



ENVIO DE CONTRIBUIÇÕES REFERENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 04/2022

ATO REGULATÓRIO: Revisão Tarifária da Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás. Processo nº 000055-39.00/22-6

NOME (Pessoa Física ou Jurídica): CBIE Advisory

CONTRIBUIÇÕES

IMPORTANTE: Os comentários e sugestões referentes às contribuições deverão ser fundamentados e justificados, mencionando-se os aspectos do estudo técnico a que se refere a contribuição. Acrescentar, no modelo a seguir, quantos quadros/linhas forem necessários para a apresentação das contribuições.

Contribuição 1

Aspecto do(s) estudo(s) técnico(s) da AGERGS

Item 4.2.3 – Custo de Capital, particularmente o cálculo de IR e CSLL (IR)

Texto Contribuição

A nota técnica preliminar #03/2022 adotou premissa de IR e CSLL (IR) no montante de R\$53.455.321 para cálculo da Margem Regulatória com base em orçamento submetido ao Conselho da Sulgás com base em planilha “DRE/DFC” que consta fluxo de caixa projetado para 2022. Tal valor difere do pleito da concessionária protocolado na agência reguladora em 14 de Janeiro de 2022. Entendemos que o cálculo do IR deve ser feito de maneira endógena ao processo de estabelecimento da Margem Bruta da distribuidora, portanto qualquer alteração em parâmetros que compõe o seu cálculo deveria se traduzir consequentemente na estimativa endógena de IR para efeito de contabilidade regulatória.

Justificativa Contribuição

Como bem apontado pela AGERGS na página 8 da referida nota técnica, o item 4 do Anexo I do Contrato de Concessão da Sulgás estabelece que o cálculo da margem bruta de distribuição está alicerçado na avaliação **prospectiva** (grifo nosso) dos custos dos serviços (...) **realizados ou a realizar** (grifo nosso) ao longo do ano de referência para cálculo segundo o orçamento anual. Dessa forma entendemos que o cálculo do IR e CSLL (IR) na fórmula estabelecida pelo contrato de concessão deva ser realizado de maneira endógena refletindo os parâmetros regulatórios homologados no âmbito do processo de revisão anual de tarifas. As concessionárias de serviços regulados dispõem de controles contábeis separados entre legislação societária e contabilidade regulatória, de maneira que ajustes contábeis de natureza regulatória são comuns, com eventuais ajustes / diferenças de cálculo passíveis de reconhecimento em reajustes tarifários posteriores. Não obstante, nosso entendimento é de que a ocasião da revisão tarifária é o ponto de partida de definição endógena do cálculo do imposto de renda e contribuição social, logo recomenda-se que o regulador torne o processo de definição de tal variável dinâmico e não estático, com base nas premissas pactuadas de tarifas após processo de consulta e audiência pública.

Contribuição 2

Aspecto do(s) estudo(s) técnico(s) da AGERGS

Item 4.3 – Custo Operacional, letra d) Despesas com Pessoal (P), particularmente as glosas sugeridas

Texto Contribuição

No item supracitado, a AGERGS apresenta uma série de glosas de despesas de pessoal em relação ao pleito da concessionária. A justificativa utilizada para as glosas foi a menção ao item 6.1.1 do Anexo I do Contrato de Concessão da Sulgás, que circunscreve as despesas de pessoal a salários e encargos, bem como a CLT – Consolidação das Leis do Trabalho, artigo 458, parágrafo 2º, que tipifica rubricas que não poderiam ser classificadas como salário. Todavia, há vasta jurisprudência regulatória convergindo totalmente para a adoção dos benefícios salariais como parte integrante da remuneração de pessoal reconhecida nas tarifas, embora não haja uma padronização sobre os benefícios reconhecidos pelas agências reguladoras, em partes, em função da diversidade de concessão deste item pelas empresas. Não concordamos com o expurgo dos benefícios, por não guardar precedente nos demais setores regulados (energia elétrica, saneamento básico e distribuição de gás canalizado) e pelo risco de incentivar uma prática de exclusão de benefícios por parte da concessionária para se adequar ao parâmetro regulatório, o que teria efeitos deletérios para o quadro de funcionários atual e para processos de contratação futuros, conforme justificativa abaixo detalhada.

