

## II.3. ANÁLISE DAS ALTERNATIVAS

### II.3.1 Alternativas Locacionais

Diante da necessidade de ampliação da capacidade de escoamento do gás natural associado à produção de petróleo do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos, inicialmente, na fase conceitual do projeto, foram analisadas as possíveis alternativas de recebimento e processamento do gás natural, oriundo do Polo Pré-Sal. A definição da unidade recebedora levou em consideração os aspectos técnicos, como capacidade da unidade recebedora (incluindo área e infraestrutura disponíveis em cada unidade), conexão com a malha de transporte de gás e distância entre área produtora e a unidade recebedora; bem como, os aspectos ambientais, como interferência em Unidades de Conservação e em outras áreas protegidas, necessidade de supressão de vegetação e interferência/incômodo à população local.

Observando-se os aspectos técnicos referente à capacidade de recebimento e processamento das unidades e terminais atualmente em operação, foram identificadas as seguintes opções locacionais:

- TEFRA - Terminal Marítimo de São Francisco do Sul (São Francisco do Sul/SC);
- RPBC - Refinaria Presidente Bernardes (Cubatão/SP);
- UTGCA - Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (Caraguatatuba/SP);
- TECAB - Terminal de Cabiúnas (Macaé/RJ).

A localização geográfica das unidades e dos terminais pode ser observada na **Figura II.3.1-1**, apresentada a seguir.



  
\_\_\_\_\_  
Coordenador da Equipe



  
\_\_\_\_\_  
Técnico Responsável

EIA  
PBS4A

Revisão 01  
08/2012

**Figura II.3.1-1 – Mapa das alternativas locacionais estudadas – Terminais (A3)**



  
Coordenador da Equipe



  
Técnico Responsável

EIA  
PBS4A

Revisão 01  
08/2012



  
\_\_\_\_\_  
Coordenador da Equipe



  
\_\_\_\_\_  
Técnico Responsável

EIA  
PBS4A

Revisão 01  
08/2012

### **A) Terminal Marítimo de São Francisco do Sul – TEFTRAN (SC)**

O TEFTRAN está localizado na Ilha de São Francisco e tem a finalidade de receber petróleo de navios por monobóia e transferir por oleodutos submarinos até o terminal, armazenar no terminal e transferir petróleo bruto pelo Oleoduto Santa Catarina-Paraná (Ospar), para a Refinaria do Paraná (Repar).

A análise elaborada identificou a existência de área disponível para a instalação de uma nova unidade de processamento e tratamento para receber o gás proveniente do Pré-sal. No entanto, essa operação demandaria modificações no processo existente no terminal, que não possui infraestrutura para o recebimento, tratamento, processamento, estocagem e escoamento de produtos oriundos da produção de gás natural.

O gasoduto marítimo, que interligaria o pré-sal ao terminal, apresentaria uma extensão de aproximadamente 500 km. Para sua construção, seria necessário desenvolver tecnologias ainda não dominadas pela empresa e, provavelmente, ainda seria preciso a implantação de uma plataforma no meio do gasoduto para minimizar problemas com o escoamento do gás.

Ainda seria necessária a construção de aproximadamente 40 km de gasoduto, na parte terrestre, para a interconexão do terminal com a malha transportadora de gás (GASBOL – Gasoduto Bolívia/Brasil), culminando com a abertura de nova faixa. Vale ressaltar que o terminal está localizado em uma área sensível, muito próximo da Baía da Babitonga e do Parque Estadual Acaraí, uma Unidade de Conservação representativa da Mata Atlântica.

### **B) Refinaria Presidente Bernardes – Cubatão – RPBC (SP)**

Atualmente, a RPBC recebe o gás natural proveniente dos campos de Merluza e Lagosta, com capacidade de tratamento de 2,3 MMm<sup>3</sup> de gás por dia. A planta atual da refinaria além não comportar ampliações na unidade de gás natural (UGN) existente também não dispõe de área disponível para construção de uma nova unidade.

Complementarmente, foi avaliado que a distância aproximada entre o polo de produção e a RPBC seria de aproximadamente 400 km e que esse gasoduto, embora compartilhando a faixa do gasoduto Merluza, atravessaria o Parque Estadual da Serra do Mar (PESM) e passaria por áreas de expressiva densidade populacional, nos municípios de Praia Grande, São Vicente e Cubatão.

