



RELATÓRIO

OPORTUNIDADES EM GÁS NO

BRASIL



Agosto de 2022



1. INTRODUÇÃO

O presente relatório tem por objetivo descrever os principais investimentos CAPEX E OPEX no segmento de Gás no Brasil, incluindo o novo mercado Onshore, GNL e Biogás. Vamos tratar da infraestrutura dutoviária, logística e transporte, tratamento e estocagem de Gás Natural com foco na Região Nordeste que possam impactar em oportunidades para as MPE do nosso Estado.

Fontes: ABESPetro, AIE, Alvopetro, ANP, Brainmarket Consultoria de Negócios, Brasil Energia, Cbie, CPG, EPBR Agência, EPE, FGV, Gás Canalizado, Gás Energy, IBP, IGÁS IHS Markit, Lobato O&G Consultoria, MME, OCDE, Petrobahia, Petrobras, Petronotícias, Portos & Navios, PWC, Reuters, Rystad Energy, Tn Petróleo e Valor Econômico, White Martins.

2. CENÁRIO DE PETRÓLEO E GÁS NO MUNDO E SEUS IMPACTOS NO BRASIL

A combinação dos efeitos da pandemia e da guerra na Ucrânia devem mudar a forma como os países conduzem a chamada transição energética para combater as mudanças climáticas, com novas perspectivas, incorporando o termo: **SEGURANÇA ENERGÉTICA**. Neste contexto o petróleo e o gás ganham relevância enquanto houver um sentimento de insegurança.

O Gás Natural é a fonte não renovável mais beneficiada pelo novo cenário. Por ser menos poluente que o petróleo e o carvão, ele passou a ser visto como seguro e importante na transição para as fontes renováveis.

Em 2020, a baixa demanda com os lockdowns e as incertezas derrubaram os preços do petróleo. O cenário, porém, reverteu em 2021, com a *commodity* chegando aos US\$ 80 com um descompasso entre oferta e demanda e desorganização de cadeias. Esse cenário foi piorado com a guerra, com o problema do petróleo indo além dos investimentos baixos e passando para cortes diretos de oferta, em especial na relação



entre Rússia e Europa. Com isso, a *commodity* ultrapassou os US\$ 120 pela primeira vez desde 2008.

Em pesquisa divulgada no mês de fevereiro de 2022 pela *Annual Global CEO Survey*, realizada pela PWC com diretores de companhias de vários países, revelou otimismo de CEO's brasileiros e boas perspectivas de crescimento em óleo, gás e energia.

Os investimentos globais em petróleo e gás devem crescer 4% em 2022, em relação a 2021, de acordo com estimativas da *Rystad Energy*. Ao todo, a previsão de aportes chega a US\$ 628 bilhões na indústria petrolífera este ano, US\$ 26 bilhões a mais que o registrado no ano passado à medida que as companhias se recuperam dos efeitos da pandemia.

O Gás Natural será o destaque em 2023. A exploração e produção de gás e o setor de Gás Natural liquefeito (GNL) devem demandar US\$ 149 bilhões, alta de 14% em relação a 2022. Já os investimentos em exploração e produção de petróleo, por sua vez, devem aumentar 7%, de US\$ 287 bilhões em 2021 para US\$ 307 bilhões neste ano e os aportes em *midstream* e *downstream* (que envolve desde as atividades de escoamento e transporte até o refino e distribuição de combustíveis) cairão 6,7%, para US\$ 172 bilhões neste ano.

A expectativa é que os investimentos continuem em alta em 2023 e 2024 e que o Brasil mantenha a posição de principal mercado de plataformas flutuantes (FPSOs) do mundo. A América Latina responderá por 24% de todos os projetos Offshore de produção em águas profundas neste ano, no mundo, alavancada por Brasil e Guiana.

No Onshore o Brasil passa por uma importante fase de transição com a saída do operador dominante, a Petrobras, e a criação de um mercado com novos agentes econômicos trazendo pluralidade, diversidade e dinamicidade. Espera-se uma recuperação na produção tanto de óleo quanto de Gás Natural podendo quadruplicar nos próximos 5 anos com novos investimentos.



No Gás Natural, no médio prazo, deverá ocorrer o maior investimento em infraestrutura dutoviária no Brasil, podendo alcançar US\$ 2,5 bilhões incluindo construção de dutos, estações de compressão e tratamento.

Outros investimentos de grande porte neste segmento estão previstos em Terminais de Líquidos com ênfase para a New Fortress Energy, empresa americana controlada pelo fundo de Private Equity Fortress que prevê investir US\$ 350 milhões (R\$ 1,8 bilhão) nos próximos doze meses no país. Proprietária do terminal de importação de Gás Natural Liquefeito (GNL) no Sergipe, a companhia tem planos de instalar mais três plantas do tipo em 2022 e construir termelétrica de 288 megawatts (MW) no Porto de Suape (PE) até o fim de 2024. Em busca de novos clientes, a empresa participa das chamadas públicas promovidas pelas distribuidoras estaduais do Nordeste e Centro-Sul.

Corroborando este cenário a ABESPetro publicou agora em agosto de 2022 o maior levantamento feito sobre o primeiro elo da cadeia produtiva do petróleo, na qual estão situadas as empresas que fornecem bens e serviços diretamente para as petroleiras, anunciando investimentos que somam, em média, R\$ 102 bilhões ao ano em exploração e produção Onshore e Offshore, tratamento e logística associada incluindo infraestrutura dutoviária e terminais e até o ano de 2025 na indústria de petróleo e gás no Brasil.

Abaixo estão resumidas as principais oportunidades em exploração e produção de Gás Natural, infraestrutura dutoviária, logística e transporte e estocagem de Gás Natural.



3. CONTEXTUALIZAÇÃO DO NOVO MERCADO DE GÁS NATURAL NO BRASIL

3.1. O mercado de Gás Natural Onshore no Brasil

O mercado produtor de Gás Natural Onshore no Brasil ainda é bastante incipiente, uma vez que a Petrobras atuou como empresa monopolista até 1998, quando a exploração e produção foi aberta a empresas privadas, nacionais e estrangeiras.

Ocorre que, diferentemente da produção de óleo, a produção do Gás Natural só é viável quando há infraestrutura de escoamento para colocar os volumes produzidos no mercado consumidor, uma vez que o armazenamento de Gás Natural é complexo e de viabilidade econômica algo sofisticada.

Desta forma, durante todo período, desde o início da produção de Gás Natural no Brasil localizada na Bahia, no começo da década de 50, por estar característica de demandar consumo imediato, a produção foi sendo desenvolvida à medida em que o mercado consumidor estava sendo criado, tendo como precursor do uso industrial o Polo Petroquímico de Camaçari, para onde a Petrobras escoava- e ainda escoava - sua produção, através da distribuidora local, a Bahiagás.

Com a quebra do monopólio estatal de petróleo, várias empresas iniciaram a prospecção exploratória, mas, prioritariamente, objetivaram descobrir óleo, uma vez que a descoberta e consequente produção de Gás Natural dependia da existência de infraestrutura de escoamento, notadamente gasodutos, equipamentos que demandam investimentos elevados para sua instalação, de contratos de longo prazo e em volumes significativos, para viabilizar tais investimentos. No entanto, tal infraestrutura não se desenvolveu, resultando em 2020, uma rede de gasodutos que se aproxima de 10.000 km em todo o Brasil, o que é exageradamente pouco para um país de território com dimensões continentais.



Com a quebra do monopólio estatal na atividade de exploração e produção de petróleo e Gás Natural, a Constituinte de 1988 concedeu aos estados brasileiros, o monopólio da distribuição de Gás Natural canalizado, tendo sido criadas várias distribuidoras estaduais, a maioria no modelo tripartite, com a Petrobras e outra empresa privada compondo o quadro societário.