Justificativa Contribuição

A nota técnica preliminar #03/2022 recomendou a supressão de 13 itens que compõem as despesas de pessoal, com base nos argumentos supracitados. Tais rubricas totalizam R\$13.039.000, o que equivale a 31,45% do pleito da concessionária de R\$41.462.000. Embora reconheçamos o papel do regulador de promover ajustes nos pleitos de concessionárias, não encontramos precedentes regulatórios para a glosa integral dos benefícios, conforme processos de revisões tarifárias recentes, como e não exclusivamente (i) Revisão Tarifária Periódica da concessionária de distribuição de energia elétrica Light concluída em Março de 2022 (Nota Técnica #283/2021-SGT/ANEEL), (ii) Quarta Revisão Tarifária Ordinária da Companhia de Gás de São Paulo – COMGÁS (NT.F-0030-2019 da Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo – ARSESP), e (iii) Terceira Revisão Tarifária Ordinária da Sabesp (NT.F-0005-2021 da ARSESP). Além disso, a Resolução Normativa #1.003, de 1 de Fevereiro de 2022, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atualizou os submódulos de Procedimentos de Regulação Tarifária do setor de distribuição de energia elétrica – análogo ao setor de distribuição de gás canalizado – incluindo o submódulo 2.2 A (“Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis”), que reconhece as despesas com plano de saúde (Assistência Médica), Vale Alimentação, Seguros de proteção individual ou auxílios creche, educação, além de previdência privada e participação nos lucros (PLR), excluindo apenas as seguintes contas: Benefício Pós-Emprego – Previdência Privada – Déficit ou Superávit Atuarial e Programa de Demissão Voluntária – PDV. Dessa forma, além de não encontrarmos precedente em processos tarifários dos demais setores regulados entendemos também que o expurgo do reconhecimento tarifário de tais benefícios pode gerar incentivo regulatório perverso para a concessionária de deixar de oferecê-los a seus funcionários, o que comprometeria sua capacidade tanto de retenção de empregados quanto de atração em novos processos de contratação, por adotar uma prática não corriqueira no mercado de trabalho. Empresas que não oferecem vale refeição, por exemplo, são aquelas que disponibilizam refeitório para que seus funcionários realizem as refeições no local de trabalho. Com o advento e consolidação do regime híbrido de trabalho, em particular pós-pandemia de Covid-19, empresas não podem suprimir um benefício de seus funcionários simplesmente pelo fato de não se deslocarem todos os dias para o escritório. Logo, cobertura de gastos com alimentação são condições mínimas de bem-estar dos funcionários para que possam exercer plenamente suas atividades. Assim, não concordamos com a glosa dos benefícios salariais, seja do ponto de vista regulatório seja de manutenção de condição de bem-estar de funcionários, conforme melhores práticas de mercado. A exclusão de tais benefícios pelo regulador poderia levar a efeito contraproducente de deterioração das condições de trabalho, aumento de ações trabalhistas, perda de funcionários comprometendo consequentemente no médio e longo prazo a qualidade da prestação do serviço.

Contribuição 3

Aspecto do(s) estudo(s) técnico(s) da AGERGS

Item 5 – Conclusão, particularmente em relação à aplicação retroativa da Margem Bruta (MB) desde janeiro de 2022

Texto Contribuição

A AGERGS não acatou pleito da concessionária de aplicação retroativa da Margem Bruta (MB) desde janeiro de 2022 mencionando cláusula 8.4 de Ajustes do Anexo I do Contrato de Concessão da Sulgás. Embora reconheçamos que o contrato prevê ajustes compensatórios e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, inclusive com a possibilidade de revisões tarifárias extraordinárias, consideramos boa prática regulatória a retroatividade em função da extensão do período de não aplicação da tarifa do exercício de 2022 e os impactos associados no capital de giro da concessionária.

Justificativa Contribuição

Embora haja a previsão de ajustes compensatórios, a não aplicação da Margem Bruta desde Janeiro de 2022 acarreta impactos significativos de capital de giro para a concessionária, devido ao descasamento entre receitas e custos. A não retroatividade por período extenso deveria ser evitada, pois pressupõe um diferimento tarifário de quase sete meses do ano, comprometendo-se um planejamento de fluxo de caixa e de investimentos. Porém, nosso entendimento é que essa prerrogativa deveria emergir voluntariamente por parte da concessionária em caráter negocial com o poder concedente e não por rito regulatório, uma vez que a função do regulador é calcular a tarifa teto para a concessionária, o que não impede que se pratique tarifas inferiores ao teto. Portanto, recomendamos que a AGERGS reveja a decisão pelo não acatamento do pleito e calcule a tarifa teto com data-base Janeiro de 2022 e que possíveis diferimentos sejam fruto de negociação entre concessionária e poder concedente.

