

idp

idn

MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA

**MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA A PRECIFICAÇÃO
ADEQUADA DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO**

TIAGO DE ÁVILA ACQUAVIVA

Brasília-DF, 2023

TIAGO DE ÁVILA ACQUAVIVA

**MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA A PRECIFICAÇÃO
ADEQUADA DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO**

Dissertação Apresentada ao Mestrado Profissional em Economia,
Políticas Públicas e Desenvolvimento do IDP, como Requisito para
Obtenção do Título de Mestre.

Orientador

Professor Doutor Thiago Costa Monteiro Caldeira

Brasília-DF 2023

TIAGO DE ÁVILA ACQUAVIVA

**MEDIDAS REGULATÓRIAS PARA A PRECIFICAÇÃO
ADEQUADA DO GÁS NATURAL EM SÃO PAULO**

Dissertação Apresentada ao Mestrado Profissional em Economia,
Políticas Públicas e Desenvolvimento do IDP, como Requisito para
Obtenção do Título de Mestre.

Aprovado em 10 / 08 / 2023

Banca Examinadora

Prof. Dr. Thiago Costa Monteiro Caldeira- Orientador

Prof. Dr. Caio Cordeiro de Resende

Prof. Dr. Luiz Augusto Ferreira Magalhães

A186m Acquaviva, Tiago de Ávila
Medidas regulatórias para a precificação adequada do gás natural em São Paulo / Tiago de Ávila Acquaviva . – Brasília: IDP, 2024.

89 p.
Inclui bibliografia.

Trabalho de Conclusão de Curso (Dissertação) – Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, Curso de Mestrado Profissional em Economia, Brasília, 2023.

Orientador: Prof. Dr. Thiago Costa Monteiro Caldeira.

1. Gás Natural. 2. Petrobrás. 3. Deliberação ARSESP 1.056/2020. 4. Penalidades. 5. Mercado Livre de gás. I. Título.

CDD: 330

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Ministro Moreira Alves
Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa

RESUMO

Diante do recente cenário de alterações legislativas no mercado de gás natural, observa-se um recrudescimento das penalidades estabelecidas pela Petrobras, com a inserção do Preço de Gás de Ultrapassagem (PGU) e do Encargo de Capacidade (EC) nos contratos com as concessionárias estaduais de gás. A Agência Reguladora dos Serviços Públicos do Estado de São Paulo emitiu a Deliberação nº 1.056/2020, proibindo o repasse tarifário dessas penalidades aos usuários em geral, a fim de evitar subsídios cruzados e incentivar o planejamento adequado da demanda pelos grandes usuários e pelas concessionárias. Este estudo analisa as penalidades pagas pelos usuários de gás no Estado de São Paulo à Petrobras e avalia os resultados alcançados com a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020. Os resultados indicam que a medida pode ter contribuído para corrigir uma distorção na formação de preços do mercado de gás natural e para o desenvolvimento do mercado livre de gás. Os desvios de planejamento de demanda passaram a ser pagos pelos responsáveis por tais desvios. Todavia, em que pese os corretos indicativos de preços adotados, apurou-se que os usuários mais erráticos, pertencentes ao segmento industrial, ainda não adotaram postura de planejamento adequado, incidindo em valores (R\$) de penalidades em níveis mais altos do que os observados antes da Deliberação 1.056/2020.

Palavras-chaves: Gás Natural, Petrobrás, Deliberação ARSESP 1.056/2020, Penalidades, Mercado Livre de Gás

ABSTRACT

In light of recent legislative changes in the natural gas market, there has been an escalation of penalties established by Petrobras, with the inclusion of the Overrun Gas Price (PGU) and Capacity Charge (EC) in contracts with state gas concessionaires. The Regulatory Agency for Public Services of the State of São Paulo issued Deliberation No. 1.056/2020, prohibiting the tariff pass-through of these penalties to general users, aiming to avoid cross-subsidies and encourage appropriate demand planning by both major users and concessionaires. This study analyzes the penalties paid by gas users in the State of São Paulo to Petrobras and evaluates the results achieved with Deliberation ARSESP No. 1.056/2020. The results demonstrated that the measure may have contributed to correcting a distortion in the pricing formation of the natural gas market and to the development of the free gas market. Deviations in demand planning are now borne by those responsible for such deviations. However, despite the correct price indicators adopted, it has been found that the more erratic users, belonging to the industrial segment, have not yet adopted an appropriate planning approach, resulting in penalty values (R\$) at higher levels than those observed before Deliberation 1.056/2020.

Keywords: Natural Gas, Petrobras, ARSESP Resolution 1.056/2020, Penalties, Free Gas Market

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------------|--|
| ABNT | Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| ANP | Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis |
| ARSESP | Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo |
| CADE | Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência |
| EC | Encargo de Capacidade |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| PGU | Preço de Gás de Ultrapassagem |
| TCU | Tribunal de Contas da União |

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1

Composição de Preços do Gás (MME, 2022)

.....**23**

Figura 1A

Mapa da Divisão das Concessões de Gás Canalizado no Estado de São Paulo

.....**82**

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1

Penalidades Acumuladas EC e PGU (até dez/20)45

Gráfico 2

Consumo (m³) de Gás por Principais Segmentos – Estado de São Paulo46

Gráfico 3

Volumes (m³) de Gás em Penalidades (mensal) – Estado de São Paulo50

Gráfico 4

Volumes (m³) de Gás em Penalidades (acumulado) – Estado de São Paulo51

Gráfico 5

Valores (R\$) Mensais – Pagamentos e Recebimentos de Penalidades (EC e PGU)54

Gráfico 6

Mercado de Gás x Volumes de Penalidades64

Gráfico 7

Volumes Mensais e Acumulados Pré e Pós DL 1.05665

Gráfico 8

Penalidades Acumuladas (R\$)66

Gráfico 9

Penalidades Mensais – Volumes (m³) e Valores (R\$) – antes e após a Deliberação68

Gráfico 1A

Consumo (m³) de Gás por Segmentos – Comgás82

Gráfico 2A

Volume (m³) incidente em Preço de Gás de Ultrapassagem (PGU) – Comgás83

Gráfico 3A

Volumes (m³) incursos em Encargo de Capacidade (EC) – Comgás83

Gráfico 4A

Valores (R\$) acumulados – Pagamentos e Recebimentos de Penalidades (EC e PGU)

..... **84**

Gráfico 5A

Volumes (m³) – Mercados GBD

..... **84**

Gráfico 6A

Volumes (m³) – Incidentes em EC e Incidentes em PGU

..... **85**

Gráfico 7A

Pagamentos Acumulados (R\$) – Total EC e PGU x Recebido dos Grandes Usuários

..... **85**

Gráfico 8A

Pagamentos Mensais (R\$) – Pagos em EC e PGU x Recebido dos Grandes Usuários

..... **86**

Gráfico 9A

Volumes (m³) – Mercados Naturgy

..... **86**

Gráfico 10A

Volumes (m³) – Penalidades EC

..... **87**

Gráfico 11A

Volumes (m³) – Penalidades PGU

..... **87**

Gráfico 12A

Penalidades Acumuladas (R\$) – EC e PGU

..... **87**

Gráfico 13A

Penalidades Mensais (R\$) – Pagos à Petrobras x Recebido dos Grandes Usuários

..... **88**

LISTA DE TABELAS

Tabela 1

Estatística Descritiva dos Dados de Demanda (maio 2005 a janeiro 2023)
.....**38**

Tabela 2

Estatística Descritiva dos Dados de Penalidades (dez 2018 a jan 2023)
.....**41**

Tabela 3

Correlação do Mercado de Consumo de SP
.....**42**

Tabela 4

Coefficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³)
de Gás – Estado de São Paulo
.....**46**

Tabela 5

Coefficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³)
de Gás – Comgás
.....**52**

Tabela 6

Coefficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³)
de Gás – GBD
.....**55**

Tabela 7

Coefficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³)
– Naturgy
.....**57**

Tabela 8

Estatística Teste – T de Student – Volumes (m³) de Penalidades
.....**69**

Tabela 9

Estatística Teste – T de Student – Valores (R\$) de Penalidades
.....**70**

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1 INTRODUÇÃO..... | 14 |
| 2 REVISÃO TEÓRICA..... | 17 |
| 2.1 Contextualização da Pesquisa..... | 17 |
| 2.2 Da Regulação do Suprimento de Gás Canalizado no Estado de São Paulo..... | 21 |
| 2.3 Das Novas Penalidades Contratuais nos Contratos de Suprimento da Petrobras..... | 23 |
| 2.4 Formação de Preços de Gás Canalizado..... | 27 |
| 2.5 Mercado de Gás Natural Brasileiro – Monopólio de Fato..... | 30 |
| 2.6 Da Elasticidade Preço da Demanda do Gás Natural..... | 32 |
| 3 METODOLOGIA..... | 36 |
| 3.1 Base de Dados | 37 |
| 4 ANÁLISE DAS PENALIDADES (EC E PGU) NO ESTADO DE SÃO PAULO..... | 44 |
| 4.1 Da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020..... | 47 |
| 4.2 Das Penalidades após a Deliberação 1.056/2020..... | 50 |
| 4.2.1 Penalidades na Área de Concessão da Comgás..... | 51 |
| 4.2.2 Penalidades na Área de Concessão da GasBrasiliano..... | 54 |
| 4.2.3 Penalidades na Área de Concessão da Naturgy..... | 56 |
| 4.3 Das Compensações Tarifárias na vigência da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020..... | 58 |
| 4.4 Dos Resultados da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020..... | 59 |
| 5 RESULTADOS ALCANÇADOS..... | 63 |
| 5.1 Da comprovação do fim do subsídio cruzado..... | 63 |
| 5.2 Dos incentivos para o planejamento adequado pelos usuários e pela concessionária..... | 64 |
| 5.3 Dos Pagamentos de Penalidades ao Supridor Monopolista..... | 67 |
| 6 CONCLUSÃO..... | 73 |
| Referências..... | 76 |
| Apêndice..... | 82 |

1



1

INTRODUÇÃO

O mercado de gás canalizado do Estado de São Paulo é suprido, em sua integralidade, por Contratos de Suprimento de Gás estabelecido entre as 3 (três) concessionárias estaduais e a Petrobras. Nos últimos anos observou-se um recrudescimento de penalidades por erros de programação impostas pela monopolista às concessionárias (monopolistas em suas áreas de concessão).

Este trabalho analisa ato da Agência Reguladora dos Serviços Públicos do Estado de São Paulo (Deliberação ARSESP nº 1.056/2020) que proibiu repasse tarifário das penalidades por erro de programação da compra de gás, indiscriminadamente, para todos os consumidores das distribuidoras de gás no Estado de São Paulo.

O trabalho avalia a eficácia da referida Deliberação, ao analisar se o ato normativo alcançou os objetivos declarados pelo regulador na Nota Técnica que embasou a Consulta Pública que antecedeu a edição da regulação.

Na ocasião, os objetivos declarados foram: (i) encerrar eventual subsídio cruzado entre os usuários com consumo estável e os usuários com consumo errático; (ii) a promoção de um ambiente de planejamento adequado de demanda, seja da concessionária ou do usuário final; e, (iii) incentivar a redução penalidades por erro de programação, incorridas pelos usuários de gás do Estado de São Paulo.

Faz-se uma análise comparativa, entre os resultados do período anterior à edição da referida deliberação e os impactos econômicos posteriores à entrada em vigor da norma.

A pesquisa também aborda a composição do mercado de gás natural brasileiro, constatando a continuidade do monopólio de fato exercido pela Petrobrás na produção e na comercialização (upstream); nas Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN) e nas reservas

de capacidade no segmento de transportes (midstream); bem como o monopólio natural das concessionárias estaduais, nos serviços de distribuição e comercialização locais (downstream). O monopólio das distribuidoras de gás, em contraposição, encerra verdadeiro monopólio, dado se tratar de consumidores únicos para cada área de concessão, ante a inexistência de um efetivo mercado livre de gás aos consumidores.

Os resultados apurados na pesquisa trazem indícios de relativa efetividade das medidas regulatórias adotadas pela ARSESP. De fato, observa-se que foram pagos aproximadamente R\$ 541 milhões, em 6 (seis) anos (2017-2023), apenas em penalidades por erro de programação à supridora monopolista (Petrobras).

Quanto aos objetivos declarados, verifica-se que apenas o fim do subsídio cruzado foi alcançado pelo regulador estadual, eis que há expressa determinação para tanto. Quanto a redução das penalidades pagas pelos usuários do estado de São Paulo, constatou-se que tanto do ponto de vista dos valores, quanto dos volumes, houve substancial acréscimo, contrário ao que se poderia esperar.

Em relação ao objetivo do regulador de se estabelecer incentivos para um planejamento adequado de demanda pelas concessionárias e pelos usuários, a deliberação pode ter influenciado no aumento na quantidade de aditivos contratuais entre as concessionárias e a supridora monopolista. Entretanto, o Contrato TCQ-Bolívia (Transportation Capacity Quantity) da Comgás (maior contrato de suprimento do país) se encerrou no período, o que levou à assinatura de Contratos NMG (Novo Mercado de Gás), conseqüentemente, com a adoção de cláusulas mais rígidas de programação e de penalidade. Além disso, quanto ao planejamento dos usuários específicos, há uma limitação empírica na pesquisa, eis que os dados de consumo individualizados não são divulgados.

A primeira seção deste texto é esta introdução. A segunda seção apresenta revisão da literatura, que está subdividida em outras 5 subpartes, onde são avaliadas (i) contextualização da pesquisa; (ii) o monopólio no suprimento de gás ao Estado de São Paulo; (iii) os riscos de dupla marginalização decorrentes do monopólio de suprimento e do monopólio de distribuição; (iv) uma resumida avaliação teórica da AED; e, (v) o persistente monopólio de gás natural no Brasil.

A terceira seção cuida da metodologia, a quarta seção apresenta uma avaliação sobre as penalidades (Encargo de Capacidade-EC e



Preço de Gás de Ultrapassagem-PGU) no Estado de São Paulo, e a quinta seção traz os principais resultados encontrados. Na sexta parte apresenta-se algumas reflexões a título de conclusão.



2

REVISÃO TEÓRICA

2.1 Contextualização da Pesquisa

A correta definição de preços, está em sintonia com os debates do mercado livre de gás no Brasil. No início da segunda década dos anos 2000, houve um aumento das discussões políticas sobre a necessidade de maior abertura do mercado de gás natural brasileiro, especialmente no âmbito de regulação federal, com a proposta de fim do monopólio da Petrobras no Gás Natural.

No que diz respeito aos serviços locais de gás canalizado, convém apontar que o paradigma europeu demonstra que o consumo de gás é integralmente atendido pelo mercado livre de gás, sendo a comercialização da molécula de gás segregada dos serviços de distribuição local. Ou seja, a comercialização de gás aos usuários finais é realizada por empresas diversas das concessionárias de distribuição, garantido a introdução de concorrência na venda de gás, em detrimento do monopólio das concessionárias.

Todavia, em que pese as alterações constitucionais de 1995 e a edição das leis do petróleo (Lei 9.478/1997) e do gás natural (Lei 11.909/2009), o mercado de gás natural ainda se encontrava monopolizado pela Petrobras. Bem como, monopolizadas as atividades de comercialização e distribuição local pelas concessionárias estaduais.

Em razão disto, instalou-se no país uma discussão com fins a se estabelecer o que se convencionou chamar de um Novo Mercado de Gás (NMG), e, nestas discussões, ficou evidente que a Petrobras exercia um controle vertical sobre toda a indústria do gás natural, inclusive com participações acionárias em algumas distribuidoras estaduais.

Os agentes públicos e privados do mercado de gás natural brasileiro (Ministérios, Agências Reguladoras, Consumidores, Órgãos

Antitruste, etc) identificaram a necessidade de desconstituir o monopólio de fato exercido pela Petrobras, a fim de que se pudesse implementar um mercado concorrencial nos principais elos da cadeia de petróleo e gás.

Convém assinalar que, apesar de algumas medidas de desverticalização terem sido impostas pelo Governo Federal, especialmente no *downstream* da cadeia de Óleo e Gás (essencialmente a venda em postos de gasolina, refinarias e de gasodutos de transporte), atualmente, a Petrobras ainda possui grande poder de mercado no Brasil, especialmente na produção e comercialização bruta (*upstream*).

Segundo dados do Governo Federal, no começo dos anos de 2020 a Petrobras detinha 96% da produção e 100% da comercialização de gás para as distribuidoras. Todavia, no final do ano de 2022, a Petrobras ainda detinha 68% da produção e 81% da comercialização do gás natural (MME, 2023).

Diante do cenário de início de contestação ao seu poder de mercado, ao final da segunda década dos anos 2000, sob justificativa de alteração de sua política de preços, a Petrobras alterou os contratos de suprimento de gás natural disponibilizados para as Companhias Estaduais Distribuidoras e Comercializadoras de Gás Canalizado, inserindo novas penalidades por desvios (erros) de programação.

Assim, em 2016, foram incluídas, nos contratos de suprimento, as penalidades denominadas EC (Encargo de Capacidade) e PGU (Preço de Gás de Ultrapassagem), além de terem sido estabelecidos critérios mais rigorosos para a sua aplicação, dada a redução da flexibilidade na nominação de gás nos “Novos Contratos de Suprimento – Novo Mercado do Gás” (NMG).

Vale dizer, a nominação de gás pressupõe o envio das informações de planejamento da demanda, de forma mensal, semanal, diária e intradiária, pelas concessionárias estaduais à Petrobras. Caso a supridora aceite as demandas solicitadas, estas passam a se denominar Quantidade Diária Programada (QDP).

Esta flexibilidade é de suma importância, pois apesar de haver um contrato de suprimento, com previsão fixa de uma Quantidade Diária Contratual (QDC), por certo há variações mensais, semanais ou mesmo diárias de demanda, que são corrigidas pelo mecanismo de nominação mencionado. Estes mecanismos de nominação, caso

aceitos pela supridora, evitam as penalidades ora estudadas, dado que não haveria surpresa na quantidade retirada (QDR).

Dado o evidente recrudescimento das penalidades instituídas pelo supridor monopolista, a ARSESP decidiu autorizar a inclusão de tais penalidades nas tarifas de todos os usuários das 3 (três) concessionárias estaduais de gás do Estado de São Paulo (Comgás, GBD e Naturgy), indistintamente, até que houvesse um amadurecimento do entendimento sobre as circunstâncias ensejadoras de tais penalidades.

Por tais motivos, houve a autorização de repasse tarifário das penalidades pagas pelas concessionárias à Petrobras, por meio da Deliberação ARSESP nº 765/2017. A referida deliberação possuía uma fórmula matemática, que à guisa de minimizar os repasses tarifários, não funcionou adequadamente, como se verá neste trabalho.

Convém ressaltar que, penalidades do tipo *take or pay* ou *ship or pay* são comuns nos contratos de suprimentos internacionais, eis que garantem consumos mínimos aos investimentos realizados. Tais penalidades estão estritamente relacionadas ao planejamento da demanda de gás. E, compõem, expressamente, a matriz de riscos dos Contratos de Concessão do Estado de São Paulo (ARSESP, 2023).

Todavia, a aplicação destas penalidades não era uma prática adotada pela Petrobras naquele período, eis que, em função do monopólio exercido no suprimento de gás, esta conseguia a acomodação das variações de demandas entre as várias concessionária estaduais. Além disso, como detinha a propriedade dos ativos de transporte de gás, utilizava-os como uma espécie de estocagem.

Assim, após 3 anos da edição da primeira Deliberação (765/2017), conforme se extrai de ARSESP (2020), foi realizada extensa avaliação sobre a maturidade do tema, ocasião em que se constatou que mais de R\$ 100 milhões foram pagos ao supridor monopolista a título de tais penalidades, em 4 (quatro) anos de vigência da referida cláusula. Todavia, este valor foi repassado às tarifas, indiscriminadamente, de todas as classes de usuários de gás do Estado de São Paulo.

No referido estudo da ARSESP, constatou-se uma falha metodológica na Deliberação 765/2017, de forma que esta não conseguiria atender aos objetivos propostos, no sentido de minimizar a ocorrência dos repasses de tais penalidades.

Ante esta falha, verificou-se que a quase totalidade (99%) das penalidades aplicadas pela Petrobras estavam sendo repassados aos usuários e os valores não estavam regredindo. Neste cenário, a ARSESP julgou adequado e conveniente revogar a Deliberação 765/2017, com a edição de uma “nova” metodologia.

Após processo de consulta pública, a ARSESP editou a Deliberação nº 1.056/2020, com o objetivo de encerrar subsídio cruzado entre usuários de consumo constante e usuários mais erráticos, eis que a “nova” deliberação proibiu o repasse tarifário destas penalidades, de forma indistinta, a todos os usuários dos serviços de gás canalizado do Estado de São Paulo.

Todavia, em contrapartida, e em atenção ao objetivo de incentivar a adoção de mecanismos adequados de planejamento, autorizou a possibilidade de inclusão das penalidades mencionadas (EC e PGU), desde que resguardada a livre negociação contratual, apenas nos contratos de fornecimento dos grandes usuários (consumo acima de 50 mil m³/dia), para que os usuários que possuem consumo errático fossem incentivados, pelo mecanismo de preços, a planejar adequadamente suas demandas.

Ainda no sentido de adequar o planejamento de demanda, a Deliberação deixa claro que, caso a concessionária não consiga repassar os desvios aos grandes usuários erráticos, estes desvios seriam de responsabilidade das próprias concessionárias, sem possibilidade de qualquer repasse tarifário a partir de 2023.

Para que não houvesse surpresa, a ARSESP estabeleceu uma regra de transição, que garantia um limite de repasse às tarifas dos usuários em geral por mais 2 (dois) anos: a regra ficou denominada CMA (Custo Máximo Admissível). Ela corresponde à possibilidade de repasse na tarifa dos usuários do saldo de 50% e 25% entre a diferença dos valores pagos à supridora e aqueles recebidos dos grandes usuários, respectivamente, para os anos de 2021 e 2022. A partir de 2023, não seria mais possível repassar aos demais usuários a diferença (ou seja, as penalidades pagas à supridora e não recebidas dos grandes usuários).

