

O Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural - PIPE

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretora

Rio de Janeiro, RJ
2020

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



A Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



Sobre a Empresa de Pesquisa Energética - EPE



Empresa de Pesquisa Energética

Estabelecida em 2004, a **EPE** é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia.



A **EPE** tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.



A **EPE** possui escritório central no Rio de Janeiro/RJ com cerca de 370 funcionários.



As áreas de estudo da **EPE** envolvem energia elétrica, petróleo e seus derivados, gás natural, carvão mineral, energia nuclear, energias renováveis e eficiência energética.



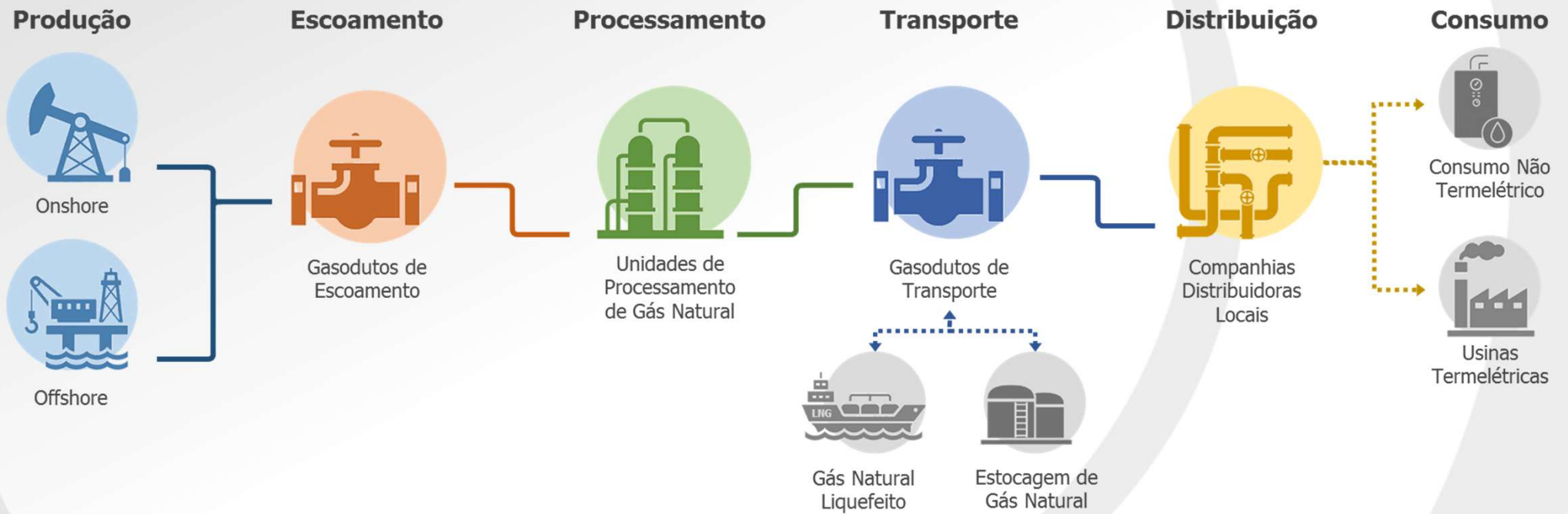
A **EPE** é integrante do CNPE - Conselho Nacional de Política Energética, com direito a voto.

O Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural - PIPE

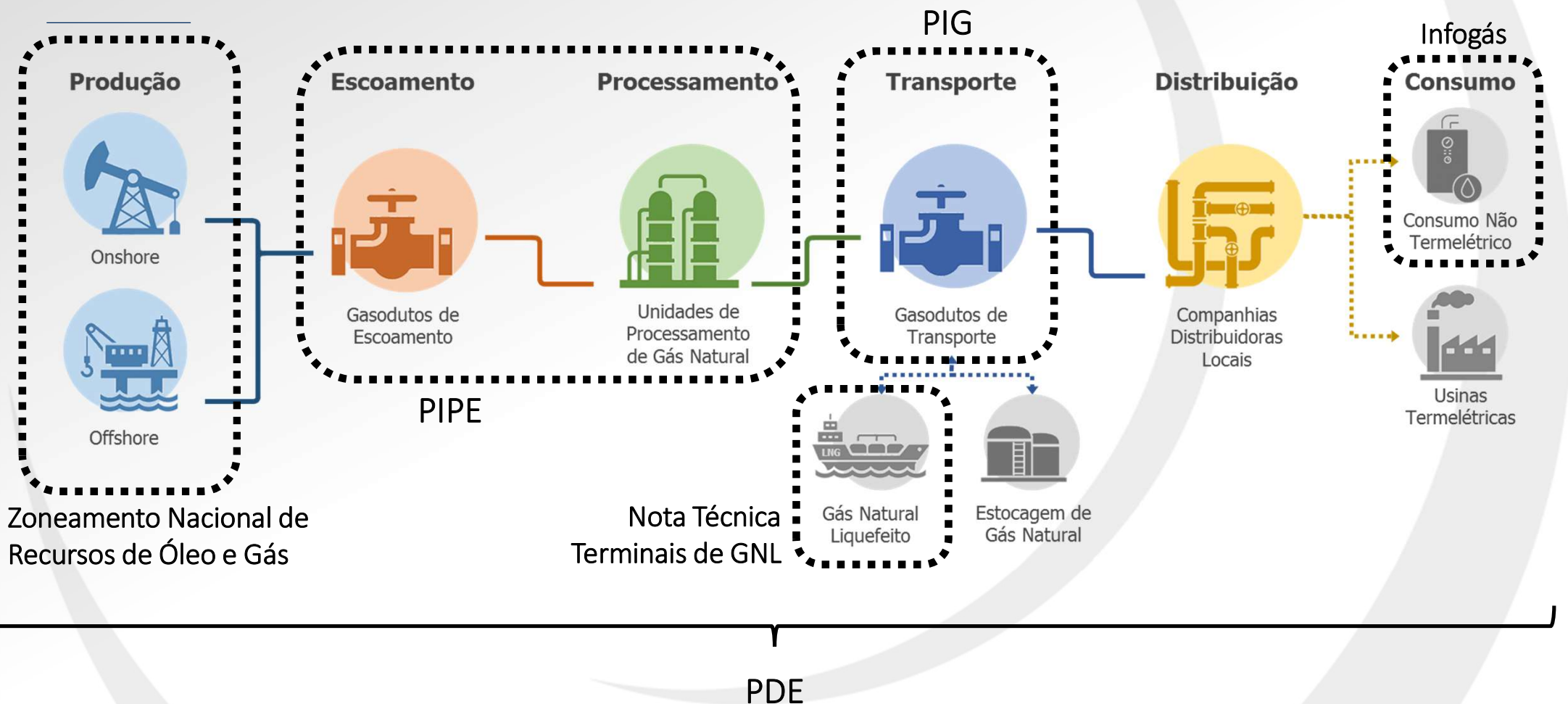
Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



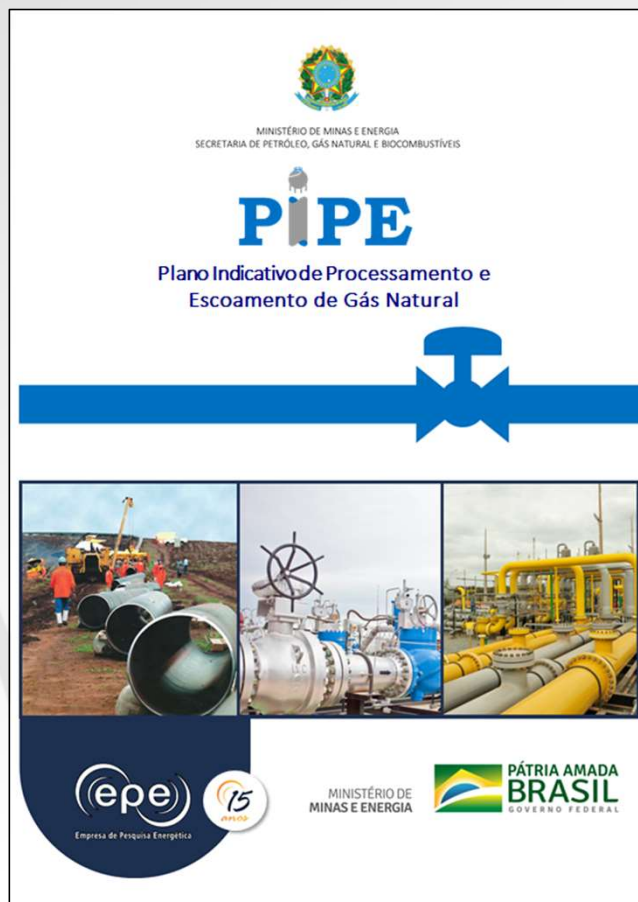
A cadeia de gás natural no Brasil



Alguns estudos/sistemas da EPE sobre a cadeia de gás natural



Plano Indicativo de Processamento e Escoamento de Gás Natural (PIPE)



O **PIPE** apresenta os **projetos de UPGNs e gasodutos de escoamento previstos e indicativos**, além de avaliar os impactos do desenvolvimento destes projetos em termos de **investimentos, empregos e arrecadação de royalties**.