Contribuição 4

Aspecto do(s) estudo(s) técnico(s) da AGERGS

Item 3 – Panorama do Mercado de Gás Natural Brasileiro e Gaúcho

Texto Contribuição

Perspectivas do Gás Natural e importância da universalização do serviço de distribuição de gás canalizado como forma de propiciar segurança energética e modicidade tarifária

A análise da matriz energética e elétrica global em relação às matrizes brasileiras denota que o papel do gás natural ainda é pouco explorado no país. Enquanto a participação de tal fonte mundialmente corresponde a 23,0% e 23,5% das matrizes energética e elétrica, no Brasil a participação é de somente 11,8% e 8,5%, respectivamente. Se levarmos em conta a penetração de gás canalizado nas residências, o Brasil possui apenas 2,0% dos lares com gás canalizado vs. média de 14,0% das 15 maiores economias mundiais, o maior percentual localizado na Rússia com 69%.

Dada a importância do gás natural na transição energética para uma matriz mais limpa e o enorme potencial brasileiro é imprescindível que o processo de planejamento da matriz energética nacional, bem como as matrizes estaduais, leve em consideração uma maior participação do gás natural e sua vertente renovável, o biogás, no total de fontes utilizadas no país.

Breve Histórico da Indústria de Gás Natural no Brasil

Apesar dos princípios de organização da indústria de petróleo e gás natural do Brasil remontarem ao império (1824) e a primeira concessão para exploração e produção ter sido outorgada em 30 de novembro de 1864 pelo prazo de 90 anos, foi somente em 1939, por intermédio do poço de Lobato na Bahia, que o petróleo jorrou pela primeira vez no país fruto do trabalho de Oscar Cordeiro.

Após a descoberta, o recém-criado Conselho Nacional do Petróleo (CNP) no governo Getúlio Vargas estatizou a descoberta e intensificou os trabalhos no Recôncavo Baiano, tendo o campo de Candeias se tornado o primeiro campo comercialmente viável no Brasil em 1941.

A primeira refinaria do país (Refinaria Landulpho Alves Mataripe – RLAM) nasceu antes mesmo da Petrobras em 17 de setembro de 1950 com capacidade de processar 2.500 barris por dia. De acordo com o site institucional da Petrobras, durante quase 30 anos, a refinaria foi responsável por manter a Bahia como o único estado produtor de petróleo no Brasil, atendendo-se até 25% da demanda doméstica.

A junção da RLAM com o Polo Petroquímico de Camaçari na Bahia foi fundamental para ancorar a demanda da nascente indústria que se expandiu com novas descobertas no estado do Amazonas e na bacia de Campos no Rio de Janeiro na década de 80. A primeira descoberta relevante de petróleo e gás na Bacia do Amazonas foi em Juruá (1978) e em 1986 a Petrobras encontrou quantidades comerciais de petróleo na área do rio Urucu na bacia do Solimões (município de Coari). O polo de Urucu permanece (2021) o maior produtor de gás natural em terra (onshore) no país e ambas as bacias (Amazonas e Solimões) respondem pelas maiores reservas de gás natural com 59% do total de reservas provadas em terra no país (seguidas pela bacia do Parnaíba no Maranhão e do Recôncavo na Bahia).

A descoberta de reservas de petróleo e gás natural na bacia de Campos no início da década de 80, após dois choques de petróleo nos anos 1970, no litoral do estado do Rio de Janeiro foi primordial para o desenvolvimento da indústria dada a proximidade dos mercados consumidores do Sudeste, a ponto de já em 1981 o gás natural representar 1% da matriz energética brasileira (e 11,8% após 40 anos).

O movimento de flexibilização do monopólio da Petrobras (criada em 1953) iniciado com a Constituição Federal de 1988 e as novas leis do Petróleo (#6.478/97) e Gás Natural (#11.909/09), bem como decretos (#7.382/10, #9.616/18 e #9.934/19) e resoluções do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE (#10/16, #17/17, #15/18 e #16/19) tiveram o mérito de iniciar um processo de descentralização para reduzir a dependência do abastecimento da demanda doméstica do monopolista estatal. Processo este que permanece em curso (2021), após a assinatura do Termo de Cessão de Conduta (TCC) da Petrobras com o CADE em 8 de julho de 2019 e a promulgação da nova lei do gás natural (#14.134/21) em 8 de abril de 2021 e decreto regulamentador #10.712/21 de 2 de junho de 2021. Apesar dos esforços, a Petrobras ainda responde direta e indiretamente por 73% e 94% da produção de gás natural no país (abril de 2022), respectivamente.