Estas distribuidoras estaduais priorizaram o atendimento ao mercado consumidor industrial, focado nos grandes clientes, o que tem gerado resultados financeiros bastante consideráveis.



Figura 1: Concessionárias Estaduais de Gás no Brasil. Fonte: Gás Canalizado

Secundariamente, houve o desenvolvimento do mercado do consumidor domiciliar, que, embora numericamente seja da ordem de milhares, o resultado per capita é reduzido, o que tem limitado a expansão deste atendimento, à exemplo da Bahia, com



417 municípios, apenas 21 destes são atendidos com o serviço de gás canalizado e, mesmo assim, com baixa densidade de cobertura.

Entre estes polos de grandes consumidores industriais e pequenos consumidores domésticos, ficou uma enorme lacuna nas duas pontas do mercado de Gás Natural; na ponta da produção e na ponta do consumo, ou seja, pequenas produções de Gás Natural não foram conectadas à malha de transporte e distribuição, da mesma forma que pequenos consumidores industriais ou comerciais também não foram atendidos nas suas demandas.

Este cenário histórico deixou, com um dos resultados, uma significativa quantidade de volumes de Gás Natural descobertos, majoritariamente pela própria Petrobras, mas que nunca foram monetizados, mesmo depois que as concessões onde se localizam passaram a ser operadas pela iniciativa privada.

Nos últimos anos, temos exemplos de situações em que empresas privadas fizeram suas próprias descobertas de Gás Natural e monetizaram suas reservas com projetos de geração de energia elétrica, sendo pioneira a Eneva, no Maranhão, seguida pela Imetame, na Bahia. Além das empresas citadas, a Alvo Petro, na Bahia, descobriu campo de Gás Natural, celebrou contrato de venda com a Bahiagás, e construiu a primeira UPGN - Unidade de Processamento de Gás Natural privada no Brasil, que está sendo comissionada para entrar em operação brevemente.

Deste modo, tomando como exemplo a situação da Bahia, há um volume de Gás Natural descoberto e ainda não monetizado que tem potencial de **adicionar cerca de 2,0 milhões m³/dia** na produção local, caso as operadoras se disponham a celebrar contratos de venda com o mercado consumidor.

Outro fator limitante para monetização destes volumes de Gás Natural é a necessidade de especificar o produto, enquadrando na norma da ANP - Agência Nacional do Petróleo, para, por exemplo, vender a produção às distribuidoras estaduais, uma vez que toda



infraestrutura de tratamento do gás pertence à Petrobras, empresa que nunca ofertou o serviço de tratamento de gás de terceiros, mesmo onde e quando existiu capacidade ociosa de tratamento.

Apenas muito recentemente, a Petrobras anunciou que, doravante, vai abrir suas instalações de tratamento de Gás Natural (UPGN's) para outras operadoras, o que deve proporcionar o crescimento da oferta de gás pelas operadoras privadas, seja para venda às distribuidoras estaduais ou mesmo para clientes finais, que necessitam usar o gás especificado. Ainda assim, até então são desconhecidos os valores de tarifas que a Petrobras pretenderá cobrar pelo serviço de especificação do Gás Natural de terceiros, o que pode inviabilizar o tratamento deste gás.

3.2. Cenário de Gás Natural na Bahia

Atualmente, o Governo do Estado da Bahia está iniciando a discussão do planejamento para crescimento do mercado do Gás Natural, dentro do cenário de mudanças que estão acontecendo sob patrocínio do MME, à exemplo do Programa Gás para Crescer, ou da Petrobras, com a venda das transportadoras de gás, do arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia, da redução do volume diário contratado da Bolívia, cessão de uso das UPGN's e em dutos, entre outros.

A Petrobras, indiretamente, também contribui fortemente com esta abertura, na medida em que seu programa de desinvestimento contempla mais de uma centena de campos produtores de óleo e gás, cujas produções ficarão disponíveis para comercialização em outras bases, que devem ser mais vantajosas para os consumidores, em relação ao cenário anterior, quando a Petrobras sempre estabeleceu os preços de venda, sem concorrência.

Todo histórico do mercado somado às atuais mudanças em curso, permitem identificar um razoável volume de Gás Natural, que ainda aguarda as oportunidades de



monetização, portanto, tem potencial para novos negócios, inclusive para geração de energia elétrica.

Importante ressaltar que os volumes ainda não monetizadas estão em reservatórios convencionais, portanto, sem limitações ambientais para entrarem em produção, ao contrário dos potenciais volumes em reservatórios não convencionais, que enfrentam forte resistência dos órgãos ambientais, além de falta de infraestrutura adequada para colocar os mesmos em produção.

3.3. Petrobras diminui presença e acelera iniciativas para abertura do Mercado de Gás

Nos últimos 3 anos a Petrobras declinou da exclusividade nos contratos de transporte de Gás Natural celebrados com as transportadoras. Indicou as capacidades de injeção e retirada da Petrobras no Sistema de Transporte, a fim de permitir a oferta remanescente ao mercado, pelas transportadoras, sob supervisão da ANP.

As ações previstas desde 2021 já estão sendo implementadas pela Petrobras, visando o atendimento dos compromissos, sempre com o intuito de acelerar o processo de abertura do mercado, dentre elas:

- ✓ Arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia (TR-BA) e de seu gasoduto integrante para a Excelerate.
- ✓ Cessão de capacidade de transporte na TBG, seja em caso de êxito na renegociação do GSA (*Gas Supply Agreement* ou acordo de suprimento de gás) Petrobras/YPFB - *Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*, ou, em caso de insucesso na negociação com a YPFB, de ofertar Gás Natural de origem boliviana na fronteira.
- ✓ Venda de 100% da TAG – Transportadora Associada de Gás para a ENGIE.

- ✓ Venda de 100% da NTS - Nova Transportadora do Sudeste para a Nova Infraestrutura Gasodutos Participações S.A. (NISA).
- ✓ Retomada da fase não-vinculante na Bacia de Camamu, com a venda de 35% do campo de gás de Manati.
- ✓ Venda de quatro usinas termelétricas, sendo três localizadas em Camaçari, no estado da Bahia e movidas a óleo combustível (UTES Cluster Camaçari), e uma bicomcombustível (óleo diesel ou Gás Natural) localizada em Canoas, no estado do Rio Grande do Sul (UTE Canoas).

Mesmo assim a Petrobras ainda é a maior produtora de Gás Natural do País, conforme mostra o quadro abaixo.

Gráfico 11. Distribuição da produção de gás natural por operador

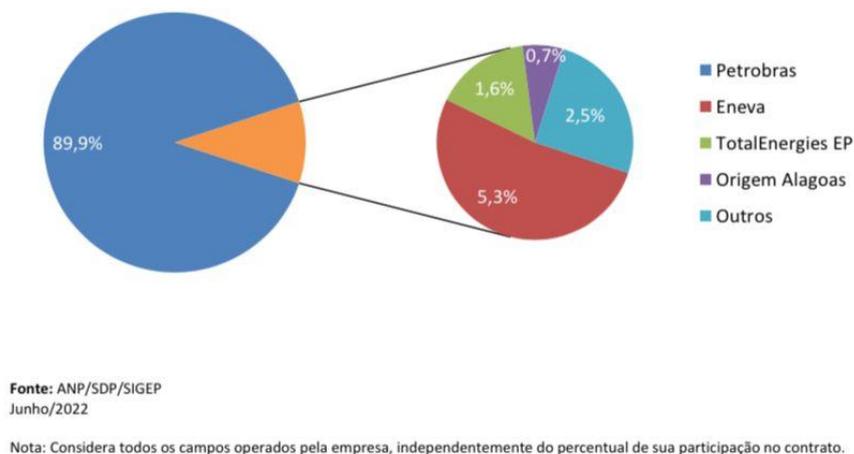


Gráfico 1: Distribuição da produção de gás natural por operador. Fonte: ANP/SDP/SIGEP

3.4. 3º Ciclo da Oferta Permanente

O terceiro ciclo da Oferta Permanente, ocorrido em abril último, arrecadou R\$ 422,4 milhões para o governo, ágio de 854,8%, segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), organizadora do leilão realizado em um hotel da zona



oeste do Rio. Os investimentos totais previstos são de R\$ 406,2 milhões nas áreas vendidas.