Segundo interpretação que se faz do §1º do artigo 4º, combinado com o artigo 3º, da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020, o percentual provisório de repasse tarifário (CMA) se aplicaria apenas nos casos em que as penalidades pagas à supridora superassem aquelas recebidas dos usuários. Caso contrário, quando a concessionária receber mais

penalidades do que pagar aos seus fornecedores, (CMA negativo) os valores devem se reverter para a modicidade tarifária da concessão.

Tudo isso em razão do princípio de que não cabe às concessionárias de gás do Estado de São Paulo auferir lucros adicionais com penalidades. Eventuais “lucros” na conta penalidades devem ser revertidos à modicidade tarifária.

Conforme apresentado neste trabalho, no período após a edição da Deliberação 1.056/2020, há indícios de que as concessionárias de gás do Estado de São Paulo têm procurado inserir cláusulas contratuais de aplicação de penalidades aos grandes usuários locais, dado que passaram a auferir valores de recuperação destas penalidades diretamente dos grandes usuários (consumo maior que 50 mil m³/dia), por vezes até em valores maiores do que os efetivamente pagos à supridora monopolista.

Quanto à gestão planejada do consumo de gás no estado, em razão da recente inclusão destas cláusulas contratuais, esperava-se um avanço considerável, dado o volume de recursos envolvido. Entretanto, como será demonstrado, isto ainda não é observado, seja porque os grandes usuários estão em processo de aprendizagem, de forma a tentar estabilizar suas demandas e não incidirem em penalidades, seja porque ainda era permitido um repasse tarifário pelas concessionárias.

Como se demonstrará, a ARSESP procurou reduzir o desperdício de recursos da população com gastos em penalidades por erros de planejamento, notadamente, ocasionados por grandes usuários que possuem alta variação em suas programações, bem como evitar a socialização com os demais usuários de gás, destes custos milionários.

2.2 Da Regulação do Suprimento de Gás Canalizado no Estado de São Paulo

Conforme disposto no artigo 25, § 2º, da Constituição Federal de 1988, compete privativamente aos estados da federação brasileira a prestação dos “serviços locais de gás canalizado”, diretamente ou sob concessão, nos termos de suas leis.

Nesta linha, como não poderia deixar de ser, eis que sujeita ao princípio da simetria, também a Constituição do Estado de São Paulo, no parágrafo único, do seu artigo 122, replica o dispositivo e acrescenta

a necessidade de autorização para o acesso direto aos gasodutos de transporte no Estado de São Paulo (CONSTITUIÇÃO ESTADUAL, 1989).

Desta forma, conforme se extrai de informações da ARSESP (2020), os serviços de distribuição de gás canalizado de São Paulo foram concedidos a 3 (três) concessionárias: Companhia de Gás de São Paulo (COMGÁS), Gás Natural São Paulo Sul S.A (Naturgy) e a Gás Brasileiro Distribuidora S.A (GasBrasiliانو), distribuídos conforme Figura 1A (em anexo).

Nos termos da Lei Complementar nº 1.025/2007, compete à ARSESP a regulação e fiscalização dos “*serviços de gás canalizado*”, no estado de São Paulo. Neste sentido, convém ressaltar que a Agência tem firme posicionamento, inclusive com diversas deliberações editadas, de que estão entre as suas principais atribuições não apenas a distribuição de gás, como a comercialização e a estocagem local de gás.

Dentre as atividades exercidas, os Contratos de Concessão dispõem que compete à ARSESP a aprovação dos contratos de suprimento de gás canalizado assinados pelas concessionárias com seus fornecedores (ARSESP, 2023). Neste ponto, importa ressaltar que a matriz de riscos, estabelecida nos referidos Contratos, deixa claro que os riscos de penalidades (*take or pay* ou *ship or pay*) são riscos do negócio, assumidos pelas concessionárias.

Portanto, a atividade de aprovação dos contratos de suprimento é especialmente sensível no âmbito da Agência Reguladora, tendo em vista que os valores contratados pelas concessionárias são integralmente repassados aos usuários locais, não compondo a remuneração delas. Todavia, como dito, os riscos de desvios de programação também não devem compor a remuneração delas.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia (MME, 2022), as três concessionárias do Estado de São Paulo são responsáveis pelo atendimento do maior mercado consumidor de gás do Brasil, representado por um consumo médio de 17,7 milhões de metros cúbicos por dia.

A concessionária Comgás, responsável pela distribuição de gás nas principais regiões consumidoras do estado (Região Metropolitana de São Paulo, Campinas, Baixada Santista e Vale do Paraíba), é a maior compradora de gás do país, com média aproximada de 16 (dezesseis) milhões de metros cúbicos por dia.

Seguida, no Estado de São Paulo, pela Gás Natural São Paulo Sul (Naturgy), concessionária que implementou a distribuição de gás no sul do estado, a partir do Contrato de Concessão, contando com um consumo aproximado de 900 mil metros cúbicos por dia. A terceira concessão de gás do Estado está a cargo da GasBrasiliiano (GBD), concessionária responsável pela implementação do projeto de distribuição de gás no noroeste paulista, com consumo atual aproximado de 800 mil metros cúbicos por dia.

Todavia, convém assinalar que, conforme dados da ANP (2023), ainda atualmente (jan./2023), o suprimento de gás natural para o Estado de São Paulo, maior mercado consumidor de gás do país, é totalmente realizado por meio de contratos firmados pelas concessionárias junto à Petrobras, em evidente comprovação do monopólio de fato exercido pela petroleira estatal¹.

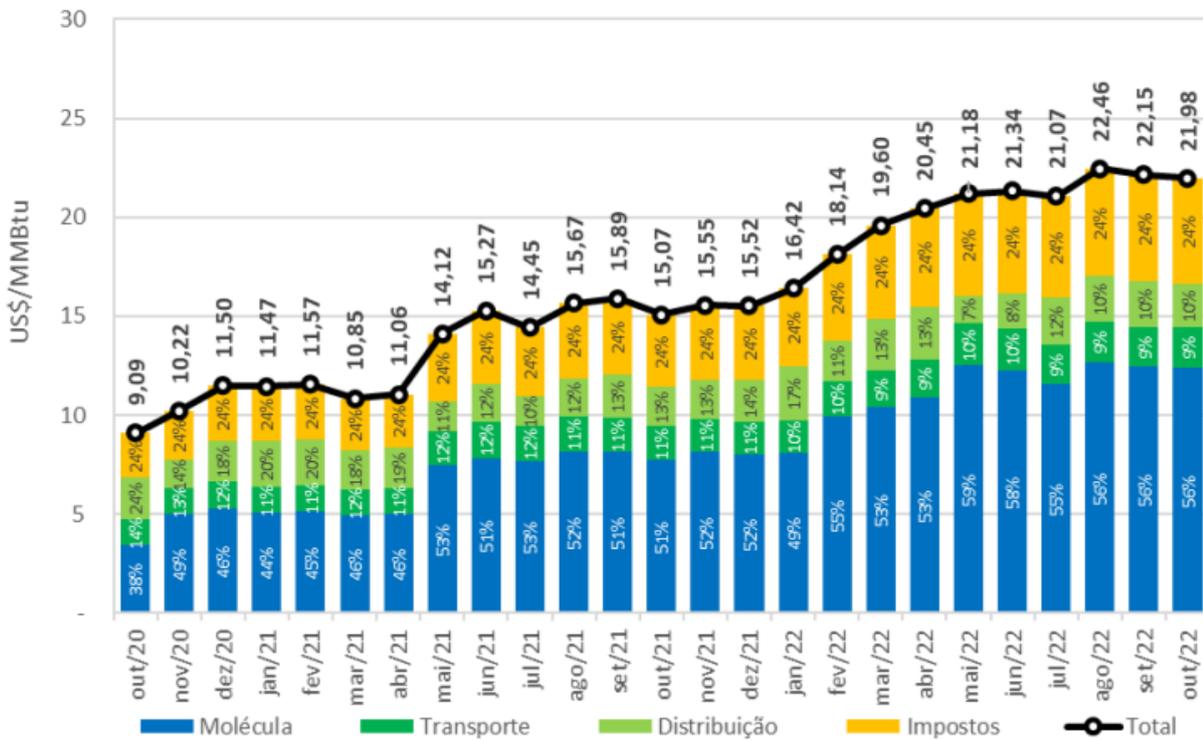
2.3 Das Novas Penalidades Contratuais nos Contratos de Suprimento da Petrobras

Como se demonstrará, as penalidades por erro de programação incidem diretamente sobre a parcela da tarifa referente à molécula de gás e à parcela do transporte, incluído os impostos.

Conforme aponta o Relatório do MME (2022), a composição dos preços de gás a um usuário médio (industrial, com consumo de 20 mil m³/dia) se dá pela seguinte disposição:

¹ Há contrato de suprimento de gás, em volume de aproximadamente 3 milhões de metros cúbicos por dia, assinado entre a Comgás e a Compass, para início a partir de julho de 2023.

Figura 1: Composição de Preços do Gás (MME, 2022)



Fonte: MME (2022)

Como demonstrado, a Petrobras introduziu, a partir de 2016, duas penalidades envolvendo desvios de programação em seus Contratos de Suprimento. Uma destas penalidades, o Encargo de Capacidade (EC) procura imputar o pagamento adicional em razão da Quantidade Diária Retirada (QDR) de gás a menor do que a Quantidade Diária Contratada (QDC), portanto garante a remuneração dos serviços dos gasodutos de transporte, parte dos serviços prestados por uma das subsidiárias da monopolista.

Segundo se extrai dos Contratos de Suprimentos da Petrobras (ANP, 2023), o Encargo de Capacidade (EC) está associado a reserva de capacidade de transporte. Portanto está associado ao preço de transporte e tem como base de apuração mensal. A fórmula para aplicação desta penalidade, ficou assim estabelecida:

$$FAT_{EC} = CNU \times PT \tag{1}$$

Onde:

FAT ec: Fatura de Encargo de Capacidade

CNU: Capacidade Não Utilizada

PT: Parcela de Transporte

A segunda penalidade introduzida pela Petrobras, cujos impactos também serão avaliados, é o PGU (Preço de Gás de Ultrapassagem), aplicado quando a Quantidade Diária Retirada (QDR) excede a Quantidade Diária Contratada (QDC), inicialmente, em volume superior a 7% (sete por cento), após as alterações contratuais de 2020, o limite passou a 5% (cinco por cento). Por fim, nos contratos assinados no final de 2021, a parcela isenta foi reduzida para 3% (três por cento). Além disso, a supridora aplicava multa de 50% (cinquenta por cento) sobre o valor do preço de gás contratado. Todavia, ante o enrijecimento contratual, as penalidades passaram a 70% (setenta por cento) sobre o valor da molécula de gás.

Segundo os Contratos de Suprimentos da Petrobras (ANP, 2023), o Preço de Gás de Ultrapassagem (PGU) está associado à retirada de gás acima da programação. Portanto, está associado ao preço da molécula, tem como base de apuração diária. A fórmula para aplicação desta penalidade, ficou assim estabelecida:

$$PGU = (1,7 \times PM) + PT \quad (2)$$

Onde:

PGU: Preço de Gás de Ultrapassagem;

PM: Parcela da Molécula

PT: Parcela do Transporte

Durante as negociações de renovação dos contratos de suprimento, no final de 2019, a Petrobras alterou seus Contratos de Suprimento, fazendo incluir uma nova penalidade, denominada Preço de Gás de Ultrapassagem - 2 (PGU2), a ser aplicado quando a Quantidade Diária Retirada (QDR) superar 115% (cento e quinze por cento) da Quantidade Diária Contratada (QDC). Nestes casos, a supridora aplica, a título de multa, o percentual de 100% (cem por cento) do valor da parcela da molécula de gás contratado, incluído os impostos.

Vale antecipar que, conforme será detalhado, apesar dos grandes números que envolvem a concessionária Comgás, esta não acarretou maiores penalidades aos seus usuários, em razão de deter o

Contrato Firme Internacional (Contrato TCQ-Bolívia), que vigeu até 31 de dezembro de 2021.

Diante destas duas contratações, a concessionária conseguia utilizar mais gás do contrato TCQ-Bolívia sem incidir nas penalidades com a Petrobras (contrato NMG), reduzindo os impactos destas penalidades.

Todavia, conforme demonstra Araújo, Puente e Resende (2021), a vigência do Contrato de Suprimentos se encerrou em 31 de dezembro de 2021, ocasião em que foi contratada a extensão do contrato NMG, com suas penalidades, por ausência de competição imposta pela atuação monopolística.

Assim, diante deste cenário de recrudescimento das penalidades estabelecidas pela Petrobras, durante a contestação sofrida pelo exercício de seu poder de mercado, um monopólio de fato na indústria do gás brasileira, a ARSESP entendeu salutar possibilitar o repasse destas penalidades nas tarifas de todos os usuários da concessão.

Entretanto, diante da avaliação jurídico-econômica, realizada pela ARSESP, durante o ano de 2020, e consolidada na Nota Técnica NT.G-0002-2020², a Agência constatou que a metodologia de repasse tarifário das penalidades, adotada pela Deliberação ARSESP n° 765/2017, não estava adequada aos seus propósitos de minimizar estes custos de penalidade, bem como permitia uma espécie indesejada de subsídio cruzado.

De acordo com a ARSESP (2020), a metodologia adotada possibilitava que as concessionárias estaduais repassassem a quase integralidade (99%) dos gastos despendidos com tais penalidades, inseridas pelo supridor monopolista, a todos os usuários locais de gás canalizado do estado. Ou seja, estava comprovada a falha de mercado, denominada dupla margem.

Constatou-se que tal circunstância não trazia incentivos para que as concessionárias e os grandes usuários, os mais erráticos, adotassem mecanismos adequados de planejamento de demanda.

Isto se dava em razão do fato de que os custos eram socializados com os demais usuários (pequenos e médios). Assim, nem mesmo a concessionária se dedicava a controlar tais desvios, dado que conseguia

²http://www.ARSESP.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/NTG0002-2020_Penalidades.pdf

repassar a quase integralidade destes custos às tarifas. Tais medidas demonstram a prática de dupla margens, dos monopolistas, a Petrobrás no suprimento e da concessionária na distribuição em detrimento do consumidor final (usuário de gás canalizado).

Como dito, restou comprovado que foram pagos, a título de penalidades ao supridor monopolista (Petrobras), durante os 3 (três) anos de vigência da Deliberação ARSESP nº 765/2017, o valor aproximado de R\$ 180 milhões.

Este valor foi pago por meio de repasse às tarifas de gás de todos os consumidores de gás natural do estado, independentemente de sua classe de consumo (residencial, comercial, industrial etc.). Ou seja, as concessionárias, monopolistas na distribuição em suas regiões, não sofreram quaisquer restrições com tais penalidades.

Conforme se observa do Relatório Circunstanciado RC.G-0002-2020³, elaborado pela ARSESP após Consulta Pública, constatou-se a prática de Dupla Marginalização ou de Duplo Monopólio, quando a distribuidora não exerce seu poder de barganha, apenas repassando as margens da supridora aos seus consumidores.

Além disso, a Agência Estadual, por meio da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020, ao alterar a essência da forma de compensação das distribuidoras, de modo que as penalidades (EC e PGU) devam ser cobradas diretamente dos usuários locais (grandes usuários consumidores de mais de 50 mil metros cúbicos por dia), buscou, afóra a redução do subsídio cruzado, por meio do sinal adequado de preços, incentivar o planejamento adequado e a consequente mitigação das margens pagas para a supridora monopolista.

Para tanto, as concessionárias estaduais foram autorizadas, desde que contratualmente estabelecido, em regime de livre negociação contratual, a cobrar tais penalidades diretamente dos usuários erráticos (aqueles que realmente geram o descasamento entre o planejado e o retirado) e não mais da coletividade. Vale ressaltar que, por disposição dos contratos de concessão, o regime de livre negociação contratual se aplica apenas aos usuários com consumo superior a 50.000 metros cúbicos por dia. Os demais usuários contratam a partir de contratos de adesão pré-aprovados pela ARSESP.

³http://www.ARSESP.sp.gov.br/ConsultasPublicasBiblioteca/Relatorio_circunstanciado_CP092020.pdf

Desta forma, foram criados incentivos adicionais para que o usuário errático procure alterar o seu comportamento, dado que agora sofrerá um recrudescimento do seu custo de gás, eis que estará sujeito aos valores devidos à título de penalidade nos casos de falta de planejamento.

Também ficou consignado que a concessionária deverá adotar mecanismos de mitigação de pagamento de penalidades, dado que, caso não o façam, arcarão com os riscos de penalidades tomados em seus contratos de suprimento.

Quanto a este risco de penalidades, houve uma modulação dos efeitos, dado que o saldo entre o valor cobrado dos usuários e o valor pago à supridora monopolista ensejaria uma queda gradual no direito de repasse a tarifa da coletividade (50% do saldo em 2021 e 25% do saldo em 2022). A partir de 2023 será vedado o repasse indiscriminado de qualquer valor de penalidades aos usuários em geral da concessão.

2.4 Formação de Preços de Gás Canalizado

Carvalhinho Filho (2003), ressalta a diferença na formação dos preços das commodities do petróleo em relação ao gás natural. Sendo certo que o petróleo possui um mercado spot líquido, enquanto o gás possui contratos de longo prazo. Além de possuir uma densidade de energia muito maior do que o gás, o petróleo pode ser transportado por outros modais, diversos dos dutos.

Assinala que, em que pese ter origem associada ao petróleo, o gás natural depende de maciços investimentos em dutos de transportes e de distribuição, que interligam a produção aos consumidores. Estes investimentos demandam segurança jurídica nos seus contratos.

Neste cenário, Carvalhinho Filho (2003) reitera a importância do poder de barganha nas relações que envolvem o suprimento de gás natural. Alertando para a possibilidade de comportamentos oportunistas como incentivo para ganhos adicionais, quando uma adaptação contratual não for antecipada originalmente pelas partes.

Tendo em vista a necessidade de investimentos de longo prazo, bem como evitar comportamentos oportunistas, os contratos de gás são de longo prazo. Tendo como principal mecanismo de repasse dos investimentos as cláusulas de *take or pay* (pegue ou pague). Estas

cláusulas procuram garantir um pagamento pela infraestrutura de gás, ainda que não haja a retira de gás do sistema.

Gordon, Gunsch e Pawluk (2003), realizaram estudos sobre as economias de escala nos gasodutos de transporte no Canadá, a demonstrar que em algumas situações não se mostravam mais efetivos os fundamentos econômicos que sustentavam o argumento do monopólio natural naquela indústria. Segundo os autores, haveria espaços para a introdução do modelo competitivo em alguns gasodutos daquela região, eis que os resultados da introdução de um ambiente concorrencial superavam as economias de escala que justificavam o monopólio natural.

No mesmo sentido, Yu, Yoo e Baek (2019) demonstram que a introdução do ambiente concorrencial pode se mostrar mais eficiente do que o modelo de monopólio exercido pela KOGAS (companhia coreana de gás natural), pois a companhia pode estar operando atualmente em um nível de produção além do ponto mínimo da curva de custo médio em forma de "U".

Os autores assinalam que o mercado livre na Coreia se iniciou no mercado atacadista sul coreano, que apesar de um início lento, tem demonstrado acelerado desenvolvimento. Vale assinalar que o mercado livre de São Paulo foi regulamentado pela ARSESP, sem previsão de consumo mínimo para ingresso. Todavia, ainda não há um forte movimento de migração do mercado cativo para o livre.

Conforme identificado pela ARSESP em avaliação da aplicação das penalidades, trata-se de um mercado duplo-monopolista (suprimento e distribuição de gás canalizado no Brasil), e as alocações iniciais não são dadas da melhor forma possível, do ponto de vista econômico. Sendo certo que há benefícios marginais do monopolista atacadista repassados pelo monopolista varejista, sem que haja incentivos para contestações. Daí a identificação da necessidade de uma regulação voltada para tornar o mercado mais eficiente na alocação das penalidades.

Sobre a teoria dos riscos de dupla marginalização, Mazzucato (2018), ao avaliar as principais decisões do CADE (Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência), extrai passagem de Despacho do Superintendente-Geral Interino, que demonstra se tratar de prática anticoncorrencial adotada entre dois monopolistas, sendo um fornecedor monopolista e outro produtor de bens finais monopolista. Quando o segundo deixa de contestar os preços do

primeiro, apenas repassando os preços aos seus produtos, ocorre o fenômeno de “dupla margem”.

A fim de evitar esta situação inferior, eis que os preços estão acrescidos de duas margens monopolistas, a ARSESP decidiu vetar o repasse de tais penalidades para as tarifas de gás de todos os usuários do Estado de São Paulo.

Outro ponto constatado pela ARSESP (2020) está relacionado à existência de uma espécie de subsídio cruzado, dado que as penalidades eram compartilhadas nas tarifas de todos os usuários da concessão. Todavia, trata-se de um subsídio em sentido contrário ao que observado por Li e Li (2018). Segundo estes autores, nos países em desenvolvimento, se observa um subsídio cruzado no sentido de que a parcela mais pobre da população recebe tratamento tarifário especial em detrimento da parcela mais rica. No presente caso, como se pretende comprovar, observa-se que todos os segmentos de usuários estavam contribuindo para o pagamento de penalidades das grandes empresas industriais.

2.5 Mercado de Gás Natural Brasileiro – Monopólio de Fato

Os problemas de preços de gás decorrentes da dependência de suprimento de gás por parte de um monopolista foi objeto de estudo por Schulte e Weiser (2019). Segundo os autores, a construção de um terminal de GNL (Gás Natural Liquefeito) e o estabelecimento de uma cota de importação obrigatória foram importantes medidas para a contestação do poder de monopólio exercido pela GAZPROM na Lituânia.

Conforme demonstram os autores, os custos marginais mais altos decorrentes das cotas de importação de GNL são justificados em razão da possibilidade de contestação do poder de mercado do monopolista, de forma a obter reduções adicionais no preço de suprimento deste monopolista, garantido uma situação de bem-estar mais benéfica.

No Estado de São Paulo, até a presente data, todo o suprimento de gás é oriundo de contratos estabelecidos com a Petrobrás. Alguns movimentos são observados no sentido de contestar o poder de mercado da Petrobras, como o reforço na rede de distribuição da

Comgás no sentido do baixada santista (Subida da Serra), que possibilitará o acesso ao suprimento oriundo de um terminal de GNL.