O esforço descentralizador, juntamente com o arcabouço regulatório e a demanda crescente culminaram com a assinatura de acordo para importação de gás natural da Bolívia, dando origem ao gasoduto Brasil – Bolívia (Gasbol) que entrou em operação a partir de 1999, cuja demanda foi ancorada por parte das indústrias (distribuidoras de gás canalizado), bem como planos do governo como o Plangás (Plano de Antecipação de Gás do Sudeste) e o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), criado após o racionamento de 2001-02, assegurando-se o consumo de gás natural no Brasil, o que é próprio de indústrias de rede para alavancar investimentos em infraestrutura.

As privatizações das distribuidoras de gás canalizado do Rio de Janeiro (CEG e CEG-Rio) em 1997 e do estado de São Paulo (Comgás, Gás Brasileiro e Gás Natural Sul) entre 1999 e 2000 aceleraram o processo de investimentos para atender a demanda *last mile* por gás natural no país de maneira que esse conjunto de empresas ainda representa 84,9% dos consumidores de gás encanado no Brasil de 4.091.488 (ou 3.474.827) até março de 2022, segundo dados da Abegás. Paralelamente, além da rede de transporte de gás natural do Gasbol (TBG), desenvolveram-se as malhas do Sudeste (NTS) e Nordeste (NTN) na década de 2000.

Um novo impulso à indústria de gás natural ocorreu ao final da década de 2000 quando novas usinas termelétricas movidas a gás natural participaram com sucesso de leilões *greenfield* de geração de energia elétrica por intermédio do pioneiro e exitoso modelo *Reservoir to Wire* (R2W) da Eneva.

Tal modelo de geração de energia na cabeça do poço alavancou as reservas da bacia do Parnaíba no estado do Maranhão, transformando-se a Eneva na maior operadora privada de gás natural com 8,2 MMm³/dia de produção e elevando-se a bacia para o segundo lugar no ranking nacional de reservas em terra respondendo por 25% do total do país.

Juntamente com a experiência pioneira da Eneva (replicada por novos agentes como a Imetame em leilões posteriores), o Brasil optou por atender parte da demanda doméstica por gás natural via importação de Gás Natural Liquefeito – GNL. Diferentemente de outros países, a iniciativa nacional foi alicerçada em prover flexibilidade para atendimento da demanda elétrica frente à sazonalidade da geração de energia hidrelétrica. Todos os terminais brasileiros são offshore, ou seja navios FSRU (*Floating, Storage and Regasification Unit*) que importam GNL principalmente dos EUA (mais de 85% do volume histórico de importação, sendo 94% em 2021).

Os primeiros terminais entraram em operação em janeiro e abril de 2009 no Porto de Pecém (CE) e na Baía de Guanabara (RJ), respectivamente, com capacidade de regasificação de 22,7 e 30 MMm³/dia. O terceiro terminal – também de propriedade da Petrobras – entrou em operação em janeiro de 2014 na Baía de Todos os Santos (BA) com 14,2MMm³/dia de capacidade.

Somente em novembro de 2019, o primeiro terminal privado entrou em operação no estado de Sergipe para atender prioritariamente a termelétrica da CELSE de 1.551 MW com capacidade de 21 MMm³/dia de propriedade da Golar Power (atualmente Eneva). Em maio de 2021, o segundo terminal privado – também de modalidade offshore – com 21 MMm³/dia de capacidade entrou em operação no Porto de Açu (RJ) para abastecer prioritariamente as termelétricas da GNA (Gás Natural Açu), cuja primeira unidade de 1.338,3 MW de capacidade entrou em operação em 15 de setembro de 2021 e a segunda (1.627,6 MW) com previsão para abril de 2024.

Produção atual e perspectivas futuras - Gás Natural

Segundo o Boletim de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural nº 122 de junho de 2022, a produção de gás natural no Brasil alcançou 137 MMm³/d em abril de 2022 vs. 134 MMm³/d ao longo de 2021. Deste total, 97,6 MMm³/d foram oriundos do Pré Sal (71%) e campos marítimos no total foram responsáveis por 86,5% da produção de gás natural no mês de abril. Do ponto de vista regional, o estado do Rio de Janeiro foi responsável por 68,4% da produção nacional de gás natural, seguido pelos estados de São Paulo (13,0%) e do Amazonas (10,7%). Considerando somente a bacia marítima (offshore), o RJ representou 79,1% da produção doméstica, com São Paulo e Espírito Santo respondendo por 15,1% e 3,0%, respectivamente. Nas bacias terrestres, os maiores produtores foram os estados do Amazonas (79,0%), Bahia (12,2%), Rio Grande do Norte (4,0%) e Alagoas (3,9%).