Planejamento indicativo: traz informação sobre potenciais de produção líquida, capacidade de processamento, condicionantes socioambientais e propostas de traçados

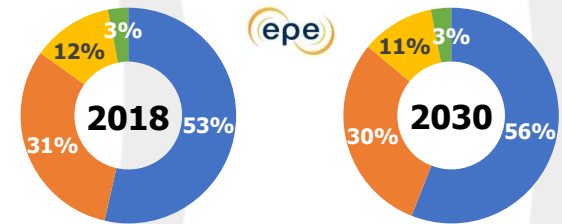
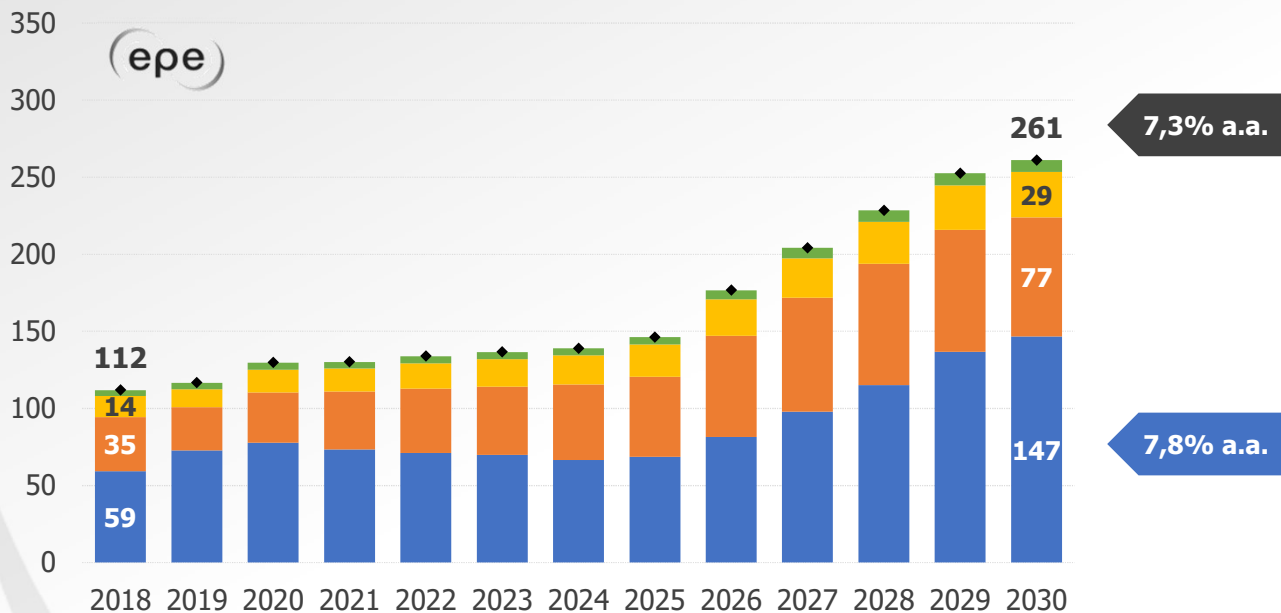
Contexto

- Um dos grandes desafios apontados para a monetização das descobertas de gás natural no Brasil, sobretudo no Pré-Sal, tem sido a falta de uma ampla infraestrutura.
- EPE prevê que a produção líquida nacional de gás natural pode passar de um volume de 59 milhões de m³/dia em 2018 para 147 milhões de m³/dia em 2030.
- **Principais condutores do crescimento da produção de gás natural:**
 - **Pré-Sal:** Bacias de Campos e Santos
 - **Pós-Sal:** Bacia de Sergipe-Alagoas
 - **Terrestre:** Bacias do Recôncavo e do Solimões
- Aumento na oferta de GN não absorvida pela malha existente ou planejada

Previsão da produção bruta e líquida de gás natural

Produção de Gás Natural
milhões m³/d

■ Produção Líquida ■ Injeção ◆ Produção Bruta
■ Consumo em E&P ■ Queima e Perdas



Principais condutores do crescimento da produção de gás natural:

- **Pré-Sal:** Bacias de Campos e Santos
- **Pós-Sal:** Bacia de Sergipe-Alagoas
- **Terrestre:** Bacias do Recôncavo e do Solimões

Fonte: EPE

Infraestrutura existente de gás natural no Brasil

Principais números da infraestrutura de gás natural no Brasil

9.409 km gasodutos de transporte

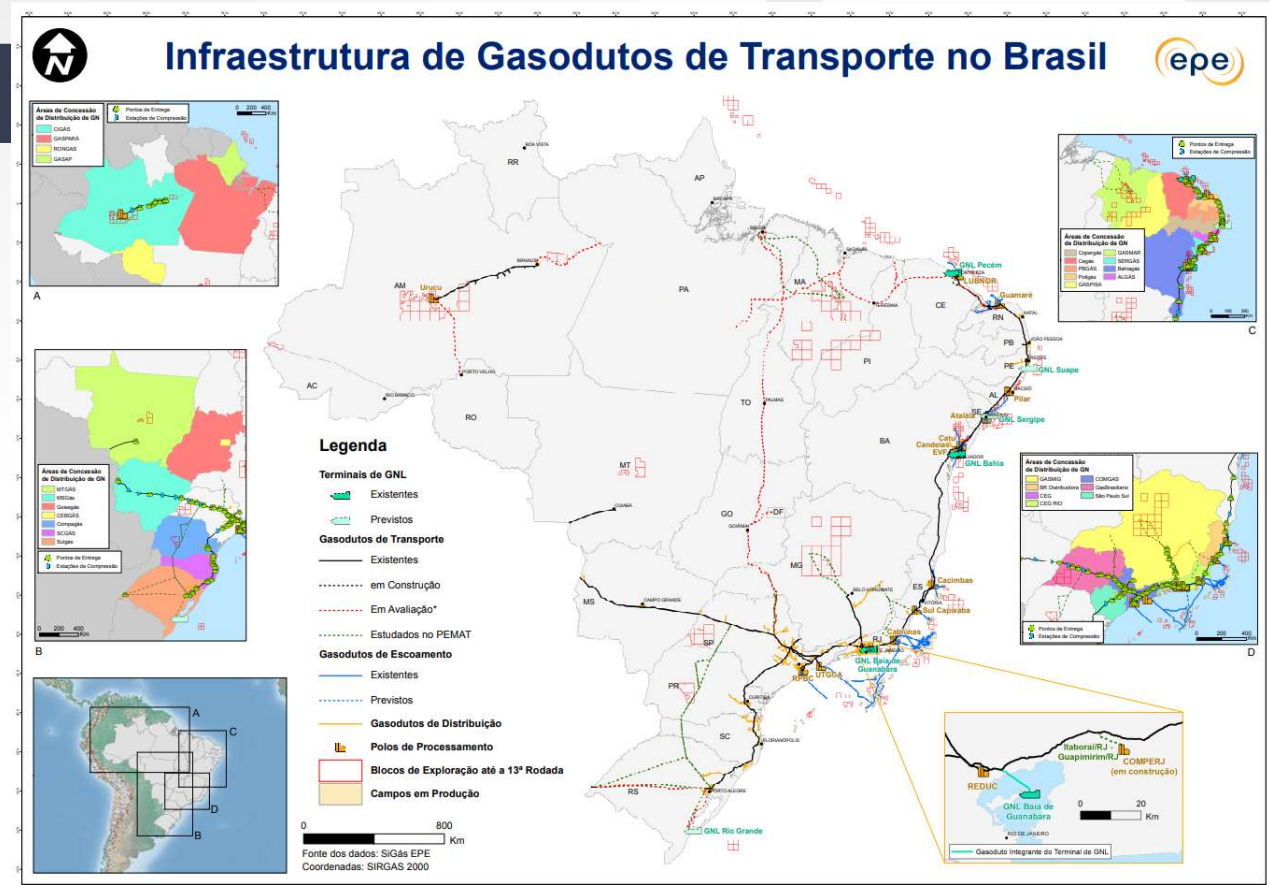
187 pontos de entrega (*citygates*)