Ao todo, foram adquiridos 59 dos 379 blocos ofertados.

- **TotalEnergies (100%):** Pagou, sozinha, R\$ 275 milhões em bônus de assinatura em dois blocos na Bacia de Santos. Nos dois casos, superou as ofertas da Shell/Ecopetrol.
- **Shell (70%)/Ecopetrol (30%):** O consórcio vai desembolsar R\$ 140 milhões por seis blocos na Bacia de Santos. Em quatro dos blocos arrematados, superou os lances da TotalEnergies. Do total, a Shell pagará R\$ 98 milhões e a Ecopetrol, R\$ 42 milhões.
- **Petro-Victory (100%):** A empresa pagará R\$ 1 milhão por 19 blocos na Bacia Potiguar.
- **Origem Energia (100%):** A empresa adquiriu 14 blocos na Bacia Sergipe-Alagoas, por R\$ 1 milhão em bônus de assinatura. Também levou quatro blocos na Bacia Tucano Sul, por R\$ 1,2 milhão.
- **3R Petroleum (100%):** Arrematou seis blocos na Bacia Potiguar, por R\$ 1 milhão.
- **Petroborn (100%):** Adquiriu dois blocos na Bacia do Recôncavo, por R\$ 570 mil.
- **NTF (100%):** A companhia arrematou o bloco REC-T-24, na Bacia do Recôncavo, por R\$ 501 mil.
- **NTF (50%)/Newo (50%):** O consórcio levou o bloco REC-T-191, na Bacia do Recôncavo, por R\$ 80 mil.
- **CE Engenharia (100%):** A empresa arrematou o bloco ES-T-399, na Bacia do Espírito Santo, por R\$ 205 mil.
- **Imetame (30%)/Seacrest (50%)/ENP (20%):** O consórcio levou o bloco ES-T-528, na Bacia do Espírito Santo, por R\$ 150 mil.
- **Imetame (30%)/ENP (70%):** Arrematou dois blocos na Bacia Tucano Sul, por R\$ 1,3 milhão.

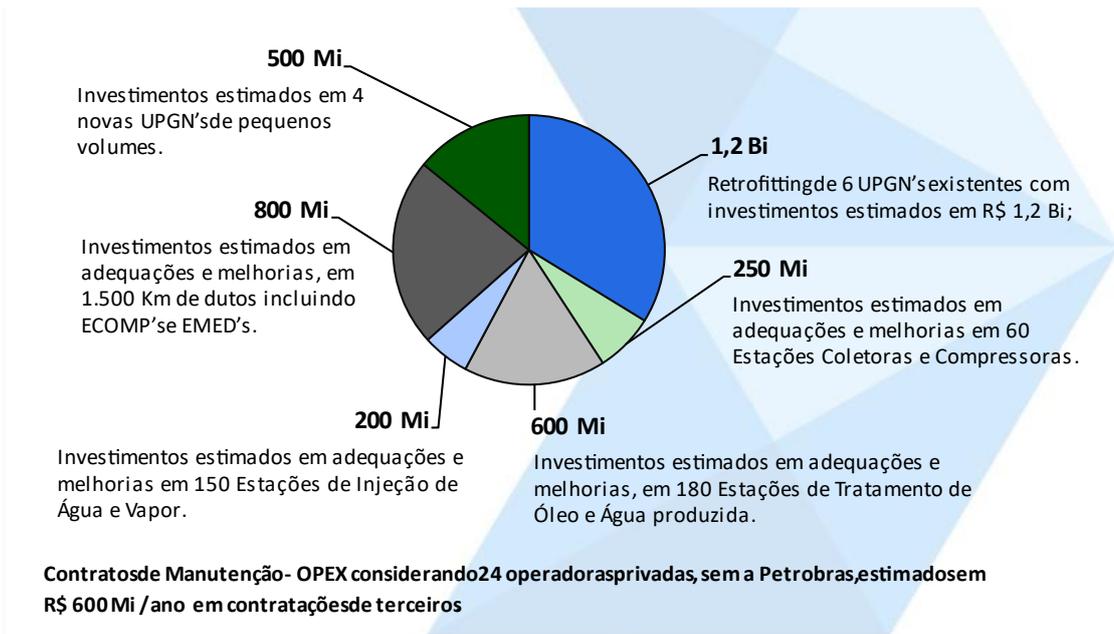


Figura 2: Oportunidades Onshore CAPEX e OPEX 2022-2026. Novos investimentos e melhorias nas unidades adquiridas.

Fonte: Brainmarket

4. EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL ONSHORE

A Petrobras divulgou, em junho do ano passado, a venda de campos de terra e águas rasas em Alagoas e Ceará, totalizando 11 concessões de produção de 6.600 bpd de óleo e 930.00 M3/dia de Gás Natural. Além das concessões e suas instalações de produção, está incluída na transação a unidade de processamento de Gás Natural de Alagoas com capacidade de 2 milhões de M3/dia.

Nas tabelas abaixo atualizadas, em julho último, pela ANP - Agência Nacional do Petróleo, podemos observar o aumento da produção terrestre de Gás Natural já com o incremento dos ativos repassados pela Petrobras.

Atualmente, o Brasil está produzindo cerca de 10,5 milhões de M3/Dia em terra que se comparado com a produção Offshore representa pouco mais de 8% da produção total do Brasil que gira em torno de 135 milhões de M3/Dia.

2.3 Produção de petróleo e gás natural por operador

Tabela 7 Distribuição da produção de petróleo e gás natural por operador

Nº	Operador	Petróleo (bbl/d)	Gás Natural (Mm³/d)	Produção Total (boe/d)
1	Petrobras	2.647.369	119.393	3.398.326
2	TotalEnergies EP	56.749	2.121	70.092
3	Eneva	272	7.032	44.504
4	Trident Energy	20.784	279	22.540
5	Petro Rio O&G	17.330	96	17.933
6	Petro Rio Jaguar	14.050	186	15.222
7	Shell Brasil	12.359	103	13.006
8	Potiguar E&P S.A.	8.828	565	12.383
9	Enauta Energia	10.988	70	11.427
10	Karoon Brasil	10.343	66	10.758
11	Perenco Brasil	9.644	47	9.941
12	Origem Alagoas	2.174	924	7.989
13	SPE Miranga	1.429	713	5.915
14	3R Macau	4.900	139	5.773
15	3R Candeias S.A.	1.182	390	3.632
16	PetroRecôncavo	2.815	110	3.507
17	Maha Energy	1.927	54	2.268
18	Alvopetro	-	289	1.869
19	3R Rio Ventura S.A	1.404	19	1.522
20	Seacrest SPE Cicaré	1.308	6	1.345
21	Imetame	241	133	1.077
22	Origem	16	76	496
23	3R Areia	478	1	482
24	Imetame Lagoa Parda	327	5	357
25	Petrosynergy	314	4	338
26	Petroborn	-	43	274
27	Mandacaru Energia	256	0,4	258
28	Petrom	221	2	236
29	NTF	20	29	199
30	Slim Drilling	188	1	194
31	Nova Petróleo	142	2	155
32	BGM	153	1	154
33	Recôncavo E&P	77	1	84
34	Energizzi Energias	60	1	67
35	Phoenix Óleo & Gás	39	2	51
36	Petro-Victory	32	0,1	32
37	Ubuntu Engenharia	29	0,03	29
38	Oeste de Canoas	15	0,1	15
39	Vipetro	14	0,03	14
40	EPG Brasil	11	0,2	12
41	Guto & Cacal	7	0,02	7
42	Nord	2	0,003	2
	Total Geral	2.828.550	132.903	3.664.484

Fonte: ANP/SDP/SIGEP
Junho/2022

Nota: Considera todos os campos operados pela empresa, independentemente do percentual de sua participação no contrato.