A importação de gás natural apresentou redução de 48,8% em relação a abril de 2021 reflexo de melhores afluências (regime de chuvas) nos reservatórios hidrelétricos que reduziram significativamente o despacho termelétrico de picos de 22 GW em 2021 (30% da carga de energia elétrica) para patamares recorrentes entre 7-9 GW ao longo de 2022 (10-13% da carga). Não obstante, gargalos de infraestrutura de escoamento, processamento e transporte de gás natural ainda prejudicam os volumes de reinjeção de gás natural alcançando patamares de até 70 MMm³/dia da produção doméstica tornando o país ainda dependente de importações por gasodutos (Bolívia) e por terminais de GNL para a tender entre 35% a 50% da demanda doméstica. A solução de gargalos de infraestrutura poderia acarretar incrementos na produção líquida de gás natural no país entre 14 e 20,7 MMm³/dia reduzindo-se sobremaneira a dependência externa e aumentando consequentemente sua segurança energética do país, além de contribuir com modicidade tarifária.

Segundo nossas estimativas, a produção offshore do Pré Sal poderia alcançar os pontos de entrega das distribuidoras de gás canalizado com preços entre US\$8-9/MMBTU vs. US\$12,3-17,0/MMBTU nos contratos Novo Mercado de Gás (NMG) da Petrobras 2020-23 e 2022-25 e US\$32,0/MMBTU de GNL importado.

Do ponto de vista de segurança energética, quanto menor a dependência de importações para abastecimento da demanda doméstica melhor, pois devido a (i) gargalos na cadeia logística global em função da pandemia de Covid19 (impactando custo de transporte marítimo), (ii) crise energética na Europa (impactando nos preços de gás natural dos hubs locais), (iii) guerra Rússia e Ucrânia que já está no quinto mês, dado a importância relativa de suprimentos russos de gás natural que respondiam por 40-55% da demanda da União Europeia antes do conflito, e (iv) ausência de grandes capacidades de terminais de exportação de GNL entrando em operação antes de 2025/2026, os preços de GNL permanecerão altos / acima das médias históricas no período de 2022 a 2025.

Além disso, o processo de substituição integral do suprimento russo para União Europeia até 2030 exercerá pressão positiva de preços na oferta de gás natural do Atlântico e reduzir volumes disponíveis norte-americanos e africanos para abastecer o mercado brasileiro em favor do mercado europeu, o que

favorece medidas que possam fomentar maior produção doméstica de gás natural e biogás para atender a demanda nacional. A demanda global de gás natural concentra-se nos setores termelétrico e na indústria com 70-90% do total, enquanto no Brasil a parcela termelétrica juntamente com as distribuidoras de gás canalizado (que até o momento concentram a cobertura da demanda industrial) alcança 89% (2021).

Perspectivas Futuras

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2031 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Brasil deverá mais que dobrar sua produção líquida de gás natural até o final do decênio passando de 64 MMm³/d (2022) para 136 MMm³/d (2031). Nossas estimativas assumem performance ainda mais positiva assumindo eliminação de gargalos de infraestrutura de escoamento e processamento com produção líquida em média 15-18 MMm³/d superior às estimativas da EPE atingindo 153 MMm³/d em 2031.

O aumento esperado da produção será decorrente de maior produção na bacia do Pré Sal que atualmente responde por 71% da produção de gás natural do país e espera-se que concentre 80% do crescimento contratado até 2031, seguida pela bacia de Sergipe-Alagoas (SEAL) que contribuirá com parcela significativa dos 20% restantes.

Além da exploração e produção de recursos convencionais, o Brasil retomou desde 30 de dezembro de 2021 (Resolução CNPE #28/2021) iniciativas para desenvolver recursos não convencionais no país. O chamado Projeto Poço Transparente de perfuração com fraturamento hidráulico em reservatório não convencional pretende demonstrar a segurança operacional e ambiental no desenvolvimento de tais recursos que, no caso dos EUA foram responsáveis direta e indiretamente por 40% do crescimento econômico de 3,0% a.a. no período de 2005 a 2019.

