



RELATÓRIO

OPORTUNIDADES EM ÓLEO E GÁS

NO BRASIL



Setembro de 2021



1. INTRODUÇÃO

O presente relatório tem por objetivo o mapeamento de oportunidades no segmento de Óleo & Gás no Brasil, especificamente nas áreas de produção onshore, refino, gás natural, infraestrutura dutoviária e logística, estocagem de petróleo e derivados e terminais com foco na Região Nordeste, que possam impactar em oportunidades para as MPE de nosso Estado.

Fontes: ANP, Brainmarket Consultoria de Negócios, Brasil Energia, EPBR Agência, FGV, Gás Energy, IBP, IHS Markit, Lobato O&G Consultoria, MME, OCDE, Petrobras, Petronotícias, Portos & Navios, Reuters, Tn Petróleo e Valor Econômico.

2. CENÁRIO DE PETRÓLEO E GÁS NO BRASIL

O Brasil passa por uma importante fase de transição no ambiente onshore. Com a saída do operador dominante, a Petrobras, observa-se 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.

A Petrobras está prestes a colocar um ponto final na sua atividade de exploração onshore no Brasil, o encerramento dos trabalhos da petroleira em terra ocorrerá a partir da formalização da venda dos blocos, localizados na Bacia do Paraná, que, desde o início de agosto último, avançaram para a fase vinculante.

No Nordeste, após o anúncio das vendas dos polos Alagoas, Potiguar e Sergipe, respectivamente adquiridos pela Origem Energia, 3R Petroleum e Grupo Cobra, ficou pendente somente o resultado do Polo Bahia para a conclusão da venda de 100% do onshore.

Com a saída da Petrobras, o segmento contará com outras 22 operadoras terrestres, com atividades nas bacias de Alagoas, Amazonas, Espírito Santo, Paraná, Parnaíba,



Potiguar, Recôncavo, São Francisco, Solimões e Tucano Sul. A lista de petroleiras com blocos onshore no Brasil inclui nomes como o da Imetame, Geopark, Eneva, Great Energy, Rosneft e Recôncavo Energia. Até o ano de 2025 estão previstos em torno de R\$ 2,5 bilhões de investimentos em melhorias e novas estações de tratamento de óleo, gás, água produzida e infraestrutura.

No Refino, a primeira venda realizada foi da Refinaria Landulfo Alves de Mataripe - RLAM na Bahia, adquirida pela empresa Acelen, criada pelo fundo Mubadala Capital, e que irá assumir a operação já no início de 2022.

No Gás Natural, no médio prazo, deverá ocorrer o maior investimento em infraestrutura dutoviária no Brasil, podendo alcançar R\$ 4 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 até o primeiro semestre de 2022 e construir termelétrica de 288 megawatts (MW) no Porto de Suape (PE) até o fim de 2022. Em busca de novos clientes, a empresa participa das chamadas públicas promovidas pelas distribuidoras estaduais do Nordeste e Centro-Sul.

Abaixo estão resumidas as principais oportunidades em produção onshore, refino, gás natural, infraestrutura dutoviária e logística, estocagem de petróleo e derivados e terminais.

3. PRODUÇÃO ONSHORE



A Petrobras divulgou, em junho deste ano, 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.

Os dados de produção de óleo e gás são relativos às médias diárias verificadas em 2020. Como há o declínio natural da produção e, por estarem incluídos em programa de desinvestimento, os campos não vem recebendo investimentos para manutenção ou aumento da produção, tais valores diários tendem a estar reduzidos

Na tabela abaixo estão listadas todas as oportunidades onshore ofertadas pela Petrobras no programa de desinvestimento, reunindo 14 polos de produção, que incluem 128 campos onde podemos ver que o Mapa do Onshore Brasileiro está se fechando com as últimas aquisições. Atualmente aqui no nordeste só falta a definição do Polo Bahia Terra que deverá ser anunciado ainda neste ano de 2021.

