

Anexo 1 – Estudo Wood Mackenzie

A avaliação conduzida pela consultoria especializada utilizou modelagem detalhada da malha de gasodutos das três transportadoras (NTS, TAG e TBG), atendendo ao ponto (i) destacado na carta do CdU., ou seja, a metodologia considera fluxos integrados entre os mercados de gás e de energia elétrica, com curvas de oferta e demanda segmentadas por setor.

Os fluxos de gás são otimizados com base no menor custo, priorizando-se a produção nacional, sempre que mais competitiva que a importação de GNL. Para a análise comercial do ativo de infraestrutura, foram considerados três cenários distintos, conforme abaixo:

Variáveis	Cenário base Wood Mackenzie	Cenário Oferta Conservadora	Cenário Risco Operacional
Oferta Firme	<ul style="list-style-type: none"> • Início de produção comercial de gás de SEAP em 2030 • Ritmo agressivo de desenvolvimento de Polo Alagoas e Miranga 	<ul style="list-style-type: none"> • Início de produção comercial de gás de SEAP em 2034 • Ritmo conservador de desenvolvimento de Polo Alagoas e Miranga 	<ul style="list-style-type: none"> • SEAP sem produção comercial de gás entrando na malha, podendo ser interpretado como manutenção do campo/UPGN
Oferta flexível	<ul style="list-style-type: none"> • Declínio pronunciado de Manati, finalizando produção comercial de gás em 2028 	<ul style="list-style-type: none"> • Declínio pronunciado de Manati, finalizando produção comercial de gás em 2027 	
Demanda firme	<ul style="list-style-type: none"> • Expansão de RNEST em 2030 • Projetos industriais adicionais totalizando 14,9 MMm³/d até 2050 	<ul style="list-style-type: none"> • Projetos Base WM • Expansão de RNEST em 2028 • Demanda adicional - Ceará 1 MMm³/d 2032, Rio Grande do Norte 0,35 1 MMm³/d 2028 	
Demanda flexível	<ul style="list-style-type: none"> • Expansão de 10 GW ao longo do período para requisito de potência 		

- **Cenário Base Wood Mackenzie:** Visão independente baseada em modelagem semestral dos mercados regional e global de gás natural.
- **Cenário Oferta Conservadora:** Considera o adiamento da entrada em operação do projeto SEAP, principal variável em relação ao cenário base.
- **Cenário Risco Operacional:** Avalia a resiliência da malha frente a eventuais falhas não planejadas em SEAP, destacando a importância de infraestrutura confiável e a responsabilidade do transportador em garantir continuidade e eficiência no serviço.



Os resultados evidenciam que o Projeto ECOMP Itajuípe contribui significativamente para a segurança energética nacional, ao ampliar a garantia de suprimento em um contexto de crescimento da demanda por gás natural. Em contrapartida, projetos estruturantes para a oferta de gás no Nordeste, como o SEAP, têm enfrentado sucessivos atrasos em suas decisões de investimento e cronogramas de operação.

Abaixo destacam-se os principais resultado do estudo da consultoria, que servem de embasamento para os questionamentos (ii) e (iii) trazidos pelo CdU:

1. Cenário de Oferta e Demanda

A análise da consultoria identificou dois momentos-chave na evolução da oferta nacional de gás:

1. Pré-2030: Espera-se expansão significativa da produção doméstica, com destaque para a entrada da plena operação do Rota 3 (2025) e COD do projeto Raia (2028), que juntos devem adicionar mais de 30 MMm³/d à oferta nacional.

2. Pós-2030: O projeto SEAP assume papel estratégico na sustentação da produção nacional no longo prazo.

Apesar desse avanço, o estudo alerta para a ausência de descobertas relevantes na última década, o que pode comprometer a continuidade do suprimento após 2035, caso não haja novas descobertas exploratórias.

Além disso, o cenário de entrada do SEAP em um contexto de baixa demanda e alta competição pode gerar sobre oferta no início da próxima década. A postergação da produção do SEAP poderia ser mais eficiente, ao substituir volumes declinantes de outros campos. O risco de atraso também está associado à dificuldade de contratação de FPSOs, devido à baixa disponibilidade global e aos altos custos — premissas que fundamentam o Cenário de Oferta Conservadora.