Segundo cartilha do projeto, o Brasil ocupa a 10ª posição no ranking de reservas estimadas de gás de folhelho (shale) com 6,9 trilhões de m³ de gás natural, logo atrás da Rússia com 8 trilhões. China (31,6 tri), Argentina (22,7 tri), Argélia (20,0 tri) e EUA (18,8 tri) lideram o ranking mundial. A estimativa de reserva Brasileira equivale a 18,2x as reservas provadas de gás natural em 2021 de 378,65bn de m³.

Ainda no âmbito de suprimento futuro de gás natural, o Brasil é privilegiado por ter um enorme potencial de biogás como alternativa sustentável de atendimento da demanda de gás natural, tanto para os setores termelétrico quanto não-termelétrico. Segundo dados da Abiogás, o país possui potencial de 44,1bn de NM³ nos próximos 10 anos, o equivalente a 120,8 MMm³/dia (2,3x a produção líquida de GN natural média de 2021), volume suficiente para substituir 70% da frota movida a diesel no país e/ou construir 10+ GW de capacidade de geração. 95% do potencial brasileiro é oriundo de resíduos a grossilvopastoris e 5% de saneamento. Dessa forma, dado que o agronegócio é o principal setor na geração de resíduos para produção de biogás e biometano – setor que representa 50% da pauta de exportação do país e 27,8% do PIB – o Brasil tem tudo para se tornar um líder mundial na produção e uso de biogás, assim como na utilização de resíduos sólidos urbanos (RSU) com iniciativas Waste-to-Energy (WTE) e, com isso, superar os EUA e a China no ranking mundial de bioenergia. Atualmente o Brasil encontra-se na 3ª posição exatamente pelo incipiente desenvolvimento dos recursos de biogás e RSU em relação aos demais países.

Logo, dada as perspectivas futuras de produção de gás natural e biogás, o Brasil tem tudo para se tornar autossuficiente no abastecimento de sua demanda interna, desde que invista em infraestrutura de escoamento, processamento, transporte e distribuição de gás canalizado. Para tanto, uma série de políticas públicas foram aprovadas, começando-se pela Lei do Gás para ancorar a demanda de gás natural e com isso atrair investimentos em infraestrutura necessários em busca de segurança energética e modicidade tarifária (via redução de dependência externa, particularmente no cenário atual de preços internacional de GNL). Dentre as políticas públicas destacam-se:

1. **Lei #14.182/21:** Introdução de 8,0 GW de termelétricas a gás natural com inflexibilidade média de 70% para ancorar o suprimento de gás natural do Pré Sal e das bacias do Amazonas possibilitando a interiorização da oferta no território nacional em particular na região do bioma Cerrado que concentra o agronegócio e as bacias hidrográficas de 88,62% dos reservatórios hidrelétricos para geração de energia elétrica;
2. **Plano Nacional de Fertilizantes (PNF):** Decreto #10.991/22 lançou plano que pretende reduzir dependência de importações para abastecimento da demanda de 85% (2021) para 45% (2050), mesmo considerando que a demanda possa dobrar no período. O Brasil abastece atualmente quase 20% da população mundial com produção de alimentos (1,5bn de pessoas) e as estimativas da ONU sugerem que o país será responsável por atender 40% da população mundial de 9,6 bilhões de habitantes até 2050 (ou 3,85bn). Um dos principais insumos para produção de fertilizantes nitrogenados (sigla NPK) é o gás natural.
3. **Medidas de Incentivo ao Biometano:** Decreto #11.003/22 lançou duas medidas de incentivo à produção e uso do biometano (substituir diesel e gasolina em veículos leves e pesados e o gás natural para geração de energia elétrica): Plano Metano Zero (incorporação do crédito de metano no mercado de carbono regulado no Brasil) e inclusão no REIDI (isenção de PIS / Cofins na aquisição de produtos e serviços para projetos aprovados pelo MME)
4. **Plano Nacional de Resíduos Sólidos (Planares):** Decreto #11.043/22 lançou plano que pretende estabelecer diretrizes, estratégias, ações e metas para modernizar a gestão de resíduos sólidos no país conforme previsto originalmente na lei #12.305/10 incluindo meta de encerrar todos os lixões do país até 2024
5. **Sistema Nacional de Redução de Gases de Efeito Estufa (Sinare):** Decreto #11.075/22 estabeleceu os procedimentos para elaboração dos Planos Setoriais de Mitigação das Mudanças Climáticas e instituiu o Sinare criando as diretrizes para regulação dos créditos de carbono e metano no Brasil (incluindo a alteração do Decreto #11.003 de 21 de março de 2022 que introduziu as medidas de incentivo à produção e uso do biometano para incorporar a definição do crédito de metano). A regulação do mercado de carbono / metano no Brasil é importante ferramenta de incentivo para cumprimento das metas de descarbonização e de competitividade econômico-financeira do uso do biogás/biometano na matriz energética. O ministério da economia estima receitas de mais de US\$100bn para o Brasil até 2030