33 estações de compressão

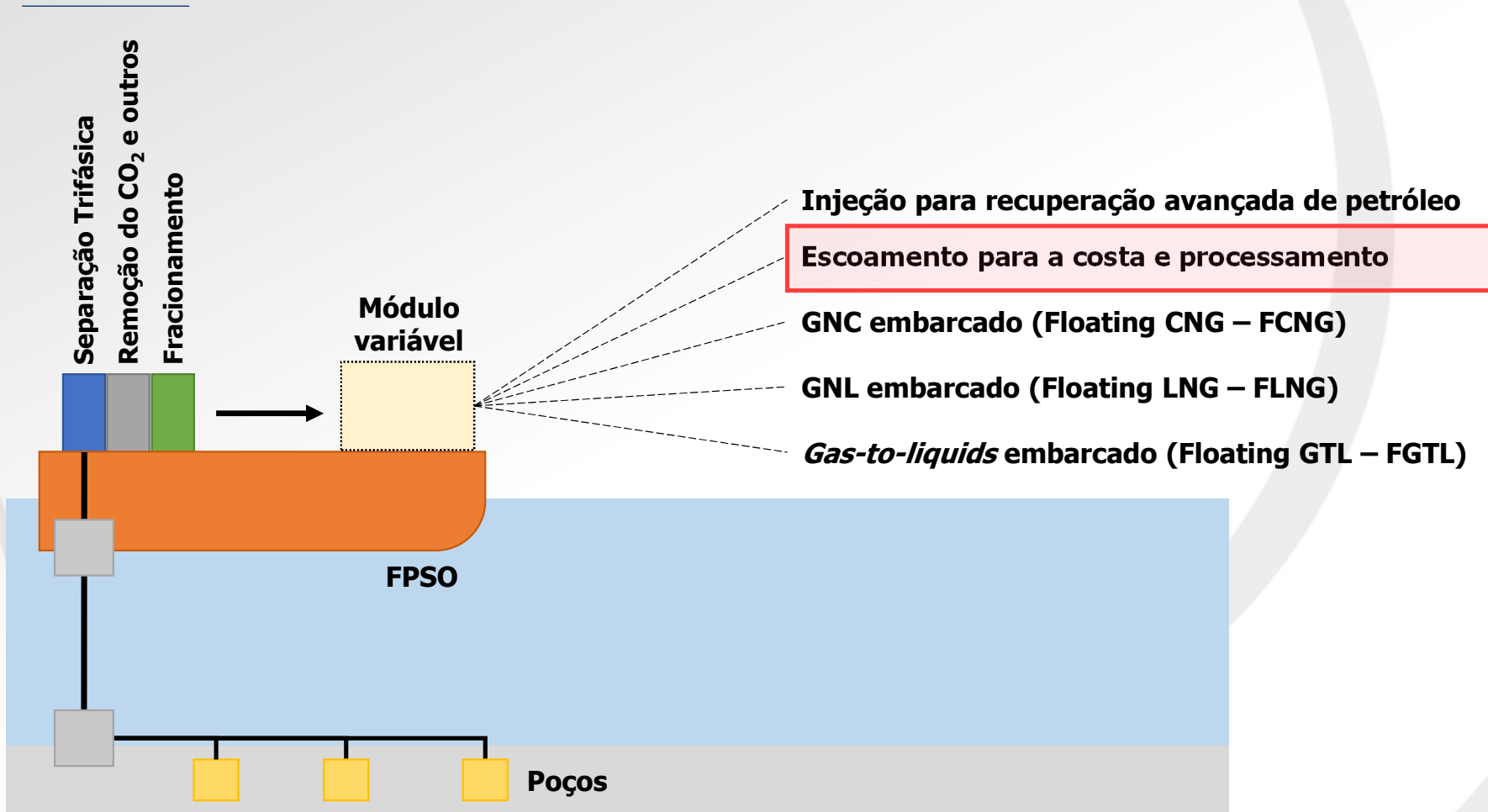
14 plantas de processamento
(96 milhões m³/d)

3 terminais de regaseificação de GNL
(47 milhões m³/d)

Disponível em
www.epe.gov.br



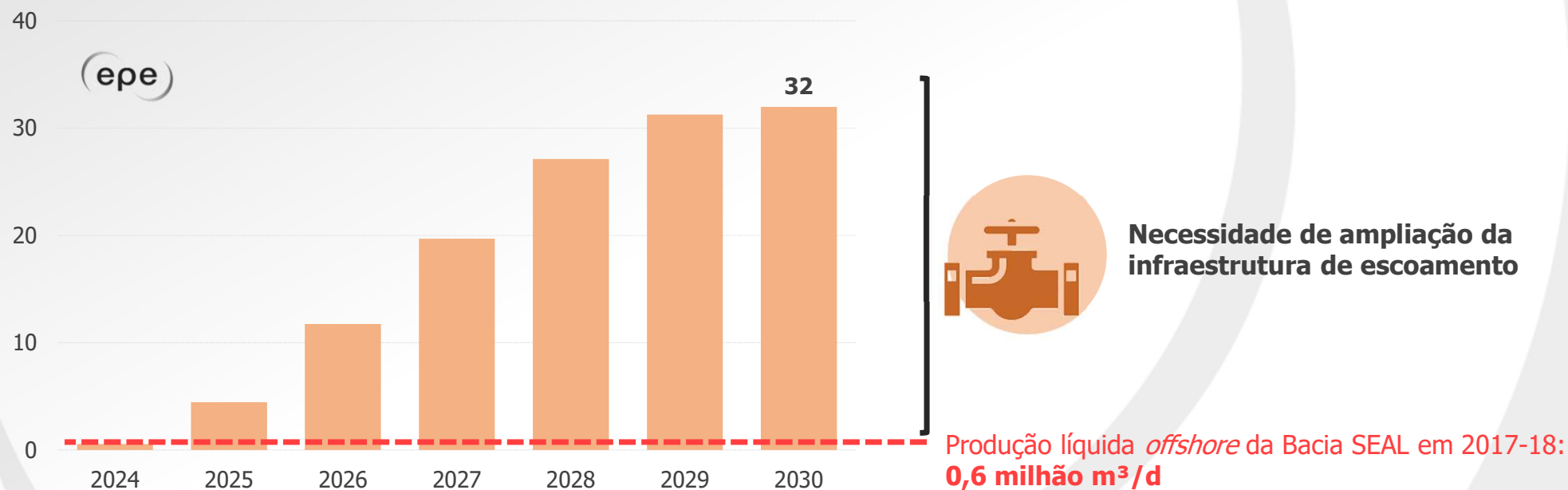
Alternativas de monetização do gás natural offshore



Previsão da produção líquida de gás natural da Bacia de Sergipe-Alagoas

Produção Líquida de Gás Natural da Bacia de Sergipe-Alagoas

milhões m³/d

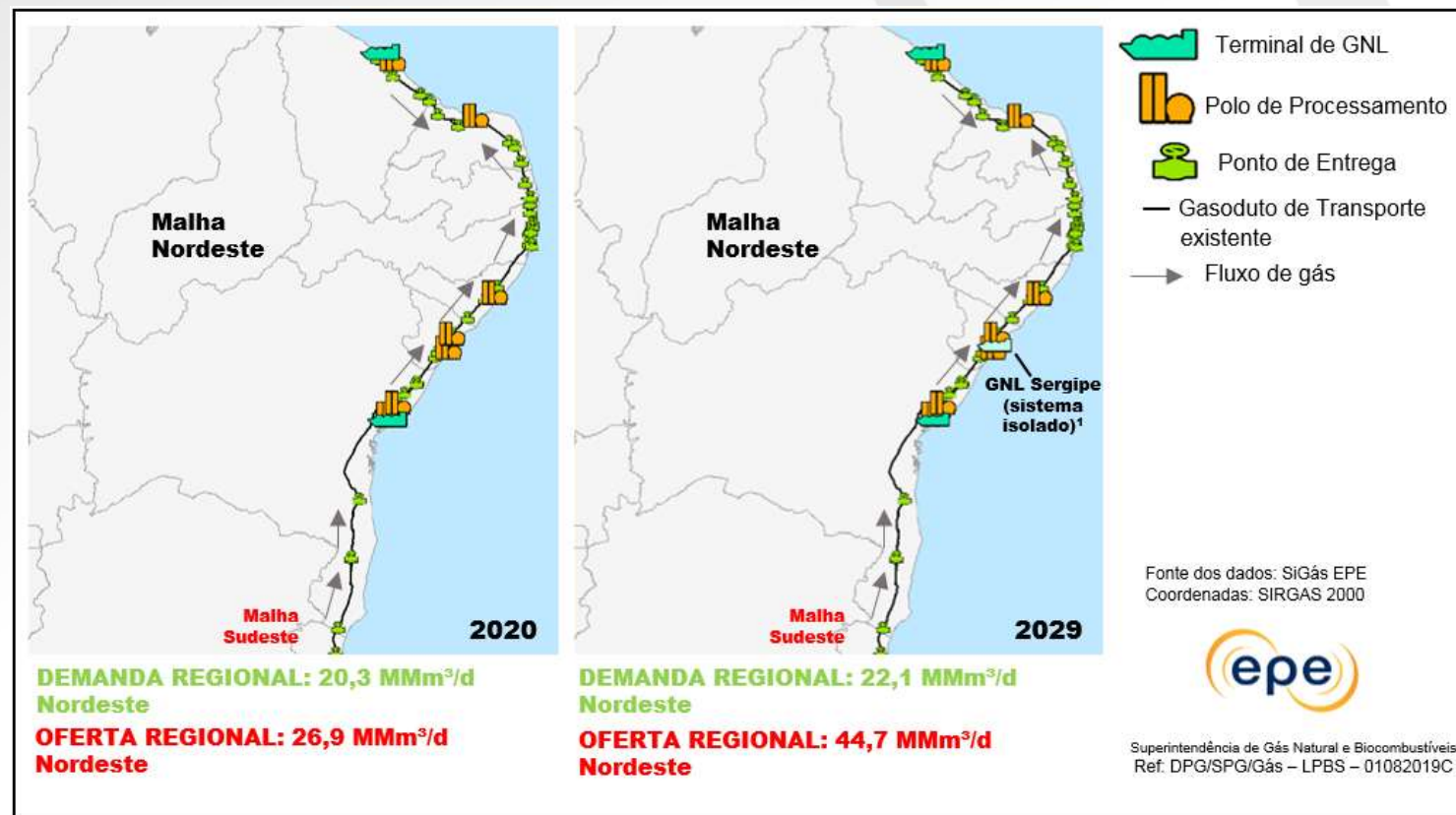


Fonte: EPE

Simulação

Malha Nordeste

- Saldo positivo de gás natural devido aos maiores volumes provenientes do Pós-Sal na Bacia de Sergipe-Alagoas.
- Oportunidade de oferta para novas demandas térmicas e não térmicas.