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO <i>ONSHORE</i> PETROBRAS - PROCESSOS EM ANDAMENTO							
ESTADO	PÓLO	BACIA	Nº CAMPOS	PROD. ÓLEO bbl/d	PROD. GÁS m ³ /dia	NOVO OPERADOR	SITUAÇÃO ATUAL
AMAZONAS	Azulão	Amazonas	1	0	500.000	ENEVA	Operando
	Polo Urucu	Amazonas	7 concessões	16.525	14.281	ENEVA	Em fase de Transição
	Cupiuba	Amazonas	2	81	82.000	ENEVA	Em fase de Transição

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO ONSHORE PETROBRAS - PROCESSOS EM ANDAMENTO							
ESTADO	PÓLO	BACIA	Nº CAMPOS	PROD. ÓLEO bbl/d	PROD. GÁS m³/dia	NOVO OPERADOR	SITUAÇÃO ATUAL
BAHIA	Miranga	Recôncavo	9	1.200	433.000	PETRORECÔNCAVO	Em fase de Transição
	Tucano Sul	Tucano Sul	4	-	29.000	ORIGEM ENERGIA	Em operação
	Rio Ventura	Recôncavo	8	1.400	85.000	3R PETROLEUM	Início de operação
	Recôncavo	Recôncavo	14	2.800	588.000	3R PETROLEUM	Aguardando anúncio
CEARÁ	Fazenda Belém	Potiguar	2	1.100	1.000	3R PETROLEUM	Operando
R. G. DO NORTE	Macau	Potiguar	7			3R PETROLEUM	Operando
	Rch. da Forquilha	Potiguar	34	4.800	224.000	POTIGUAR E&P	Operando
	Ponta do Mel e Redonda	Potiguar	12	500	30	CENTRAL RESOURCES	Operando
	Pólo Potiguar	Potiguar	26	23.000	124.000	3R PETROLEUM	Aguardando anúncio
	Clara Camarão	Potiguar	1 Refinaria		3 UPGN's	3R PETROLEUM	Aguardando anúncio

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO ONSHORE PETROBRAS - PROCESSOS EM ANDAMENTO							
ESTADO	PÓLO	BACIA	Nº CAMPOS	PROD. ÓLEO bbl/d	PROD. GÁS m³/dia	NOVO OPERADOR	SITUAÇÃO ATUAL
SERGIPE	Carmópolis	SE-AL	11	10.000	71.000	GRUPO COBRA	Em fase de Transição
	Atalaia	SE-AL	1 Terminal	1 ETO	1 UPGN	GRUPO COBRA	GRUPO COBRA
BAHIA	Pólo Bahia	Recôncavo	28 concessões	14.000	642.000	AGUARDANDO RESULTADO	Fase Vinculante
ESPÍRITO SANTO	Lagoa Parda	ES	3	300	6.000	IMETAME	Início de operação
	Cricaré	ES	27	2.800	10.000	KARAVAN	Início de operação
ALAGOAS	Alagoas	SE-AL	7	2.348	856.000	ORIGEM ENERGIA	Em fase de Transição
TOTAL			128	44.829	2.969,000		

Tabela 1: Polos de produção ofertados, com produção de óleo e gás. Fonte: PETROBRAS

O conjunto destes 128 campos produziram, na média do ano passado, cerca de 26.110 barris de óleo e 3.100.000 m³/dia de gás natural, o que representa um volume bastante



significativo de gás com potencial para ser negociado em tratativas diretas com os novos operadores, todos privados, o que simplifica e dá mais competitividade aos processos de negociação. Já observamos a Potiguás informar que comprou gás a valores bem inferiores ao praticado anteriormente pela Petrobras.

3.1. Principais Operadoras atuantes no Nordeste

- **GEOPARK** – O campo de Praia de Castelhanos localizado na localidade de Pau Lavrado no município de Catú – Ba, encontra-se em fase de implantação de uma estação de produção de óleo, para início os testes de longa duração (TLD) do poço. A produção estimada desse campo, é de 350 barris p/dia associado a 2000m³/dia de gás natural.
- **IMETAME** - A Imetame Energia em parceria com a Alvopetro 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.
- **ALVOPETRO** – GASODUTO + UPGN para 500.000M3/dia já em fase de operação. Após a licença ambiental à Alvopetro concluiu a construção do gasoduto de 11 quilômetros da unidade de Caburé até a Unidade de Tratamento de Gás- UPGN. O investimento total do gasoduto foi da ordem de US\$ 3,5 milhões e o da UPGN em US\$20milhões.