Quanto à interligação com a malha de transporte existente, a faixa de dutos que transporta os derivados de petróleo para o planalto do estado de São Paulo encontra-se limitada, o que demandaria o desenvolvimento de nova faixa, atravessando a Serra do Mar.

### **C) Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato – UTGCA (SP)**

Atualmente, a Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA) encontra-se em fase de licenciamento para adequação do processamento de gás, de forma a viabilizar o recebimento, através do gasoduto Lula-Mexilhão (gasoduto já instalado), do gás natural oriundo do campo de Lula (do Pré-Sal da Bacia de Santos). Através desta adequação, a UTGCA estará apta a receber até 10 MM m<sup>3</sup>/dia de gás natural do Polo Pré-Sal da Bacia de Santos.

Para receber também o gás natural produzido no Polo Pré-Sal (além dos 10 MM m<sup>3</sup>/dia citados), a UTGCA precisaria ter sua capacidade de processamento ampliada. Para a interligação entre o Polo produtor e a unidade de tratamento seria necessário um novo gasoduto marítimo (de aproximadamente 360 km de extensão) e a implantação de uma nova faixa de gasoduto (GASTAU 2, aproximadamente 100 km) para escoamento do gás natural da UTGCA até o mercado consumidor, uma vez que a faixa existente GASTAU (Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté) dispõe de capacidade de escoamento de gás limitada, atualmente, em 20 MMm<sup>3</sup>/dia.

### **D) Terminal de Cabiúnas - TECAB (RJ)**

O Terminal de Cabiúnas compreende, atualmente, o principal ponto de recepção de gás produzido na Bacia de Campos. No entanto, as projeções atuais indicam, no longo prazo, um declínio nas curvas de produção de gás oriundas dos

campos da Bacia de Campos, reduzindo o volume processado na unidade. Assim, a alocação de parte da produção de gás natural do polo pré-sal da Bacia de Santos no TECAB, manteria a demanda de processamento e exportação de gás desse Terminal. Além disso, o TECAB passou por recente ampliação de sua capacidade em função dos projetos associados ao PLANGAS (Plano de Antecipação da Produção de Gás). Esta alternativa, portanto, viabiliza a plena utilização da capacidade de processamento já instalada no TECAB, sendo necessária uma ampliação de 5,4 MM de m<sup>3</sup>/dia na capacidade de processamento para receber o potencial de escoamento de gás natural do gasoduto do Rota Cabiúnas, que é de 13 MM de m<sup>3</sup>/dia. Esta ampliação está contemplada no processo de licenciamento nº E-07/505.510/2010, referente ao requerimento de licença prévia para a ampliação da capacidade de processamento do Terminal de Cabiúnas, cuja licença prévia foi expedida dia 09/08/2011, conforme deliberação da Comissão Estadual de Controle Ambiental – CECA, publicado no Diário Oficial do Estado do Rio de Janeiro de 15/08/2011.

Outro fator positivo para utilização desse terminal é que, mesmo estando localizado na Zona de Amortecimento do Parque Nacional da Restinga de Jurubatiba (PARNA), será compartilhada a faixa de duto já existente (Gasoduto Enchovão), a qual apresenta vegetação já alterada, não havendo necessidade de abertura de nova faixa ou de desapropriações.

A seguir é apresentado quadro-resumo (**Quadro II.3.1-1**) com as alternativas de unidades que poderiam receber o gás oriundo do Pré-sal, indicando as principais características de cada uma, dentre elas a distância aproximada da área produtora, as Unidades de Conservação e outras áreas sensíveis próximas, área e infraestrutura disponíveis.

**Quadro II.3.1-1 - Unidades que poderiam receber o gás oriundo do Polo Pré-sal da Bacia de Santos.**

Unidade Receptora do Gás	Distância Aproximada do Campo de Cernambi (km)	Disponibilidade de área	Infraestrutura existente	Faixa existente X Nova Faixa	Ligação com a malha terrestre de transporte de gás	Unidades de Conservação e outras áreas sensíveis
TEFRAN	500	Sim	Necessidade de modificação de processo	Parte em faixa existente (GASBOL) e parte em nova faixa	Necessidade de construção de 40 km (Trecho Terrestre) até chegar ao GASBOL	Parque Estadual Acaraí Baía da Babitonga
RPBC	400	Não	Necessidade de ampliação	Parte em faixa existente (gasoduto Merluza) e parte em nova faixa	Faixa atual insuficiente, portanto necessidade de desenvolvimento de nova faixa	Parque Estadual da Serra do Mar (PESM)
UTGCA	360	Não	Necessidade ampliação	Parte em faixa existente (GASMEX) e parte em nova faixa (GASTAU 2)	Faixa atual insuficiente, portanto necessidade de desenvolvimento de nova faixa	Parque Estadual da Serra do Mar (PESM)
TECAB	360	Sim	Necessidade de ampliação	Faixa de duto já existente (Gasoduto Enchovão), com vegetação alterada	Já disponível - GASDUC III e GASCAV	PARNA Restinga de Jurubatiba Arquipélago de Santana