Produção doméstica no Brasil

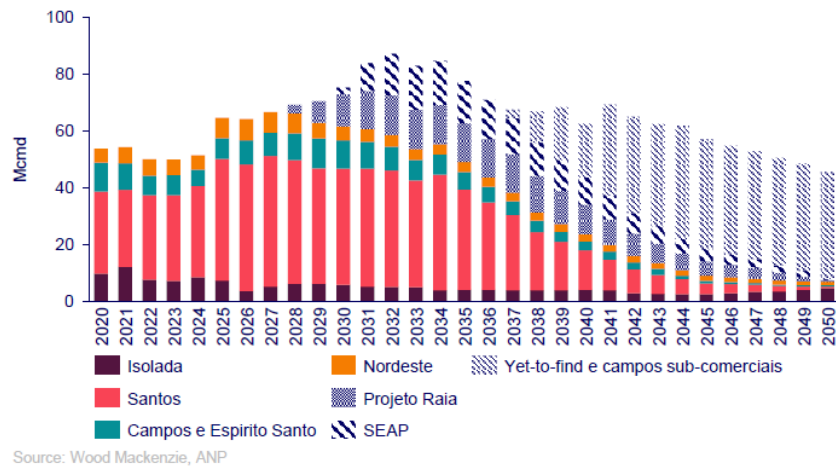


Figura 1 - Produção de gás doméstica no Brasil

A Figura 2 apresenta a curva de produção dos principais campos nas proximidades da malha da TAG, com destaque para os polos Alagoas e Miranga. Após a mudança de operadores, esses ativos registraram um aumento expressivo na produção, refletindo os ganhos iniciais da revitalização.

Contudo, a manutenção desse ritmo de crescimento representa um desafio pois a continuidade da expansão exigirá intervenções mais complexas e de maior

custo. Os dados mais recentes já indicam uma desaceleração na produção, o que levou à revisão das projeções de crescimento nos cenários analisados.

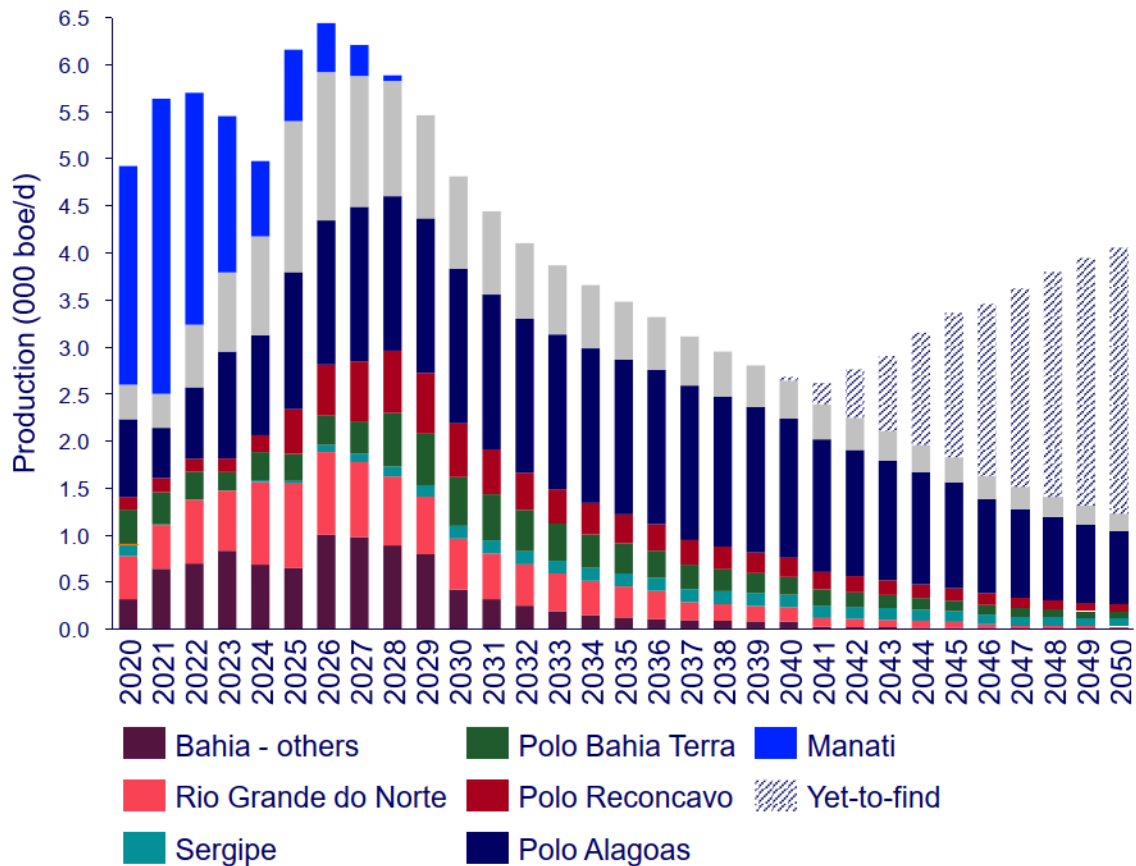


Figura 2 - Perfil de produção de gás - Malha TAG - Região NE (excluindo SEAP)

Em suma, no lado da oferta, para a modelagem do cenário base, foram incorporados os principais projetos de expansão da infraestrutura de gás natural, abrangendo escoamento, transporte e novos pontos de suprimento via GNL:

- **Escoamento:** Rota 3, Raia, TECAB e SEAP;
- **Transporte:** ECOMP Itajuípe – GASENE, Malhas Sudeste (RJ-SP) – Corredor Pré-Sal Sul, Expansão do Gasbol (Perna Sul – SC/RS), Reversão do Gasbol (Trecho Norte) e Expansão RN-CE;
- **Conexões com terminais de GNL:** GNA (TECAB) e Terminal GNL Oncorp (TAG).