Tabela 1: Distribuição da produção de petróleo e gás natural por operador. Fonte: ANP/SDP/SIGEP

4.1. Principais Operadoras atuantes no Nordeste

- **PETRORECÔNCAVO E POTIGUAR O&G**

Em junho de 2021, assumiu as operações dos campos Sabiá da Mata e Sabiá Bico de Osso, no Ativo Potiguar, com a campanha de perfuração de poços já em andamento. Em



dezembro, foi concluída a aquisição do Polo Miranga, importante produtor de Gás Natural na Bacia do Recôncavo, agregando mais 9 campos. Agora são 60 campos em operação.

Ainda em 2021, foi assinado o contrato com a Companhia Potiguar de Gás (Potigás), distribuidora do Rio Grande do Norte, para fornecimento de Gás Natural já iniciado em janeiro deste ano para entrega de 236 NM³/DIA. Já o contrato de fornecimento com a Companhia de Gás da Bahia (BahiaGás), vai exigir o programa de revitalização do Polo Miranga com estudos de uma nova UPGN de 1 Milhão de NM³/DIA para implantação em 2023.

Para o Polo Riacho da Forquilha no Rio Grande do Norte, ainda em fase de estudos, a estimativa de investimentos em 80Km de ramais de gasodutos e a construção de uma UPGN de 500.000 NM³/DIA.

O Consórcio liderado pela Petrorecôncavo (60%) e da Eneva (40%) estima U\$ 600 milhões nos próximos anos quando assumir o Polo Bahia terra, atualmente em negociação com a Petrobras.

- **ORIGEM ENERGIA**

Polo Tucano Sul, composto pelos campos de Quererá, Faz. Santa Rosa, Faz. Matinha e Conceição, situado na Bahia, com quatro campos produtores de Gás Natural não-associado, com produção atual de 60.000 m³/dia com crescimento para 80.000 m³/dia podendo chegar a um pico de até 180.000 m³/dia.

Atualmente em “bid”, a DPP - Dew Point Plant para 500 mil M³/dia com previsão de implantação em 2023.



Foi anunciado em junho a aquisição do Polo Alagoas, que a Origem Energia, petroleira controlada pela Prisma Capital, fechou acordo em comprar da Petrobras o Polo Alagoas, conjunto de sete concessões de óleo e gás em terra e em águas rasas, por US\$ 300 milhões, com um plano de investimento de US\$ 200 milhões de 3 anos para recuperação de campos maduros. Além destes campos, o complexo inclui uma unidade de processamento de Gás Natural - UPGN com capacidade de 2 milhões de metros cúbicos por dia e uma malha de dutos de 230 quilômetros com acesso direto a um terminal de exportação de petróleo em Maceió, Alagoas.

Atualmente em fase de audiência pública para a implantação de uma UTE em Pilar/AL com capacidade de 130MW com investimentos previstos da ordem de R\$ 300 milhões já em 2023.

- **3R PETRÓELUM**

Polo Macau, no Rio Grande do Norte, compreende sete campos, os quais produzem atualmente cerca de 130.000 m³/dia, podendo chegar a 250.000 m³/dia, no médio prazo. Atualmente estão em fase final de contratação de adequação de 6 Estações de óleo e água. Na Bahia adquiriram o Polo Rio Ventura composto de oito campos, sem produção atual de Gás Natural. No momento do anúncio da venda, em junho de 2019, foi informada produção de 43.400 m³/dia, na média de 2018.

Em 31 de janeiro último foi anunciado pela Petrobras a venda da sua participação no Polo Potiguar, no Rio Grande do Norte, para a 3R Petroleum, por US\$ 1,38 bilhão, que compreende três subpolos (Canto do Amaro, Alto do Rodrigues e Ubarana), totalizando 26 concessões de produção, 23 terrestres e 3 marítimas, localizadas no Rio Grande do Norte, além de incluir acesso à infraestrutura de processamento, refino, logística, armazenamento, transporte e escoamento de petróleo e Gás Natural.

As concessões do subpolo Ubarana estão localizadas em águas rasas, entre 10 e 22 km da costa do município de Guamaré-RN. As demais concessões dos subpolos Canto do



Amaro e Alto do Rodrigues são terrestres. A produção média do Polo Potiguar de janeiro a agosto de 2020 foi de aproximadamente 23,2 mil barris de óleo por dia (bpd) e 108 mil m³/dia de Gás Natural. Além das concessões e suas instalações de produção, está incluída na transação a Refinaria Clara Camarão (RPCC), localizada em Guamaré/RN com capacidade instalada de refino de 39.600 bpd.

Também em janeiro deste ano a ANP transferiu a cessão de direitos dos 14 campos terrestres vendidos pela Petrobras à 3R Petroleum, no Polo Recôncavo. A aquisição foi feita em dezembro de 2020. Polo Recôncavo compreende os campos terrestres de Aratu, Ilha de Bimbarra, Mapele, Massui, Candeias, Cexis, Socorro, Dom João, Dom João Mar, Pariri, Socorro Extensão, São Domingos, Cambacica e Guanambi, localizados no estado da Bahia.

Neste mês de agosto foi recebido em definitivo o ativo de Fazenda Belém no Ceará e espera-se o “closing” do Polo Potiguar para este mês de outubro de 2022.

- **CARMO ENERGY (GRUPO COBRA)**

A Petrobras assinou em dezembro último, com a CARMO ENERGY S.A, o contrato para a venda da totalidade de suas participações em um conjunto de 11 concessões de campos de produção terrestres, com instalações integradas, localizadas no estado de Sergipe, denominados conjuntamente de POLO CARMÓPOLIS. Por R\$ 1,1 bilhão, o grupo espanhol **Cobra** arrematou 11 campos terrestres e o complexo operacional de Atalaia. O Polo produz cerca de 10,9 mil boe/dia, sendo 10,4 mil barris/dia de óleo e condensado e 72,9 mil m³/dia de Gás Natural.

A operação marcará a primeira aquisição de ativos do Grupo Cobra, através da CARMO ENERGY, no programa de desinvestimento da Petrobras e sua estreia no segmento de *upstream* no Brasil como operadora.



O Grupo pretende assumir a operação dos campos terrestres na Bacia de Sergipe sem terceirizar o serviço. A petroleira opera ativos de E&P no México, Colômbia e Equador. O polo inclui Carmópolis que contempla 11 campos – Carmópolis, Aguilhada, Angelim, Aruari, Atalaia Sul, Brejo Grande, Castanhal, Ilha Pequena, Mato Grosso, Riachuelo e Siririzinho, que juntos totalizam uma produção de 10,9 mil boe/dia, sendo 10,4 mil barris/dia de óleo e condensado e 72,9 mil m³/dia de Gás Natural.