Comparando-se as principais características de alternativa, considerando-se os aspectos técnicos, ambientais e econômicos optou-se pela construção de um gasoduto interligando o Polo Pré Sal na Bacia de Santos ao Terminal de Cabiúnas em Macaé (RJ).

A proposta de alocação desta nova oferta de gás do Polo Pré-Sal no TECAB levou em consideração, a pré-existência da infraestrutura do mesmo, bem como, o porte do parque de processamento e exportação do terminal, que se encontra em fase de ampliação por conta dos projetos associados ao PLANGAS (Plano de Antecipação da Produção de Gás), além da possibilidade de compartilhando a faixa de dutos já existente, que se inicia na praia e segue paralela ao Parque Nacional da Restinga de Jurubatiba, por aproximadamente 5 km, cruzando uma ferrovia desativada e as rodovias RJ-178 e RJ-106, até a chegar ao Terminal, minimizando desta forma, uma serie de impactos típicos associados a fase de instalação deste tipo de empreendimento, a exemplo de abertura de faixa de servidão e supressão vegetal.

Outro fator que influenciou a decisão de envio desta nova oferta de gás para o TECAB, foi o fato que o mesmo recebe os entroncamentos entre o sistema de transporte TECAB-REDUC (Refinaria Duque de Caxias), - que foi ampliado com a implantação do gasoduto GASDUC III (Gasoduto REDUC-Cabiúnas), e o sistema GASENE (Interligação das Malhas de Gasodutos do Sudeste-Nordeste).

Além disso, corroborou para este processo decisório a possibilidade de aproveitamento da infraestrutura de processamento e exportação do sistema TECAB-REDUC, uma vez que se estima que as curvas de produção de gás da Bacia de Campos tendem ao declínio ao longo da próxima década, o que permitirá o processamento e exportação da nova oferta de gás do Polo Pré-Sal, sem grandes adequações, a exemplo do aproveitamento da infraestrutura de suprimento de etano e propano para o Polo Gás-Químico.

A partir do estabelecimento do TECAB como terminal receptor, foram estudadas três alternativas de chegada do gasoduto ao continente, conforme ilustradas nas **Figuras II.3.1-2 e II.3.1-3**, a saber:

- Alternativa 1: Praia de Rio das Ostras

- Alternativa 2: Praia do Lagomar
- Alternativa 3: Barra do Furado

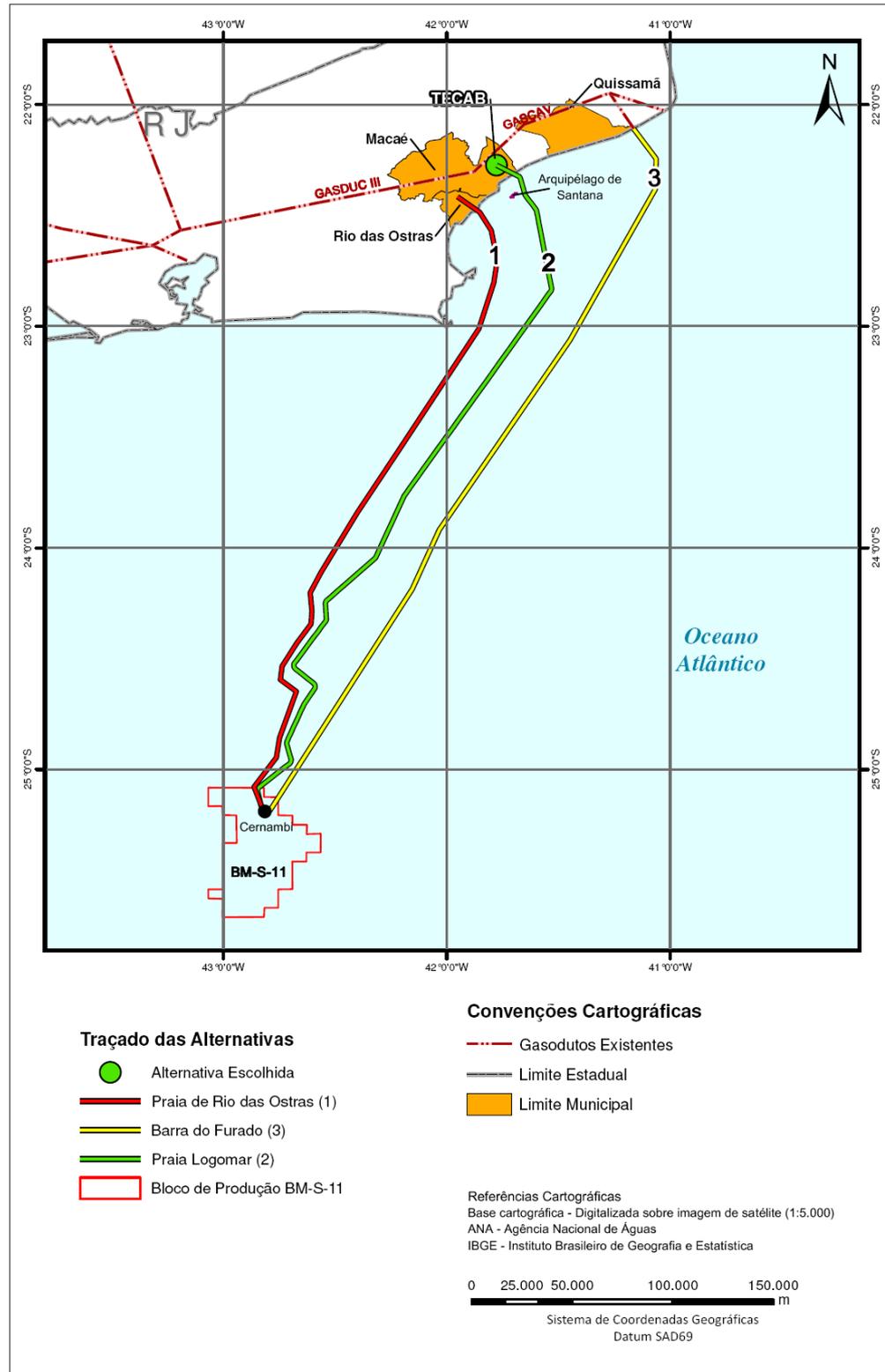


Figura II.3.1-2 – Alternativas de chegada do gasoduto ao continente.

**Figura II.3.1-3 – Mapa das alternativas locacionais terrestre (A3)**



  
Coordenador da Equipe

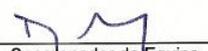


  
Técnico Responsável

EIA  
PBS4A

Revisão 01  
08/2012



  
Coordenador da Equipe



  
Técnico Responsável

EIA  
PBS4A

Revisão 01  
08/2012

A seguir apresenta-se a descrição de cada uma das alternativas de chegada do gasoduto ao continente.

### **Alternativa 1: Praia de Rio das Ostras**

Para o desenvolvimento dessa alternativa, seria necessária a implantação de um traçado marítimo interligando o campo de produção do Pré-sal ao município de Rio das Ostras (RJ), conforme exposto na **Figura II.3.1-2**. Esse traçado, embora menos extenso que os outros apresentados, estaria localizado mais próximo à costa, podendo interferir principalmente nos municípios de Armação dos Búzios (RJ), Cabo Frio (RJ) e Arraial do Cabo (RJ), áreas de intensa atividade turística, onde também está localizado o Parque Estadual Costa do Sol.

Esse parque é instrumento fundamental para o desenvolvimento econômico sustentável da região, assegurando um espaço público para o lazer, a recreação e a manutenção da biodiversidade para as atuais e futuras gerações. Nessa área está concentrado grande número de ilhas, como por exemplo Ilha dos Franceses (Arraial do Cabo, RJ), Ilha do Papagaio (Cabo Frio, RJ), Ilha da Âncora (Armação dos Búzios, RJ) e muitas outras, conforme descrito no Decreto nº 42.929, de 18 de abril de 2011.