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.



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, através do primeiro poço, entre os quatro poços comprometidos para reabertura com a ANP. Possivelmente, ainda reabrirá os três poços restantes ainda neste semestre.
- **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 40,0barris/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.
- **KARAVAN O&G** – Anunciado em final de agosto último a venda de 27 concessões terrestres no Espírito Santo, denominados conjuntamente de Polo Cricaré. O negócio está avaliado em US\$ 155 milhões, sendo US\$. Os 27 campos registraram produção média, de janeiro a junho de 2020, de cerca de 1,7 mil bpd de óleo e 14 mil m³/dia de gás.
- **ORIGEM ENERGIA** – Compostos pelos campos de Quererá, Faz. Santa Rosa, Faz. Matinha e Conceição o Tucano Sul, 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. 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.

- **3R PETROELUM** – 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.

Foi anunciado em setembro a melhor oferta, com valor superior a 1 bilhão de dólares, pelo Polo Potiguar, 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.

- **GRUPO COBRA** – Polo Sergipe. Foi anunciado em setembro a melhor oferta para aquisição do ativo em torno de US\$ 900 milhões. É a entrada do Grupo Espanhol



como operador no Brasil, tradicionalmente como EPCista de grandes empreendimentos no mundo.

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 também 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.

4. REFINO

Os projetos de refinarias de pequeno porte moduladas e de mini refinarias podem, enfim, começar a ganhar forma e escala no Brasil. O Oil Group assinou, agora em maio, o memorando de entendimentos com a Porto do Açú para construir uma refinaria em São João da Barra, na Região Norte do Rio de Janeiro, e uma refinaria e uma fábrica de lubrificantes e asfalto no Espírito Santo, além de planejar novas plantas em estados do Nordeste.

Com processo de licenciamento em curso, a planta fluminense foi projetada para processar, inicialmente 20 mil b/d, podendo alcançar o patamar de até 50 mil b/d. A unidade receberá petróleo extraído por petroleiras privadas na costa brasileira de 23º a 30º API, com baixo teor de enxofre e acidez.



Orçada em US\$ 300 milhões, a planta produzirá, a princípio, gasolina e diesel. A engenharia e design serão desenvolvidos em parceria com os grupos franceses Entrepose e Axens. Os módulos serão construídos no exterior e trazidos para o Brasil.

No Espírito Santo, o objetivo é desenvolver projetos de construção da Refinaria Espírito Santo (RefinES) e da Fábrica Capixaba de Lubrificantes e Asfalto (LubCap), em locais a serem definidos no Estado.

A RefinES terá capacidade inicial de 30.000 bbl/dia, com geração de gasolina, diesel, óleo diesel marítimo (bunker) e óleo combustível. Já a LubCap, terá capacidade inicial de produzir 1.000 bbl/dia de lubrificantes e 500 ton/dia de asfalto, agregando valor ao óleo pesado produzido em terra no Espírito Santo.

A expectativa das empresas é que as obras captem investimento na ordem de R\$ 2 bilhões para os dois projetos.

Além do empreendimento no estado do Rio e Espírito Santo, o grupo pretende construir outras duas refinarias moduladas de pequeno porte no Maranhão e na Bahia, além de uma mini refinaria em local a ser definido no Nordeste.

Voltada à produção de diesel e gasolina, a planta do Maranhão terá capacidade inicial para processar 30 mil b/d, podendo ser expandida até 50 mil b/d. Já as refinarias na Bahia devem ser de 20 mil b/d. Os empreendimentos exigirão investimentos totais da ordem de US\$ 400 milhões.

Em estágio menos avançado, o projeto da mini refinaria tem como foco os campos onshore ofertados no plano de desinvestimento da Petrobras. Por enquanto, não há definição se a unidade seria instalada na Bahia ou em Sergipe. A continuidade do projeto dependerá do desenrolar da venda de ativos da Petrobras.