O ativo compreende ainda o complexo operacional de Atalaia, que inclui o Terminal Aquaviário de Aracaju (Tecarmo), com cinco tanques, totalizando 168 mil m³ de capacidade de armazenamento, e o oleoduto de escoamento da produção até este terminal (Bonsucesso–Atalaia), com 48 km de extensão e 18” de diâmetro. O polo conta com 11 estações de tratamento e cerca de 230 km de gasodutos e oleodutos.

Atualmente em ‘bid” 3 EPC’s para contratação de serviços de Construção Civil, Montagem Eletromecânica e Automação de poços estimados em U\$ 50 milhões. O interessante é que estas oportunidades estão no mercado mesma antes do recebimento do ativo pela Patrobras. A Carmo Energy prevê investimentos de U\$ 400 milhões nos próximos anos.

- **MAHA ENERGY**

Os planos de perfuração da Maha para 2022 e 2023 abrangem o poço de Tiê-5 Água Grande, e um segundo poço em Tartaruga. A empresa já começou a perfuração de Tiê-5 em 25 de janeiro deste ano, mas o projeto passou por mudanças expressivas. Também instalou em Tiê, em 2021, dois grandes compressores para fornecer capacidade de reinjeção de qualquer Gás Natural associado não vendido. O sistema de compressão permite manter a produção de petróleo, mesmo se a extração de gás associada for interrompida. Em relação ao Gás Natural, a produção da molécula, na Maha, está associada à de petróleo, e sua extração ocorre tanto no campo de Tiê, entre 100 mil m³/dia e 120 mil m³/dia. Os investimentos previstos são da ordem de R\$ 150 milhões no Brasil em 2022.

- **ALVOPETRO**

A Alvopetro prevê novos investimentos na perfuração de três a quatro poços exploratórios em 2022. Atualmente opera o GASODUTO de 11 quilômetros da unidade de Caburé até a Unidade de Tratamento de Gás- UPGN. A fase final de expansão da capacidade da UPGN será realizada até 1º semestre deste ano, dos atuais 400.000M3 para 500.000M3 com investimento da ordem de R\$ 15 milhões.

A ideia, portanto, é expandir a capacidade da unidade para 500 mil m³/dia, de acordo com o plano original, incorporando a produção de gás que virá de Gomo e, se possível, a produção de terceiros.

Atualmente, a companhia vem rodando a planta no limite, processando cerca de 400 mil m³ de gás/dia.

O projeto da Alvopetro prevê a produção de gás dos campos de Cardeal do Nordeste, Caburé, Caburé Leste e uma extensão do reservatório no bloco REC-T-212, todos na Bacia do Recôncavo.

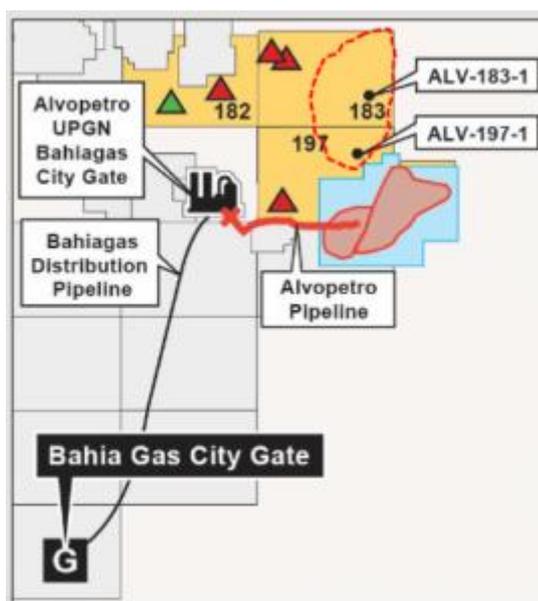


Figura 3: GASODUTO + UPGN. Fonte: Alvopetro



Foi publicado pela ANP no final de janeiro último a declaração de comercialidade no campo Murucututu pela Alvo Petro na Bacia do Recôncavo.

O campo está localizado no bloco REC-T-183, na Bacia do Recôncavo, e produziu 53,8 mil metros cúbicos de gás nos testes realizados no início deste ano. Conforme informações da Editora Brasil Energia, Murucututu pode ser caracterizado como um campo de segmentação ou um desenvolvimento do prospecto de Gomo, que pode conter mais de 6 milhões de boe.

A prévia do plano de desenvolvimento apresentada à ANP prevê o início da exploração ainda neste ano de 2022 e término em 2026. No total, devem ser perfurados 16 poços.

- **KARAVAN SEACREST O&G**

A Petrobras concluiu em dezembro último a venda de sua participação nas 27 concessões terrestres do Polo Cricaré (ES) para a Karavan Seacrest. Anunciado em final de agosto de 2021 a venda de 27 concessões terrestres no Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Cricaré foi adquirido pelo total de S\$ 155 milhões. Os 27 campos registraram produção média, de janeiro a junho de 2021, de cerca de 1,7 mil bpd de óleo e 14 mil m³/dia de gás.

Atualmente a Karavan Seacrest está em fase desenvolvimento do Polo Cricaré com expectativa de triplicar a produção ao longo dos próximos 2 anos com investimentos de U\$ 120 milhões.

Neste mês de fevereiro o Conselho de Administração da Petrobras, aprovou a venda da totalidade de sua participação (100%) no Polo Norte Capixaba para a Seacrest, por US\$ 544 milhões.



O Polo Norte Capixaba compreende quatro campos terrestres: Cancã (próximo a Linhares), Fazenda Alegre (em Jaguaré), Fazenda São Rafael (Linhares) e Fazenda Santa Luzia (a 166 km de Vitória). A produção média do Polo Norte Capixaba em 2021 foi em torno de 6,5 mil bpd e 52,2 mil m³/dia de Gás Natural. Em 2021, possuía 269 poços em operação, três estações de tratamento de óleo e 73,81km de gasodutos e oleodutos.

- **PETROBORN**

Localizado no município de Ouriçangas – BA este o Campo de Iraí produz exclusivamente Gás Natural. A estação produtora de gás é composta de três poços sendo, Poço 1 (3-EI-3-BA), Poço 2 (1-EI-1-BA) e Poço 3 (4-NI-1-BA), produzindo um total de 50mil m³/dia de GN.

Atualmente, apenas os poços 1 e 2 estão interligados através de 4,0km de tubulações termoplásticas flexíveis contínuas (RTP) com Ø3”, em substituição à tradicional tubulação rígida em A/C; o reduzido prazo de instalação, associado ao custo da operação destacam-se como os principais benefícios da utilização de tubulações termoplásticas flexíveis. Os dutos de interligação entre os poços, são subterrâneos, e margeiam a estrada vicinal que permite o acesso aos poços. Futuramente o Poço 3 também será interligado através de duto flexível (~5,0km) até a área do Poço 2 que por sua vez já se encontra interligado até a área do Poço 1 onde se encontra atualmente instalada uma base de operação (CDGN) para tratamento e medição do gás produzido e entrega para processamento e comercialização de terceiros, através de caminhões-feixe.

- **NEW(O)**

A operadora já iniciou a produção de petróleo no Campo de Itaparica, através do primeiro poço, entre os quatro poços comprometidos para reabertura com a ANP. Possivelmente, ainda reabrirá os três poços restantes ainda neste semestre de 2022. Vale ressaltar que a operadora tem contrato firmado com a New Fortress Energy, que vai produzir GNL a partir de Gás Natural produzido no campo. Os equipamentos já foram



instalados e comissionados, aguardando apenas autorização da ANP, para o início da produção de GNL.