O trecho terrestre dessa alternativa tem início no município de Rio das Ostras (RJ), na praia conhecida como Mar do Norte, nas coordenadas E=206.902 e N=7.515.635 (Datum Sad69, MC 39). A partir daí, o traçado segue com rumo predominante Noroeste, cruzando a rodovia RJ-106 (Amaral Peixoto), e após cerca de 7 km encontra com a faixa de dutos existente Cabiúnas/Reduc – Variante OSDUC II, a qual foi utilizada recentemente para a instalação do gasoduto GASDUC III. O traçado continua com o mesmo rumo aproximado (NE) por essa faixa e suas variantes, por uma distância aproximada de 16,5 km, cruzando a rodovia RJ-168, o Rio Macaé, canais e a rodovia municipal MC-001, até chegar ao TECAB. Esta alternativa está representada através de uma linha vermelha na **Figura II.3.1-3**.

Desse modo, para aplicação dessa alternativa seria necessária a construção de uma nova faixa, de aproximadamente 7 km, com início na praia Mar do Norte. Essa praia é o balneário mais afastado do município de Rio das Ostras (RJ), caracterizado por sua beleza cênica e relevância ecológica (ARIE de Itapebussus - Unidade de Conservação de Uso Sustentável), incluindo a faixa de restinga que seria interceptada pela nova diretriz (**Figura II.3.1-4**).



**Figura II.3.1-4** – Faixa de restinga (ARIE de Itapebussus) a ser transposta pelo duto e condomínio residencial em fase de construção.

Fonte: Petrobras, 2010.

Complementarmente, essa alternativa apresenta proximidade com núcleos residenciais (bairros, condomínios e loteamentos) na região urbana e periurbana dos municípios de Rio das Ostras (RJ) e Macaé (RJ) (**Figura II.3.1-5**), o que implicaria em incômodo à população de aproximadamente 7 núcleos residenciais, incluindo a realização de travessias de estruturas viárias importantes nos municípios de Rio das Ostras e Cabiúnas, a exemplo da RJ 106, RJ 168 e a Estrada Municipal do Imbuuro, apresentada na figura abaixo.



**Figura II.3.1-5** – Diretriz do GASDUC III, cruzando o Bairro da Ajuda, em Macaé.

Fonte: Petrobras, 2010.

## Alternativa 2: Praia do Lagomar

O traçado marítimo interligando o campo de produção ao município de Macaé (RJ) encontra-se em uma área mais afastada da costa dos municípios de Armação dos Búzios (RJ), Cabo Frio (RJ) e Arraial do Cabo (RJ). Na região desse traçado encontra-se o Arquipélago de Santana (**Figura II.3.1-2**).

Essa alternativa tem início no município de Macaé (RJ), no limite da praia (bairro Lagomar) e o PARNA - Parque Nacional da Restinga de Jurubatiba, nas coordenadas E=222.260 e N=7.531.060 (Datum Sad69, MC 39) onde já se encontram instalados o gasoduto Enchova/Cabiúnas (Enchovão) e o oleoduto para carregamento de navios em monobóia, desativado desde 1990. Segue por faixa existente com rumo aproximado Noroeste, por uma distância aproximada de 4,4 km cruzando com as rodovias RJ-178 e RJ-106 até chegar ao TECAB. Esta alternativa está representada por uma linha verde na **Figura II.3.1-3**

Esse traçado está inserido na zona de amortecimento do PARNA da Restinga de Jurubatiba, pertencente ao grupo das Unidades de Conservação de Proteção Integral. No entanto, a instalação desse traçado está prevista para acontecer integralmente em faixa existente (Gasoduto Enchovão), cuja extensão é de aproximadamente 4 km e que se encontra recoberta por

vegetação rasteira já alterada (**Figura II.3.1-6**). A interferência com habitats aquáticos e com a biota será reduzida nesta alternativa, considerando os poucos e diminutos corpos hídricos atravessados, sendo o Canal Macaé-Campos o mais representativo deles.



**Figura II.3.1-6** – Chegada da diretriz do gasoduto no continente, compartilhando faixa com o Gasoduto Enchovão. À direita PARNA da Restinga de Jurubatiba.

Fonte: Petrobras, 2010.

### Alternativa 3: Barra do Furado

A utilização dessa alternativa implica no desenvolvimento de um traçado marítimo interligando o campo de produção do Pré-sal ao município de Quissamã (RJ) (traçado amarelo, na **Figura II.3.1-2**). Esse traçado seria o mais extenso dentre os apresentados.