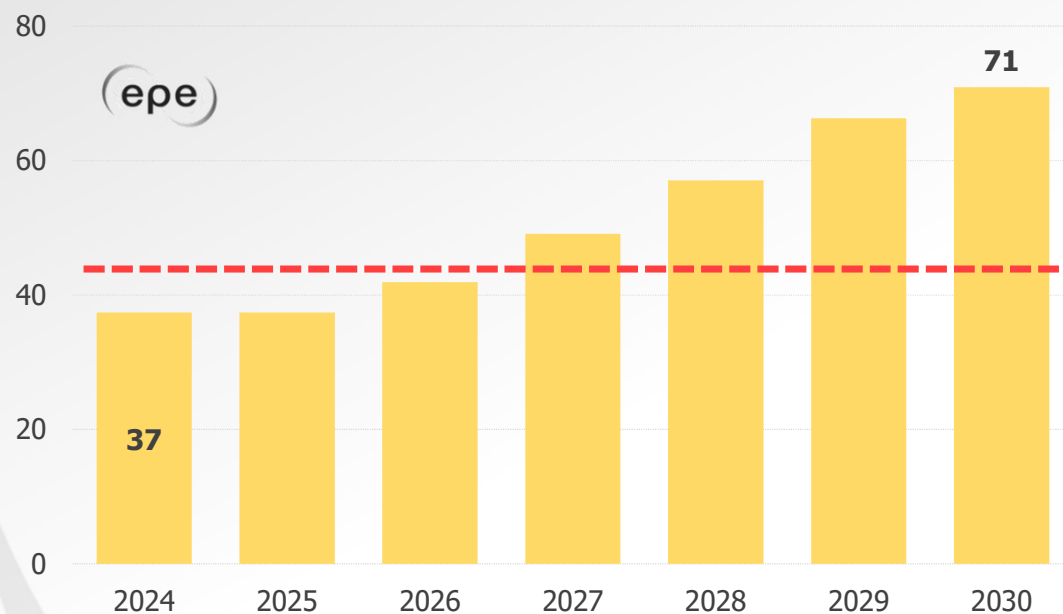


Nota: ¹ O terminal de GNL de Barra dos Coqueiros/SE e a termelétrica associada ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.

Previsão da produção líquida de gás natural do pré-sal

Produção Líquida de Gás Natural do Pré-Sal
milhões m³/d

■ Pré-sal



Necessidade de ampliação da infraestrutura de escoamento

Limite de capacidade das Rotas 1, 2 e 3:
44 milhões m³/d

Fonte: EPE

Principais gasodutos de escoamento em operação e em construção nos campos do pré-sal

Em operação:

Rota 1:

Bacia de Santos – Caraguatatuba/SP

Capacidade: 10 MMm³/d
(possibilidade de ampliação)

Rota 2:

Bacia de Santos – Cabiúnas/RJ

Capacidade: 16 MMm³/d
(autorizado para 20 MMm³/d)

Em construção:

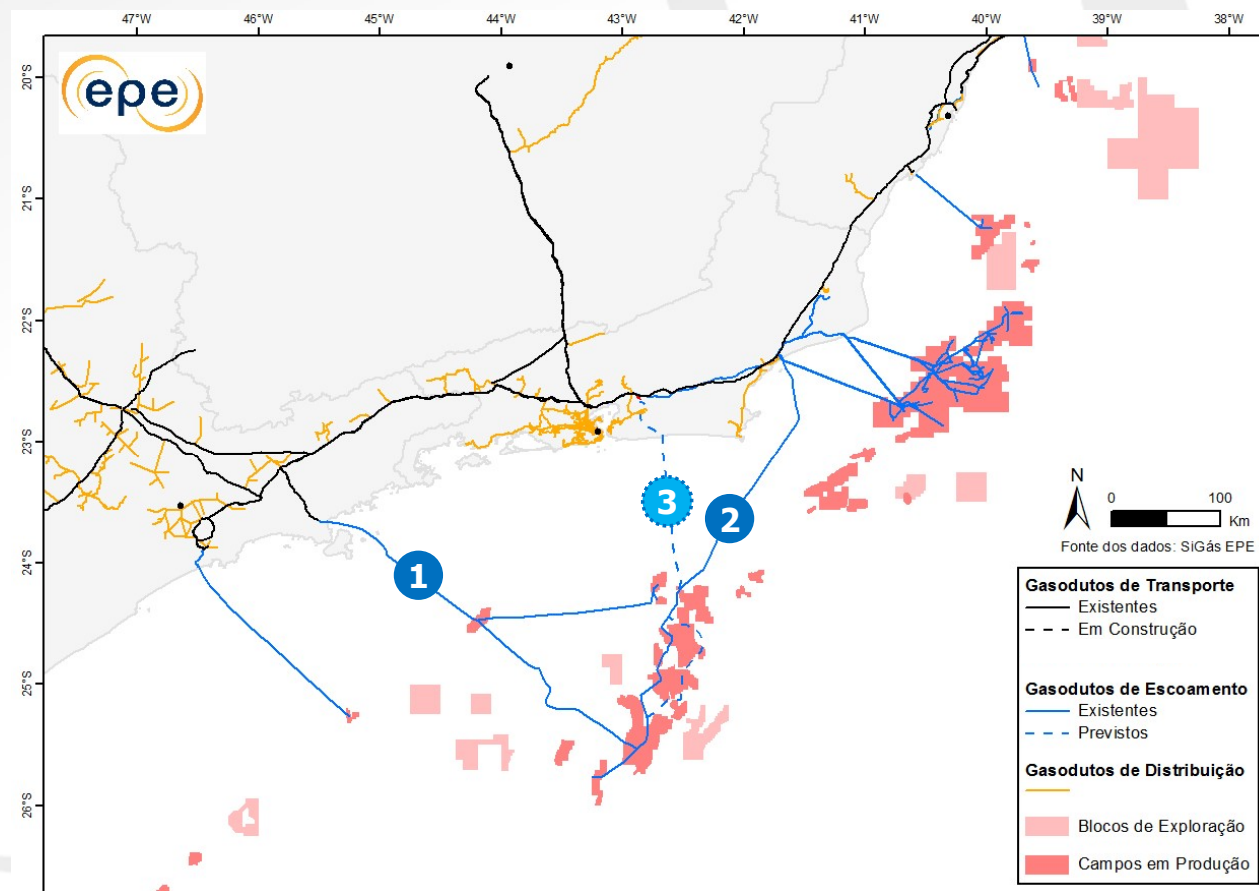
Rota 3:

Bacia de Santos – Itaboraí/RJ

Capacidade: 18 MMm³/d
Previsão de conclusão: 2020
Investimento: R\$ 6 bilhões

Capacidade de escoamento em
operação e em construção

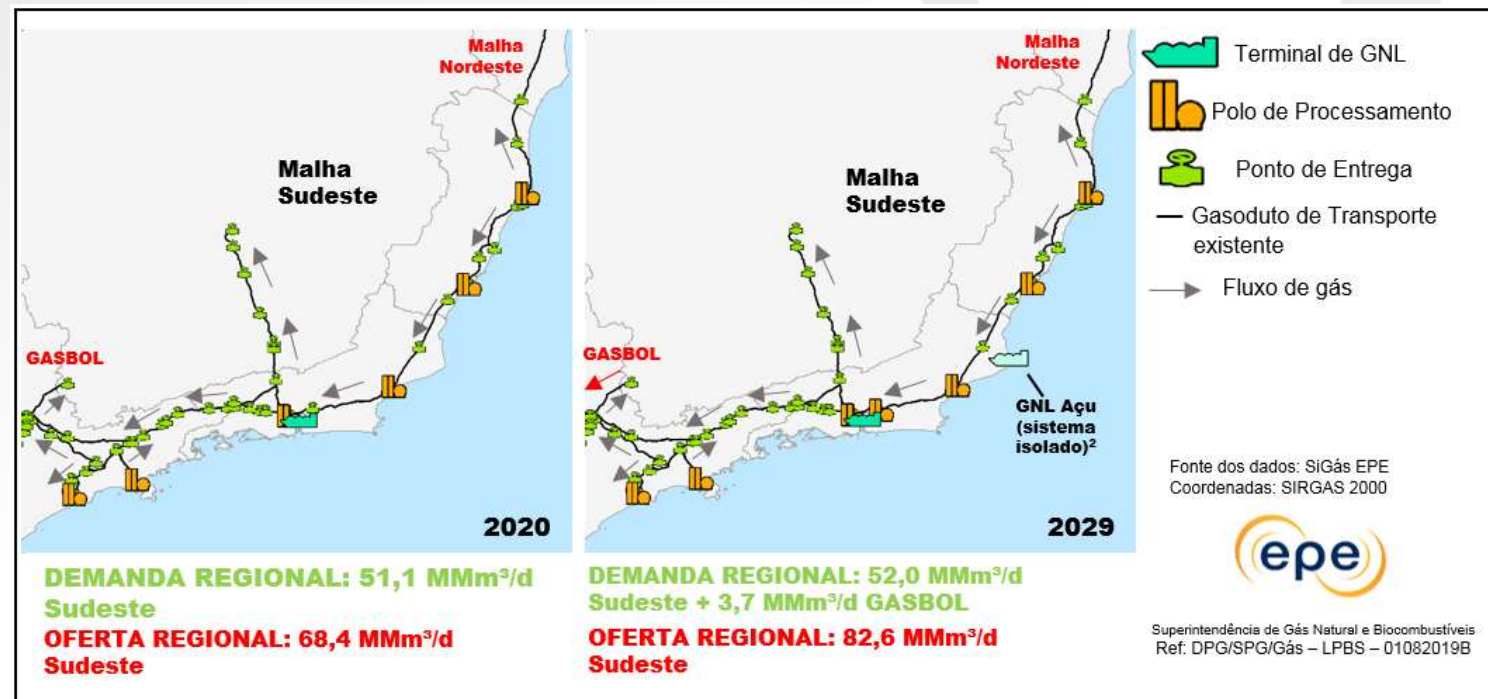
44
MMm³/d



Simulação

Malha Sudeste

- Saldo positivo de gás natural devido a novas ofertas provenientes do Pré-Sal nas Bacias de Campos e Santos.
- Oportunidade de oferta para novas demandas térmicas e não térmicas.

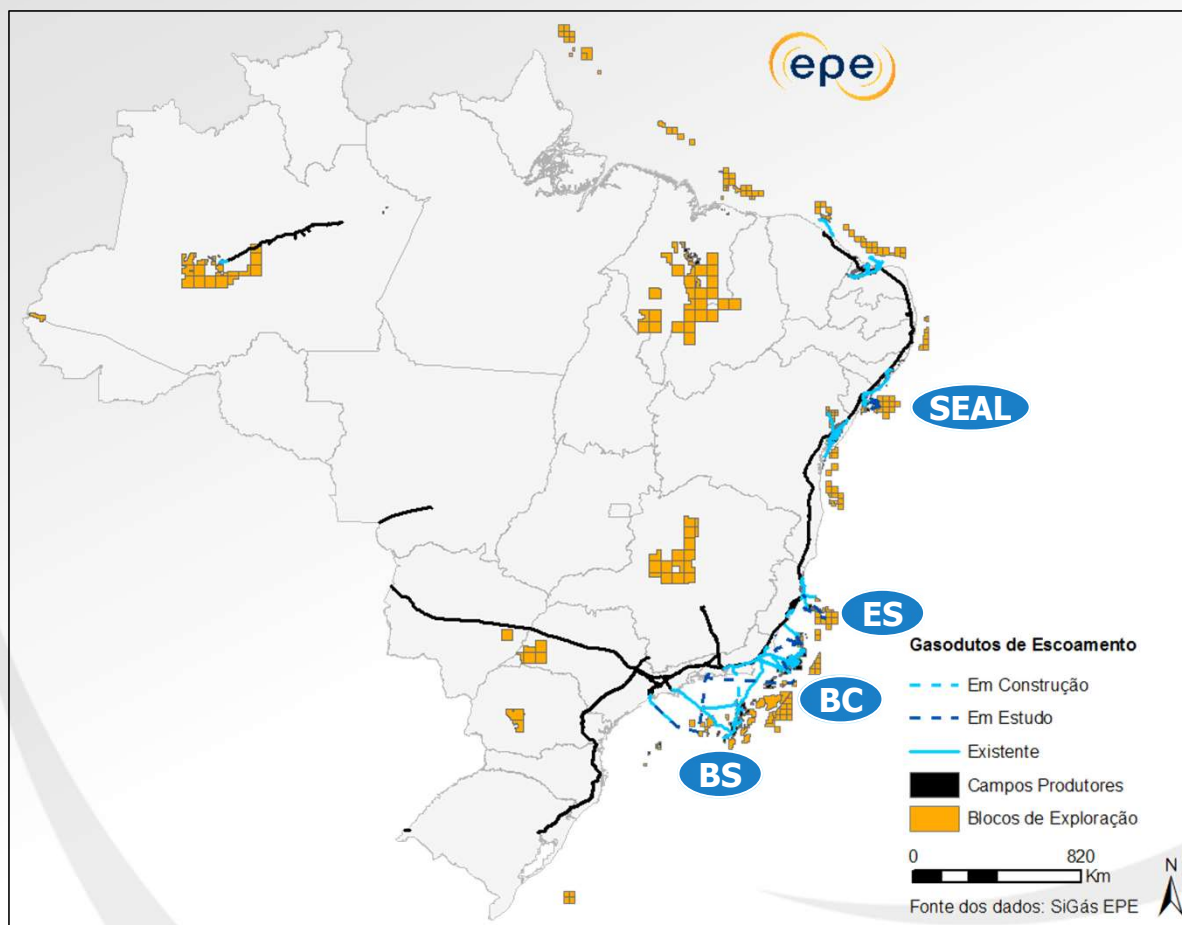


Nota: ² O terminal de GNL de São João da Barra/RJ e as termelétricas associadas ao mesmo não foram levados em conta na simulação da malha integrada, por se tratarem de sistema isolado.

Metodologia dos Estudos



Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural (PIPE)



Alternativas de gasodutos de escoamento estudados no PIPE

Bacias de Santos e Campos (pré-sal)

- 4a** Rota 4a: Bacia de Santos – Cubatão/SP
- 4b** Rota 4b: Bacia de Santos – Porto de Itaguaí/RJ
- 5a** Rota 5a: Bacia de Campos – Porto do Açu/RJ
- 5b** Rota 5b: Bacia de Campos – TEPOR/RJ
- 5c** Rota 5c: Bacia de Campos – Porto de Itaguaí/RJ
- 6a** Rota 6a: Bacia de Campos – Porto Central/ES
- 6b** Rota 6b: Bacia de Campos – Porto do Açu/RJ

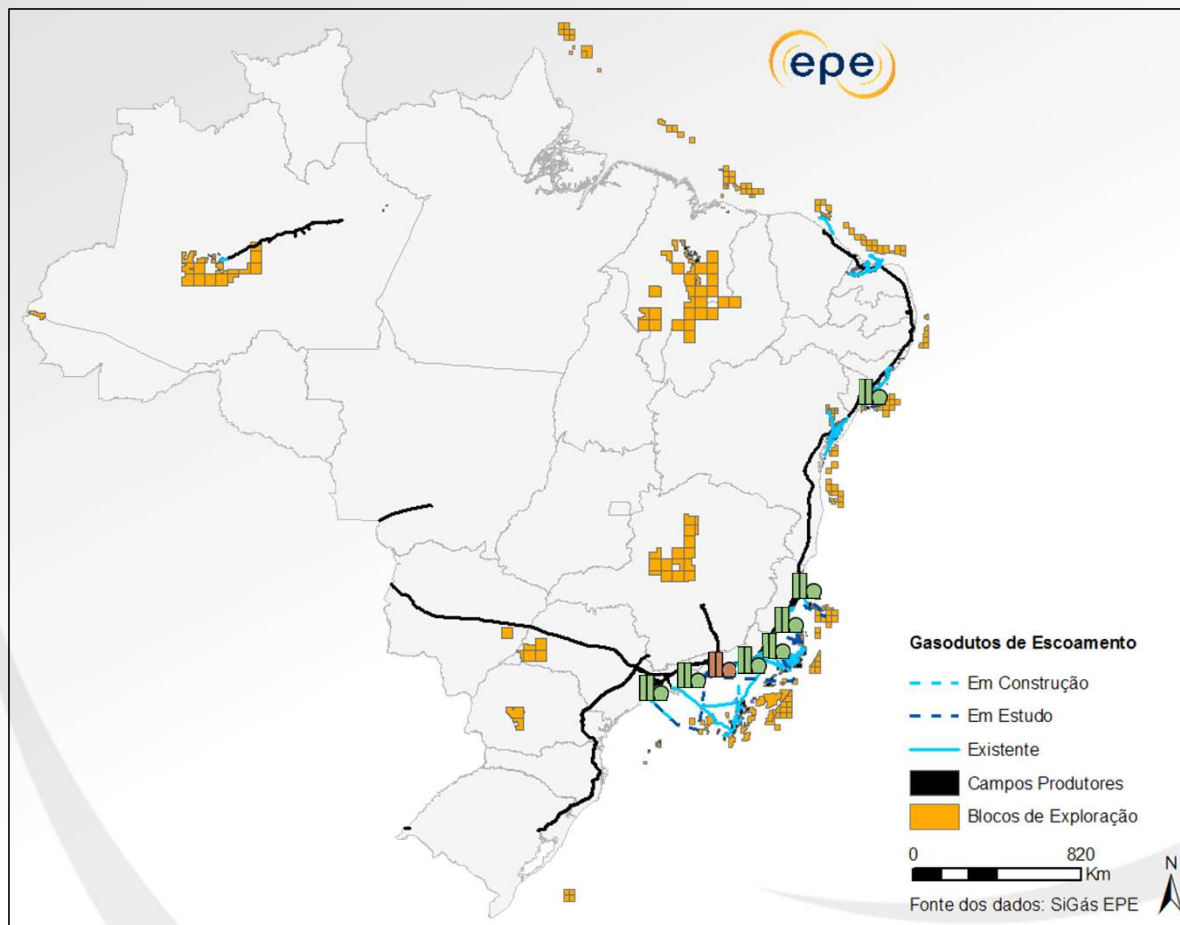
Bacia do Espírito Santo-Mucuri (pós-sal)