Em decorrência disto, foi possível à ARSESP aprovar o contrato de suprimentos de GNL pela Compass para a concessionária Comgás, dado que apresentou o preço mais baixo para a molécula de gás no processo de compra da concessionária. Apesar de ainda não ter iniciado o suprimento deste contrato, a cláusula de penalidades deste novo contrato é bem menos drástica do que aquela imposta pela Petrobras.

No caso específico do mercado nacional de gás natural, Acquaviva e Sebastião (2021) demonstram que apesar de algumas tentativas recentes de retirar o monopólio legal no mercado de gás natural exercido pela Petrobras, notadamente na esfera de competências do Governo Federal, a petroleira mantém o monopólio de fato tanto na exploração, produção, escoamento, processamento e transporte. Além de possuir relevante participação na distribuição de gás.

Para os autores, um recente divisor de águas neste movimento foi a celebração do Termo de Compromisso de Cessação de Conduta Prática (TCC), assinado entre a Petrobras e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE), estabelecendo marcos temporários específicos, para o início de implementação de mecanismos efetivos a fim de restringir o monopólio estrutural exercido pela Petrobras.

Vitale et al. (2022) demonstram que diversos segmentos da sociedade foram envolvidos em esforços recentes, a fim de possibilitar uma nova regulamentação pró-competição no setor de gás natural no Brasil, tendo em vista o histórico monopólio exercido pela Petrobras.

Segundo os autores, o indicador PMR, elaborado pela OCDE, reconhece os esforços realizados pelo país. Todavia, constatam que ainda restam sérios desafios a fim de encerrar o monopólio de fato exercido pela Petrobras no segmento.

Em estudo realizado por Santana, Jannuzzi e Bajav (2009), constatou-se o exercício do monopólio de fato pela Petrobras. Entretanto, os autores apresentaram possibilidades de inserção de competição no mercado de gás natural, em razão do aumento de produção de gás de outras companhias petrolíferas que adquiriram concessões nos leilões realizados pela ANP.

Todavia, em que pese ter havido, de fato, um substancial aumento na oferta de gás natural no país, muito desta oferta tem sido

utilizada para o aumento na produção de petróleo, por meio da reinjeção do gás no poço. Além disso, a manutenção do monopólio nas infraestruturas essenciais pela Petrobras, tem inviabilizado a efetivação da concorrência no mercado de suprimento ao consumidor.

Neste sentido, pode-se destacar o estabelecimento da necessidade de venda, pela Petrobras, de suas participações nas transportadoras de gás NTS e TAG, bem como a recente conclusão da venda de suas ações na Gaspetro (Petróleo Gás S.A).

Todavia, em recente Acórdão (1925/2021) os ministros que integram o Tribunal de Contas da União (TCU) observaram que existem muitos compromissos a serem implementados no âmbito do TCC, bem como de regulamentação na administração federal.

Do ponto de vista da competência estadual, convém ressaltar que, historicamente, os Estados sempre executaram, seja diretamente, seja por meio de suas empresas públicas e, mais recentemente, pelas concessionárias, os serviços de comercialização, estocagem e de distribuição de gás aos usuários locais (TEIXEIRA, 2015).

Nesta linha, também caminhou o Constituinte Brasileiro ao estabelecer que os “serviços locais de gás canalizado” são de competência privativa dos Estados, inserindo o §2º, no artigo 25, da Constituição Federal de 1988 (BRASIL, 1988).

De outro lado, conforme demonstrado por Delalibera, Serrano-Quintero e Zimmermann (2023), as concessionárias estaduais de serviços locais de gás natural atuam como monopolistas naturais na distribuição e na comercialização de gás junto aos consumidores finais, em suas áreas de concessão, eis que o mercado livre de gás natural ainda não se desenvolveu no Brasil.

Segundo os autores, a redução nos preços da molécula de gás é fundamental para garantir o desenvolvimento de longo prazo da participação deste energético no mix de energia brasileiro. Eles apontam que uma redução de 5% nos preços da molécula pode gerar crescimento de demanda de mais de 5,5%.

2.6 Da Elasticidade Preço da Demanda do Gás Natural

Dado que não é objeto da presente pesquisa o estabelecimento de modelos preditivos de comportamentos de demanda (forecast), mas apenas a aferição dos resultados já estabelecidos após a edição da

Deliberação ARSESP nº 1.056/2020, utilizou-se como premissas do presente trabalho o racional metodológico sobre a elasticidade da demanda do energético gás natural, apresentado, para cada concessionária estadual, por Delalibera, Serrano-Quintero e Zimmermann (2023).

As penalidades têm o condão de aumentar os custos de suprimento de energia dos usuários, caso não se adote os mecanismos de planejamento adequado, como resultado deste aumento há o risco de alteração de fonte energética no longo prazo. De outro lado, a redução das penalidades poderia incentivar o aumento na utilização do energético gás natural, o que é desejável pela ARSESP (2020).

Segundo Delalibera, Serrano-Quintero e Zimmermann (2023), o mercado de gás natural compete com outras fontes de energia, tais como energia elétrica, biomassa, petróleo, etc. Sendo assim, as oscilações de preços no insumo energético gás influenciam a decisão de compra de energia do usuário industrial (elasticidade da demanda). Todavia a alteração da fonte de energia não é simples e não é verificável em curto prazo.

Entretanto, os autores verificaram, em um modelo dinâmico de equilíbrio geral, que uma redução de 5% no preço do gás natural leva a um aumento médio de 5,5% no consumo de gás natural, com ganhos moderados no PIB entre 0,03% e 0,16%.

Desta forma, por meio de um robusto modelo econométrico, eles exploram o impacto das mudanças na estrutura de mercado do gás natural na economia regional, utilizando um modelo de equilíbrio geral com heterogeneidade nos insumos de energia e uma empresa monopolista de distribuição de gás.

Assim Delalibera, Serrano-Quintero e Zimmermann (2023), as mudanças na demanda de gás natural requerem décadas para se ajustarem, devido à substituição de capital alimentado por outras fontes. Políticas que reduzem o preço do gás podem impulsionar a transição para economias de baixo carbono, aumentando a participação do gás na matriz energética, mas não são suficientes para gerar aumentos de longo prazo nessa participação.

Além disso, ressaltam que a eficiência do gás natural e a inovação nesse setor têm o potencial de impulsionar a transição para economias com menor emissão de carbono.

Tais resultados importam de sobremaneira para a presente pesquisa, eis que os crescentes valores de penalidades impostos pela monopolista poderiam ensejar a fuga de importantes usuários para outros insumos energéticos. Além disso, podem prejudicar o bem-estar geral do consumidor do Estado de São Paulo.

Como dito, além de não ser objeto o estabelecimento de modelos de demanda, há uma limitação nesta pesquisa, eis que apenas os grandes usuários (consumo acima de 50 mil m³/dia) passaram a ter em seus contratos de fornecimento cláusulas específicas para as penalidades por erro de programação, bastante similares aos contratos de suprimento assinado pelas concessionárias de gás com a Petrobras.

Entretanto, não foi possível identificar quais os usuários têm ocasionado os desvios de programação nas concessionárias, nem mesmo o segmento industrial da qual advém esses desvios. Isto porque os dados de consumo individualizados são protegidos pela LGPD (Lei Geral de Proteção de Dados). Assim, necessário será o desenvolvimento de metodologias adicionais de pesquisa para a aferição destes comportamentos.

Sendo assim, os valores auferidos pelas concessionárias destes grandes usuários, para pagamento de tais penalidades, demonstram que havia, de fato, uma espécie de “subsídio cruzado”.

Assim, a metodologia se utiliza da análise das series temporais sobre os dados de consumo e de pagamentos de penalidades por segmentos de usuários, para fins de identificação de padrões e tendências, para responder sobre os efeitos da Deliberação ARSESP 1.056/2020.



3



3

METODOLOGIA

O presente trabalho busca realizar uma avaliação quantitativa, a fim de tentar mensurar os impactos da referida norma regulamentadora. Especialmente, para fins de tentar verificar o sinais de resultado regulatório alcançado frente aos objetivos apresentados pelo regulador. Procura-se quantificar o valor dos subsídios cruzados evitados com a edição da referida deliberação.

Também busca-se quantificar se houve melhorias no planejamento de demanda, através da mensuração dos volumes de gás que incidiram em pagamentos de penalidades, em relação ao mercado de gás natural do Estado de São Paulo.

Cumprе ressaltar que o presente trabalho possui algumas limitações. Notadamente, a questão da individualização dos usuários causadores das penalidades. Assim, em que pese ser possível identificar os segmentos de consumo (Comércio, Indústria, Residência, GNV), não

foi possível identificar especificamente o usuário causador dos erros de programação.

Assim, em que pese a verificação estatística de causalidade ter restado prejudicada pela ausência dos dados individualizados, foram utilizadas e avaliadas series temporais de consumo de gás nos principais segmentos de consumo, nas três concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo; bem como séries de pagamentos de penalidades, tanto de EC quanto de PGU, desde o início de sua implementação pela Petrobras.

Destas séries temporais foi possível retirar os valores pagos e repassados às tarifas dos usuários em geral, desde 2016 até 2020. No período entre 2020 e 2023, foi adicionado às séries temporais os valores pagos pelos usuários erráticos, dados possibilitados disponibilizados em razão das alterações realizadas pela Deliberação 1.056.

Quanto ao objetivo de se avaliar os incentivos para a adequada contratação de gás natural, foram analisadas séries temporais com os dados de volumes contratados de gás junto à Petrobras, inclusive por aditivos, das 3 (três) concessionárias, referentes aos últimos 6 (seis) anos. Assim, foram realizados testes de médias para o período pré e pós Deliberação 1.056/2020, para avaliar o quanto variou as penalidades, em termos de volume e de valor.

Além disso, foram realizados testes de correlação entre séries temporais, principalmente para medir a correlação entre as oscilações no volume de consumo por segmentos (Comércio, Indústria, Residência, GNV) em relação ao volume de gás consumido total. Estes testes foram realizados tanto em relação ao consumo estadual, quanto em relação ao volume consumido por concessionária.

3.1 Base de Dados

A base de dados de consumo utilizada abrange o volume mensal vendido pela Petrobras às concessionárias estaduais e os volumes vendidos pelas concessionárias estaduais aos usuários dos principais segmentos de mercado (Residencial, Comercial, Industrial e GNV). Além disso, há uma avaliação em relação à totalização do mercado abrangendo todo o Estado de São Paulo (SP).

Estes dados de consumo se referem ao período entre maio de 2005 e janeiro de 2023. Assim, foram utilizadas 22 variáveis, com 213



observações para cada uma destas variáveis, resumidas conforme a Tabela de Estatística Descritiva:



Tabela 1: Estatística Descritiva dos Dados de Demanda (maio 2005 a janeiro 2023)

| | variável | n | média | desvio padrão | mediana | média ajustada | desvio absoluto | mínimo | máximo | diferença (min e máx.) | assimetria | curtose | se |
|-------------------------|----------|-----|----------------|---------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|------------------------|------------|---------|--------------|
| Comgás (Mercado Total) | 1 | 213 | 346.708.379,10 | 32.540.017,03 | 350.045.622,90 | 348.878.437,50 | 29.077.201,50 | 217.484.200,00 | 411.185.064,70 | 193.700.907,10 | -0,85 | 1,56 | 2.229.605,23 |
| Comgás (Residencial) | 2 | 213 | 17.792.119,70 | 6.294.486,38 | 17.543.405,30 | 17.509.346,10 | 7.531.324,60 | 6.859.393,00 | 33.697.805,70 | 26.838.413,10 | 0,29 | -0,85 | 431.291,10 |
| Comgás (Comercial) | 3 | 213 | 9.580.292,50 | 1.735.483,50 | 9.242.198,90 | 9.486.780,60 | 1.722.915,86 | 5.775.833,00 | 14.073.873,40 | 8.298.040,10 | 0,46 | -0,65 | 118.913,37 |
| Comgás (Industrial) | 4 | 213 | 295.176.398,30 | 29.720.344,87 | 298.859.512,10 | 297.314.855,70 | 24.720.694,91 | 165.016.600,00 | 361.418.908,60 | 196.402.352,70 | -1,00 | 2,29 | 2.036.404,48 |
| Comgás (GNV) | 5 | 213 | 22.636.160,20 | 12.298.875,91 | 18.299.396,10 | 21.391.270,50 | 6.038.973,83 | 4.146.225,00 | 59.540.530,70 | 55.394.305,30 | 0,98 | 0,03 | 842.705,09 |
| GBD (Mercado Total) | 6 | 213 | 20.332.227,10 | 5.932.815,81 | 21.262.139,10 | 20.654.671,90 | 4.963.895,88 | 5.396.054,00 | 33.323.143,60 | 27.927.089,30 | -0,49 | -0,26 | 406.509,84 |
| GBD (Residencial) | 7 | 213 | 123.978,70 | 79.110,41 | 112.571,10 | 118.073,40 | 89.199,10 | 12.596,84 | 353.618,00 | 341.021,20 | 0,54 | -0,72 | 5.420,56 |
| GBD (Comercial) | 8 | 213 | 148.058,20 | 72.144,15 | 143.669,80 | 147.582,40 | 89.662,06 | 33.901,23 | 493.016,00 | 459.114,80 | 0,33 | 1,00 | 4.943,24 |
| GBD (Industrial) | 9 | 213 | 18.332.430,00 | 5.955.409,14 | 19.501.216,20 | 18.576.865,40 | 5.433.830,32 | 4.886.592,00 | 31.377.755,30 | 26.491.163,10 | -0,36 | -0,52 | 408.057,91 |
| GBD (GNV) | 10 | 213 | 659.467,60 | 125.147,90 | 656.545,90 | 658.981,70 | 93.679,02 | 304.611,20 | 1.062.072,80 | 757.461,60 | 0,03 | 0,55 | 8.574,99 |
| Naturgy (Mercado Total) | 11 | 213 | 34.984.881,10 | 5.445.302,22 | 35.217.434,20 | 35.171.603,20 | 6.403.409,06 | 19.571.220,00 | 45.466.856,10 | 25.895.639,50 | -0,27 | -0,73 | 373.105,96 |
| Naturgy (Residencial) | 12 | 213 | 472.716,90 | 137.317,19 | 434.751,60 | 461.271,20 | 119.853,27 | - | 827.040,40 | 827.040,40 | 0,57 | 0,09 | 9.408,82 |
| Naturgy (Comercial) | 13 | 213 | 445.609,60 | 99.332,38 | 422.633,30 | 438.151,90 | 98.768,68 | 299.475,50 | 694.366,20 | 394.890,70 | 0,59 | -0,78 | 6.806,14 |
| Naturgy (Industrial) | 14 | 213 | 32.509.348,70 | 5.405.146,97 | 32.944.707,10 | 32.680.323,20 | 6.399.966,71 | 17.788.170,00 | 43.195.828,60 | 25.407.659,80 | -0,26 | -0,82 | 370.354,57 |
| Naturgy (GNV) | 15 | 213 | 1.416.332,60 | 555.469,54 | 1.204.006,70 | 1.339.162,00 | 262.281,99 | 68,52 | 3.314.977,30 | 3.314.976,70 | 1,25 | 1,00 | 38.060,15 |
| SP (Mercado Total) | 16 | 213 | 414.321.644,30 | 36.784.916,68 | 420.799.239,40 | 417.142.312,60 | 31.832.537,55 | 276.108.000,00 | 491.403.623,30 | 215.295.604,60 | -0,92 | 1,32 | 2.520.460,96 |
| SP (Residencial) | 17 | 213 | 18.388.815,30 | 6.494.127,58 | 17.995.277,50 | 18.086.523,60 | 7.584.641,61 | 7.163.021,00 | 34.767.985,50 | 27.604.964,00 | 0,31 | -0,84 | 444.970,29 |

| | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|----|-----|----------------|---------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|-------|-------|--------------|
| SP (Comercial) | 18 | 213 | 10.173.960,30 | 1.879.368,00 | 9.746.923,20 | 10.067.554,70 | 1.852.288,77 | 6.314.270,00 | 15.015.636,80 | 8.701.366,50 | 0,47 | -0,71 | 128.772,17 |
| SP (Industrial) | 19 | 213 | 346.018.176,90 | 33.415.191,47 | 350.760.184,80 | 348.507.782,80 | 27.344.112,49 | 220.773.300,00 | 418.816.886,30 | 198.043.575,40 | -0,95 | 1,75 | 2.289.571,19 |
| SP (GNV) | 20 | 213 | 24.711.960,30 | 12.828.374,46 | 20.128.251,70 | 23.323.800,50 | 6.408.847,19 | 6.106.741,00 | 63.218.823,00 | 57.112.081,90 | 1,03 | 0,06 | 878.985,74 |
| SP (Cogeração) | 21 | 213 | 15.218.473,30 | 5.974.196,94 | 15.790.199,60 | 15.411.836,70 | 4.899.136,05 | 2.965.957,00 | 30.150.699,50 | 27.184.743,00 | -0,31 | -0,10 | 409.345,23 |
| SP (Ajustado) | 22 | 213 | 114.321.644,30 | 36.784.916,68 | 120.799.239,40 | 117.142.312,60 | 31.832.537,55 | -23.891.980,00 | 191.403.623,30 | 215.295.604,60 | -0,92 | 1,32 | 2.520.460,96 |

Fonte: Dados Arsesp (2023). Elaboração Própria.

No que diz respeito à base de dados para as penalidades (EC e PGU), da mesma forma que foi feita para os dados de consumo, foram utilizados os dados agregados para todo o Estado de São Paulo (SP), bem como os individualizados para cada concessionária.

No caso das penalidades, o período avaliado é menor do que o observado para as medidas de consumo, abrangendo os meses de dezembro de 2018 até janeiro de 2023. Isto porque, as penalidades foram observadas apenas com o mencionado recrudescimento contratual realizado pela monopolista (Petrobrás), em 2016.

Todavia, como a concessionária Comgás, a maior consumidora de gás do país, apenas começou seus pagamentos de penalidades em dezembro de 2018, em razão de sua configuração contratual anterior às mudanças da Petrobras, os dados mais relevantes são os posteriores a dezembro de 2018. Como se observará, possivelmente em razão do fim do Contrato de Suprimento TCQ-Bolívia, a concessionária Comgás sofreu incremento nas incidências, a partir do ano de 2021.

Além disso, o repasse tarifário das penalidades foi objeto da revogada Deliberação ARSESP nº 715/2017. Assim, foram avaliadas 12 variáveis, com 50 observações para cada variável, conforme Tabela de Estatística Descritiva dos dados de penalidades, abaixo.

Tabela 2: Estatística Descritiva dos Dados de Penalidades (dez 2018 a jan 2023)

| | variável | n | média | desvio padrão | mediana | média ajustada | desvio absoluto | mínimo | máximo | diferença (min e máx.) | assimetria | curtose | se |
|-------------------------|----------|----|---------------|---------------|---------------|----------------|-----------------|--------------|---------------|------------------------|------------|---------|--------------|
| Naturgy (Vol, EC + PGU) | 1 | 50 | 1.943.575,90 | 1.912.614,00 | 1.026.227,50 | 1.620.129,45 | 580.198,46 | - | 9.941.359,00 | 9.941.359,00 | 1,92 | 4,29 | 270.484,47 |
| Naturgy (Vol, EC) | 2 | 50 | 1.803.714,50 | 1.992.192,70 | 947.673,50 | 1.469.626,00 | 1.216.414,00 | - | 9.941.359,00 | 9.941.359,00 | 1,80 | 3,75 | 281.738,59 |
| Naturgy (Vol, PGU) | 3 | 50 | 139.861,40 | 266.608,30 | 16.921,50 | 71.640,62 | 25.087,82 | - | 1.365.327,00 | 1.365.327,00 | 2,76 | 8,16 | 37.704,11 |
| Comgás (Vol, EC + PGU) | 4 | 50 | 20.624.845,80 | 19.606.470,00 | 14.430.202,10 | 17.709.121,04 | 16.293.650,58 | - | 76.998.659,00 | 76.998.659,00 | 1,26 | 1,22 | 2.772.773,58 |
| Comgás (Vol, EC) | 5 | 50 | 16.056.316,60 | 20.819.846,90 | 7.584.376,00 | 12.018.598,90 | 11.244.595,86 | - | 76.998.659,00 | 76.998.659,00 | 1,48 | 1,51 | 2.944.370,99 |
| Comgás (Vol, PGU) | 6 | 50 | 4.568.529,20 | 9.657.888,70 | 0,00 | 1.844.522,88 | 0,00 | - | 42.944.230,00 | 42.944.230,00 | 2,39 | 5,03 | 1.365.831,72 |
| GBD (Vol, EC + PGU) | 7 | 50 | 3.542.630,30 | 2.307.626,60 | 2.786.314,00 | 3.377.546,77 | 2.133.825,38 | 445.442,00 | 8.114.186,00 | 7.668.744,00 | 0,54 | -1,12 | 326.347,69 |
| GBD (Vol, EC) | 8 | 50 | 2.898.756,80 | 2.501.807,20 | 2.166.091,50 | 2.672.765,80 | 2.768.856,32 | - | 8.114.186,00 | 8.114.186,00 | 0,63 | -0,84 | 353.808,96 |
| GBD (Vol, PGU) | 9 | 50 | 643.873,50 | 1.649.126,70 | 0,00 | 170.973,12 | 0,00 | - | 7.227.882,00 | 7.227.882,00 | 2,88 | 7,14 | 233.221,74 |
| SP (Vol, EC + PGU) | 10 | 50 | 26.111.052,00 | 21.767.024,10 | 20.027.837,50 | 22.822.299,84 | 17.115.757,39 | 1.788.971,00 | 92.910.949,00 | 91.121.978,00 | 1,41 | 1,83 | 3.078.322,07 |
| SP (Vol, EC) | 11 | 50 | 20.758.787,90 | 23.596.760,70 | 11.136.509,00 | 16.515.086,27 | 14.707.442,42 | - | 92.910.949,00 | 92.910.949,00 | 1,52 | 1,83 | 3.337.085,90 |
| SP (Vol, PGU) | 12 | 50 | 5.352.264,10 | 10.680.172,80 | 224.278,00 | 2.411.751,76 | 332.514,56 | - | 43.425.747,00 | 43.425.747,00 | 2,23 | 3,95 | 1.510.404,53 |

Fonte: Dados Arsesp (2023). Elaboração Própria.