Esta alternativa tem seu ponto inicial no município de Quissamã (RJ), na Praia das Flexeiras, em nas coordenadas E=275495 e N=7553059 (Datum Sad69, MC39). Nesse trecho, encontram-se instalados os dutos provenientes das Plataformas da Bacia de Campos (GASCAB I, II e III e OCAB), próximos à Estação Barra do Furado.

A Praia das Flexeiras, juntamente com sua vizinha, Barra do Furado, e a Praia do João Francisco, formam o principal balneário de Quissamã, atraindo grande quantidade de turistas.

A partir da Estação de Barra do Furado, o duto segue por faixa existente no sentido Sudeste, acompanhando a rodovia RJ 196, atravessa o canal da lagoa da Ribeira, segue por uma distância de aproximadamente 67 km, sendo que, no trecho final, a faixa é compartilhada também pelo GASCAV. Ao seguir esse traçado, o gasoduto atravessa a referida rodovia e o município de Quissamã (RJ) (**Figura II.3.1-7**).



**Figura II.3.1-7** – Visão longitudinal da faixa, percorrendo núcleo urbano de Quissamã.

Fonte: Petrobras, 2010.

Cabe ressaltar a existência de vegetação de restinga margeando a faixa em alguns pontos, o que poderia implicar na supressão de algumas áreas se houver necessidade de alargamento da faixa (**Figura II.3.1-8**).



**Figura II.3.1-8** – Vegetação de restinga margeando a faixa.

Fonte: Petrobras, 2010.

O traçado segue em direção à cidade de Carapebus (RJ), percorrendo relevo mais ondulado e apresentando-se próximo ao núcleo urbano (**Figura II.3.1-9**). No presente trecho da faixa é possível observar remanescentes de vegetação nativa correspondentes à Floresta Estacional Semidecidual (**Figura II.3.1-10**) e trechos alagados (**Figura II.3.1-11**).



**Figura II.3.1-9** – Faixa próxima ao núcleo urbano de Carapebus

Fonte: Petrobras, 2010.



**Figura II.3.1-10** – *Fragmento de Floresta Estacional Semidecidual adjacente à faixa*

Fonte: Petrobras, 2010.



**Figura II.3.1-11** – *Área alagável transposta pela faixa de dutos.*

Fonte: Petrobras, 2010.

Por fim, o traçado segue na faixa do GASCAV até cruzar a rodovia RJ-106 e chegar seu destino final, o TECAB, na cidade de Macaé (RJ).

## Análise comparativa das alternativas de chegada do gasoduto ao continente

A seguir é apresentado um quadro comparativo das alternativas terrestres estudadas, ressaltando características relacionadas à extensão, número de municípios, rodovias, ferrovias, cursos d'água, os quais interferem significativamente nas decisões de ordem técnica e ambiental quando da escolha entre os traçados.

**Quadro II.3.1-2** – Alternativas de chegada ao TECAB apresentadas.

Características	Alternativa		
	Rio das Ostras (1)	Praia do Lagomar (2)	Barra do Furado (3)
Extensão total aproximada (km)	31	4	67
Extensão aproximada em faixa já existente (km)	24	4	67
Extensão aproximada em nova faixa (km)	7	0	0
Municípios atravessados (nº)	2	1	3
Rodovias estaduais interceptadas (nº)	3	2	3
Ferrovias interceptadas (nº)	1	1	1
Cursos d'água significativos interceptados (nº)	4	1	1
Bairro residencial próximo (nº)	8	1	Quissamã + Núcleo urbano de Carapebus

É possível concluir que a **Alternativa 1** (Rio das Ostras, RJ) é a única que apresenta necessidade de construção de uma nova faixa (aproximadamente 7 km), para interligação entre a praia do Mar do Norte e o GASDUC III (faixa já existente). Essa construção resultaria em desapropriações e interferência na paisagem, principalmente na faixa de restinga e na ARIE de Itapebussus. Também nessa região, inúmeros bairros residenciais estão se desenvolvendo

ao longo do traçado do GASDUC III, o que implicaria em maior incômodo à população local, seja pelo ruído da movimentação de máquinas, seja pela interferência nas principais vias disponíveis na região. Essas características tornam essa alternativa menos viável.