Do ponto de vista da demanda, a modelagem considera a expansão contínua das distribuidoras locais de gás (CDLs), com destaque para a interiorização promovida pela Bahiagás no sudoeste da Bahia. Esse crescimento é impulsionado por:

- Aumento da frota de GNV;
- Instalação de novas indústrias intensivas em gás, como plantas de fertilizantes, fábricas de cimento e conversão de unidades siderúrgicas; e
- Expansão de capacidade de plantas existentes, como a RNEST.

No **Cenário de Oferta Conservadora**, foi incorporada uma demanda adicional com base no mapeamento realizado pela TAG, refletindo maior granularidade na identificação de novos consumidores. Na demanda termelétrica, a partir de 2035, a entrada de novas usinas conectadas à malha da TAG exigirá a duplicação da capacidade de transporte. A simulação foi feita com base em uma hidrologia média (média dos últimos 15 anos), resultando em uma demanda inferior à registrada nos anos críticos de 2020 e 2021.

Vale ressaltar que considerou-se, não só no caso da TermoPernambuco mas de forma geral, como premissa base a manutenção das térmicas conectadas à malha de transporte uma vez que esta transportadora sobressalta os efeitos danosos do by-pass, que coloca em risco a segurança de abastecimento, a modicidade tarifária e a concorrência entre as fontes de suprimento.

Importante destacar que a taxa de crescimento da demanda simulada é inferior à projetada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2034), que estima 5,4% ao ano. Somado a isso, destaca-se que, do ponto de vista da integração entre zonas de mercado, a capacidade de transporte entre o Sul e o Norte de

Catu deve permitir que a oferta do Sudeste atenda à demanda térmica do Nordeste em cenários de hidrologia média.

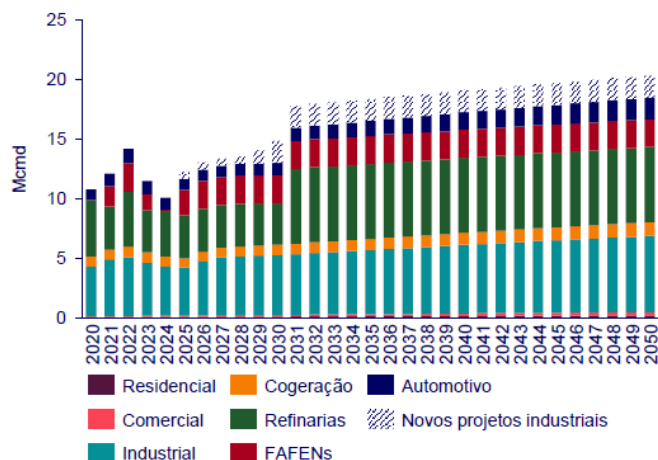


Figura 3 - Demanda Firme no Nordeste (BA até CE) por Setor

Térmicas por estado conectadas à TAG

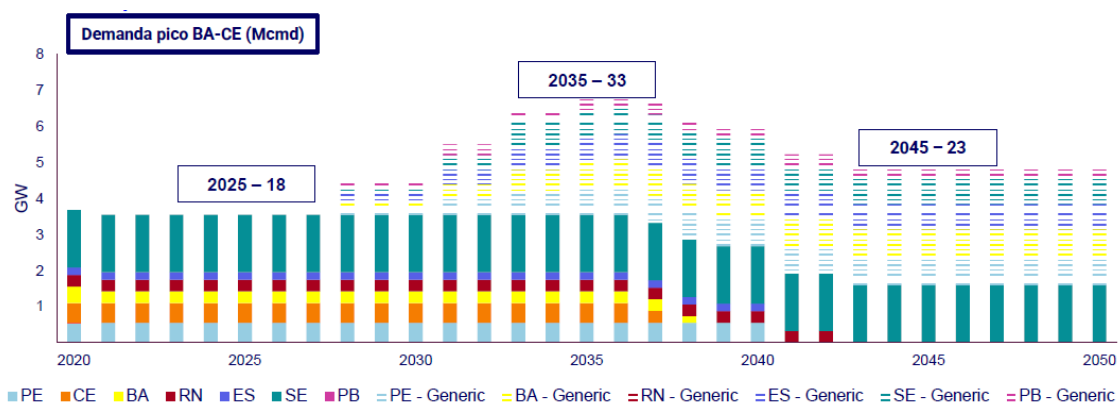


Figura 4 - Térmicas Conectadas à TAG - por Estado

Com base nas premissas definidas para os cenários de oferta e demanda, foram simulados os fluxos de gás natural ao longo da malha integrada. A análise resultante permitiu identificar os seguintes pontos principais:

- **A necessidade de operação da ECOMP Itajuípe a partir de 2027**, a fim de evitar congestionamentos na malha de transporte na região Nordeste;

- **Postergando-se o projeto SEAP**, a situação de suprimento no Nordeste se tornaria crítica, e Itajuípe assumiria papel essencial na mitigação desse risco;
- **Mesmo com a entrada do SEAP**, a infraestrutura sugerida permanece estratégica para garantir a continuidade do fornecimento em casos de manutenções não planejadas, tanto na produção quanto no processamento.

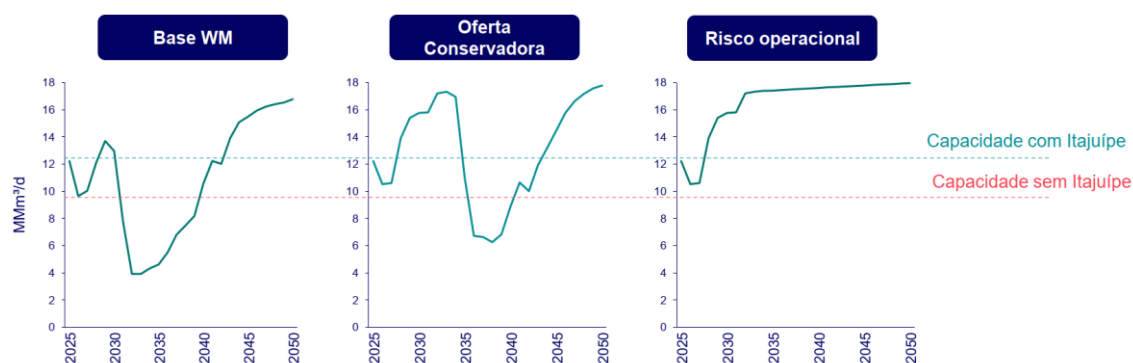


Figura 5- Fluxo Líquido Acima de Catu, com demanda firme máxima e despacho médio

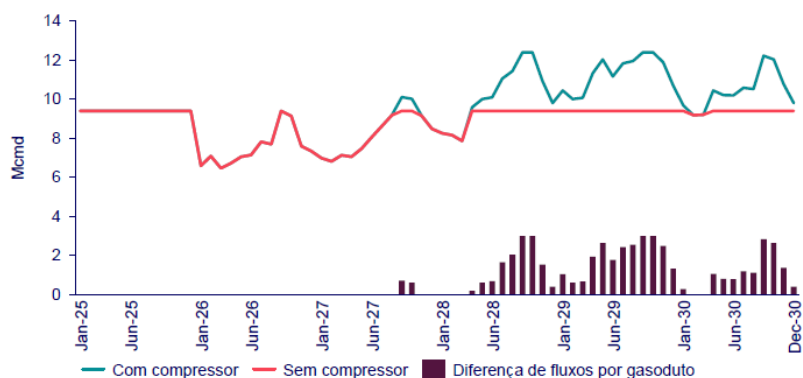


Figura 6 - Cenário Hidrologia Seca - Fluxo Médio Sul a Norte de Catu



Nas simulações de balanceamento, foi adotada uma hidrologia média como referência. No entanto, ao se considerar um cenário de hidrologia seca — com menor geração hidrelétrica e, portanto, maior necessidade de despacho térmico — combinado com uma demanda firme média, observa-se a ocorrência de congestionamentos na malha de transporte a partir de 2027. Nessa condição, a ausência da ECOMP Itajuípe comprometeria a capacidade de escoar gás do Sul de Catu para as usinas termelétricas do Nordeste conectadas à malha, restringindo as alternativas de suprimento e reduzindo a liquidez do mercado regional.

Essa limitação de transporte impacta diretamente a confiabilidade do atendimento às térmicas, especialmente em períodos de maior estresse do sistema elétrico. A situação é ainda mais crítica no contexto dos leilões de reserva de capacidade (LRCap), nos quais as usinas são penalizadas por indisponibilidade quando convocadas a operar. Sem a infraestrutura de Itajuípe, a transportadora teria que recorrer com frequência ao serviço de descongestionamento, elevando os custos operacionais para todos os usuários da rede.