Na tabela 3, abaixo, se extrai os indicadores de correlação entre as oscilações ocorridas nos diversos segmentos de usuários e as oscilações de consumo de forma agregada para todo o mercado de gás de SP. Desta também, se consegue observar forte correlação existente entre o segmento industrial e os mercados totais.

Tabela 3: Correlação do Mercado de Consumo de SP

| | SP (Mercado Total) | SP (Residencial) | SP (Comercial) | SP (Industrial) | SP (GNV) | SP (Cogeração) |
|--------------------|--------------------|------------------|----------------|-----------------|--------------|----------------|
| SP (Mercado Total) | 1,0000000 | 0.2507557 | 0.3238367 | 0.9627759 | 0.009410335 | 0.3313348 |
| SP (Residencial) | 0.250755715 | 1,0000000 | 0.7593600 | 0.1586714 | -0.609804589 | 0.5956180 |
| SP (Comercial) | 0.323836666 | 0.7593600 | 1,0000000 | 0.2145457 | -0.383753497 | 0.4458601 |
| SP (Industrial) | 0.962775931 | 0.1586714 | 0.2145457 | 1,0000000 | -0.108674516 | 0.2859109 |
| SP (GNV) | 0.009410335 | -0.6098046 | -0.3837535 | -0.1086745 | 1,0000000 | -0.6557614 |
| SP (Cogeração) | 0.331334763 | 0.5956180 | 0.4458601 | 0.2859109 | -0.655761423 | 1,0000000 |

Fonte: Dados Arsesp (2023). Elaboração Própria.

Com base nestes dados, foram elaborados alguns gráficos, a fim de possibilitar a visualização destas correlações no longo prazo, tanto sobre o mercado total de gás de São Paulo quanto referentes à cada concessionária do Estado.

A elaboração gráfica permitiu apresentar um comparativo entre os períodos de vigência das duas Deliberações da ARSESP sobre o tema das penalidades em SP, a “antiga” Deliberação 765/2017 e a “nova” Deliberação 1.056/2020. Assim, é possível visualizar os efeitos comparativos entre os dois cenários, bem como observar as oscilações mais importantes ocorridas no período.

Por exemplo, em 2021, quando a Comgás trocou o Contrato TCQ-Bolívia pelos Termos de Compromisso oriundos dos Contratos NMG, ocasião em que gerou um sensível aumento de penalidades aplicadas.



4

ANÁLISE DAS PENALIDADES (EC E PGU) NO ESTADO DE SÃO PAULO

Conforme relatado pela ARSESP (2020), durante a análise a sobre a metodologia de repasse de penalidades (EC e PGU) estabelecida pela Deliberação ARSESP nº 765/2020, constatou-se que as concessionárias estavam repassando a quase integralidade (99%) das penalidades cobradas pelo supridor monopolista (Petrobras). Este repasse era realizado para as tarifas de todos os usuários, indiscriminadamente.

Estes fatos geraram um custo adicional repassado às tarifas dos usuários locais, durante os 3 (três) anos de vigência da deliberação “antiga” nº 765/2017, de aproximadamente R\$ 180 milhões.

Tais penalidades, advindas do monopólio exercido pelo supridor (Petrobras), bem como do monopólio natural exercido pela concessionária de gás canalizado, associado a difusão destes custos entre todos os usuários da concessão, de forma que a parcela se torna pequena para cada usuário individualmente, ensejando o que, conforme apresentado pelo CADE (apud: Mazzucato, 2018), a os denominados riscos de dupla marginalização ou duplo monopólio.

Isto porque o supridor monopolista institui um aumento de preços, ainda que por meio de penalidades de programação. O comprador que também é um monopolista consegue repassar tais custos para os consumidores em geral, não tendo exercido seu poder de barganha com o supridor. Tudo isso, resultando em um ponto de bem-estar social inferior, em relação a se os preços fossem efetivamente negociados.

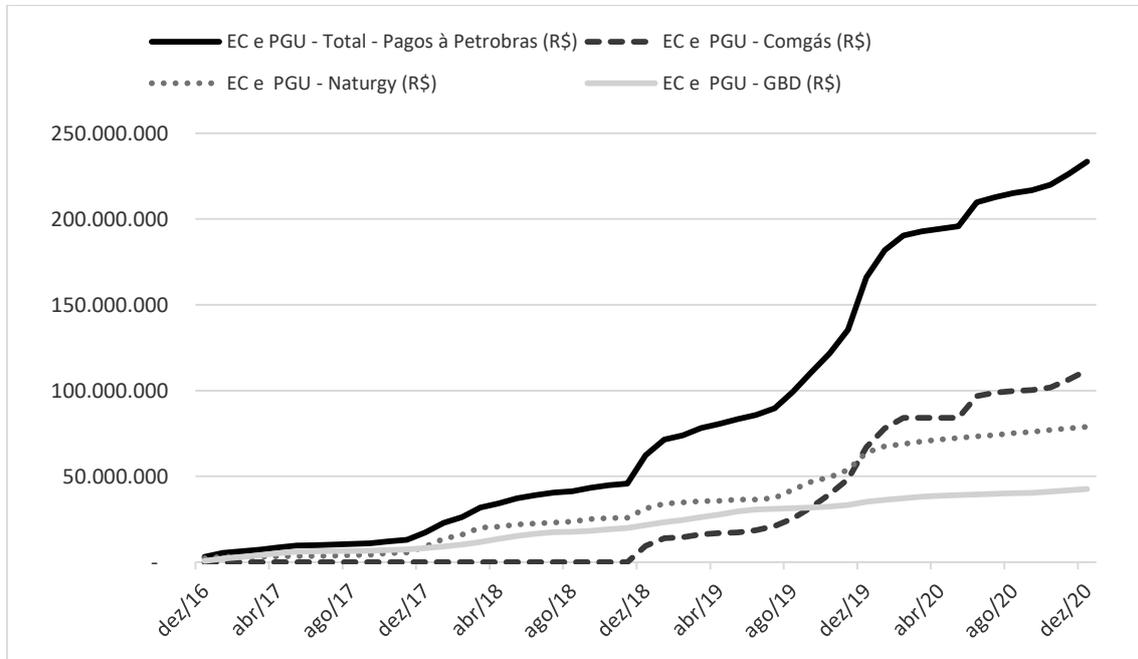
Assim, a fim de dar andamento às necessárias avaliações a que se propõe este texto, convém atualizar os valores extraídos do documento produzido no âmbito da ARSESP, eis que tais valores estavam limitados ao período entre a edição da Deliberação 765, em dezembro de 2017 até abril de 2020.

A apuração de valores realizada pela ARSESP na Nota Técnica NT.G-0002-2020 aponta para o repasse de aproximadamente R\$ 140 milhões em penalidades para as tarifas.

Assim, associado este valor aos dados disponibilizados pela ARSESP, para o período entre junho de 2020 até janeiro de 2021, extrai-

se que foram pagos à Petrobras, a título de Penalidades (EC e PGU), pela concessionária Comgás, cerca de R\$ 27,6 milhões. Pela concessionária GasBrasiliano (GBD), no mesmo período, cerca de R\$ 8,6 milhões. E, pela GNPS (Naturgy), cerca de R\$ 1,7 milhão.

Gráfico 1: Penalidades Acumuladas EC e PGU (até dez/20)



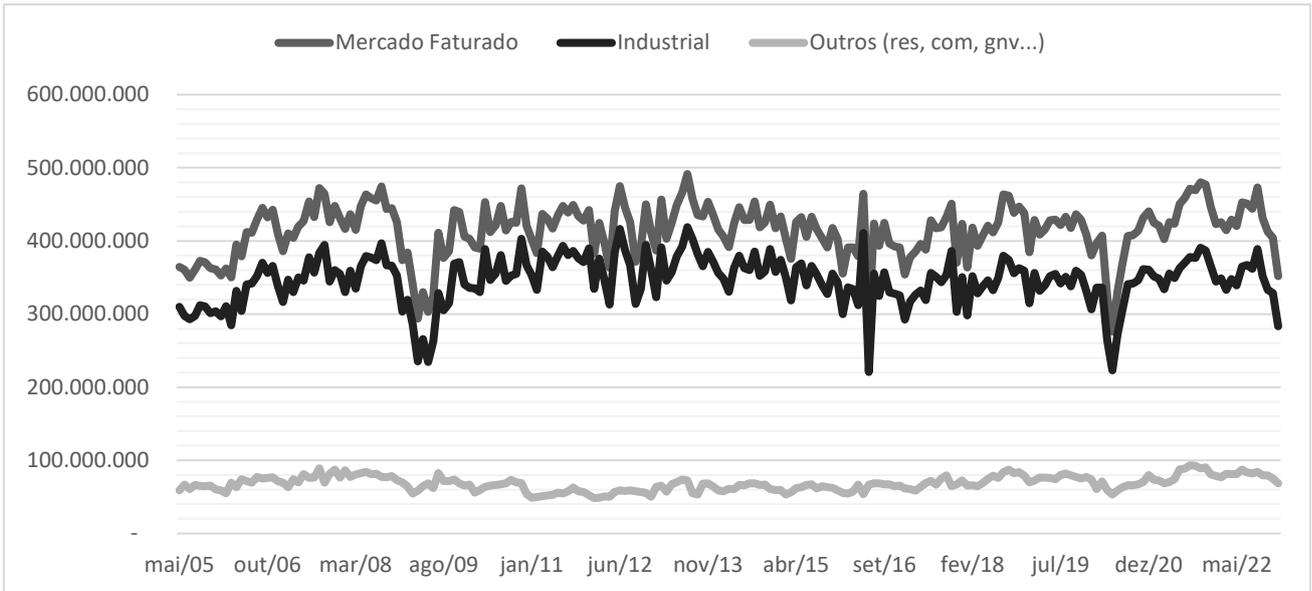
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

No Gráfico 1, pode-se observar a evolução dos pagamentos de Penalidades (EC e PGU) das 3 concessionárias de gás canalizado do Estado de São Paulo. Dos dados apresentados, pode-se observar uma grande inflexão positiva, a partir de janeiro de 2019. Isto se dá em razão do início dos pagamentos de penalidades por parte da Comgás, que como veremos é a concessionária com o maior mercado consumidor de gás natural do país.

Neste momento, interessa apenas assinalar que todos estes recursos estavam sendo repassados às tarifas de todos os usuários, de forma proporcional ao seu consumo, independentemente de sua contribuição específica para os referidos desvios de planejamento.

Todavia, conforme demonstrado pela Nota Técnica produzida pela ARSESP, por ocasião da Consulta Pública, o maior mercado consumidor de gás do Estado de São Paulo é o industrial. Além disso, ficou comprovado que os desvios de programação se davam exatamente em relação à variação do consumo naquele mercado.

Gráfico 2: Consumo (m³) de Gás por Principais Segmentos – Estado de São Paulo



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Ou seja, conforme se pode observar no Gráfico 2, a variação no consumo de gás nas concessionárias do Estado de São Paulo está intrinsecamente ligada à variação no consumo industrial, que representa a quase totalidade. Sendo assim, as penalidades por desvios de programação estão diretamente relacionadas às variações de consumo realizadas nos usuários industriais.

A curva denominada “Outros Mercados” está relacionada aos demais segmentos atendidos pelas concessionárias, seja o residencial, o comercial, o GNV e a Cogeração.

As medidas de correlação, entre o total de gás consumido no estado, com o consumo de cada segmento de usuário, estão demonstradas na tabela abaixo e comprovam tais constatações.

Tabela 4: Coeficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³) de Gás – Estado de São Paulo

| Mercado Faturado | Coefficiente de Correlação | Coefficiente de Variância |
|-------------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| Residencial | 0,2507557147 | 4,19757E+13 |
| Comercial | 0,3238366664 | 3,51544E+12 |
| Industrial | 0,9627759310 | 1,11133E+15 |
| GNV | 0,0094103350 | 1,63795E+14 |
| Cogeração | 0,331334763 | 3,55235E+13 |

Fonte: Dados Arseps (2023). Elaboração Própria.

Desta forma, pode-se observar que havia de fato um subsídio cruzado em favor dos grandes usuários erráticos, em detrimento daqueles que possuem consumo mais estável e dos pequenos usuários.

4.1 Da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020.

Conforme mencionado, a ARSESP editou a Deliberação nº 1.056, em 27/10/2020, que revogou a metodologia anterior (Deliberação 765/2017) e trouxe importantes modificações no repasse dos valores apurados a título de penalidades.

A principal modificação realizada pela ARSESP foi a autorização para cobrança das penalidades por desvios de programação diretamente aos grandes usuários (maior do que 50 mil m³), que possuem contratos de fornecimento diretamente negociados com as concessionárias.

Houve a determinação do fim gradual do repasse das penalidades por erros de programação para as tarifas de todos os usuários da área de concessão, sendo instituída uma modulação de efeitos com redução temporal dos percentuais sobre o saldo dos valores pagos aos fornecedores e aqueles recebidos dos usuários.

A nova metodologia incentivada pela referida deliberação é a de alocação adequada dos custos, ou seja, de incentivo ao planejamento adequado da demanda, como forma de se reduzir as perdas financeiras com multas pagas ao supridor monopolista.

Assim, utilizando-se do mecanismo de preços, sinaliza-se ao grande usuário errático que este deve adequar seus contratos a suas reais demandas, bem como que este deve exercer mecanismos de adequação de suas programações de gás, por meio de duras negociações (barganhas) com as concessionárias.

Ou seja, a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020 procurou realizar uma completa alteração de postura no mercado de gás canalizado paulista, incentivando a efetiva negociação (barganha) entre todos envolvidos, desde o grande usuário, passando pela concessionária, até se atingir o monopólio da supridora. Tudo isso, a fim de reduzir as penalidades, mediante a correta alocação de preços.

Convém assinalar que o regime de livre negociação contratual de gás no Estado de São Paulo é restrito aos grandes usuários, aqueles

que consomem mais de 50 mil metros cúbicos de gás por dia, eis que se pressupõe uma força econômica na negociação contratual.

Desta forma, procurou-se incentivar que a concessionária renegocie seus contratos com os usuários erráticos, para fins de que este adote os devidos controles, de forma que não incorram em penalidades, sob pena de arcar com altos valores cobrados pela monopolista supridora.

Vale assinalar que na referida deliberação, a ARSESP veda que as concessionárias estaduais afixem receitas adicionais com o arbitramento de penalidades. De forma que, foi criada uma conta gráfica, onde se apura todas as receitas com penalidades aplicadas aos usuários da concessão, bem como todas aquelas destinadas ao pagamento das penalidades com o supridor. A referida conta gráfica possui acesso público na página da Agência, na internet.

Eventual saldo em favor da concessionária deverá ser revertido para a concessão na forma de desconto tarifário, não sendo considerada como receita da concessão. O saldo em desfavor da concessionária será por ela integralmente assimilado, em razão da Matriz de Risco estabelecida em seus contratos de concessão, no ponto em que dispõe ser de sua competência os riscos por erro de planejamento.

Segundo se extrai dos contratos de suprimento estabelecidos pelas concessionárias estaduais, bem como dos contratos de fornecimento entabulados junto aos usuários da concessão, há diversos mecanismos de planejamento colocados à disposição dos agentes econômicos, que visam adequar a programação de gás natural. Tais como a possibilidade de nominação da demanda de gás diariamente, bem como a alteração desta programação intradiária.

De outro lado, também as concessionárias são incentivadas a adotar os referidos mecanismos temporais de nominação, bem como a introduzir novos projetos com vista a reduzir a exposição a tais penalidades, seja procurando novos fornecedores de gás, seja com projetos de estocagem local.

Este último ponto (estocagem), por ser um serviço local de gás canalizado, deve ser objeto de regulamentação da ARSESP, tal qual estava considerado na Agenda Regulatória 21/22.

Desta forma, na avaliação realizada pela ARSESP extrai-se que a agência apurou a possibilidade de utilização de ferramentas

contratuais para fins de redução dos valores estabelecidos pelas penalidades.

Conforme se depreende dos contratos de suprimento de gás (ARSESP, 2023) estabelecidos com a Petrobras, as concessionárias possuem mecanismos de flexibilidade no planejamento das nominações de demanda de gás, podendo encaminhar suas programações e realizar ajustes de forma mensal, quinzenal, semanal, diária ou até intradiária. Neste sentido, os usuários podem pleitear às concessionárias a inclusão de tais cláusulas em seus contratos de fornecimento.

Compete à concessionária consolidar as QDPs (Quantidades Diárias Programadas) de seus usuários e as enviar à supridora (Petrobras), nos mesmos períodos, mas em horários contratualmente adequados para esta apuração. Tais mecanismos permitem a redução dos pagamentos de penalidades por desvios de programação.

Outro ponto extremamente importante, que levou à edição da Deliberação nº 1.056/2020, é o Mercado Livre de Gás Natural. Isto porque, caso as penalidades continuassem sendo repassadas a todos os usuários da concessão, haveria incentivos para que o grande usuário cativo não migrasse para o mercado livre de gás, dado que, no mercado livre, estaria sujeito a tais penalidades. Com a alteração promovida, os grandes usuários passam a estar em igualdade de condições no que tange às regras de penalidades.

Além disso, observa-se oportunidades de desenvolvimento de um importante elo da cadeia do mercado local de gás natural, qual seja a estocagem de gás. Dado que estes serviços têm o potencial de minimizar os pagamentos de penalidades por desvios de programação, servindo como um pulmão para o sistema de gás.

Vale ressaltar que a ANP (2022) tem realizado diversos esforços na tentativa de regulamentar o mercado de estocagem na esfera de regulação federal. Conforme se extrai desta pesquisa, também o mercado estadual de estocagem poderia se beneficiar de forma relevante, todavia a ARSESP (2023) divulgou a descontinuidade do projeto na Agenda Regulatória 2023-2024.

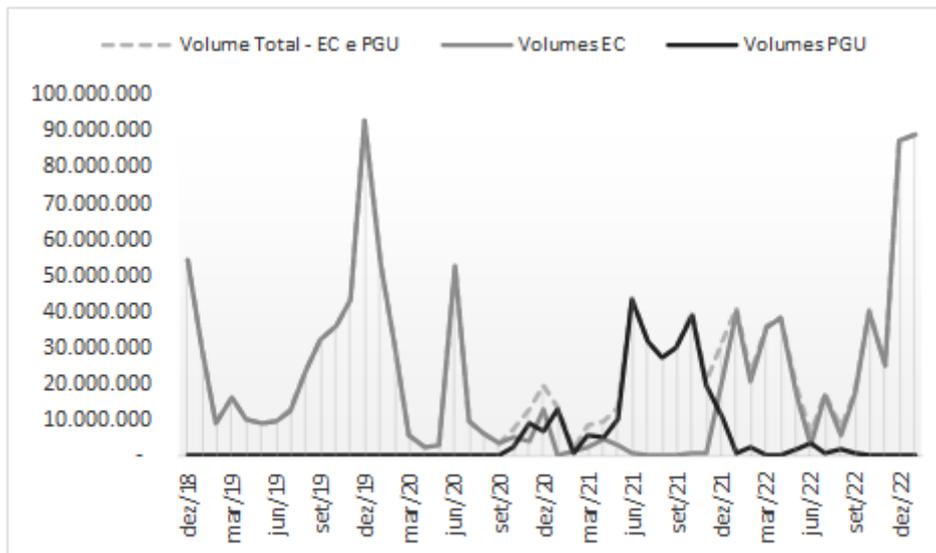
4.2 Das Penalidades após a Deliberação 1.056/2020.

Conforme mencionado, a Deliberação nº 1.056/2020 entrou em vigência em 01 de janeiro 2021. Como demonstrado no gráfico 1, acima, na vigência da deliberação anterior (765/2017), haviam sido pagos aproximadamente R\$ 180 milhões de reais) em penalidades (EC e PGU) pelos usuários de gás do Estado de São Paulo à Petrobras.

Da análise do histórico de penalidades aplicadas, observa-se que houve um incremento da aplicação de penalidades de Preços de Gás de Ultrapassagem (PGU), no ano de 2021. Nos demais períodos observa-se a aplicação de penalidades do tipo Encargo de Capacidade (EC). Há certa incompatibilidade entre as duas penalidades, a demonstrar certa sinergia entre os mercados das diferentes concessionárias do estado.

Assim, como o PGU é aplicável quando há retirada diária a maior do que a planejada e o EC aplicável mensalmente nos casos de retirada a menor, não é comum haver a aplicação das duas penalidades em um mesmo período. Salvo algumas poucas exceções, quando há incorrência em PGU não há incorrências em EC, ou vice-versa.

Gráfico 3: Volumes (m³) de Gás em Penalidades (mensal) – Estado de São Paulo



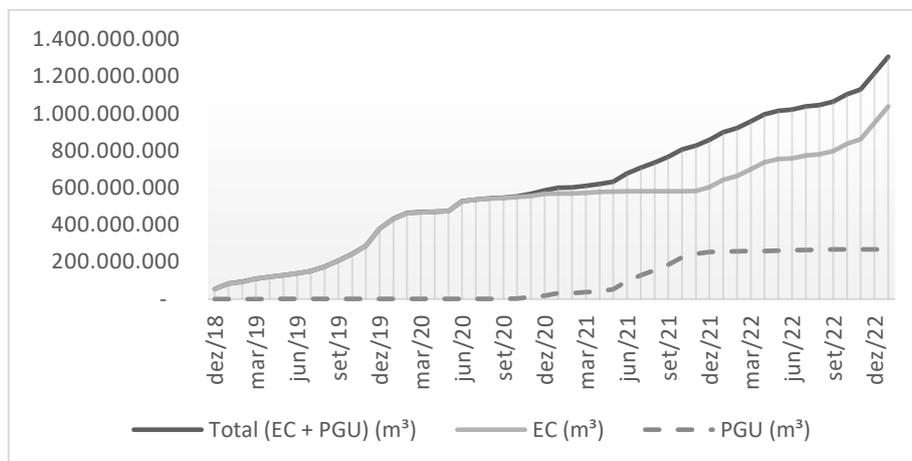
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

O gráfico 4, abaixo, demonstra o volume (m³) acumulado de penalidades pagas pelos usuários de gás do Estado de São Paulo, a demonstrar que grande parte dos erros de programação estão relacionados a ocorrência de Encargos de Capacidade, quando a

concessionária ou o usuário, retira da supridora monopolista ou da concessionária, respectivamente, volumes inferiores ao contratado ou programado.