- **IMETAME**

A Imetame Energia em parceria com a Alvo Petro concluiu as obras de ampliação do HUB de Tratamento e escoamento de Gás Natural nos Campos Cardeal do Nordeste, Caburé e Caburé Leste no município de Camaçari/BA, com a implantação do projeto de: Expansão do sistema de coleta e produção do campo de gás unitizado - poços, gasodutos e sistema de tratamento de gás.

- **SLIM DRILLING**

O campo de Tiriba localizado na localidade de Pau Lavrado no município de Catú – Ba, teve declaração de comercialidade recente e está em produção, com vazão de óleo da rodem de 250 bbl/dia, com cerca de 2.000 m³/dia de gás associado. Encontra-se em fase de implantação de uma estação de produção de óleo.

- **PETROSYNERGY**

A estação, denominada Uirapurú, localizada em Catu -Ba, encontra-se em obras de requalificação de suas instalações de produção para introdução de um vaso separador gás / óleo na saída do poço produtor, além de vários melhoramentos operacionais. Com uma produção de 40,0 barris/dia de óleo, associado a 10.000m³/dia de Gás Natural, o Vaso Separador em instalação, possibilitará o aproveitamento deste gás em atividades de cogeração de energia. Em paralelo à adequação do campo de Uirapurú, encontra-se em fase de implantação (obras civis e eletromecânicas) a Estação Canário, para exploração do poço Cana 01 na localidade de Pau Lavrado no município de Catu – Ba.

5. INFRAESTRUTURA DUTOVIÁRIA

A grande expectativa criada com a aprovação da nova Lei do Gás frustrou o mercado em função da lentidão de oferta e demanda entre os interessados. Além de ainda existir uma elevada concentração de empresas no setor de gás onde 5% da produção no país é realizada por apenas dez empresas, sendo que 77% desse total é proveniente da Petrobras, o grande entrave continua sendo a infraestrutura dutoviária que no Brasil ainda é medíocre se comparada a outros países com extensão bem menor que o Brasil.



Figura 4: Gasodutos de Transporte. Fonte: ANP



Isto demonstra a urgência em investimentos em Dutos, o que já se mostra num futuro próximo, como um dos grandes nichos de mercado no Brasil. Vamos dividir estes investimentos em 4 tipos de oportunidades na região Nordeste:

- **Gasoduto de Sergipe terra e mar**

5.1. Previsto para escoar o Gás de Sergipe Águas profundas estes dois trechos estão previstos para início em 2022, sendo aproximadamente 100Km Offshore e 30km em terra com investimentos de R\$ 1,3 Bi.

- **Ramais de Gasodutos Terrestres**

5.2. Para movimentação de fluidos (óleo, gás ou água) que é parte significativa da operação de produção em terra, p.ex., cada novo poço perfurado demanda uma nova linha de produção, estima-se com o novo mercado **Onshore**, aproximadamente 180 Km de ramais de dutos com investimentos de até R\$ 200 milhões nos próximos 5 anos.

- **Escoamento das novas operadoras incluindo os investimentos das Cias Estaduais de Gás.**

5.3. Estímulo de Redes de Dutos Privadas com migração para a iniciativa privada dos ativos de produção terrestre no Brasil para escoamento das novas operadoras e com novos corredores dutoviários das Cias Estaduais do Nordeste estima-se R\$ 800 milhões de investimentos nos próximos 5 anos.

- **Plano Indicativo de gasodutos de transporte.**

5.4. Se considerarmos somente os investimentos previstos em nossa região, gasoduto Porto de Sergipe com interligação do Catu – Pilar, estima-se

investimentos de R\$ 60 milhões.

Outro importante projeto é o da Transportadora Associada de Gás (TAG) com investimentos de R\$ 250 milhões no trecho de 83 km entre os municípios de Horizonte e Caucaia, no estado do Ceará. O empreendimento é marca o início de um movimento muito aguardado pela indústria brasileira – a expansão da malha dutoviária do país. Os 80 km do gasoduto são uma primeira etapa do projeto, que prevê uma segunda fase com conexão com o Rio Grande do Norte.

Além disso, o empreendimento tem um simbolismo importante para a indústria de óleo e gás brasileira, dando início à retomada da construção de novos gasodutos de transporte no país. A atual malha dutoviária brasileira contabiliza 9.409 km em linhas de transporte.

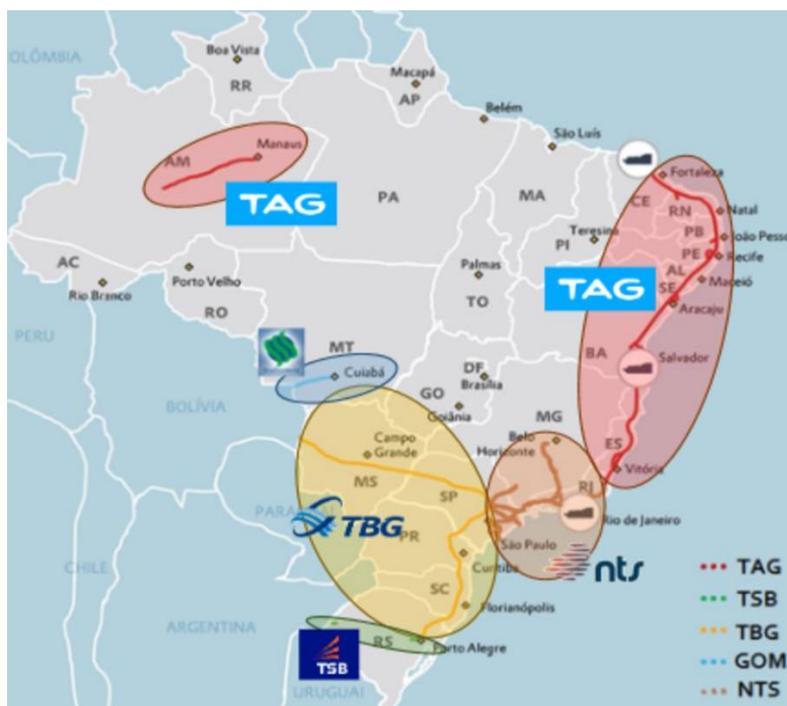


Figura 5: Malha Dutoviária do Brasil. Fonte: EPE

A TAG detém a mais extensa rede de gasodutos de transporte do país, com aproximadamente 4.500 km. São 3.700 km na região costeira do Brasil, passando por quase 200 municípios de nove estados brasileiros — Ceará, Rio Grande do Norte,



Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro — e outros 800 km na Amazônia, em trecho que liga a região petrolífera de Urucu a Manaus, no Amazonas. A companhia tem como acionistas a ENGIE, com 65% de participação, e a Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), com 35% de participação.

Juntas, a Nova Transportadora do Sudeste (NTS) e a Transportadora Associada de Gás (TAG), as duas principais transportadoras privadas de Gás Natural do Brasil, têm planos de construir novos gasodutos entre 2022 e 2023 com estimativa de investimentos de R\$ 950 milhões em cinco anos.

Só no Onshore brasileiro, estima-se mais de 500Km de ramais de dutos para escoamento das novas empresas que estão adquirindo campos de óleo e gás. Se consideramos o Brasil estamos falando de R\$ 4,5 bilhões de investimentos em transporte dutoviário nos próximos 8 anos.

As distribuidoras de gás canalizado do Nordeste também planejam investir R\$ 1,5 bilhão ao longo dos próximos cinco anos e devem captar cerca de 200 mil novos clientes entre 2022 e 2026.

Os 2 quadros abaixo resumem estes investimentos em nossa região.