- A** Alternativa A: Bacia ES-Mucuri – Porto Imetame/ES
- B** Alternativa B: Bacia ES-Mucuri – UPGN Cacimbas/ES

Bacia de Sergipe-Alagoas (pós-sal)

- A** Alternativa A: Bacia SEAL – UPGN Atalaia/SE
- B** Alternativa B: Bacia SEAL – Porto de Sergipe/SE

Plano Indicativo de Processamento e escoamento de Gás Natural (PIPE)



Alternativas de UPGNs estudadas no PIPE

Novas UPGNs previstas

Itaboraí/RJ
Capacidade: 21 Mm³/d CAPEX: R\$ 2,4 bi

Novas UPGNs indicativas

Barra dos Coqueiros/SE
Capacidade: 20 Mm³/d CAPEX: R\$ 3,5 bi

Porto Imetame/ES
Capacidade: 12 Mm³/d CAPEX: R\$ 2,6 bi

Porto Central/ES
Capacidade: 12 Mm³/d CAPEX: R\$ 2,6 bi

Porto do Açú/RJ
Capacidade: 12 Mm³/d CAPEX: R\$ 2,6 bi

TEPOR, Macaé/RJ
Capacidade: 12 Mm³/d CAPEX: R\$ 2,6 bi

Porto de Itaguaí/RJ
Capacidade: 12 ou 20 Mm³/d CAPEX: R\$ 2,6 ou 3,5 bi

Cubatão/SP
Capacidade: 20 Mm³/d CAPEX: R\$ 3,5 bi

Gasodutos estudados nas Bacias de Santos e Campos (pré-sal)

Alternativas estudadas:

Rota 4a:

Bacia de Santos – Cubatão/SP

Extensão: 291 km CAPEX: R\$ 4,6 bi

Rota 4b:

Bacia de Santos – Porto de Itaguaí/RJ

Extensão: 299 km CAPEX: R\$ 4,9 bi

Rota 5a:

Bacia de Campos – Porto do Açu/RJ

Extensão: 199 km CAPEX: R\$ 3,5 bi

Rota 5b:

Bacia de Campos – TEPOR/RJ

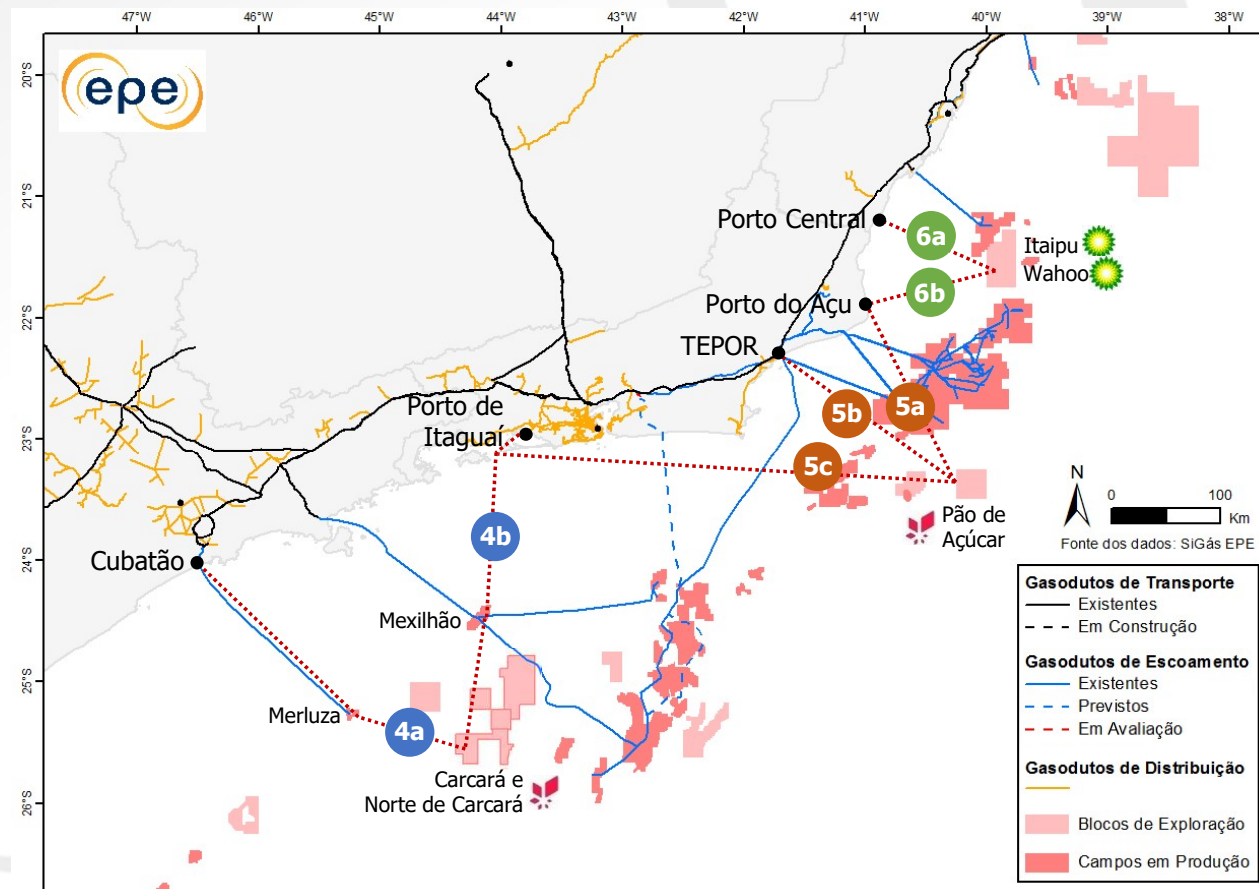
Extensão: 200 km CAPEX: R\$ 3,4 bi

Rota 5c:

Bacia de Campos – Porto de Itaguaí/RJ

Extensão: 421 km CAPEX: R\$ 5,2 bi

* O CAPEX considera data-base de junho de 2019, câmbio de R\$ 4,20/US\$, margem de incerteza de -50% a +100%, e não inclui os custos com *riser*, compressor e UPGN.

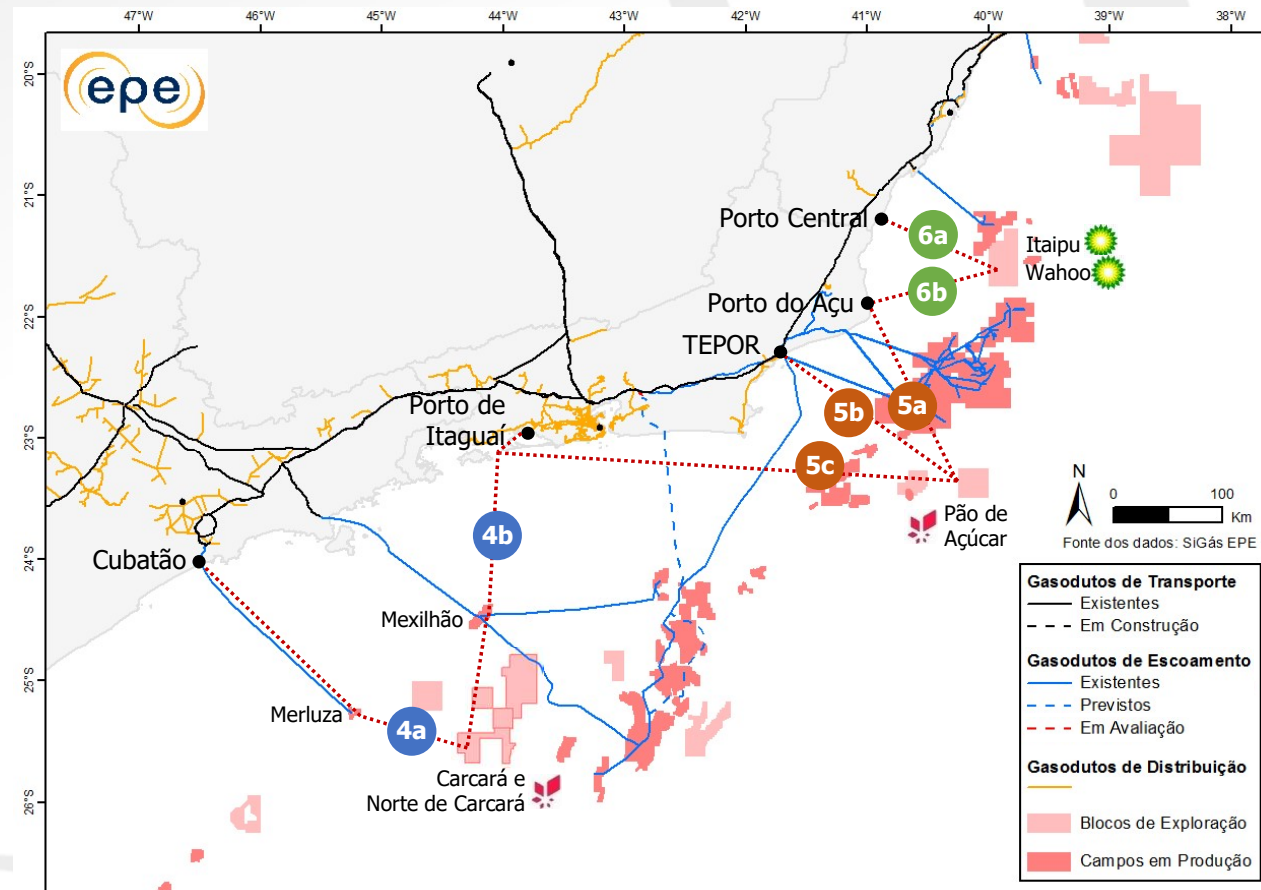


Gasodutos estudados nas Bacias de Santos e Campos (pré-sal)