Do gráfico se observa que as principais ocorrências em penalidades do tipo PGU, se deram durante o ano de 2021, no mesmo período em que houve a alteração contratual do suprimento da concessionária Comgás, quando houve o fim do contrato TCQ-Bolívia e sua substituição pelos contratos NMG, conforme será demonstrado na seção posterior.

Gráfico 4: Volumes (m³) de Gás em Penalidades (acumulado) – Estado de São Paulo



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Após a demonstração dos dados relativos ao mercado do Estado de São Paulo, passa-se a uma análise dos dados no âmbito de cada uma das 3 (três) concessionária.

4.2.1 Penalidades na Área de Concessão da Comgás

Trata-se da área de concessão dos serviços locais de gás canalizado onde se encontra o maior mercado consumidor de gás do Estado de São Paulo e do Brasil, abrangendo tanto a capital do estado, quanto importantes cidades industriais, como Campinas e São José dos Campos.

Tal qual se pode observar no gráfico 2 (mercado estadual de gás), no mercado de consumo da concessionária, demonstrado no gráfico 1A (anexo), se verifica forte correlação entre a variação de demanda do segmento industrial e a variação do mercado de gás da concessionária.

A demonstrar a sensibilidade do consumo total, em relação à variação do consumo dos usuários industriais.

A fim de comprovar tais verificações, o resultado da correlação é muito similar ao observado para todo o Estado de São Paulo, referendando a significativa correlação entre as curvas do mercado de gás da concessionária e do segmento industrial.

Tais análise comprovam o acerto da ARSESP, quando identificou que haveria uma espécie de subsídio cruzado, em relação às penalidades por desvio de programação, entre os segmentos, em favor do segmento industrial.

Tabela 5: Coeficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³) de Gás – Comgás.

| | Mercado Total | Residencial | Comercial | Industrial | GNV |
|----------------------|----------------------|--------------------|------------------|-------------------|------------|
| Mercado Total | 1,0000000 | 0,1146596 | 0,2244812 | 0,9495216 | 0,2368665 |
| Residencial | 0,1146596 | 1,0000000 | 0,7393369 | 0,1146573 | -0,6051806 |
| Comercial | 0,2244812 | 0,7393369 | 1,0000000 | 0,1725374 | -0,3562073 |
| Industrial | 0,9495216 | 0,1146573 | 0,1725374 | 1,0000000 | -0,0012255 |
| GNV | 0,2368665 | -0,6051806 | -0,3562073 | -0,0012255 | 1,0000000 |

Fonte: Dados ARSESP (2023) – Elaboração Própria

No que diz respeito à Comgás, vale assinalar que após 31 de dezembro de 2021, deixou de vigor o seu maior contrato de suprimento de gás estabelecido com a Petrobras e, portanto, o maior do país, o denominado TCQ-Bolívia, que previa o abastecimento de 8,1mm m³/dia (oito milhões e cem mil metros cúbicos por dia).

A partir desta data, a concessionária Comgás passou a ser abastecida integralmente pelo contrato NMG, eis que exerceu os Termos de Compromissos estabelecidos à época da assinatura dos contratos NMG. Vale ressaltar que, como dito, as penalidades (EC e PGU) foram recrudescidas pela monopolista, nos Contratos NMG, em razão de crescente movimento para a quebra de seu monopólio no mercado de gás.

Antes do encerramento do contrato TCQ, a existência de dois contratos de suprimento possibilitava à concessionária a redução de seus custos com penalidades, dado que utilizava a totalidade da flexibilidade do Contrato TCQ antes de fazer retiradas no contrato NMG, cujas penalidades eram mais graves.

Em razão do novo arranjo contratual de suprimento de gás, no período após a edição da Deliberação 1.056, constatou-se um

substancial incremento no pagamento de penalidades à Petrobras, no âmbito da concessionária Comgás (ARSESP, 2023), em um primeiro momento, ano de 2021, do PGU e mais recentemente de EC. Os dados deste incremento podem ser observados nos gráficos 2A e 3A (anexos)

Como observado, a Petrobras precifica seus contratos de suprimento de gás a preços internacionais de petróleo, dependentes de variações do preço do dólar e da cesta de óleos (Brent ou WTI). Todavia, para além da variação de preços, se observa que houve incremento de penalidades do ponto de vista do volume (m³) de gás que incidiram nas penalidades.

Conforme se extrai do gráfico 4^a (anexo), nesta nova configuração contratual, no período após a edição da Deliberação 1.056, entre janeiro de 2021 e janeiro de 2023, se constata que foram pagos, pela concessão, aproximadamente R\$ 323,7 mi (trezentos e vinte e três milhões e setecentos mil reais) em penalidades para a Petrobras.

Entretanto, ante as mudanças implementadas pela Deliberação 1.056, com a possibilidade de cobrança de penalidades diretamente nos contratos dos grandes usuários, a concessionária Comgás conseguiu receber de seus usuários mais erráticos, no mesmo período, o valor aproximado de R\$ 291 mi (duzentos e noventa e um milhões de reais) a título de penalidades.

Isto equivale a uma recuperação junto aos usuários erráticos de, aproximadamente, 93% (noventa e três por cento) dos valores pagos à Petrobras. Desta forma, reduziu-se significativamente os valores repassados às tarifas dos pequenos e médios consumidores de gás canalizado.

Ou seja, se antes da edição da Deliberação, a totalidade das penalidades seriam repassadas a todos os usuários da concessão, sejam pequenos, médios ou grandes. A partir da norma em destaque, quase 93% foram efetivamente recuperados dos usuários que geraram os referidos desvios de programação.

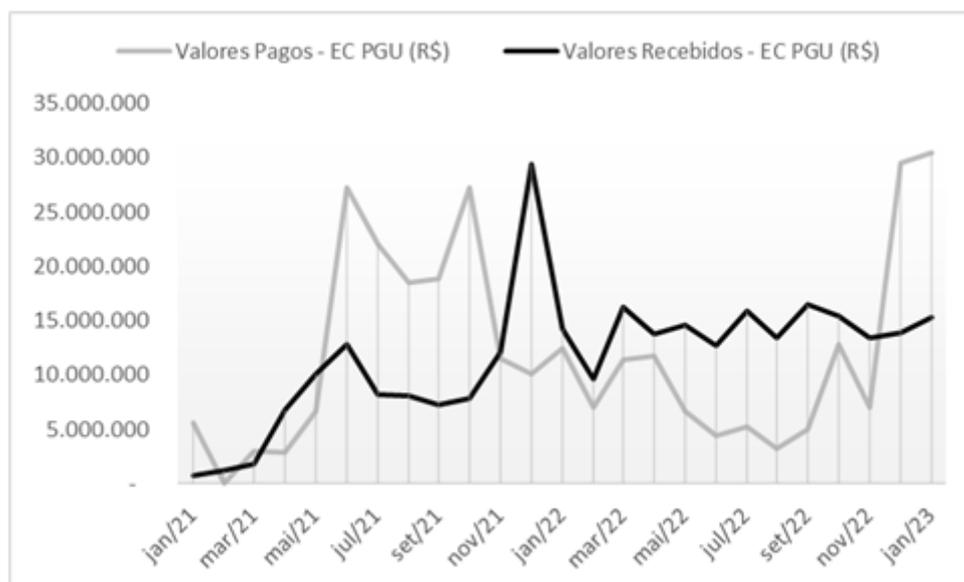
Assim, no que diz respeito à área de concessão da Comgás, é possível observar um aumento de eficiência na arrecadação das penalidades. Observa-se que durante o ano de 2021 (o primeiro ano de implementação da deliberação), a concessionária conseguiu recuperar aproximadamente 55% (cinquenta e cinco por cento) dos valores pagos a título de penalidade à Petrobrás.

No ano de 2022, a Comgás conseguiu arrecadar de seus usuários mais erráticos cerca de 148% (cento e quarenta e oito por cento) dos valores pagos à supridora a título de penalidades. Neste cenário, a arrecadação dos usuários erráticos superou os pagamentos à Petrobras, sendo necessário o retorno deste saldo aos usuários da concessão.

Quando se analisa o gráfico 5 (abaixo), com valores mensais de pagamentos à Petrobras e recebimentos de seus grandes clientes, se extrai que a concessionária tem conseguido arrecadar valores maiores do que os pagos. Desta forma, tem gerado créditos às tarifas dos demais usuários, eis que a Deliberação prevê a reversão deste excesso de arrecadação como modicidade tarifária para os demais usuários.

Entretanto, no final do ano de 2022, conforme o mesmo gráfico 5, abaixo, se observa um substancial aumento nos pagamentos de EC (Encargos de Capacidade), dada uma queda no volume de gás distribuído no período conforme se observou no gráfico 1A (anexo).

Gráfico 5: Valores (R\$) Mensais – Pagamentos e Recebimentos de Penalidades (EC e PGU)



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

4.2.2 Penalidades na Área de Concessão da GasBrasiliano.

Na área de concessão da GasBrasiliano (GBD), em que pese as diferenças nos volumes negociados em relação à concessionária Comgás, a situação se mostra similar. Tal qual o gráfico 2 (mercado de

gás de SP), na área de concessão da GBD há forte correlação entre as variações do mercado de gás do segmento industrial e as variações do mercado de gás da concessionária, conforme se pode observar do Gráfico 5A (anexo).

Assim, tem-se que os usuários mais erráticos, principais ensejadores de alterações nas retiradas de gás e, conseqüentemente, das penalidades estudadas no presente trabalho, pertencem ao segmento industrial da concessionária.

A fim de confirmar tais visualizações, foi elaborada a Tabela 6, com as medidas de correlação entre o mercado de gás da concessionária e o consumo dos segmentos específicos daquela área de concessão:

Tabela 6: Coeficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³) de Gás – GBD

| | Mercado Faturado | Residencial | Comercial | Industrial | GNV |
|------------------|------------------|-------------|------------|-------------|--------------|
| Mercado Faturado | 1,000000000 | 0.5309570 | 0.6506984 | 0.98408659 | -0.002769964 |
| Residencial | 0.530957008 | 1,0000000 | 0.8366612 | 0.60236107 | -0.469252923 |
| Comercial | 0.650698437 | 0.8366612 | 1,0000000 | 0.68846227 | -0.353721392 |
| Industrial | 0.984086592 | 0.6023611 | 0.6884623 | 1,0000000 | -0.075966320 |
| GNV | -0.002769964 | -0.4692529 | -0.3537214 | -0.07596632 | 1,000000000 |

Fonte: Dados ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Vale mencionar que a GBD, por ser uma concessão “greenfield”, não havia assinado o Contrato de Suprimento TCQ-Bolívia. Por isso, desde a alegada mudança da política de preços da Petrobras (2016/2017), a concessionária passou a se sujeitar às penalidades (EC e PGU) por desvios de programação.

Na avaliação realizada pela ARSESP (2020), ficou constatado que a GBD adotou a prática de sobre contratação com a Petrobras, de forma a evitar penalidades de PGU. Vale mencionar que, como visto, as penalidades de PGU são mais altas do que aquelas atinentes aos Encargos de Capacidade. A sobre contratação da GBD, fez com que incidisse sistematicamente em penalidades de EC, dado que possuía contrato superior ao seu nível de retirada mensal.

Tal situação não se alterou, talvez tenha até se agravado, dado que a concessionária está incidindo em grandes volumes de Encargos de Capacidade (EC), conforme se extrai do gráfico 6A (anexo).

No que diz respeito ao PGU, observa-se que a concessionária passou por um pequeno período de grandes retiradas acima do contratado, em razão da entrada em operação de um “novo” grande usuário, bem como em razão de negociação contratual com a renovação do contrato de suprimento com a Petrobras.

Conforme dados divulgados pela ARSESP (2023), nos dois primeiros anos da Deliberação 1.056/2020, a concessionária GasBrasiliano (GBD) realizou pagamentos aproximados de R\$ 49 mi (quarenta e nove milhões de reais) à Petrobrás, por erros de programação (EC e PGU).

De outro lado, conseguiu receber de seus usuários cerca de R\$ 27 mi (vinte e sete milhões de reais). Ou seja, recuperou aproximadamente 55,5% dos gastos com penalidades diretamente dos usuários erráticos. Conjugado com a possibilidade de repasse tarifário (que se encerra em 2023), conseguiu recuperar a integralidade dos gastos com penalidades.

Dos gráficos 7A e 8A (anexos), também se observa a manutenção do fluxo de pagamentos de penalidades à Petrobras, bem como incrementos de arrecadação da concessionária junto aos usuários mais erráticos de sua concessão. De forma que a concessionária tem conseguido equilibrado suas contas de penalidades.

Assim, vale observar que, tal qual a Comgás, a GBD mostrou um desenvolvimento na aplicação das penalidades aos seus usuários mais erráticos. Sendo que no primeiro ano de implementação da Deliberação nº 1.056/2020, recuperou cerca de 20% (vinte e um por cento) dos valores pagos à supridora.

Entretanto, no ano de 2022, a concessionária do noroeste paulista recuperou 200% (duzentos pontos percentuais) dos valores pagos à Petrobrás. Ou seja, recebeu dos usuários mais erráticos em programações o dobro do valor pago à supridora monopolista. Vale ressaltar que a arrecadação adicional ao valor pago à supridora não se considera como receita da concessionária, devendo ser revertida para a modicidade tarifária.

4.2.3 Penalidades na Área de Concessão da Naturgy

Na mesma linha das demais concessionárias, por consequência, do estado de SP como um todo (gráfico 2, acima), também na GNSPS

(Naturgy) as penalidades estão estreitamente relacionadas aos desvios de programação ocorridos no mercado industrial. Conforme se extrai do Gráfico 9A (anexo), as oscilações no consumo da concessão são fortemente influenciadas pelas demandas oriundas do mercado industrial.

As referidas constatações estão em sintonia com os dados estatísticos observados. As medidas de correlação mostram estreitamente entre as oscilações de consumo do mercado industrial e das oscilações no mercado total.

Tabela 7: Coeficientes de Correlação entre os Principais Segmentos de Consumo (m³) – Naturgy

| | Mercado Faturado | Residencial | Comercial | Industrial | GNV |
|-------------------------|-------------------------|--------------------|------------------|-------------------|------------|
| Mercado Faturado | 1,000000000 | -0,5069443 | -0,4849823 | 0,9905869 | 0,4237316 |
| Residencial | -0,5069443 | 1,000000000 | 0,8620168 | -0,4825543 | -0,4717602 |
| Comercial | -0,4849823 | 0,8620168 | 1,000000000 | -0,4455034 | -0,5748844 |
| Industrial | 0,9905869 | -0,4825543 | -0,4455034 | 1,000000000 | 0,3077081 |
| GNV | 0,4237316 | -0,4717602 | -0,5748844 | 0,3077081 | 1,0000000 |

Fonte: Dados ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Além disso os gráficos 10A e 11A (anexos), apresentam os de volumes que incidiram nas penalidades de EC e PGU, as curvas demonstram os dados relativos aos anos posteriores e anteriores à edição da deliberação. Destes gráficos se pode observar que, também esta concessionária, ainda vem sistematicamente incidindo em uma ou outra penalidade.

No período após a edição da Deliberação 1.056, a concessionária GNSPS (Naturgy), responsável pelo sul do estado paulista, pagou à supridora monopolista aproximadamente R\$ 20 milhões e recuperou de seus grandes usuários cerca de R\$ 2,7 milhões. Ou seja, pouco mais de 13% (treze por cento) dos valores pagos à supridora, foram recuperados junto aos usuários.

Conforme se extrai dos gráficos 12A e 13A (anexos), a Naturgy também tem procurado realizar o repasse das penalidades aos seus usuários. Saindo de apenas 6% de repasse em 2021, para aproximadamente 17% em 2022.

Deste cenário, se extrai que as concessionárias estão procurando adequar seus contratos de fornecimento com os grandes usuários (acima de 50 mil m³/dia) de suas áreas de concessão, buscando inserir

cláusulas que permitam o repasse das penalidades aplicadas pela supridora monopolista.

Entretanto, observa-se certo descompasso entre as concessionárias, na evolução da aplicação destas medidas, o que pode indicar que alguns usuários têm conseguido exercer seu poder de barganha e não aceitaram as alterações contratuais proposta pela concessionária.

Vale assinalar que há expressa previsão no Contrato de Concessão de que o risco de penalidades por erros de programação será assumido pela concessionária. À luz da matriz de risco contratual, caso a concessionária não consiga repassar as penalidades aos usuários responsáveis por tais erros, serão responsáveis pelo pagamento de tais penalidades. Caso recebam a mais do que pago à Petrobras, deverão retornar o valor para a modicidade tarifária.

Como ressaltado, a ARSESP autorizou que as alterações contratuais sejam livremente negociadas entre as partes, dado se tratar de concessionárias de gás canalizado e de grandes usuários, que possuem alto poder econômico e conseqüente alto poder de barganha, de parte a parte.

Dos dados observados, extrai-se que os demais segmentos de usuários não estão sujeitos a grandes oscilações de consumo e estão sujeitos aos contratos de adesão previamente aprovados pela ARSESP. Em conjunto, estes usuários apresentam uma demanda altamente previsível, de forma que não houve a inclusão destas penalidades nos contratos de adesão.

4.3 Das Compensações Tarifárias na vigência da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020

No caso da Comgás, esta conseguiu recuperar, em 2021, nas tarifas de todos os usuários, o valor adicional aproximado de R\$ 38 milhões – 50% sobre a diferença entre o pagamento à supridora e o valor recebido de seus usuários.

Em relação ao ano de 2022, como a concessionária recebeu de seus usuários valores superiores àqueles pagos à supridora, a princípio, não deverá haver compensação tarifária. Salvo eventual avaliação jurídica em contrário, a princípio, entende-se que deva haver retorno para a modicidade tarifária, nos termos do artigo 4º, da Deliberação.

Em sendo assim, no ano de 2021, com a compensação tarifária de 50%, o percentual de recuperação da concessionária Comgás atingiu cerca de 78% das penalidades pagas à supridora.

No que diz respeito ao ano de 2022, ante a interpretação mencionada, a concessionária recuperou 100% de seus gastos e contribuirá, com aproximadamente R\$ 60 mi (sessenta milhões) para a modicidade tarifária dos seus usuários.

Nesta mesma linha de raciocínio, observa-se que a aplicação da compensação escalonada possibilitou à concessionária GBD recuperar cerca de 60% dos seus gastos com penalidade (EC e PGU) no ano de 2021.

Em relação ao ano de 2022, conforme demonstrado, a concessionária obteve um destaque nas negociações contratuais com seus grandes usuários, de forma que possibilitaram o repasse integral destes gastos (100%). De forma que ainda poderão contribuir com a modicidade tarifária, em linha com a interpretação sugerida, no valor de R\$ 11 mi (onze milhões), a ser distribuído entre todos os usuários da concessão.

No caso específico da Naturgy, com a possibilidade compensação tarifária de 50% da diferença observada em 2021, esta conseguiu recuperar aproximadamente 52% dos gastos com penalidades junto a Petrobras.

Diferentemente das demais, em relação ao ano de 2022, a concessionária usufruiu da possibilidade de compensação de 25% da diferença, eis que não conseguiu repassar a integralidade de seus gastos com penalidades. Sendo assim, alcançou a recuperação de 37% (trinta e sete por cento) dos valores pagos à supridora.

4.4 Dos Resultados da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020

Desta forma, no período de dois anos de vigência da deliberação, pode-se constatar que houve a retirada de substanciais valores das contas de gás dos usuários que não são responsáveis pelos erros de programação.

Ou seja, com a edição da Deliberação 1.056/2020, houve a proibição do repasse de milhões de reais na tarifa dos usuários comuns, sendo tais valores agora pagos pelos grandes usuários erráticos (acima

de 50 mil m³), verdadeiros responsáveis pelos desvios de programação ou, ainda, pelas concessionárias de gás, quando não conseguirem repassar estes custos nas negociações contratuais com seus grandes usuários.

Durante o ano de 2021 foram pagos à Petrobras, pelas 3 (três) concessionárias de gás do Estado de São Paulo, valores na ordem de R\$ 204 milhões. Sendo certo que, pela sistemática da deliberação revogada, seriam quase que integralmente (99%) divididos nas tarifas de todos os usuários da concessão.

Todavia, com a edição da Deliberação ARSESP 1.056/2020, as concessionárias foram autorizadas a repassar para as tarifas de todos os usuários, ainda R\$ 51 milhões. Ou seja, apenas 25% (vinte e cinco por cento) do valor total dispendido com penalidades junto ao supridor monopolista.

Nesta linha de raciocínio, ao final do ano de 2021, a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020 possibilitou uma economia de valores substanciais para os usuários que não causam erros de programação na concessão, na casa de R\$ 153 milhões.

Esta diferença foi paga pelos usuários erráticos (cerca de 66%) ou pela margem da concessionária (34%), haja vista a previsão estabelecida nos contratos de concessão sobre os riscos da concessionária na assinatura dos contratos de suprimento.

Para o ano de 2022, os números são ainda mais favoráveis a todos os usuários de gás do Estado de São Paulo, eis que tanto a Comgás quanto a GBD conseguiram repassar a integralidade de seus gastos com penalidade para os usuários erráticos.

Em relação aos usuários estabelecidos na concessão à Naturgy, em 2022, foi possível o repasse de apenas 25% dos valores relativos à diferença entre pagamentos e arrecadação com penalidades.

Assim, no ano de 2022, as concessionárias de gás do Estado de São Paulo pagaram à Petrobras, outros R\$ 155 milhões a título de penalidades de (EC e PGU).