O processo de ancoragem de demanda do gás natural será fundamental para que o Brasil possa promover segurança energética e monetizar o gás do Pré Sal que, por ser associado a petróleo precisa de demanda firme para sua utilização. Com âncoras do agronegócio, novas fábricas de fertilizantes, novas termelétricas para preservar água nos reservatórios e garantir os usos múltiplos da água, o processo de interiorização do gás natural e investimentos de rede proporcionarão maior oferta doméstica com modicidade tarifária para consumidores finais.

Caso o Brasil alcance o percentual de penetração de usuários de gás canalizado médio das 15 maiores economias do mundo de 14%, nós estimamos um potencial de 25,6 milhões de consumidores vs. Os atuais 4,1 milhões de consumidores no médio e longo prazo, um aumento de mais de 6x no número de consumidores com gás canalizado, reduzindo-se a dependência de uso de lenha para cocção de alimentos e aquecimento e proporcionando uma alternativa de aquecimento de chuveiros e uso energético de alta qualidade, baixo custo relativo e eficiência e segurança para consumidores.

A conclusão da venda da Gaspetro para a Compass e posterior criação da Commit junto com o outro sócio privado Mitsui proporcionará, com previsão de estabilidade regulatória e segurança jurídica, acelerar investimentos para universalização do acesso ao gás canalizado em todo o território nacional,

replicando-se experiências bem sucedidas como os casos de São Paulo e Rio de Janeiro cujo processo de privatização das concessionárias ocorreu na segunda metade da década de 90.

Perspectivas para o Estado do Rio Grande do Sul

A Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás foi criada em 1993 e possui concessão para exploração dos serviços locais de gás canalizado no Estado do Rio Grande do Sul pelo prazo de 50 anos até 2044, conforme Contrato de Concessão assinado em 19 de abril de 1994.

Segundo dados da Abegás, a Sulgás faz parte do seletor grupo de distribuidoras que ultrapassou a marca de 1.000 km de rede de gasodutos atingindo total de 1.396km ao final de março de 2022, com atendimento de 72.370 clientes. Somente outros 6 estados das 27 unidades federativas do país possuem rede superior a 1.000km: São Paulo, Rio de Janeiro, Pernambuco, Bahia, Minas Gerais e Santa Catarina.

Em número de clientes faturados, a Sulgás ocupa a quarta posição no ranking das 27 concessionárias ficando atrás somente das distribuidoras de São Paulo, Rio de Janeiro e Minas Gerais sendo a terceira maior no número de consumidores comerciais do país.

De acordo com o Plano Plurianual de Negócios (PPN) para o quinquênio 2022-2026, a Sulgás planeja expandir sua rede de distribuição para conjunto de 48 municípios do total de 497 do estado alcançando mais de 100 mil clientes faturados (+38.284 novos clientes) e 1.762km de rede totalizando R\$294 milhões em investimentos.

Para que a Sulgás possa continuar expandindo sua malha em todo o território do Rio Grande do Sul destacam-se algumas iniciativas de investimentos em infraestrutura para escoar produção futura de gás natural e/ou biogás para abastecimento da demanda do estado:

- ❑ **Instalação de estações de compressão no trecho sul do gasoduto Brasil-Bolívia (Gasbol):** a TBG projeta investir em novas estações de compressão no trecho sul do gasoduto Gasbol até 2025 com o objetivo de aumentar a vazão máxima de transporte para 4,5 milhões de m³/d, reduzindo-se gargalos de transporte para atendimento da demanda das concessionárias da região sul do país, como o caso da Sulgás;
- ❑ **Terminal de GNL em Santa Catarina (TGS):** a inauguração do Terminal de GNL em São Francisco do Sul em Santa Catarina até o final de 2022 oferecerá alternativa de suprimento de gás natural para as concessionárias da região;
- ❑ **Terminal de GNL em São Paulo (TRSP):** a inauguração do Terminal de GNL em São Paulo até o final de 2022 / início de 2023 propiciará mais uma alternativa de suprimento para as distribuidoras do sudeste e sul;
- ❑ **Gasodutos Chimarrão A/B:** A EPE incorporou na expansão indicativa de gasodutos de transporte dois traçados paralelos ao Gasbol que poderiam ser uma alternativa ao suprimento oriundo da Bolívia. O trecho A de 1.168km parte do município de Penápolis (SP) até Canoas (RS), enquanto a opção B de 1.237km parte do município de Bilac (SP) até a cidade de Santa Maria (RS), ambos com vazão de até 8 MMm³/dia.
- ❑ **Fase II Gasoduto TSB:** A Transportadora Sulbrasileira de Gás S.A. (TSB) concluiu em maio de 2000 a fase I do gasoduto sul brasileiro com 50km em dois trechos de 25km conectando na extremidade oeste ao Gasoduto da TGM da Argentina e na extremidade leste com o Gasbol da TBG. A fase III prevê 565km de dutos no Estado do Rio Grande do Sul interligando-se o trecho entre Uruguaiana e o Pólo Petroquímico de Triunfo, o que possibilitará a interligação das jazidas de gás natural da Argentina e Bolívia com o Brasil.