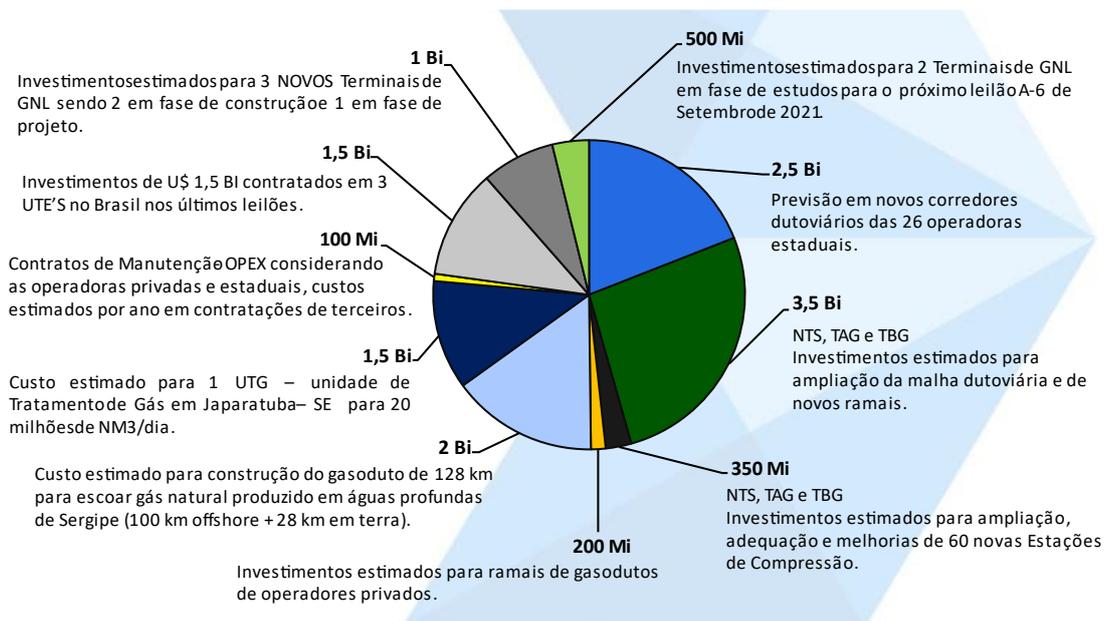


Gráfico 3: Oportunidades em Gás Natural e Dutos – CAPEX 2022-2026. Fonte: Brainmarket

RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DOS PROJETOS ESTUDADOS				
PROJETO	EXTENSÃO (KM)	DIÂMETRO (POL)	VAZÃO (MMm ³ / d)	CAPEX (R\$ MILHÕES)
PROJETOS AUTORIZADOS OU ALTERNATIVAS DE AMPLIAÇÃO				
A) Gasoduto São Carlos/SP – Brasília DF	893	20/18	7,4	7.138,6
B) Gasoduto Siderópolis/SC – Porto Alegre/RS	249	16	3,5	1.819,3
C) Gasoduto Uruguaiana/RS – Triunfo/RS	594	24	15,0	4.634,3
PROJETOS PARA INTERLIGAÇÃO DE NOVAS OFERTAS À MALHA EXISTENTE				
D) Gasoduto Porto Sergipe – Catu Pilar/SE	23,3	18	10,0	275,7
E) Gasoduto Porto Central – GASCAV/ES	15,0	20	14,0	288,2
F) Gasoduto Porto do Açu – GASCAV/ES	45,5	18	10,0	355,4
G) Gasoduto Porto de Itaguaí – GASCAV/RJ	35,5	24	15,0	541,8
H) Gasoduto Cubatão/SP – GASAN/SP	19,7	20	15,0	538,3
I) Gasoduto Terminal Gás Sul/SC – GASBOL	31,0	20	15,0	314,3
J) Gasoduto Terminal Imituba/SC – GASBOL	45,0	20	14,0	950,7
K) Gasoduto Mina Guaíba/RS – triunfo/RS	18,0	16	6,0	199,9

FONTE : Elaboração EPE

NOTA : Estimativas baseadas na análise de Projetos conceituais, com precisão de -20% a -50% e +30% de +100%.

Tabela 2: Plano Indicativo de Gasoduto de Transporte. Fonte: EPE

6. LIQUEFAÇÃO DE GÁS NATURAL

Para grandes volumes o Brasil conta atualmente com cinco terminais de regaseificação em operação no país: Pecém (CE), Baía da Guanabara (RJ), Bahia (BA), Barra dos Coqueiros (SE) e Porto do Açu (RJ), e mais 15 terminais em estudo – praticamente cada estado da federação, situado no litoral, terá pelo menos um terminal para recebimento de GNL.

Em fase de construção e com capacidade prevista de 15 milhões de metros cúbicos de Gás Natural por dia, o Terminal Gás Sul (THS), na Baía de Babitonga, Porto de São Francisco do Sul, em Santa Catarina, quando entrar em operação, suprirá o estado com Gás Natural. Além disso, terá um forte incremento da produção de biogás. Ambos os gases poderão significar a autonomia.

Para pequenos volumes de Gás Natural a liquefação está chegando com força nos pequenos e médios produtores Onshore com a forma de monetização da molécula, substituição de gasodutos e postos de abastecimento de GNL.

6.1. Cadeia de Valor do GNL

1ª ETAPA: ACONDICIONAMENTO E LIQUEFAÇÃO

Na Planta de Liquefação, conectada a uma fonte de fornecimento de Gás Natural (Produtora ou Distribuidora de Gás Canalizado e/ou Biometano), o gás é previamente tratado para remoção total de componentes como o CO₂, água, nitrogênio, ente outros gases. Após o processo de condicionamento, o Gás Natural é liquefeito a -162°C e pressão entre 2 – 4 bar.

O Gás Natural Liquefeito é armazenado em Unidades de Transporte e Armazenagem (UTA-GNL), desenhadas e fabricadas para manter a temperatura interna nas condições requeridas para o transporte.

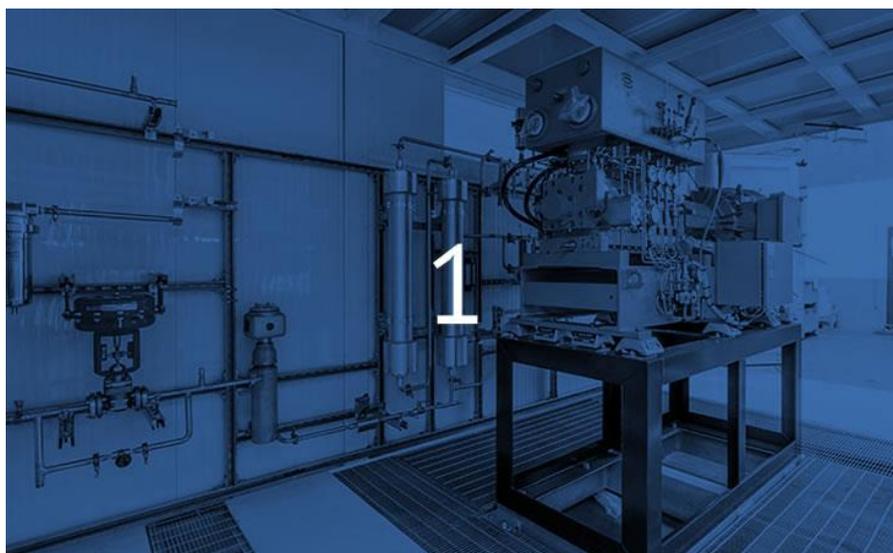


Figura 7: Liquefação. Fonte: IGÁS

2ª ETAPA: TRANSPORTE

O Gás Natural Comprimido é estocado em conjuntos de cilindros de alta pressão, desenhados e fabricados para trabalhar à pressão de 250 bar. O conjunto de cilindros é denominado Unidade de Transporte e Armazenagem (UTA-GNL) e possuem capacidades entre 3.300 Nm³ e 7.200 Nm³ (Cilindros Tipo 1) e 14.000 Nm³ (Cilindros Tipo 3).