Entretanto, com a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020, foi possível a compensação tarifária apenas da concessionária Naturgy, no valor de R\$ 2,4 milhões. Sendo certo que as concessionárias GBD e Comgás deverão reverter para a modicidade tarifária, à luz da interpretação ora

proposta sobre o § 1º do artigo 4º da referida deliberação, o valor de aproximados R\$ 34 milhões a seus usuários.

Neste sentido, nos dois anos de vigência da deliberação ora em análise foram pagos à Petrobras aproximadamente R\$ 345 milhões. Entretanto, foram repassados para a tarifa da totalidade dos usuários das concessões estaduais o valor de R\$ 53,4 milhões. O que equivale a pouco mais de 15%.

Para o ano de 2023, há previsão expressa, na Deliberação ARSESP 1.056/2020, da impossibilidade de qualquer repasse tarifário à totalidade dos demais usuários de gás do Estado de São Paulo (salvo as previsões contratuais).

Além disso, o conhecimento das regras dispostas pela deliberação está fundamentando opções dos usuários pela eventual migração para o Mercado Livre de Gás do Estado de São Paulo, eis que não existem mais incentivos para que as penalidades sejam pagas pelos pequenos usuários.



5

5

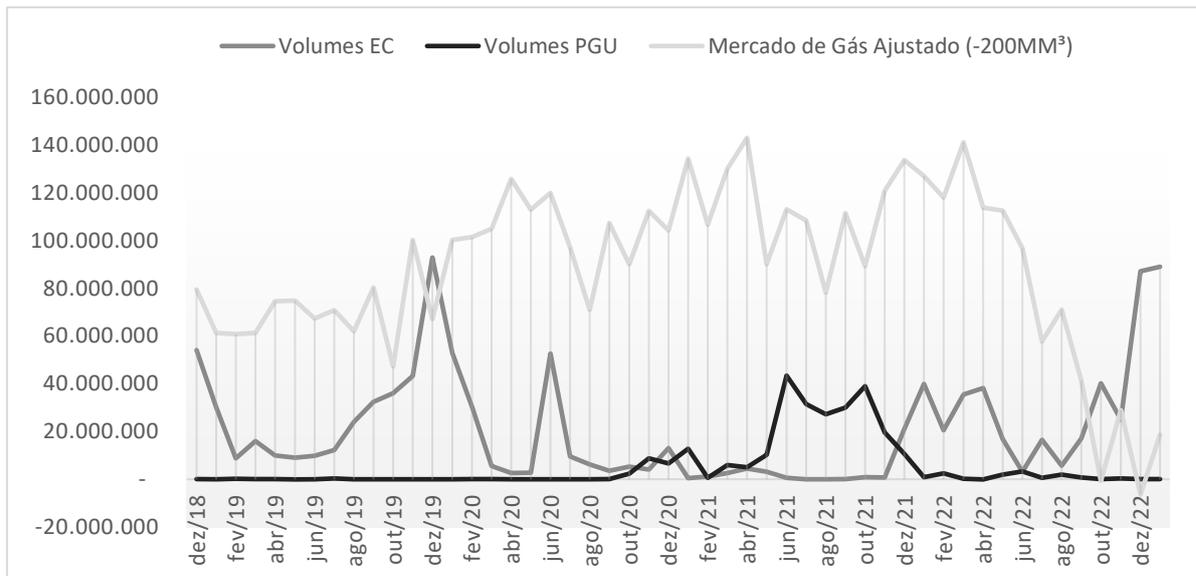
RESULTADOS ALCANÇADOS

Conforme mencionado, o presente estudo procura trazer uma análise dos efeitos econômicos relativos à um ato normativo da ARSESP, estampado na Deliberação nº 1.056/2020, que substitui uma simples e indiscriminada compensação tarifária das penalidades (EC e PGU) para todos usuários das concessionárias de gás do Estado de São Paulo, pela possibilidade de que as concessionárias passem a cobrar diretamente dos usuários que efetivamente causem os custos das penalidades implementadas pela Petrobras (EC e PGU).

5.1 Da comprovação do fim do subsídio cruzado

Da análise de dados, se extrai que, quando há uma queda na demanda de gás para o setor industrial, aumenta-se o pagamento de Encargo de Capacidade e quando há um aquecimento no consumo deste mesmo segmento de usuário, aumenta-se o pagamento de Preço de Gás de Ultrapassagem.

Ou seja, conforme comprovação estatística, há forte correlação (0,98) entre as variações nos consumos do setor industrial e as variações ocorridas no consumo total de gás no Estado de São Paulo. Diante disso, se extrai que, em razão desta estreita correlação, as oscilações no consumo industrial são responsáveis pela incidência em penalidades pagas à Petrobrás pelos usuários de gás canalizado do Estado de São Paulo, conforme se pode observar no gráfico 6.

Gráfico 6: Mercado de Gás x Volumes de Penalidades

Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Desta forma, sob o ponto de vista da precificação adequada, há fortes indícios de que a Deliberação ARSESP nº 1056/2020 conseguiu direcionar a aplicação das penalidades aos usuários que efetivamente geram tais desvios. Em que pese a ausência dos dados individualizados, foi possível identificar o principal responsável pela geração de penalidades, o setor industrial.

A medida regulatória, pode ter provocado o encerramento de verdadeiro subsídio cruzado em sentido contrário ao que observado por Li e Li (2018), eis que os pequenos usuários estavam pagando a conta de penalidades de grandes usuários.

5.2 Dos incentivos para o planejamento adequado pelos usuários e pela concessionária.

Conforme se extrai dos dados da ARSESP (2023), representados no gráfico 7 abaixo, não foram encontrados indícios suficientes de que a Deliberação tenha sido capaz de incentivar os mecanismos de planejamento dos usuários industriais.

O gráfico apresenta 4 curvas relativas aos volumes que incidiram em penalidades do tipo EC e PGU, elas estão dadas em 2 curvas relativas aos volumes acumulados e 2 curvas relativas aos volumes mensais. Destas 2 curvas, (i) uma se refere ao período anterior à edição

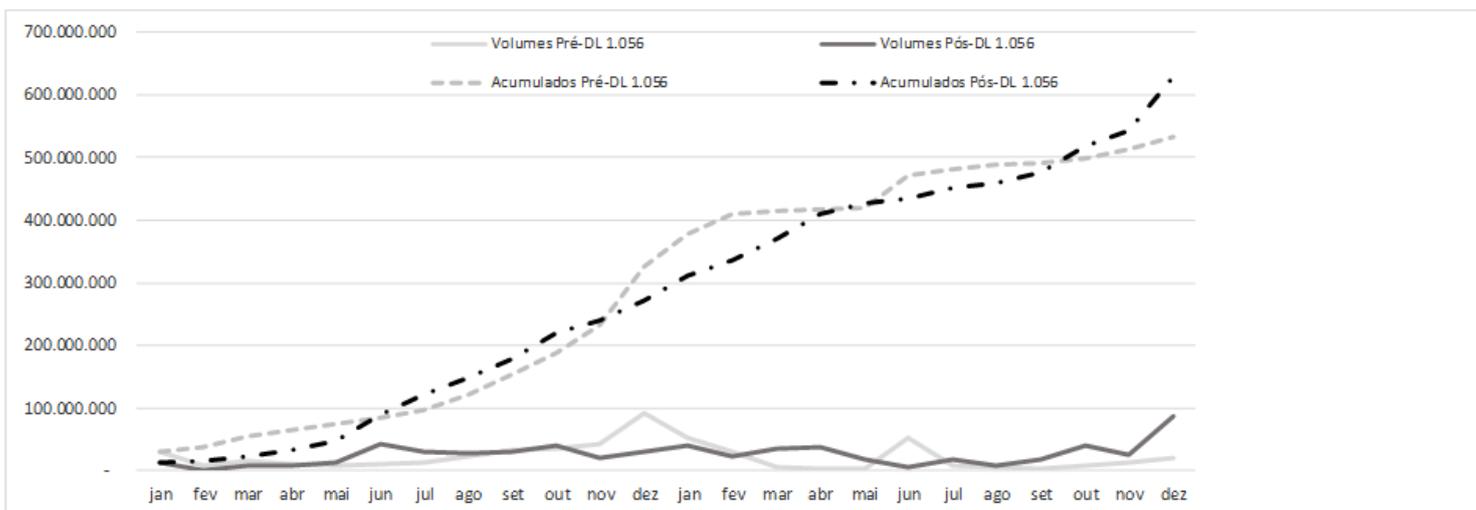
da Deliberação 1.056/2020, ou seja, de 2019 a 2020 e outra (ii) se refere aos dois anos posteriores a edição da norma (2021-2022)

Assim, observa-se que os volumes mensais e acumulados (ambos, referentes a 2 anos de consumo) que incidiram em penalidades, permaneceram nos mesmos níveis, antes e após a edição da Deliberação nº 1.056/2020, sendo observado, mais recentemente, inclusive uma superação dos volumes pré-deliberação 1.056/2020.

Ou seja, em que pese a vedação ao repasse tarifário, com o fim de um eventual subsídio cruzado dos usuários com consumo mais estável em direção aos grandes e erráticos usuários. Entretanto, a Deliberação, aparentemente, ainda não conseguiu atingir o objetivo de mitigação das penalidades realizadas pelos usuários mais erráticos.

Como dito, por limitação de sigilo dos dados, os resultados são apresentados em perspectiva do segmento industrial, como um todo. Para uma avaliação mais detalhada, necessário se faz uma abertura dos dados por usuários de forma individualizada.

Gráfico 7: Volumes Mensais e Acumulados Pré e Pós DL 1.056



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Nesta linha, o contrafactual são as penalidades pagas pelos usuários industriais após a edição da Deliberação, eis que ela permitiu que a concessionária inserisse as penalidades apenas nos contratos de fornecimento (desde que livremente negociados).

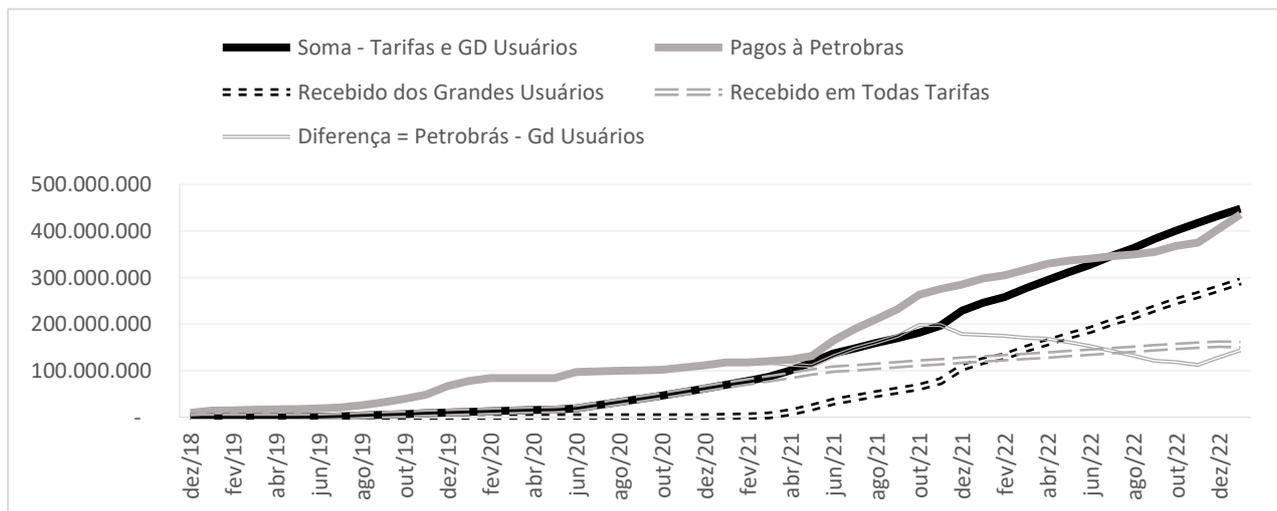
Assim, como o contrato de fornecimento é um pacto existente apenas entre as concessionárias e grandes usuários (que consomem mais de 50.000 m³/dia), os demais usuários não estão sujeitos a estas

regras, dado que seus consumos são relativamente previsíveis pelas concessionárias.

Desta forma, como não se trata perfeitamente de uma descontinuidade, é possível observar no gráfico 8, abaixo, indícios de que haja uma sensível modificação no histórico de repasse tarifário, após a edição da Deliberação ARSESP 1.056/2020.

Do gráfico 8, se extrai que o contrafactual se dá pela curva mais escura (“Soma – Tarifas e GD Usuários”), eis que, no período antes da edição da Deliberação 1.056/2020 representa apenas o repasse tarifário, dado que não havia pagamentos de usuários. No período após a Deliberação (dez/2020), a curva representa o repasse tarifário adicionado dos valores recebidos dos grandes usuários.

Gráfico 8: Penalidades Acumuladas (R\$)



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Como dito, o recebimento de valores dos grandes usuários por erros de programação se tornou relevante após a edição da Deliberação 1.056/2020. Assim, pode-se observar que a curva com tracejado pequena (“Recebido dos Grandes Usuários”) que representa especificamente estas cobranças, surge com grande crescimento, fazendo com que a curva tracejado maior (“Recebido nas Tarifas”) se afaste, sensivelmente, da curva cinza escura (“Pagamentos à Petrobras”).

Corroborando com os dados apresentados nos gráficos acima, tem-se que a Deliberação 1.056/2020, pode ter conseguido incentivar as concessionárias Comgás e GBD a implementar mecanismos adequados nos contratos de fornecimento, adotando cláusulas que

imponham diretamente aos usuários erráticos o pagamento das penalidades, replicando os contratos de suprimento com a Petrobras. Em relação à concessionária Naturgy, esta implementou o repasse das penalidades aos usuários mais erráticos, que garantem o retorno de apenas 17% dos valores pagos à Petrobrás.

Entretanto, como dito, em razão de limitação de dados, não foi possível avaliar se os usuários mais erráticos têm adotado mecanismos adequados de planejamento. O que se pode apontar é que não se observa uma redução na incidência de penalidades no grupo de grandes usuários industriais de gás canalizado.

5.3 Dos Pagamentos de Penalidades ao Supridor Monopolista

Conforme assinalado no presente trabalho, um dos objetivos declarados pela ARSESP quando da edição da Deliberação nº 1.056/2020 era a redução de penalidades pagas ao supridor monopolista, em razão dos descompassos de planejamento (EC e PGU).

Todavia, conforme se pode observar nos gráficos 7 e 8 (acima), não foram encontrados indícios de que tais objetivos tenham sido alcançados. Ao contrário, a curva de volumes e de valores estão em sentido positivo e crescente. Ou seja, os valores desperdiçados pelos usuários do Estado de São Paulo, em razão de penalidades direcionadas à Petrobrás estão aumentando.

Estes valores se mostram extremamente relevantes. Segundo dados da ARSESP (2023), entre dezembro de 2018 e janeiro de 2023, incidiram em penalidade o volume de 1,3 bi m³ (um bilhão e trezentos milhões de metros cúbicos). Sendo 1 bi m³ referente a Encargos de Capacidade e 300 mi m³ referentes ao Preço de Gás de Ultrapassagem.

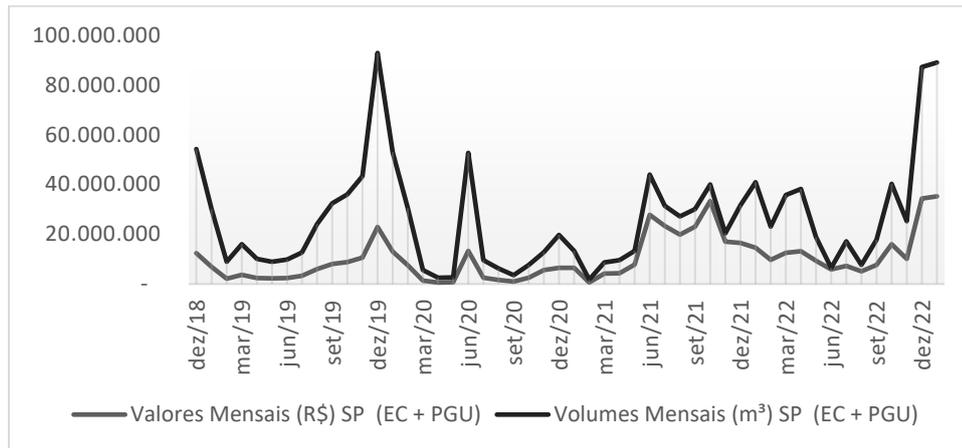
Os valores também são substanciais, no período entre dez de 2016 e janeiro de 2023, foram pagos valores de penalidades que somam R\$ 623 mi (seiscentos e vinte e três milhões de reais). Sendo R\$ 419 mi relativos ao Encargo de Capacidade e R\$ 204 mi relativos ao Preço de Gás de Ultrapassagem.

No que diz respeito aos pagamentos mensais, pode-se observar do gráfico 9, abaixo, um alto e constante patamar de pagamentos de penalidades entre meados de 2021 e meados de 2022, com um recrudescimento ainda maior no final do ano de 2022. Sendo certo que,

conforme gráfico 3 (acima), as penalidades ocorridas durante o ano de 2022 estão associadas ao Encargo de Capacidade. Ou seja, a uma contratação de gás a maior do que aquela efetivamente retirada.

Além disso, é possível observar que os valores pagos a título de penalidades à Petrobras, estão ocorrendo de forma mais constante no período após a Deliberação 1.056, principalmente após março de 2021.

Gráfico 9: Penalidades Mensais – Volumes (m³) e Valores (R\$) – antes e após a Deliberação



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

A fim de se avaliar os efeitos observados após a edição da deliberação estudada, passa-se a um estudo das diferenças entre as médias, seja em relação aos dados sobre volume de penalidades (m³) seja em relação aos valores pagos pelas penalidades (R\$).

Inicialmente, tem-se a tabela 8, abaixo, com os principais resultados estatísticos referentes aos dados mensais de penalidades, em relação aos volumes (m³) que incidiram em penalidades.

Desta avaliação constata-se que houve incremento médio de 23 % (vinte e três por cento) nos valores que incidiram em penalidades. Entretanto, quando se observa as variações nas concessionárias, tem-se que o aumento observado se deu na área de concessão da Comgás (34%), principalmente, em razão do fim do Contrato TCQ-Bolívia e assinatura de Contratos NMG, em substituição.

Com base nestes dados, foram realizados testes T de Student, para avaliação do comportamento das médias, nas concessionárias e no mercado de gás de SP. Especificamente, foi utilizado o teste t para determinar se a diferença entre essas médias é maior do que seria esperado apenas devido à variabilidade natural dos dados.

O teste t leva em consideração a média, o tamanho das amostras e a variabilidade dos dados para calcular um valor de teste t. Esse valor de teste t é então comparado a uma distribuição t de referência para determinar se a diferença entre as médias é estatisticamente significativa ou se poderia ter ocorrido devido ao acaso (H0).

Ou seja, a hipótese nula (H0) no teste t afirma que não existe diferença estatisticamente significativa entre as médias das duas amostras comparadas. Em outras palavras, a hipótese nula assume que qualquer diferença observada entre as médias é simplesmente devida ao acaso e não reflete uma diferença real ou significativa entre as populações das quais as amostras foram retiradas.

Neste sentido, a Hipótese Nula aqui avaliada se refere as diferenças entre a média das penalidades relativas aos dois períodos em avaliação, o período anterior e o posterior à edição da Deliberação ARSESP nº 1.056/2020

Nos resultados, observa-se que o valor do T Calculado é menor do que o T à Direita, não sendo possível rejeitar a hipótese nula (H0). Ou seja, em relação aos dados de volume, as duas médias não são diferentes estaticamente entre si.

Tabela 8: Estatística Teste – T de Student – Volumes (m³) de Penalidades

| Penalidades em Volumes | Naturgy (Vol. EC + PGU) | Comgás (Vol. EC + PGU) | GBD (Vol. EC + PGU) | SP (Vol. EC + PGU) |
|-------------------------------|-------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|
| Média Antes da DL 1.056 | 2.124.902 | 17.598.592 | 3.728.600 | 23.452.094 |
| Média Após a DL 1056 | 1.762.250 | 23.651.099 | 3.356.660 | 28.770.010 |
| Diferença das Médias | 362.651 | - 6.052.507 | 371.940 | - 5.317.915 |
| Desvio Padrão Antes da DL | 2.260.493,88 | 19.148.788,38 | 2.374.157,30 | 21.657.309,65 |
| Desvio Padrão Após a DL | 1.513.365,35 | 19.631.692,87 | 2.284.511,66 | 21.638.035,75 |
| Desvio Padrão Populacional | 1.893.391,26 | 19.409.415,07 | 2.284.433,82 | 21.548.254,49 |
| Variância Antes da DL | 5.109.832.575.039,34 | 380.361.600.050.406,00 | 5.581.116.884.502,67 | 484.414.607.468.755,00 |
| Variância Após a DL | 2.290.274.678.333,31 | 385.403.364.989.784,00 | 5.218.993.504.656,83 | 468.204.591.178.436,00 |
| Número de Repetições Antes DL | 25,00 | 25,00 | 25,00 | 25,00 |
| Número de Repetições Após DL | 25,00 | 25,00 | 25,00 | 25,00 |
| Grau de Liberdade | 48,00 | 48,00 | 48,00 | 48,00 |

| | | | | |
|-------------------------|--------------|---------------|------------------|---------------|
| Alfa 5% | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Desvio Padrão Ponderado | 1.923.552,35 | 19.567.383,13 | 2.323.801,88 | 21.824.518,31 |
| Termo t_{vn} | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| T a esquerda | -2,010634758 | -2,010634758 | - 2,010634758 | -2,010634758 |
| T a direita | 2,010634758 | 2,010634758 | 2,010634758 | 2,010634758 |
| Teste T | 0,66656133 | - 1,09359762 | 0,56588634 | - 0,86149302 |
| P-Valor | 0,508243771 | 0,27958945 | 0,574107163 | 0,393249902 |

Fonte: Dados ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Nesta linha, apurou-se os resultados descritos na Tabela 9, de onde se extrai os principais resultados estatísticos referentes aos dados mensais de penalidades, em relação aos valores (R\$) pagos à título de penalidades. Nos dados se observa um incremento substancial (147%) na comparação das médias de pagamentos mensais de penalidades, antes e após a edição da Deliberação nº 1.056/2020. Em que pese ter havido crescimento em todas as concessionárias, pode-se creditar a maior variação à concessionária Comgás (169%), a corroborar o impacto em penalidades ocorrida pela migração do Contrato TCQ-Bolívia, para os novos Contratos NMG.