- ❑ **Chamada Pública Suprimento de Biogás:** A Sulgás assinou em 20 de dezembro de 2021 o primeiro contrato de suprimento de biometano do Rio Grande do Sul com a SebigasCótica. A empresa instalará uma Central de Tratamento Integrado de Resíduos (CTIR) em grande escala em triunfo para fornecer inicialmente 15 mil m³/d a partir de 2024 e ampliação para 30 mil a partir de 2030. Visando incentivar a produção e uso do biometano no estado, o governo do Rio Grande do Sul lançou em 2 de fevereiro de 2022 o Programa de Incentivo à Geração e Utilização do Biogás para Geração de Energia Elétrica (BIOGÁS-RS), parte do Programa de Incentivo e Utilização de Biogás e Biometano (RS-GÁS), por intermédio do Decreto #56.348/22.

Nota-se que o biogás se apresenta como uma alternativa relevante para o abastecimento da demanda do estado fruto do trabalho desenvolvido pela Sulgás e o governo que culminou com a publicação do Atlas das biomassas do Rio Grande do Sul em 2016 que apontou potencial de até 2,7 MM m³/d de biogás e 1,5 MM m³/d de biometano e gerar até 2,4 GW de energia elétrica a partir da biomassa agrossilvopastoril. Portanto, o desenvolvimento de novas alternativas de suprimento de gás natural local, por intermédio do biogás, assim como expansão de infraestrutura de escoamento, tratamento e transporte de gás natural e biogás possibilitarão que a Sulgás expanda sua rede de distribuição conectando mais clientes no estado.

Finalmente enxergamos um potencial de crescimento de consumidores para a área de concessão da Sulgás alcançando até 180-200 mil unidades consumidoras no médio e longo prazo vs. PPN de 100 mil até 2026. A possibilidade da retomada da operação ou desenvolvimento de projetos termelétricos a baixo listados configuram-se riscos de upside para volumes da distribuidora, além do crescimento orgânico:

- ❑ UTE Canoas: 1,2 MM m³/d
- ❑ UTE Uruguaiana: 2,4 MM m³/d
- ❑ UTE Farroupilha: 0,7 MM m³/d
- ❑ UTE Rio Grande: 5,5 MM m³/d

Em suma, a ampliação do suprimento de gás canalizado no estado, bem como o incentivo ao uso do biogás / biometano proporcionará relevante processo de desenvolvimento econômico-social, geração de emprego e renda, além de contribuir com metas de mitigação de efeitos climáticos e emissões, como a instalação de corredores azuis no estado, substituição de frota de veículos leves e pesados a diesel / gasolina pelo gás natural veicular (GNV) e GNVerde (biogás), redução de emissões de metano via aproveitamento do biogás de aterros sanitários municipais, substituição de máquinas, tratores e caminhões a diesel no agronegócio pelo biometano, substituição do uso de lenha para aquecimento e cocção de alimentos, além de aproveitamento de resíduos agrossilvopastoris como instrumento de certificação de produção agrícola segundo critérios de sustentabilidade (ESG) para atendimento das demandas doméstica e internacional.

Como pano de fundo para a ampliação da oferta de gás canalizado no estado em prol de segurança energética e modicidade tarifária parabenizamos o trabalho da AGERGS e destacamos sua importância para manutenção de ambiente regulatório estável e de incentivo a investimentos prudentes para prestação de serviço de gás canalizado de qualidade e nas menores tarifas possíveis aos consumidores do Rio Grande do Sul.

Justificativa Contribuição