Figura 8: Transporte. Fonte: IGÁS

3ª ETAPA – REGASEIFICAÇÃO

O GNC (Gás Natural Comprimido) chega ao Cliente à pressão de 250 bar. A Unidade de Transporte e Armazenagem é conectada à uma PRP (Planta de Redução de Pressão) para assim acondicionar o gás na temperatura e pressão requerida pelo Cliente. As PRP's são operam controladas por PLC, com sistema 100% automatizado para troca das UTA's que possibilitarão o armazenamento.



Figura 9: Regaseificação. Fonte: IGÁS

Na Bahia já é realidade o modelo de negócios entre a Operadora NTF O&G e a Petrobahia em Itaparica. Os investimentos somados chegam a R\$ 50 milhões com possibilidade de ampliação a depender da produção dos campos de gás na região. Nesta 1ª fase a capacidade é de 20 mil M3/Dia de GNL.

Em São Paulo, o GNL é produzido na planta de Paulínia (SP), a primeira do tipo no país para liquefação de Gás Natural, com capacidade de produção de 440 mil metros cúbicos por dia da GásLocal empresa da White Martins.

A expectativa é de novos investimentos na região nordeste que podem chegar a mais de R\$ 300 milhões nos próximos anos

7. ESTOCAGEM DE GÁS NATURAL - ESGN

Com a real abertura do mercado, cada vez mais irá diminuir a dependência dos consumidores pelo Gás Natural fornecido pela estatal federal. Essa abertura levará os consumidores a um outro patamar de exigência, como também ficarão sujeitos aos



acontecimentos advindos do exterior e às variações sazonais na demanda de Gás Natural.

Diante desse novo cenário, algumas atividades econômicas da indústria do Gás Natural que eram dispensáveis serão, agora, de suma importância para a estabilidade do mercado gasista.

Para tanto, a atividade de armazenamento será essencial na cadeia de abastecimento. O tipo de armazenamento mais comum e vantajoso do ponto de vista técnico e econômico é o armazenamento subterrâneo em formações geológicas adequadas, aproveitando a compressão do gás em profundidades rasas e a baixa porosidade dessas formações. No Brasil, para efeito regulatório essa forma de armazenamento é denominada como “estocagem subterrânea” (art. 20º da Lei nº 14.134/2021).

O Estados Unidos concentra a maior parte do armazenamento de Gás Natural existente (estocagem subterrânea), seja em reservatórios de Gás Natural esgotados ou reservatórios de petróleo bruto esgotados que estão próximos aos centros de consumo.

Está muito difundido o armazenamento de Gás Natural na forma liquefeita, em tanques em plantas de regaseificação. No caso da Espanha, a proporção desses tanques é muito maior do que em outros países, dada a alta porcentagem de importações sob a forma liquefeita e a falta relativa de formações geológicas adequadas para a estocagem subterrânea.

O armazenamento de Gás Natural é muito vantajoso para o mercado, pois compensa as oscilações no consumo e protege contra gargalos no abastecimento. Essa atividade garante o fornecimento de Gás Natural mesmo nos períodos de pico de consumo.

Esta modalidade já utilizada no mundo chega ao Brasil com investimentos de vulto nos próximos anos e deve movimentar uma nova cadeia de fornecedores, para tal a EPE divulgou agora no final de janeiro a NT - Nota Técnica com objetivo de analisar a

experiência internacional acerca da atividade de ESGN, suas características técnicas, custos e aspectos regulatórios, além de avaliar, por meio de estudos de caso, também elaborados pela EPE, a viabilidade técnica e econômica desta atividade no Brasil.

- Na Bahia a Gás Bridge e Enauta estudam implantação de um projeto de estocagem de Gás Natural para o campo de Manati, na Bacia de Camamu.

8. BIOGÁS

No Nordeste brasileiro podemos considerar que os investimentos em Biogás, seja através de resíduos sólidos e principalmente de efluentes líquidos, ainda são insipientes se comparados com o Sul e Sudeste do País. No quadro a seguir podemos verificar que temos 11 unidades de produção de Biogás enquanto o Sul e Sudeste contam com mais de 500 Unidades em produção. Isto traz um mar de oportunidades na região com os programas de incentivos à produção de BIOGÁS na região.

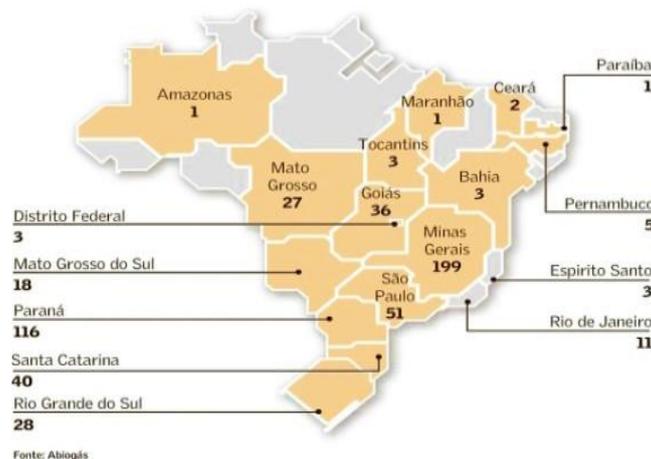


Figura 10: Plantas de Biogás por Estado. Fonte: Abiogás

Atualmente a produção nacional de biogás atual é de 1,5 bilhão de metros cúbicos ao ano, o que representa menos de 4% da produção de origem fóssil. O volume também está longe do potencial de biogás no Brasil, de 40 bilhões de metros cúbicos anuais.



Investimentos na ordem de R\$ 7 bilhões permitirão ao setor acrescentar 2,3 mil MW novos à matriz elétrica até 2026. Usinas ampliam investimentos em energia elétrica e biogás, miram portfólio robusto e novas oportunidades de negócios.

Os leilões de energia nova A-3 e A-4, do ano passado já consideraram projetos de biogás na categoria de termelétrica a biomassa com a contratação da 1ª UTE a Biogás através de resíduos sólidos Urbanos – RSU.

Para os próximos anos estão previstas mais oportunidades nesta fonte.

9. CONCLUSÃO

Investimentos em Gás Natural atualmente se transformou na maior janela de oportunidades no Brasil. Os novos TR's – Terminais de Regaseificação, Corredores Dutoviários, Unidades de Tratamento de Gás, Estações de Compressão, Estações de Liquefação, Estocagem e Transporte devem atrair mais de R\$ 15 bilhões nos próximos 5 anos. Em se tratando da região nordeste estimamos investimentos de R\$ 4,5 bilhões até 2026, conforme ilustrado no final deste relatório.

Somando-se a isto aos investimentos em novos terminais e refinarias de pequeno porte na região, através dos novos players privados, torna-se necessário o mapeamento detalhado dos novos atores para divulgação estruturada para as MPE da região.

Muito importante também acompanhar as novas políticas de compra de bens, materiais e serviços destes novos players, suas exigências na qualificação técnica, suas modalidades de contratação que na grande maioria das vezes será de forma diferente da utilizada pela Petrobras que foi monopólio durante anos.



Se faz necessário, com urgência, atentar aos cenários projetados com outra realidade, reiterando que o impacto nas médias empresas representa mais de 90% das contratações das MPE.

Nas planilhas abaixo detalhamos os principais investimentos previstos para os próximos 5 anos.