Tabela 9: Estatística Teste – T de Student – Valores (R\$) de Penalidades

| Valores | Naturgy EC + PGU (R\$) | GBD EC + PGU (R\$) | Comgás EC + PGU (R\$) | SP EC + PGU (R\$) |
|-------------------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|
| Média Antes da DL | 533.581 | 906.387 | 4.475.016 | 5.914.984 |
| Média Após a DL | 770.090 | 1.806.673 | 12.037.895 | 14.614.658 |
| Diferença de Médias | - 236.508 | - 900.286 | - 7.562.879 | - 8.699.674 |
| Desvio Padrão Antes | 541.694,32 | 534.810,70 | 4.753.629,69 | 5.325.078,97 |
| Desvio Padrão Pós DL | 550.956,42 | 1.545.330,97 | 9.115.465,20 | 10.001.852,37 |
| Desvio Padrão Pop. | 548.212,71 | 1.219.090,84 | 8.064.109,54 | 8.974.963,43 |
| Variância Antes | 293.432.732.187,78 | 286.022.488.820,09 | 22.596.995.203.726,10 | 28.356.466.006.937,10 |
| Variância Após | 303.552.979.591,84 | 2.388.047.814.601,31 | 83.091.705.766.767,20 | 100.037.050.905.497,00 |
| Número de Repetições Antes DL | 25,00 | 25,00 | 25,00 | 25,00 |
| Número de Repetições Após DL | 25,00 | 25,00 | 25,00 | 25,00 |
| Grau de Liberdade | 48,00 | 48,00 | 48,00 | 48,00 |
| Alfa 5% | 0,05 | 0,05 | 0,05 | 0,05 |
| Desvio Padrão Ponderado | 546.345,00 | 1.156.302,36 | 7.269.411,98 | 8.012.287,97 |
| Termo t_{vn} | 0,28 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| Teste T | 0,13 | 0,02 | 0,00 | 0,00 |
| T a esquerda | -2,010634758 | -2,010634758 | -2,010634758 | -2,010634758 |
| T a direita | 2,010634758 | 2,010634758 | 2,010634758 | 2,010634758 |
| Teste T | - 1,53050330 | - 2,75273315 | - 3,67826403 | - 3,83885244 |
| P-Valor | 0,132456624 | 0,008317787 | 0,000592844 | 0,000361443 |

| | | | | |
|---------------------------|--------------|----------------|-----------------|-----------------|
| Intervalo de Confiança | 310.702,79 | 657.581,51 | 4.134.066,53 | 4.556.535,19 |
| Diferença das Médias + IC | 74.194,57 | - 242.704,54 | - 3.428.812,88 | - 4.143.138,48 |
| Diferença das Médias - IC | - 547.211,01 | - 1.557.867,55 | - 11.696.945,94 | - 13.256.208,86 |

Fonte: Dados ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Como se pode observar, também foram realizados testes T de student, para avaliação do comportamento das médias, nas concessionárias e no mercado de gás de SP. Desta feita, exceto a Naturgy, observa-se que o valor do T Calculado é maior do que o T à Direita, rejeitando-se a hipótese nula (H0). Ou seja, em relação aos dados de valores pagos (R\$), as duas médias são estatisticamente diferentes entre si.

Com base no cálculo do Intervalo de Confiança, pode-se mensurar que a diferença entre as penalidades aplicadas no período após a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020 são de no mínimo R\$ 4 milhões e no máximo R\$ 13 milhões de reais por mês, em relação ao período anterior.

Assim, diante destes testes, observa-se que não há indícios suficientes de que a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020 tenha alcançado os objetivos declarados de redução dos valores pagos a título de penalidades à Petrobrás. Todavia, ante o fim dos subsídios cruzados, tais valores, em que pese imporem custos adicionais a alguns grandes usuários industriais, podem estar sinalizando de forma adequada os custos de gás natural.

Entretanto, constatou-se que houve aumento substancial nos custos incorridos em Penalidades, ainda após a edição da referida deliberação, especialmente após a substituição do Contrato TCQ-Bolívia por Contrato NMG, no âmbito da concessionária Comgás. No que diz respeito aos volumes incorridos em penalidades, observa-se que não há nas médias diferenças significativas estatisticamente.



6

6 CONCLUSÃO

Conforme se pode extrair dos resultados acima mencionados, há fortes indícios de que Deliberação ARSESP nº 1.056/2020 pode ter modificado a metodologia de compensação de penalidades pagas. Grandes usuários industriais, apenas os mais erráticos (que não possuem o planejamento adequado), passaram a arcar com os custos de penalidades, criando sinal de preços importante para o setor e para o desenvolvimento do mercado livre de gás no Estado de São Paulo.

Entretanto, um dos grandes objetivos declarados pelo regulador estadual, quando da edição desta deliberação, pode ter sido apenas parcialmente alcançado. Trata-se do incentivo a que os agentes econômicos adotem mecanismos de planejamento adequado para evitar as penalidades por desvios de programação, recrudescidas pela Petrobras, nos contratos NMG.

Há informações de que as concessionárias Comgás e GBD procuraram renegociar seus contratos de suprimento junto aos seus grandes usuários industriais (consumo superior a 50 mil m³/dia), a fim de fazer aplicar o repasse das penalidades pagas à Petrobrás. Todavia, a concessionária Naturgy, conseguiu repassar aos usuários mais erráticos, apenas 17% (dezessete por cento) dos valores pagos à supridora monopolista.

Além disso, observou-se que as concessionárias têm procurado alterar os volumes contratados de gás junto à Petrobras, a fim de adequar suas demandas, tendo assinado cerca de 10 (dez) aditivos aos contratos de suprimento, nos últimos 6 (seis) anos.

Em relação à observação da postura adotada pelos grandes usuários industriais, há limitação de dados, dado o sigilo das informações pessoais de consumo. Todavia, em relação ao comportamento conjunto do segmento industrial, observa-se que a curva permanece crescente, em volume e valor. Assim, poderá ser realizada complementação futura, talvez em nível de doutorado, com a utilização de outras metodologias.

Ao se estabelecer que os riscos de penalidade por erros de programação sejam pagos pelas concessionárias ou somente pelos usuários erráticos que tiverem previsão contratual, a deliberação pode

ter contribuído para estabelecer um mecanismo de contestação da dupla marginalização, onde a concessionária, passivamente, apenas repassava estes custos aos usuários da concessão.

Por fim, em que pese o fim do subsídio cruzado em sentido contrário (dos pequenos usuários para os grandes usuários) e os indícios de alcance parcial dos objetivos de incentivo ao planejamento adequado de demanda, não foi possível identificar que a Deliberação tenha conseguido reduzir a incidência de penalidades pagas pelos usuários do Estado de São Paulo, à supridora monopolista (Petrobras).

Desta forma, entende-se que a Deliberação ARSESP nº 1.056/2020 pode ter contribuído para uma maior eficiência alocativa de custos ao sistema de distribuição estadual paulista, com ganhos adicionais aos consumidores em geral.

Todavia, o crescimento de pagamentos mensais de penalidades à Petrobras se mostra contraproducente, de forma a gerar custos adicionais aos grandes usuários, em que pese erráticos. Assim, necessário o desenvolvimento de novos estudos a fim de avaliar os efeitos no mercado decorrente deste fluxo adicional de receita ao monopolista supridor. Também cabe maior análise quanto a possíveis ganhos do desenvolvimento do mercado livre de gás como forma de contestar o monopólio da Petrobras e sobre a viabilidade de construção de plantas de estocagem local de gás, que serviriam como “pulmão” do sistema paulista, evitando-se as penalidades.



REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

ACQUAVIVA, Tiago A.; CAMPOS, Ana Paula F. R. Capítulo 4 – Considerações Regulatórias e Legais sobre a Competência Estadual na Distribuição e Comercialização de Gás Natural à Luz da “Nova Lei do Gás”. In: POMPEU FILHO, Cid Tomanik; SANTOS, Daniela. **Gás Canalizado: Os novos rumos da distribuição**. 1. Ed – São Paulo: Synergia Editora, 2022.

ACQUAVIVA, Tiago A.; SEBASTIÃO, Priscila. Mercado livre de gás canalizado: principais desafios. In: OLIVEIRA, Carlos Roberto; VILARINHO, Cíntia Maria Ribeiro. **A Regulação de Infraestruturas no Brasil**. 1. Ed – São Paulo: KPMG, 2021. Disponível em: <https://abar.org.br/?mdocs-file=84454>

ARAUJO, Thayana; PUENTE, Beatriz; RESENDE, Leandro. Distribuidoras de gás de 5 estados entram na Justiça contra reajuste da Petrobras. **CNN Brasil**, Rio de Janeiro: dezembro de 2021. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/distribuidoras-de-gas-de-5-estados-entram-na-justica-contr-reajuste-da-petrobras/>. Acesso em: 15 de abril de 2023.

ARSESP – Agência Reguladora de Serviços Públicos do Estado de São Paulo. **Agenda Regulatória da ARSESP**, 2023. Disponível em: [https://www.arsesp.sp.gov.br/Paginas/Agenda-Regulatoria.aspx#:~:text=%E2%80%8BA%20terceira%20edi%C3%A7%C3%A3o%20da,agentes%20ligados%20aos%20setores%20regulados](https://www.arsesp.sp.gov.br/Paginas/Agenda-Regulatoria.aspx#:~:text=%E2%80%8BA%20terceira%20edi%C3%A7%C3%A3o%20da,agentes%20ligados%20aos%20setores%20regulados.). Acesso em: 23/05/2023.

----- **Contas Gráficas**, 2023. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/Paginas/gas/conta-grafica.aspx>. Acesso em 22/05/2023.

----- **Deliberação nº 765, de 06 de dezembro de 2007**. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/SitePages/DispForm.aspx?idItem=2844>. Acesso em 22/08/2022.

----- **Deliberação nº 1.056, de 21 de outubro de 2020**. Disponível em: <http://www.arsesp.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Id110562020.pdf>. Acesso em 22/08/2022.

----- **Termo de Compromisso de Cessação de Prática (versão de acesso público), de 08 de julho de 2019, celebrado entre CADE e Petrobras.** Disponível em:

https://sei.cade.gov.br/sei/79erviss/pesquisa/md_pesq_documento_consulta_externa.php?DZ2uWeaYicbuRZEFhBt-n3BfPLlu9u7akQAh8mpB9yOfbx5eD8vU7hfNPDc1HQ8Mo2wUUI_pM BwmHa9QywbQVDVJnIUCKbu0aQsg2fy2ggM6fjABY7XMTQWI3Q5i7Q bJ. Acesso em 05/05/2021. GIL, Antonio Carlos. Métodos e Técnicas de Pesquisa Social. São Paulo: Atlas, 2006.

----- PA 08012.003422/2004-41 (“Caso GEAP x COOPANEST-MT”); SG; NT n  13/2015/CGAA2/SGA1/SG/CADE, homologada pelo Despacho SG n  5/2015 do Superintendente-Geral Interino; recomendação pela condenação; DOU, 11/2/2015, 1  Seção, p. 18. No mesmo sentido, PA 08012.000758/2003-71, NT n  92/2015/CGAA2/SGA1/SG/CADE, DOU 23/12/2015. Apud: MAZZUCATO, Paolo Zupo. **Lei antitruste sistematizada [livro eletrônico] : jurisprudência na visão do CADE /** Paolo Zupo Mazzucato. – 1. Ed. – São Paulo: Thomson Reuters Brasil, 2018.

CARVALHINHO FILHO, José Carlos Lemos. **O valor da flexibilidade em cláusulas “take-or-pay” de contratos para fornecimento de gás natural industrial.** Dissertação de Mestrado. São Paulo: FEA/USP, 2003

COOTER, Robert; ULLEN, Thomas. **Law and economics.** 6th ed. San Francisco: Pearson Education, 2000.

DELALIBERA, Bruno R.; SERRANO-QUINTERO, Rafael; ZIMMERMANN, Guilherme G.. Reforms in the natural gas sector and economic development, **Economic Modelling**, Volume 125, 2023, 106358, ISSN 0264-9993, <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2023.106358>.

GORDON, D.V.; GUNSCH, K.; PAWLUK, C.V. A natural monopoly in natural gas transmission, **Energy Economics**, Volume 25, Issue 5, 2003, Pages 473-485, ISSN 0140-9883, disponível em: [https://doi.org/10.1016/S0140-9883\(03\)00057-4](https://doi.org/10.1016/S0140-9883(03)00057-4).

LAKATOS, Eva Maria; MARCONI, Marina de Andrade. **Fundamentos de Metodologia Científica.** São Paulo: Atlas, 2007.

LI, Fan; LI, Shengli. The impact of cross-subsidies on utility service quality in developing countries, **Economic Modelling**, Volume 68, 2018, Pages 217-228, ISSN 0264-9993, <https://doi.org/10.1016/j.econmod.2017.07.013>.

MAZZUCATO, Paolo Zupo. **Lei antitruste sistematizada** [livro eletrônico] : jurisprudência na visão do CADE / Paolo Zupo Mazzucato. - 1. ed. - São Paulo : Thomson Reuters Brasil, 2018.

MENEGUIN, F. B.; BIJOS, P. R. S. Avaliação de Impacto Regulatório – como melhorar a qualidade das normas. Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/CONLEG/Senado, março/ 2016 (**Texto para Discussão nº 193**). Disponível em: www.senado.leg.br/estudos. Acesso em 22 de agosto de 2022.

MME – Ministério de Minas e Energia. CMGN - Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural. **Relatório Trimestral: Acompanhamento da Abertura do Mercado de Gás Natural. Número 14 - 4º Trimestre de 2022**. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/novo-mercado-de-gas/cmgn/publicacoes>>. Acesso em: 11 de abril de 2023.

PONCZEK, Vladimir; CAMARGO, Braz; CAMELO, Rafael; FIRPO, Sergio. Information, Market Incentives, and Student Performance. **IZA Discussion Paper No. 7941**. January, 2014.

SÃO PAULO. **Constituição Estadual de 05 de Outubro de 1989. São Paulo: Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo**. Disponível em: <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/constituicao/1989/compilacao-constituicao-0-05.10.1989.html>. Acesso em 22/12/2022.

SANT´ANA. Paulo Henrique de Mello; JANNUZZI, Gilberto De Martino; BAJAV, Sérgio Valdir. Developing competition while building up the infrastructure of the Brazilian gas industry, **Energy Policy**, Volume 37, Issue 1, 2009, Pages 308-317, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.044>.

SCHULTE, Simon; WEISER, Florian. LNG import quotas in Lithuania – Economic effects of breaking Gazprom's natural gas monopoly, **Energy Economics**, Volume 78, 2019, Pages 174-181, ISSN 0140-9883, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.10.030>.

TEIXEIRA, João Pedro Braga. **Gás Natural: O energético mais competitivo** / João Pedro Braga Teixeira - Rio de Janeiro: PoD, 2015.

TCU – Tribunal de Contas da União. Tomada de Contas nº 002.279/2020-7. **Acordão Plenário nº 1.925/2021, de 11 de agosto de 2021**. Relator Ministro Walton Alencar Rodrigues. Disponível em: <http://www.ARSESP.sp.gov.br/LegislacaoArquivos/Idl10612020.pdf>. Acesso em 29/04/2021.

VITALE, C., et al. (2022), Improving the regulatory framework in the natural gas sector in Brazil, **OECD Economics Department Working Papers**, No. 1736, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/bfbb7653-en>.

YU, J.-J.; YOO, S.-H.; BAEK, C. Economies of Scale in the South Korean Natural Gas Industry. **Energies** 2019, 12, 1557. <https://doi.org/10.3390/en12081557>

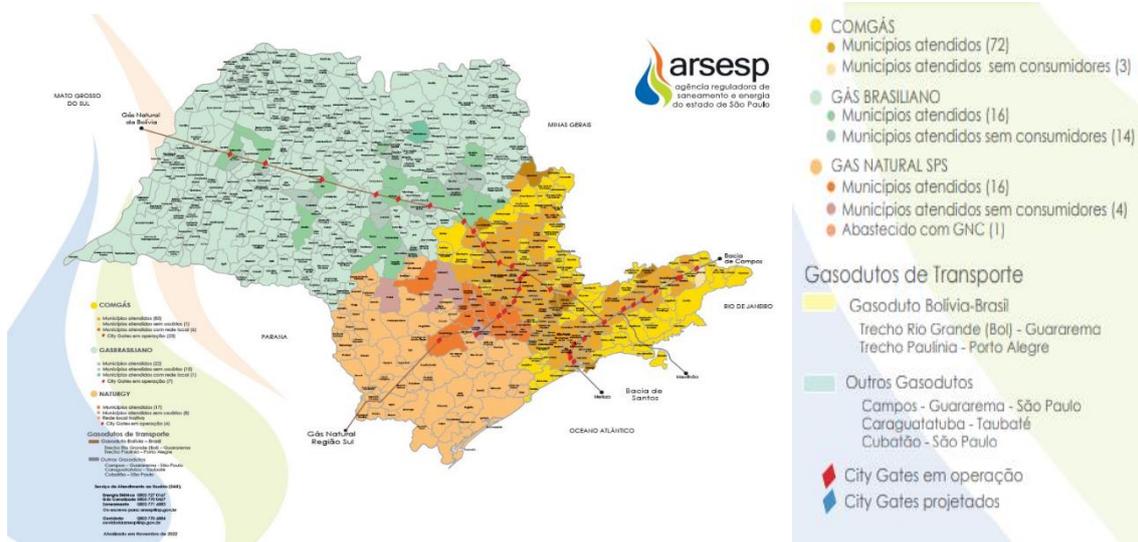


APÊNDICES

APÊNDICES

Apêndice

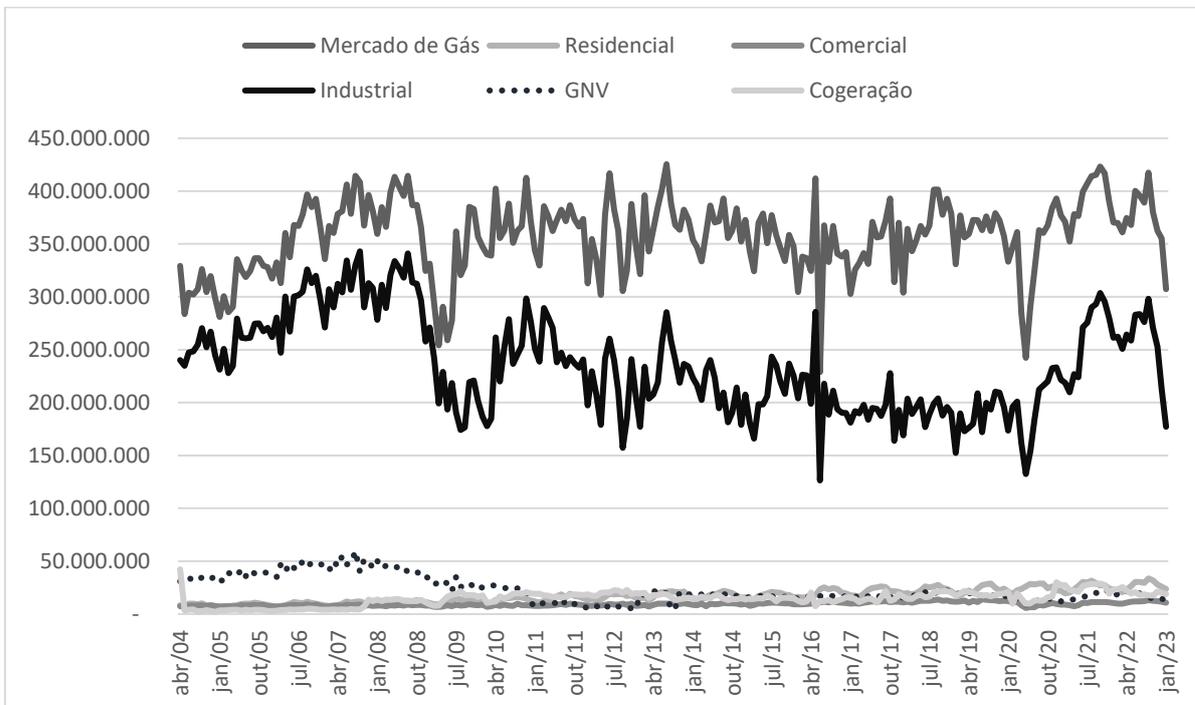
Figura 1A: Mapa da Divisão das Concessões de Gás Canalizado no Estado de São Paulo



Fonte: ARSESP (2020)

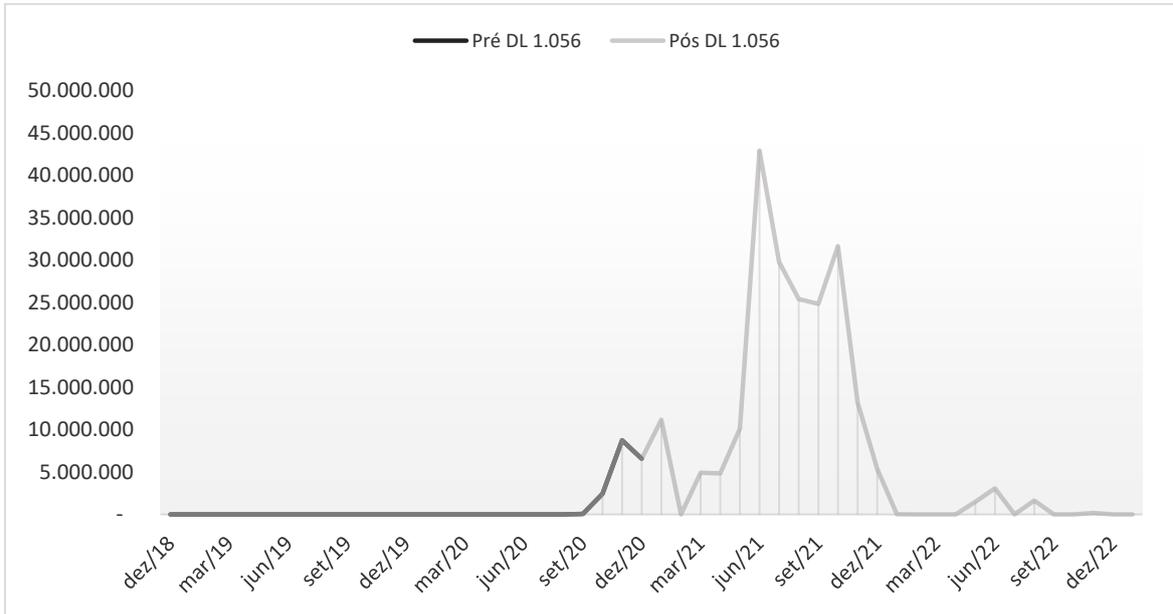
Gráficos Relativos à Concessionária Comgás.

