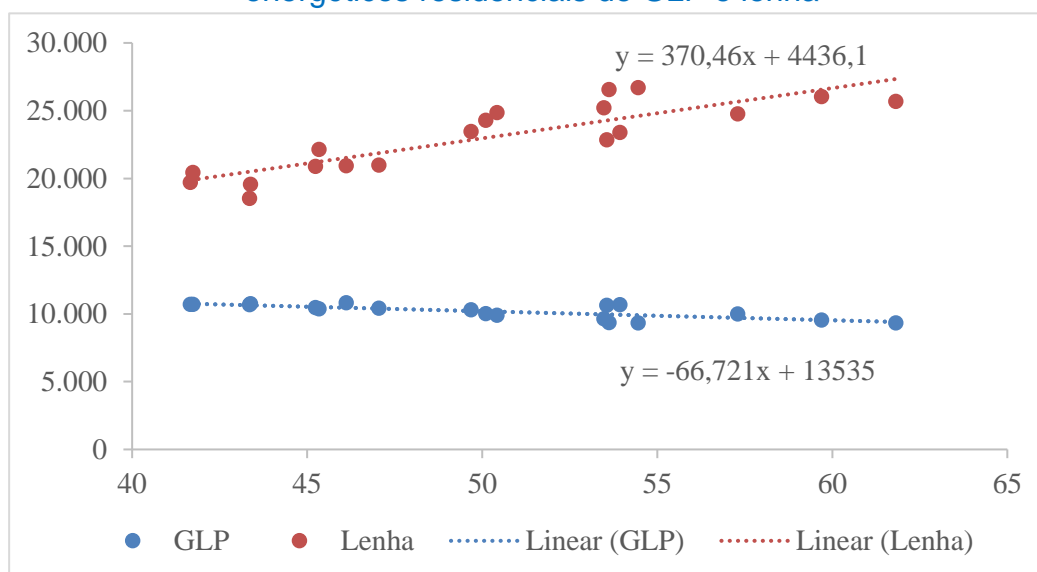
\*Considerada uma taxa de câmbio para conversão de 1 USD = 5,3069 Real

## ANEXO 4: METODOLOGIA DA PROJEÇÃO DE CONSUMO RESIDENCIAL DE LENHA E GLP

A análise da relação entre as séries de preços de GLP e consumo de GLP e lenha utilizou os dados anuais de consumo energético residencial de lenha e gás liquefeito de petróleo da EPE e os dados mensais de preço médio de distribuição de GLP da ANP. Uma vez calculada a média anual de preço, uma análise da correlação de Pearson entre as séries revelou correlação negativa entre o preço do GLP e seu consumo – de - 0,75 – e positiva – de 0,86 –, entre os preços do GLP e o consumo de lenha.

Para os propósitos do trabalho, é necessário estabelecer, contudo a elasticidade dos consumos de GLP e lenha em relação aos preços do GLP. Para tanto ajustou-se uma regressão linear que permite analisar a relação entre um acréscimo ou decréscimo no preço do GLP e o consumo dos energéticos. Como pode ser visto no Gráfico A, o valor dos coeficientes angulares das regressões indica que um aumento de R\$ 1,00 no preço do GLP está associado a uma expansão de 370,46 mil toneladas de consumo da lenha, e a uma redução no consumo de GLP de 66,721 mil m<sup>3</sup>.

**Gráfico A:** Regressões lineares entre o preço do GLP e os consumos energéticos residenciais de GLP e lenha



Fonte: Estimativas próprias a partir de dados da ANP e EPE.

## **CNI**

Robson Braga de Andrade  
Presidente

## **DIRETORIA DE RELAÇÕES INSTITUCIONAIS**

Monica Messenberg Guimarães  
Diretora de Relações Institucionais

### **Gerência Executiva de Infraestrutura**

Wagner Ferreira Cardoso  
Gerente-Executivo de Infraestrutura

Juliana Borges de Lima Falcão  
Equipe Técnica

### **Abrace**

Adrianno Lorenzon  
Revisão Técnica

## **CONSULTORES**

Cláudio R. Frischtak  
Arthur M. Rodrigues  
Manuel Faria  
Renata Canini