4.1. Refinaria Privada na Bahia

Primeira e única refinaria privada do Estado da Bahia, a Dax Oil Refino investiu na ampliação da sua unidade industrial, no Polo de Camaçari. A fábrica, que produz gasolina “A”, óleo diesel, óleo combustível, parafina e solventes, ampliou a sua capacidade de refino de petróleo de 2.500 barris por dia (bpd) para 4.000 bpd.

A ampliação da capacidade de refino visou, principalmente, atender ao aumento da oferta de petróleo que é produzido pelos produtores independentes, que já está ocorrendo com a venda dos campos maduros pela Petrobras e aquisições através da Oferta Permanente.

A produção atual e futura da Dax Oil está direcionada para clientes em dois estados – Bahia (84%) e São Paulo (16%). “Com a ampliação, os principais mercados serão os mesmos, assim como os segmentos/clientes.

4.2. Vendas das Refinarias da Petrobras

A Mubadala Investment Company apresentou a melhor proposta pela aquisição da Refinaria Landulpho Alves (RLAM). A Petrobras informou que o Conselho de Administração da empresa aprovou o início da fase de negociação dos contratos aplicáveis com o fundo soberano de Abu Dhabi.

A Petrobras vai vender junto com a RLAM 669 km de dutos que integram a rede da refinaria, incluindo oleodutos curtos (Becan 6”, Becan 8”, e 21 Oleodutos de petróleo e derivados ligando a RLAM ao Terminal Madre de Deus) e oleodutos longos (ORSUB ligando a RLAM aos Terminais de Jequié e Itabuna; ORPENE L1/14”, ORPEN 12” e ORPENE 8”), ligando a RLAM ao Complexo Petroquímico de Camaçari.



A venda da refinaria baiana prevê também o desinvestimento em quatro terminais no estado: Candeias, Itabua, Jequié e Madre de Deus.

A ACELEN, empresa criada pelo fundo Mubadala Capital, que vai assumir a Refinaria Landulpho Alves (RLAM) no final deste ano deverá manter o nome de Refinaria de Mataripe, e sua fase de transição será gradual, com a Petrobras mantendo o que se chama de operação assistida no primeiro ano e só gradualmente transferindo o controle total para a ACELEN. Um dos objetivos é estimular a maior integração possível com o parque industrial existente na Bahia, especialmente o Polo Petroquímico, avaliando inclusive a possibilidade de alongamento na cadeia produtiva de modo a estimular a verticalização da produção. Como exemplo, lembraram as possibilidades de comercialização de subprodutos, como Negro de Fumo na área de borracha, e outros segmentos capazes de estabelecer uma estratégia de integração com agentes locais para o alongamento da cadeia produtiva.

5. GÁS NATURAL

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.

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.

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 nas quais 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 Alvopetro, 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.

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, por isto, 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.

A seguir o gráfico mostrando a produção terrestre de Gás Natural de agosto de 2020:

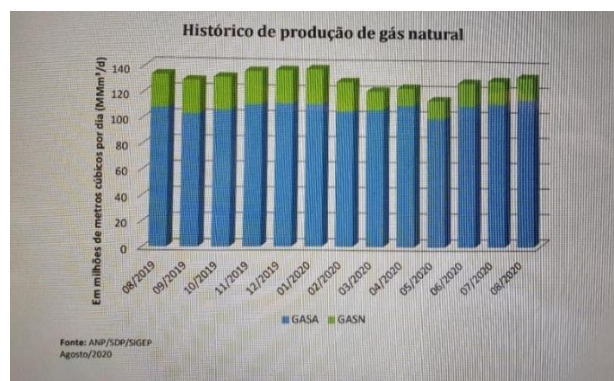


Figura 2: Histórico de produção de gás natural (MMm³/d)

5.1. Gás Natural Onshore no Estado da Bahia

A Bahia é o centro das grandes oportunidades em geração de Energia nos seus principais polos industriais, Polo de Camaçari e a região em seu entorno, e como potencial os polos industriais de Vitória da Conquista, Itabuna, Teixeira de Freitas e Juazeiro, onde os movimentos da Golar Power para suprimento de Gás Natural competitivo, transportado

na forma de gás natural liquefeito – GNL, junto com a Bahiagás, já está se tornando uma realidade.