Gráfico 1A: Consumo (m³) de Gás por Segmentos – Comgás



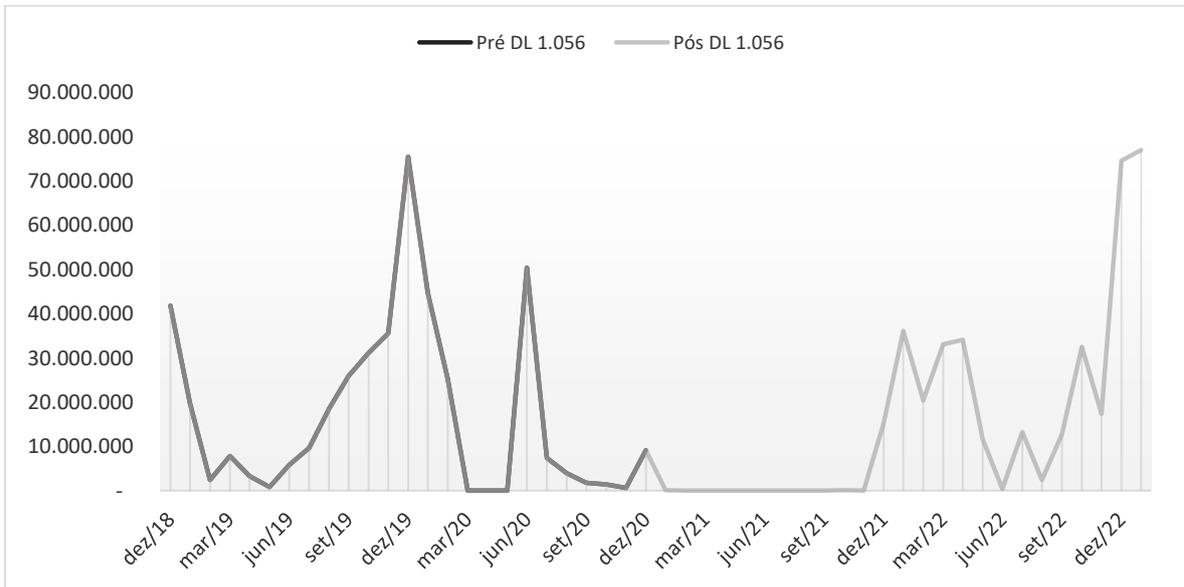
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 2A: Volume (m³) incidente em Preço de Gás de Ultrapassagem (PGU) – Comgás



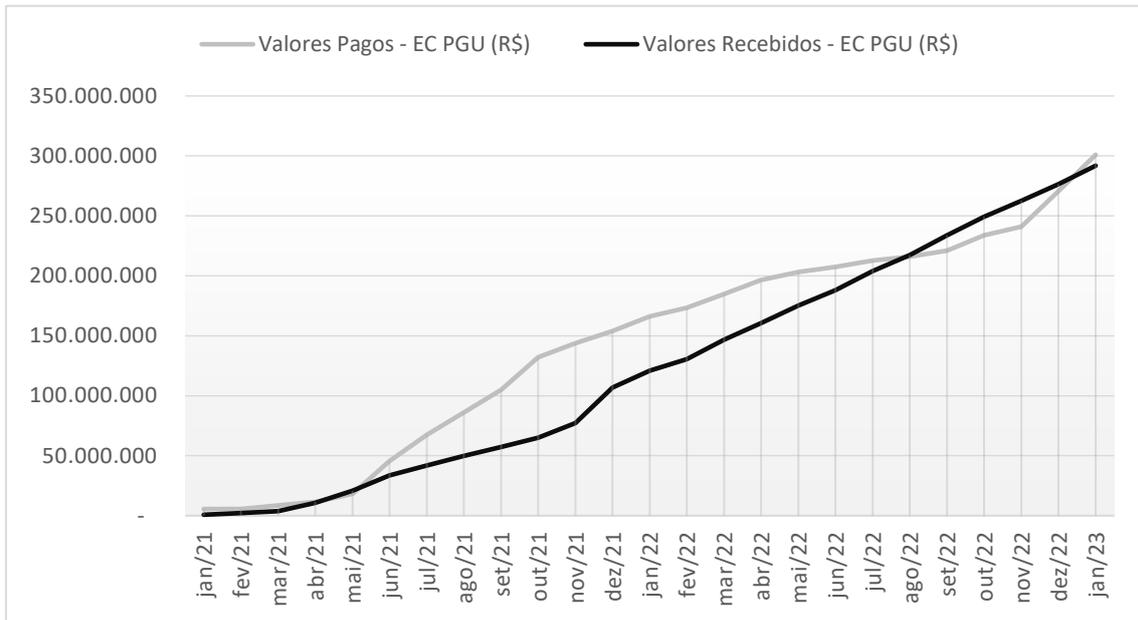
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 3A: Volumes (m³) incursos em Encargo de Capacidade (EC) – Comgás



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

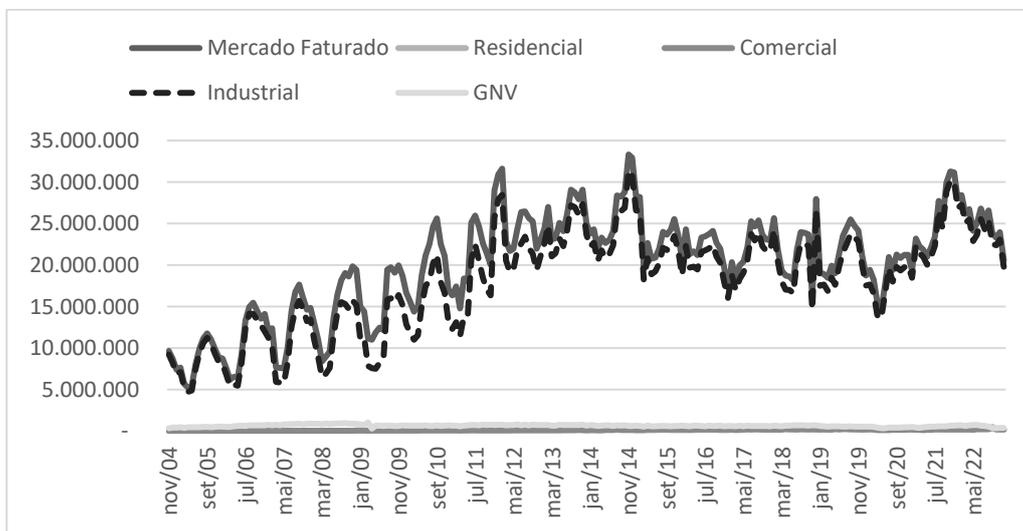
Gráfico 4A: Valores (R\$) acumulados – Pagamentos e Recebimentos de Penalidades (EC e PGU)



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

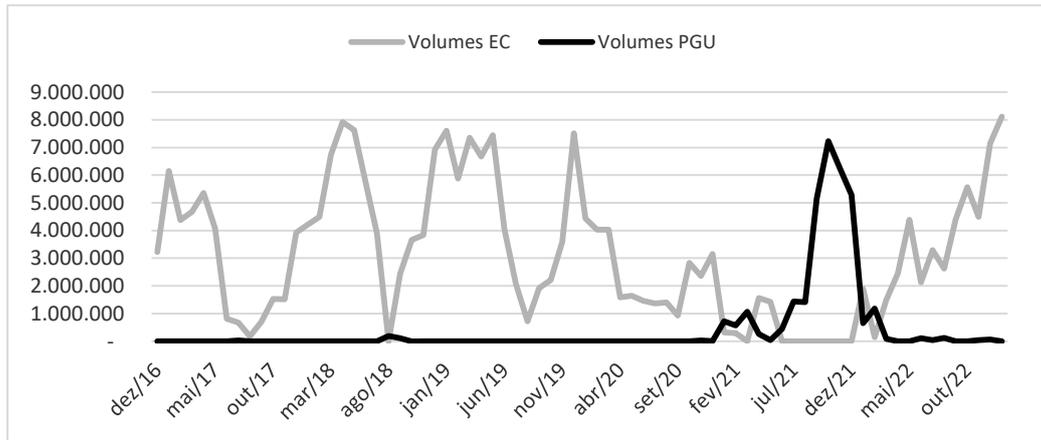
Gráficos Relativos à Concessionária GBD.

Gráfico 5A: Volumes (m³) – Mercados GBD



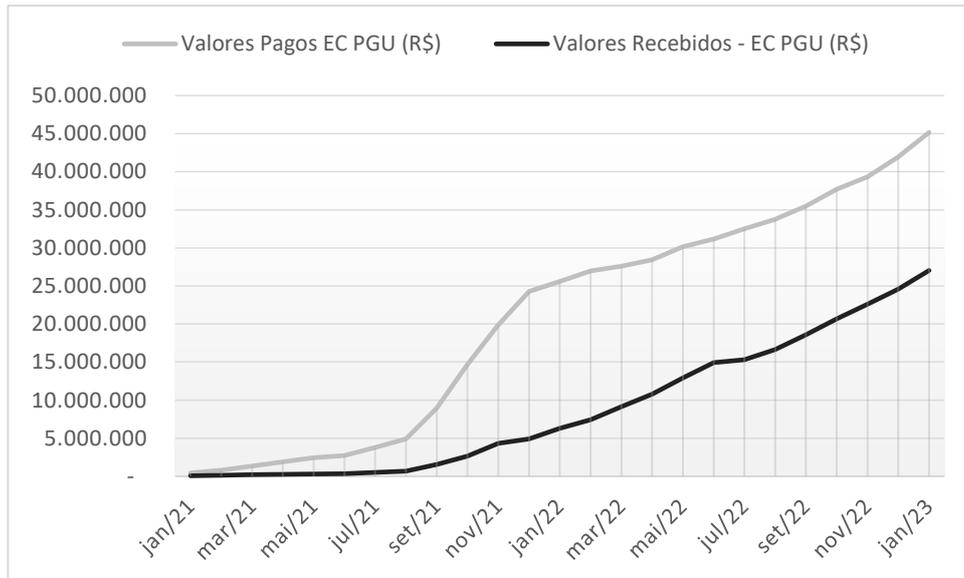
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 6A: Volumes (m³) – Incidentes em EC e Incidentes em PGU



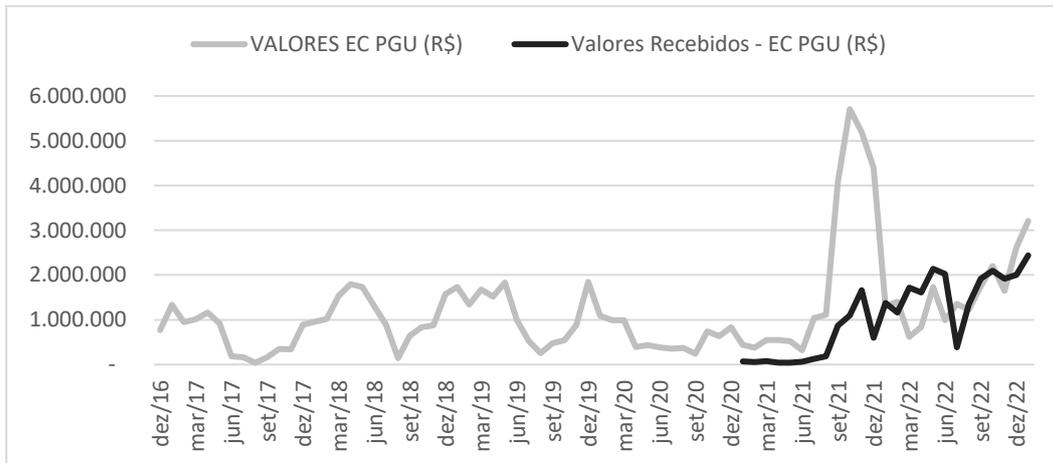
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 7A: Pagamentos Acumulados (R\$) – Total EC e PGU x Recebido dos Grandes Usuários



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

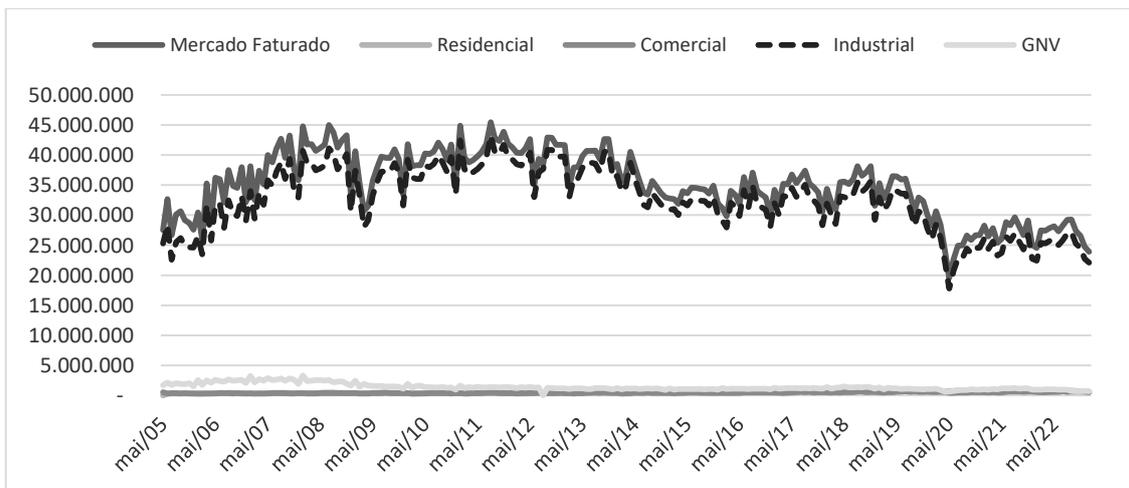
Gráfico 8A: Pagamentos Mensais (R\$) – Pagos em EC e PGU x Recebido dos Grandes Usuários



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

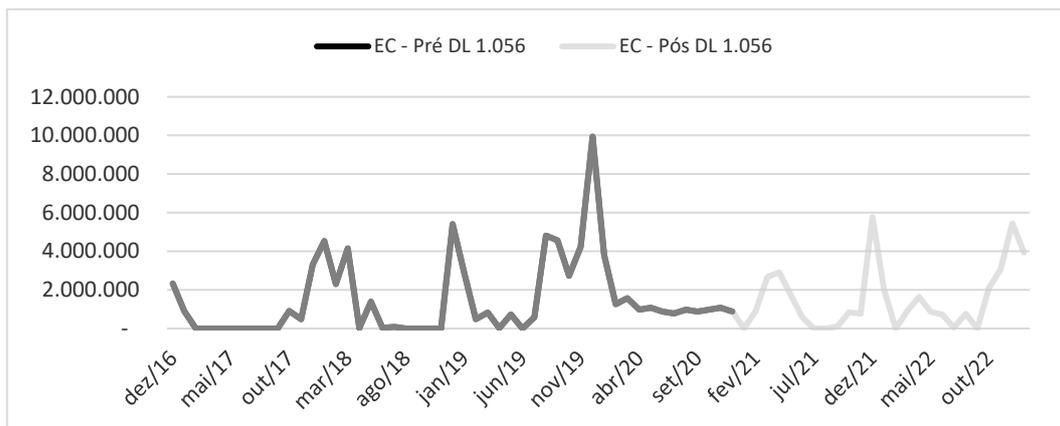
Gráficos Relativos à Concessionária GNPS (Naturgy).

Gráfico 9A: Volumes (m³) – Mercados Naturgy



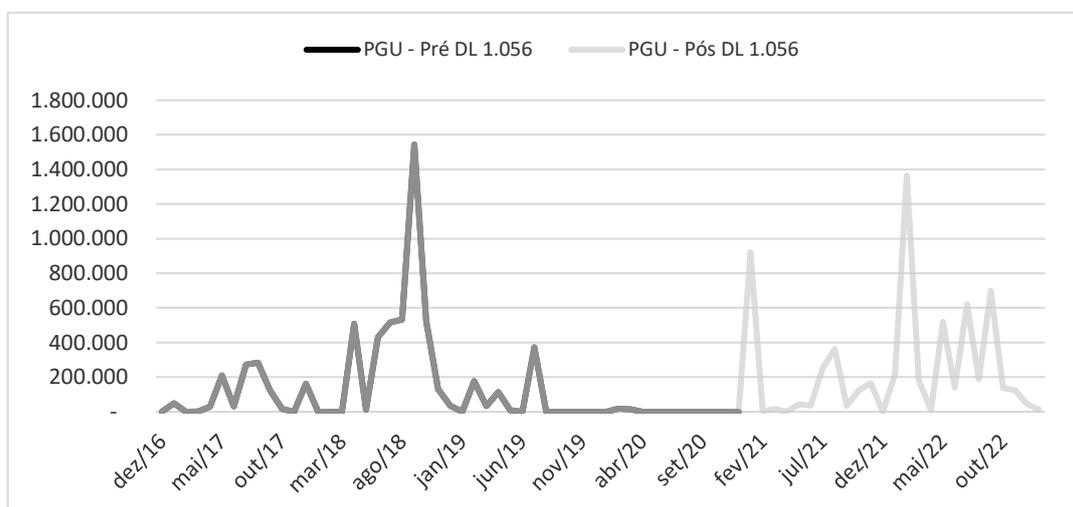
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 10A: Volumes (m³) – Penalidades EC



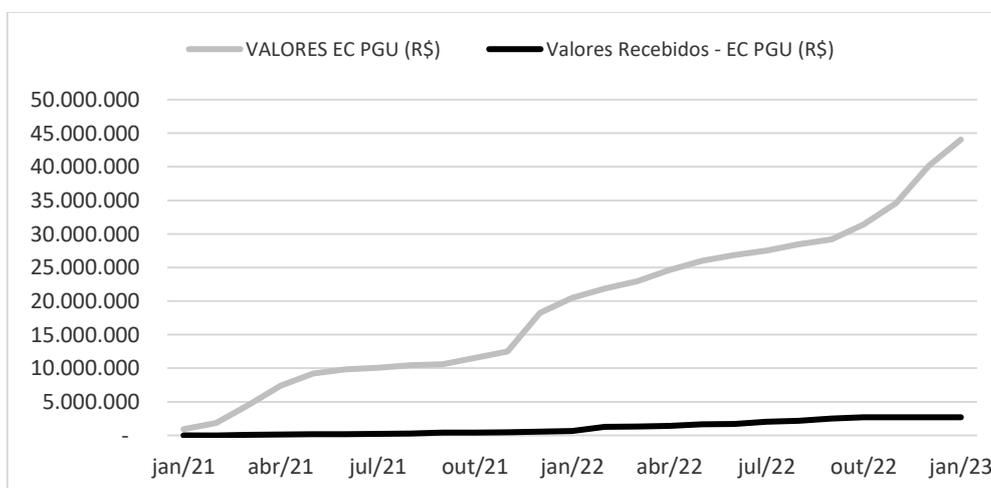
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 11A: Volumes (m³) – Penalidades PGU



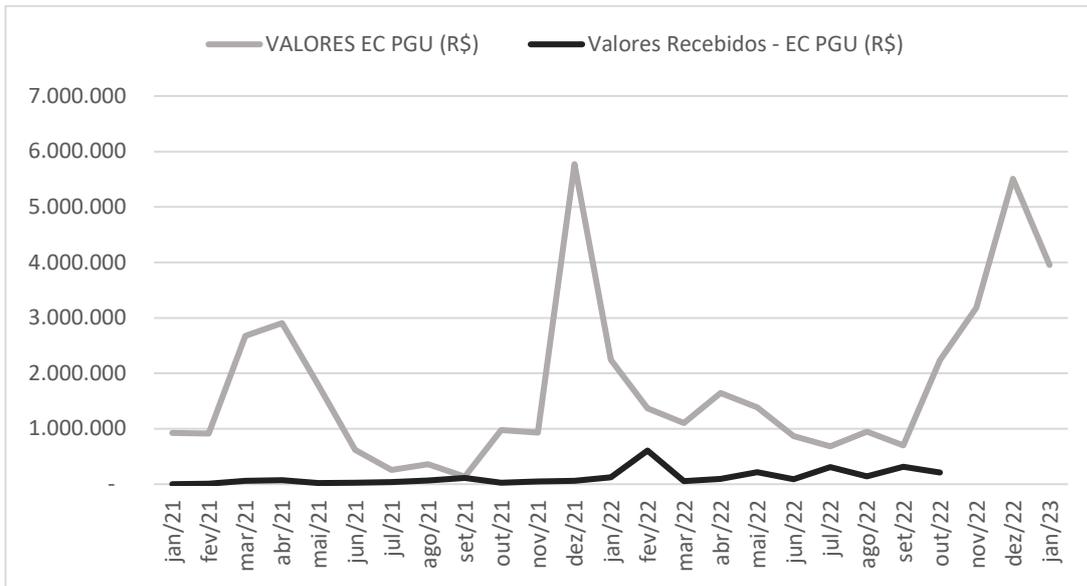
Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 12A: Penalidades Acumuladas (R\$) – EC e PGU



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria

Gráfico 13A: Penalidades Mensais (R\$) –Pagos à Petrobras x Recebido dos Grandes Usuários



Fonte: ARSESP (2023) – Elaboração Própria



idn

Bo
pro
cit
ref
Nos
são

idp

A ESCOLHA QUE
TRANSFORMA
O SEU CONHECIMENTO