Alternativas estudadas:

Rota 6a:
Bacia de Campos – Porto Central/ES
Extensão: 119 km CAPEX: R\$ 2,5 bi

Rota 6b:
Bacia de Campos – Porto do Açu/RJ
Extensão: 118 km CAPEX: R\$ 2,5 bi



* O CAPEX considera data-base de junho de 2019, câmbio de R\$ 4,20/US\$, margem de incerteza de -50% a +100%, e não inclui os custos com *riser*, compressor e UPGN.

Gasodutos estudados na Bacia do Espírito Santo-Mucuri

Alternativas estudadas:

Alternativa A:

Bacia ES-Mucuri – Porto Imetame/ES

Aracruz/ES

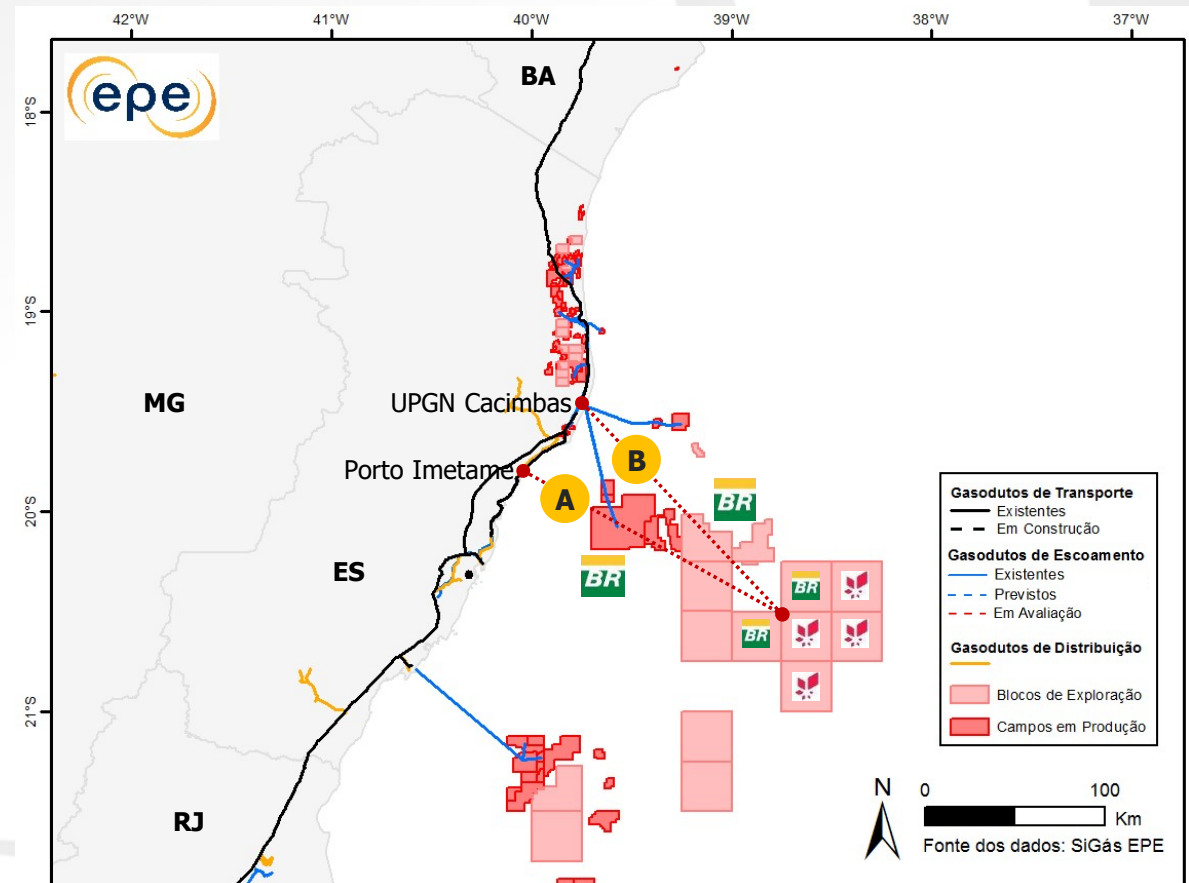
Extensão: 155 km CAPEX: R\$ 3,1 bi

Alternativa B:

Bacia ES-Mucuri – UPGN Cacimbas/ES

Linhares/ES

Extensão: 157 km CAPEX: R\$ 3,1 bi



* O CAPEX considera data-base de junho de 2019, câmbio de R\$ 4,20/US\$, margem de incerteza de -50% a +100%, e não inclui os custos com *riser*, compressor e UPGN.

Gasodutos estudados na Bacia de Sergipe-Alagoas

Alternativas estudadas:

Alternativa A:

Bacia SEAL – UPGN Atalaia/SE

Aracaju/SE

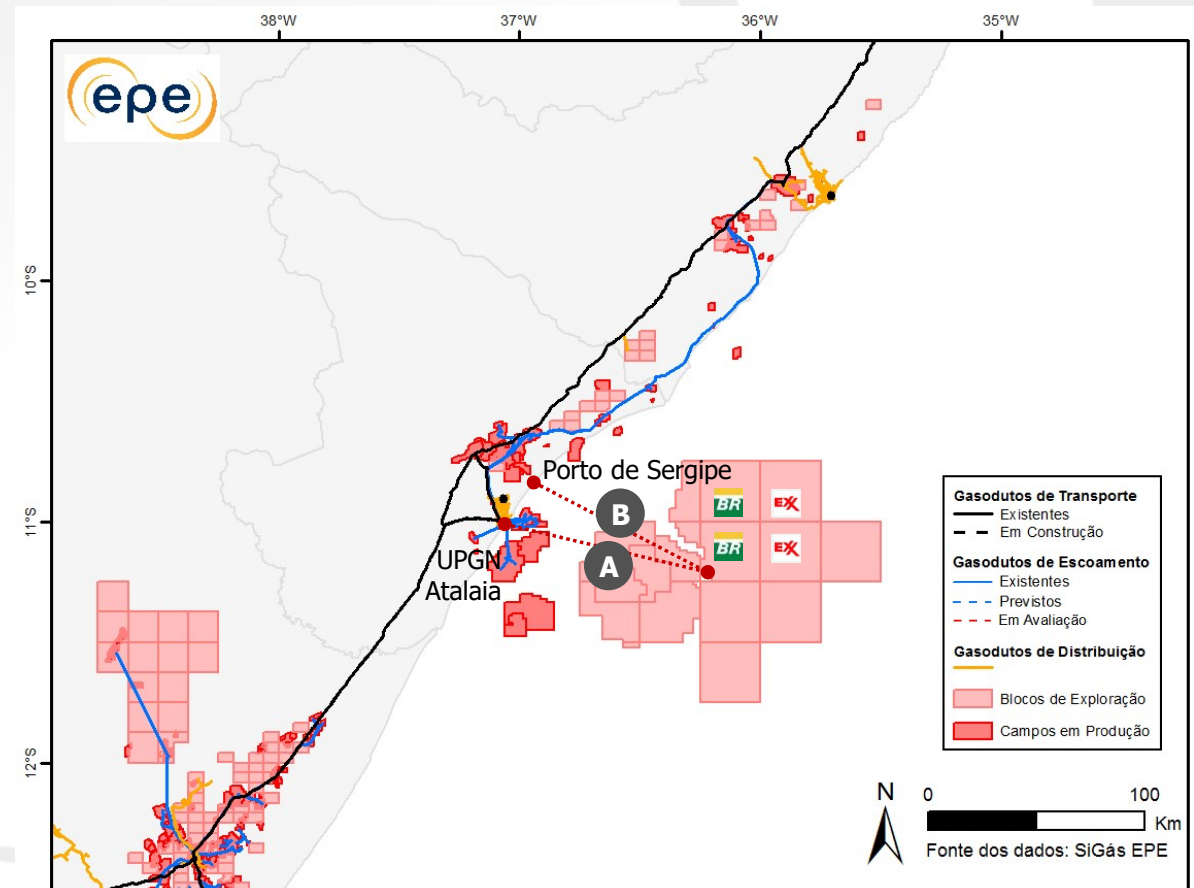
Extensão: 106 km CAPEX: R\$ 3,1 bi

Alternativa B:

Bacia SEAL – Porto de Sergipe/SE

Barra dos Coqueiros/SE

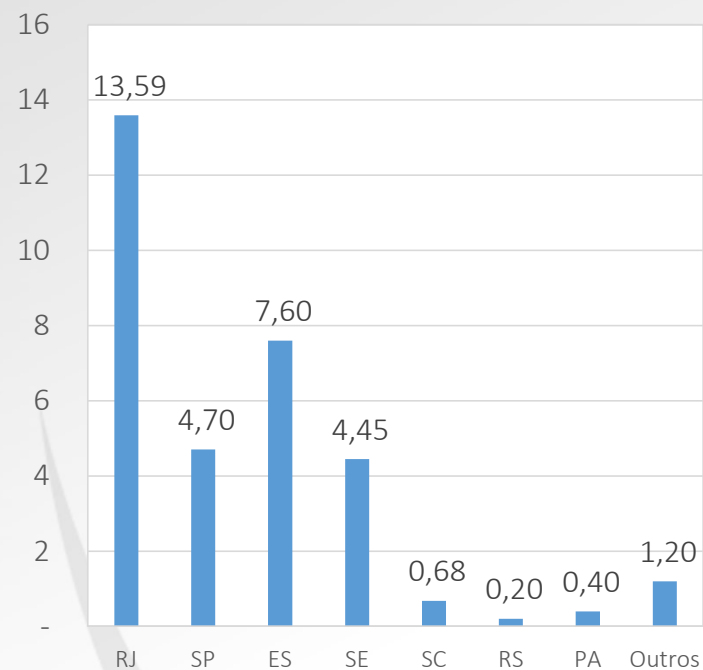
Extensão: 96 km CAPEX: R\$ 3,0 bi



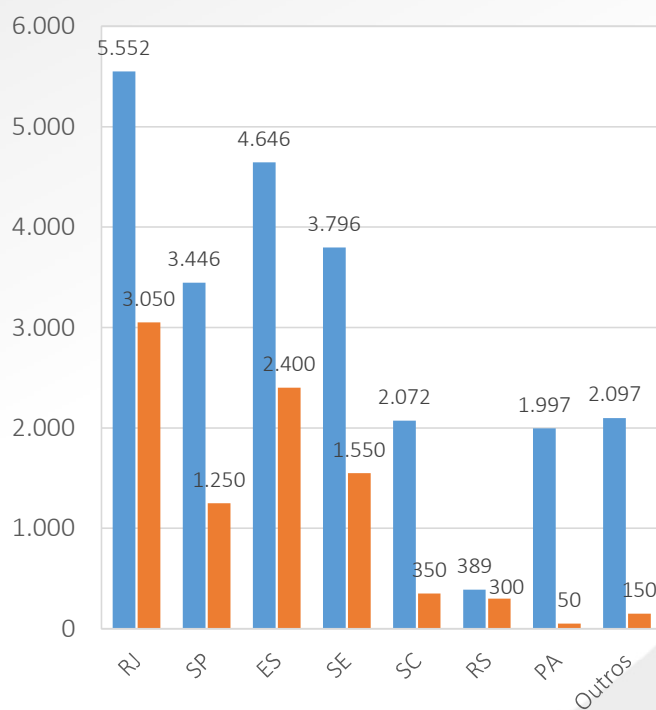
* O CAPEX considera data-base de junho de 2019, câmbio de R\$ 4,20/US\$, margem de incerteza de -50% a +100%, e não inclui os custos com riser, compressor e UPGN.

Potencial de Investimentos, Empregos, Arrecadação

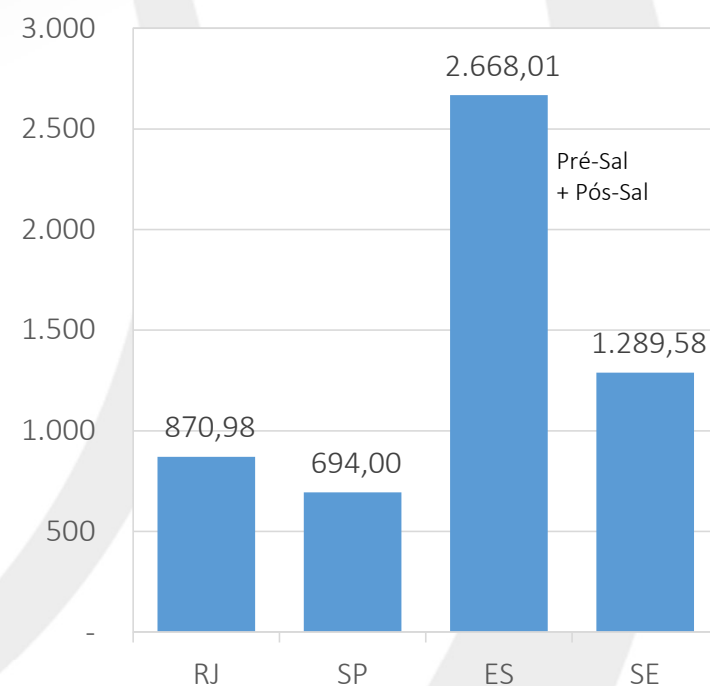
Investimentos (R\$ bi)



■ Máximo de empregos durante a construção
■ Empregos durante a operação



Variações na Arrecadação de ICMS (milhões de R\$/ano)



* Inclui gasodutos de escoamento e transporte, UPGNs, terminais de GNL; para maiores detalhes, acesse o relatório completo "Propostas para o Mercado Brasileiro de Gás Natural" em: <http://www.mme.gov.br/documents/36112/491930/2.+Relat%C3%B3rio+Comit%C3%AA+de+Promo%C3%A7%C3%A3o+da+Concorr%C3%Aancia+vfinal+10jun19.pdf/2379cc7f-f6b7-8ba0-72db-1278e7d252ca>

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia



Panorama do setor de gás natural



Entrada de novos agentes em diversos elos da cadeia

3 terminais de GNL e 1 UPGN já estão sendo construídos por novos agentes



Aumento na produção nacional de petróleo e gás natural

Grandes volumes *offshore*, numerosos projetos com menores volumes *onshore*



Investimentos, empregos, arrecadação (federal, estadual, municipal)

Milhares de empregos na construção, empregos especializados na operação



Complementariedade com as fontes renováveis

Térmicas a gás natural para situações de sazonalidade, intermitência e *backup*

Resumo dos projetos estudados



5 projetos de gasodutos de escoamento ligados a UPGNs (11 opções)

Podem trazer novos volumes de oferta firme de gás natural e derivados



Investimentos potenciais totalizam cerca de R\$ 40 bilhões, em 4 Estados brasileiros (RJ, SP, ES e SE).



Potencial de gerar cerca de 8 mil postos de trabalho na fase de construção e 6 mil empregos firmes na fase de operação.



Arrecadação adicional de royalties estimada em cerca de R\$ 2 bilhões por ano



Projetos analisados de forma indicativa, estimativas de ordem de grandeza

Decisões cabem aos investidores; incerteza nos custos de -50% a +100%

O que mudou com a Covid?



A implementação de novos gasodutos de escoamento e de novas UPGNs dependerá das decisões estratégicas dos produtores de gás natural quanto à monetização dos volumes produzidos.



Com os efeitos da Covid-19, é necessário avançar nas reformas para manter os projetos competitivos no Brasil; muitos deles estão sendo reavaliados frente aos novos condicionantes de demanda e preço.



Os preços de gás natural no mercado global estão diminuindo, e isto está sendo repassado aos consumidores nacionais, porém os combustíveis alternativos também passaram por redução de preços, o que pode apresentar desafios à competitividade.



Produtores podem negociar a construção de infraestruturas conjuntas para aproveitar economias de escala, ou empresas independentes podem construir tais infraestruturas e vender serviços de escoamento e/ou processamento aos produtores. BNDES está prevendo linhas de financiamento.

Próximos passos



Atualização do Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte (PIG)

Novas alternativas de gasodutos de transporte (*previsão: 2020*)



Atualização do Plano Indicativo de Processamento e Escoamento (PIPE)

Atualização dos volumes e áreas produtoras (*previsão: 2021*)



Estudo de tecnologias para monetização *onshore* e *offshore*

Pequenos volumes podem ser aproveitados por GNC, GNL, GTL, GTW, GTC, etc



Continua o acompanhamento do Novo Mercado de Gás

Tramitação do PL 6.407/2013, Harmonização nos Estados, TCC Petrobras/Cade

Heloisa Borges Esteves

Diretora de Estudos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

heloisa.esteves@epe.gov.br

Avenida Rio Branco, 1 - 11º andar
20090-003 - Centro - Rio de Janeiro

www.epe.gov.br



/epe.brasil



epe_brasil



@epe_brasil



/EPEBrasil

Empresa de Pesquisa Energética
Ministério de Minas e Energia