O estado é o 4º produtor de petróleo e gás natural e possui a maior reserva provada de gás do nordeste, além de ser o 3º maior mercado de gás natural não-termelétrico do Brasil. O gás natural representa 30% da matriz energética industrial na Bahia, enquanto no Brasil representa apenas 10%. A distribuição de clientes da Bahiagás é a seguinte:

- ✓ Industrial: 90,5%, com 105 clientes
- ✓ Automotivo: 8,0%, com 66 clientes (postos de GNV)
- ✓ Comercial: 0,95%, com 632 clientes
- ✓ Residencial: 0,5%, com 57.525 clientes

A queima de gás nos campos de produção na Bahia é baixa, sendo que apenas uma empresa queima diariamente 14.000 m³ de gás natural, portanto, não se constitui um alvo a ser pesquisado como aproveitamento do gás de queima para geração de energia elétrica.

Abaixo, gráfico da produção de GN no Estado (Milhões por M3/Dia) e a queda na produção a partir de janeiro de 2020 deve-se a redução no Campo de Manati, por questões de mercado e operacionais.

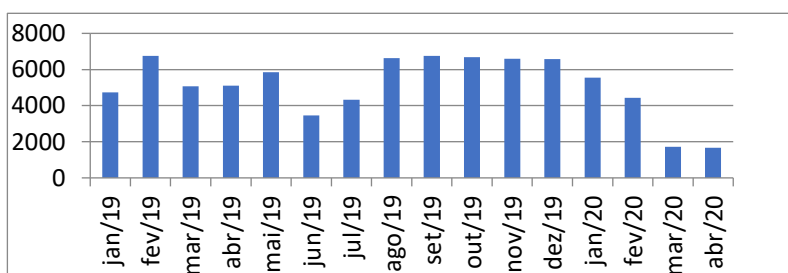


Gráfico 1: Produção de gás natural na Bahia, no período janeiro de 2019 até abril de 2020. Fonte: ANP.

6. 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. 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.

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:

1- Gasoduto de Sergipe terra e mar;

- 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\$ 2Bi.

2- Ramais de Gasodutos Terrestres

- 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

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

- 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.

4- Plano Indicativo de gasodutos de transporte.



- 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.

Os 2 quadros abaixo resumem estes investimentos em nossa região.

Novos investimentos em DUTOS - CAPEX:

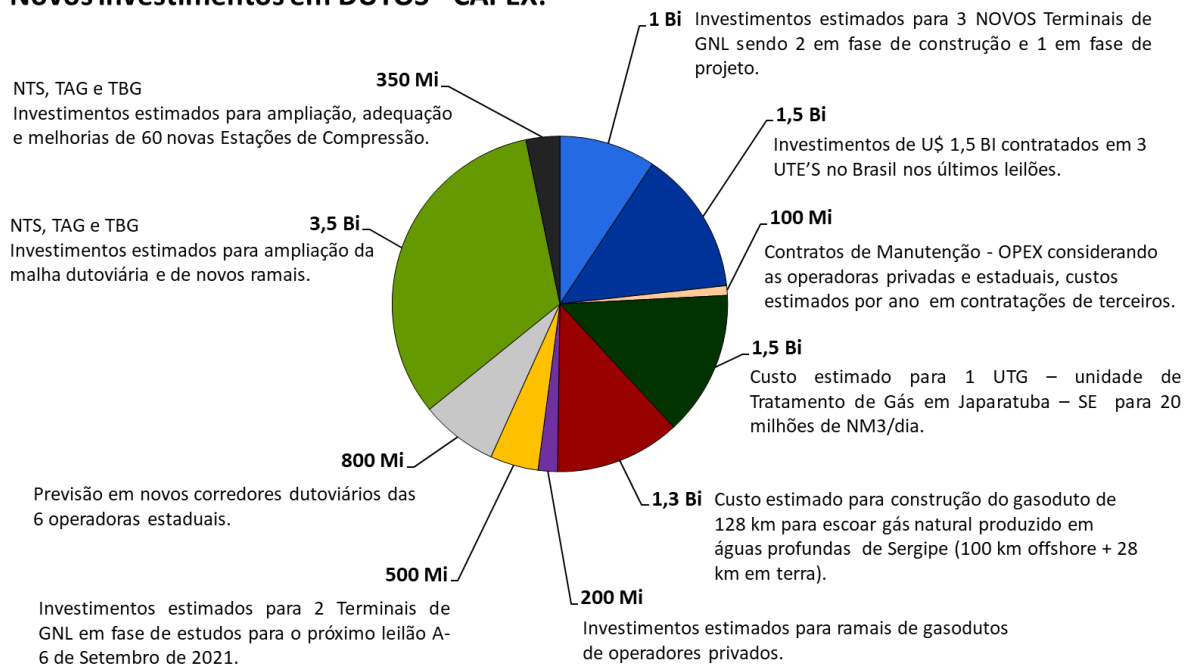


Gráfico 2: Oportunidades em Gás Natural e Dutos – CAPEX 2021



RESUMO DAS CARACTERÍSTICAS DOS PROJETOS ESTUDADOS				
PROJETO	EXTENSÃO (KM)	DIÂMETRO (POL)	VAZÃO (MM 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 Imbituba/SC – GASBOL	45,0	20	14,0	950,7
K) Gasoduto Mina Guaíba/RS – triunfo/RS	18,0	16	6,0	199,9

FORNTE: 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

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 início da década de 50, por esta 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.

Em 2019, a Petrobras declinou da exclusividade nos contratos de transporte de gás natural celebrados com as transportadoras e 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, em 24/9/2019 (prazo inicial previsto para 6/10/2019).

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

- Processo no arrendamento do Terminal de Regaseificação da Bahia (TR-BA) e de seu gasoduto integrante em fase de indefinição em função da desclassificação da Golas Power que foi a única a apresentar proposta.
- 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 10% de participação na TAG – Transportadora Associada de Gás.
- Venda dos 10% na NTS - Nova Transportadora do Sudeste.
- Aguardando entrega das propostas agora em novembro da venda de 35% do campo de gás de Manati na Bacia de Camamu / BA.
- Em fase não vinculante referente à venda de quatro usinas termelétricas, sendo três localizadas em Camaçari, no estado da Bahia e movidas a óleo combustível (UTES Cluster Camaçari), e uma bicombustível (óleo diesel ou gás natural) localizada em Canoas, no estado do Rio Grande do Sul (UTE Canoas).

7. LOGÍSTICA, ESTOCAGEM DE PETRÓLEO E DERIVADOS E TERMINAIS

Apesar de estar entre os principais mercados produtores e consumidores de combustíveis no mundo, o Brasil possui ainda gargalos na logística de distribuição que se sanados podem tornar o serviço mais eficiente e os preços mais competitivos.



A crise por que passa o setor de óleo e gás expôs a importância da infraestrutura de tancagem dos países. Em momentos de redução no consumo, a pressão dos estoques altos de petróleo e derivados impacta a produção e o refino, afetando a rentabilidade do negócio.

No Brasil – onde a Petrobras e outras operadoras já solicitaram à ANP autorização para hibernar cerca de 30 campos para segurar a produção– a capacidade para armazenar petróleo é de 12 milhões de m³, suficiente para 40 dias de estoque, enquanto a de combustíveis totaliza 23,4 12 milhões de m³, correspondente a 14 dias de consumo padrão, de acordo com dados da Leggio Consultoria.

Um levantamento da IHS Markit apontou que o Brasil é um dos países mais vulneráveis do mundo em se tratando da relação entre produção e capacidade de armazenamento de petróleo, com taxa de 1,6 dias, atrás apenas da Nigéria.

Alguns projetos-chave e propostas para destravar rotas de abastecimento e de transferência entre bases de distribuição até a chegada dos combustíveis ao consumidor final já existem, mas é necessário um cenário econômico e regulatório mais favorável.