Para a **Alternativa 2** (Praia do Lagomar), ainda que a instalação do novo gasoduto se dê na zona de amortecimento de um Parque Nacional, ou seja, em uma Unidade de Conservação do Grupo de Proteção Integral, trata-se de uma faixa de dutos já existente, com aproximadamente 4 km de extensão, sendo essa a alternativa com menor extensão de traçado, o que favorece a sua escolha.

É pertinente destacar que mesmo estando a **Alternativa 3** (Barra do Furado) em faixa de duto já existente, ela se destaca pelo seu tamanho, 67 km. Toda essa extensão representa cruzamento com três municípios, envolvendo significativo número de intercepções com vias de acesso à região, áreas urbanas e população, o que a torna menos viável com relação às demais alternativas apresentadas.

Diante dos aspectos apresentados anteriormente, a alternativa ambientalmente mais favorável é, portanto, a **Alternativa 2** (Praia do Lagomar), sendo essa a escolhida para dar prosseguimento ao projeto de implantação do gasoduto.

Uma vez estabelecido ponto de chegada do gasoduto ao continente, se estabeleceu a diretriz da rota do trecho submarino do gasoduto, partindo do Polo Pré-Sal até ponto de chegada em Macaé. A diretriz da rota do gasoduto foi projetada a partir de determinadas premissas: i) garantia de estabilidade e integridade do duto durante a instalação e ao longo de sua vida útil; ii) evitar interferências com estruturas submarinas já existentes no fundo oceânico; iii) viabilidade técnica para o lançamento e mitigação de impactos ambientais potenciais.

## Análise comparativa das alternativas de traçado do gasoduto: Trecho Marítimo

Para melhor conhecer as feições de fundo, a caracterização dos sedimentos e suas áreas de distribuição, realizou-se o levantamento de dados primários de geofísica e geotécnica, sendo estes dados incorporados aos estudos geológicos do fundo marinho.

Este levantamento foi realizado num corredor de aproximadamente 1 Km de largura, ao longo da diretriz de projeto, sendo que em alguns trechos a largura foi estendida para 10 km, para se obter um maior detalhamento, como será abordado a seguir.

Este alargamento da faixa de levantamento de dados foi realizado em áreas onde os pontos de alta refletividade - PAR (geralmente associados à presença de formações ou construções carbonáticas) apresentavam abrangência espacial significativa.

Por se tratar de uma área extensa foram realizados no total quatro (4) levantamentos geofísicos distintos. Inicialmente foram realizados levantamentos regionais de batimetria multifeixe, com o objetivo de ajustar o traçado original e otimizar os levantamentos de detalhe. Uma segunda fase do levantamento foi através de uma embarcação munida de uma unidade remota (AUV – *Autonomous Underwater Vehicle*) para coleta de dados de batimetria multifeixe, sonar de varredura lateral (SSS – *side scan sonar*) e perfilagem sub-superfície (SBP – *sub-bottom profiler*). Esta percorreu o trecho da rota entre 2232 e 150 metros de profundidade. A terceira fase, considerada de águas rasas, abrangeu o levantamento executado entre as profundidades de 150 e 7 metros, tendo sido executado através de embarcações com sensores instalados no casco e rebocados via cabo. Por último, a denominada “chegada à praia” localizada entre 7 e 1 metros, foi executada somente com batimetria e tomografia elétrica.

Cabe salientar que, para melhor tomada de decisão, pela primeira vez foi realizada uma campanha para coleta de imagens (fotos) do leito marinho em pontos de especial interesse também utilizando o veículo autônomo submarino (AUV), basicamente associados aos pontos de alta refletividade (PAR). Essa

campanha pôde ser planejada com base nos dados de *side scan sonar* coletados anteriormente, que permitiram selecionar áreas a serem detalhadas nos pontos de alta refletividade (PAR). No entanto, conforme consta no EIA (item II.5.2) os conjuntos de imagens de AUV indicam que, ao contrário do que foi mostrado no mapa faciológico, nem todas as regiões de alta refletividade são compostas por formações carbonáticas contínuas e, conseqüentemente, a interpretação de uma única formação pode englobar mosaicos de outras de menor tamanho. Ressalta-se ainda, que os levantamentos geológicos e geofísicos permitem identificar *pockmarks* e formações carbonáticas, mas não se os mesmos correspondem a ecossistemas coralíneos, pois os métodos utilizados são indiretos, não permitindo verificar se as formações são biogênicas e se apresentam organismos vivos associados. Para esta verificação foi realizado o estudo de Caracterização Ambiental das Formações Carbonáticas na rota do Gasoduto Rota Cabiúnas, disponível no **Anexo II.5.2-1**, descrito a seguir.