De acordo com estudo encomendado pelo IBP existe a necessidade de investimentos em logística específica para derivados e biocombustíveis de até R\$ 12 bilhões até 2030 e se os aportes nos projetos-chave forem realizados proporcionarão uma redução anual de cerca de R\$ 1 bilhão no custo de suprimento de combustíveis.

7.1. Medidas de estímulo

O MME informou que vem realizando estudos sobre o abastecimento nacional de combustíveis com a participação de diversos agentes do setor no âmbito do programa Abastece Brasil. Um dos objetivos é atrair investimentos para os segmentos de refino e infraestrutura para movimentação de combustíveis.



Em 2019, o governo federal realizou leilão de 11 áreas para movimentação e armazenagem de combustíveis, arrecadando cerca de R\$ 700 milhões na outorga das áreas, com previsão de investimentos da ordem de R\$ 800 milhões durante o prazo de concessão.

7.2. Novos projetos

Como toda a crise traz oportunidades, estamos considerando como primordiais estes investimentos em Tancagem para armazenagem de petróleo e derivados.

A Superintendência de Infraestrutura e Movimentação (SIM) da ANP estuda licitar áreas de movimentação e armazenagem de graneis líquidos combustíveis nos portos de Maceió e de Paranaguá.

Em Alagoas, o esboço inclui uma área operada pelas distribuidoras Ipiranga, Raízen e BR, com capacidade estática total de 16 mil m³, e outra compreendendo o terminal da Transpetro e a base da BR, com capacidade total de 78 mil m³.

No Paraná, a previsão é que apenas uma área seja licitada, provavelmente composta pela junção do terminal operado pela União Vopak, com capacidade de 56 mil m³; do terminal público de álcool, que possui 37 mil m³; e de um terreno *greenfield*, ainda no papel, sem capacidade definida.

Em abril último, a Tequimar Vila do Conde, do grupo Ultracargo, solicitou à ANP autorização para dar início à construção de infraestrutura de movimentação e armazenagem de graneis líquidos (gasolina, diesel, querosene, além de etanol e biodiesel) no porto de Vila do Conde, em Barcarena (PA).

Em 2019, a empresa venceu o leilão para implantação do terminal portuário com outorga no valor de R\$ 180.513.000,00. Serão construídos 13 tanques, quatro dutos



portuários e uma plataforma rodoviária no porto. O projeto está em fase de licenciamento ambiental, e sua construção deve ser iniciada até o fim de junho, com inauguração do empreendimento prevista para o segundo semestre de 2022.

8. CONCLUSÃO

Com o cenário do Onshore brasileiro se consolidando com a saída total da Petrobras e o planejamento de novos investimentos dos operadores privados já em curso, podemos considerar somente para início em 2022 a construção de 3 novas UPGN's de pequeno porte, 250 Km de dutos considerando ramais e escoamento de produção, melhorias nas centenas de estações existentes, ou seja, um volume de oportunidades crescente em nossa região.

Somando-se a isto os investimentos em terminais, refinarias de pequeno porte e novos corredores dutoviários, tudo isto em vários e novos players privados, tornando-se necessário o mapeamento detalhado dos novos atores para divulgação estruturada para as MPE da região.

Irão ocorrer novas e várias oportunidades, através dos novos contratantes, de todos estes ativos por produção e investimentos que foram paralisados pela Petrobras a mais de 4 anos. A expectativa considerada no REATE - Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres é de multiplicar em até 5 vezes tanto a produção de óleo quanto de gás no Onshore brasileiro. Isto virá com investimentos em novas Estações de Tratamento, Dutos, logística com ampliação de Terminais e novas mini refinarias que foram detalhadas neste relatório. Estamos falando de mais de U\$ 1 Bi nos próximos 5 anos distribuídos por vários novos players.

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 dos clientes principais nas MPE.



O que podemos concluir é que este mercado está em franco crescimento com novos atores, novas formas e políticas de contratação, assim, as MPE deverão estar atentas as oportunidades e começar um movimento de adequação a essa nova realidade.