De uma forma geral, através dos dados obtidos foi possível observar que, entre as isóbatas de 780 e 940 metros, o leito marinho apresenta-se irregular com PAR em alguns trechos, possivelmente associados à presença de formações carbonáticas.

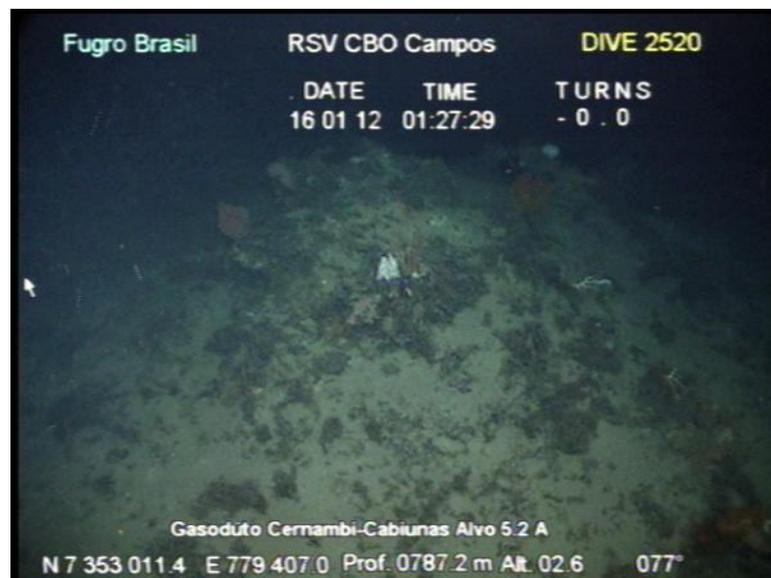
Nestes trechos o corredor de levantamento foi ampliado de 1 km para até 10 km, a fim de buscar os limites desta região de formações carbonáticas e identificar áreas com menor densidade de PAR, onde se pudessem desenhar alternativas de traçado que evitassem ou minimizassem a passagem do gasoduto sobre estas feições.

No entanto, verificou-se que nestes trechos ocorre uma distribuição esparsa destas feições, de dimensões variadas, de formato não contínuo, que se apresenta de forma distribuída em meio a uma vasta extensão com predomínio de areia bioturbada.

De posse destes dados foi então planejada uma campanha de caracterização biológica, nas áreas de formações carbonáticas, realizada através de imageamento com emprego de veículo de operação remota (ROV), sendo a mesma conduzida por técnicos especialistas a serviço do CENPES / Petrobras. Foram identificadas faixas batimétricas de interesse, com base nas interpretações

geofísicas. e selecionados os alvos a serem investigados, associados às locações dos PAR,.

Na faixa inspecionada (compreendida entre 780 e 940 metros de profundidade) foi observada a presença de formações coralíneas em algumas áreas da rota do gasoduto. De uma forma geral, nesta faixa batimétrica os bancos de coral (*coral carbonate mounds*), definidos para este estudo como formações Tipo 4<sup>1</sup> (**Figura II.3.1-12**), se apresentam em ampla distribuição espacial, de forma irregular, com diâmetro variando entre 5 e 30 metros e altura média de 1 metro. Os resultados desta campanha, bem como outras informações sobre a caracterização das formações carbonáticas, encontram-se detalhadas no **Anexo II.5.2-1**.



**Figura II.3.1-12** – Imagem obtida de um banco de coral (*coral carbonate mound* - formação Tipo 4) na faixa batimétrica entre 780 e 940 m de profundidade.

Fonte: Petrobras, 2012.

Tendo em vista o diagnóstico da presença de ecossistemas de corais de águas profundas nessa faixa batimétrica, com base nos dados de levantamentos geofísicos e de imageamento (AUV e ROV), foi identificada a necessidade de um

<sup>1</sup> Estas formações compreendem pequenos bancos de coral com limites bem definidos, arredondados e geralmente com topos achatados. O substrato é composto por esqueletos de coral pétreo em matriz de sedimento.

estudo mais detalhado sobre a definição de um traçado para instalação do gasoduto, que apresente menor interferência com estas formações.

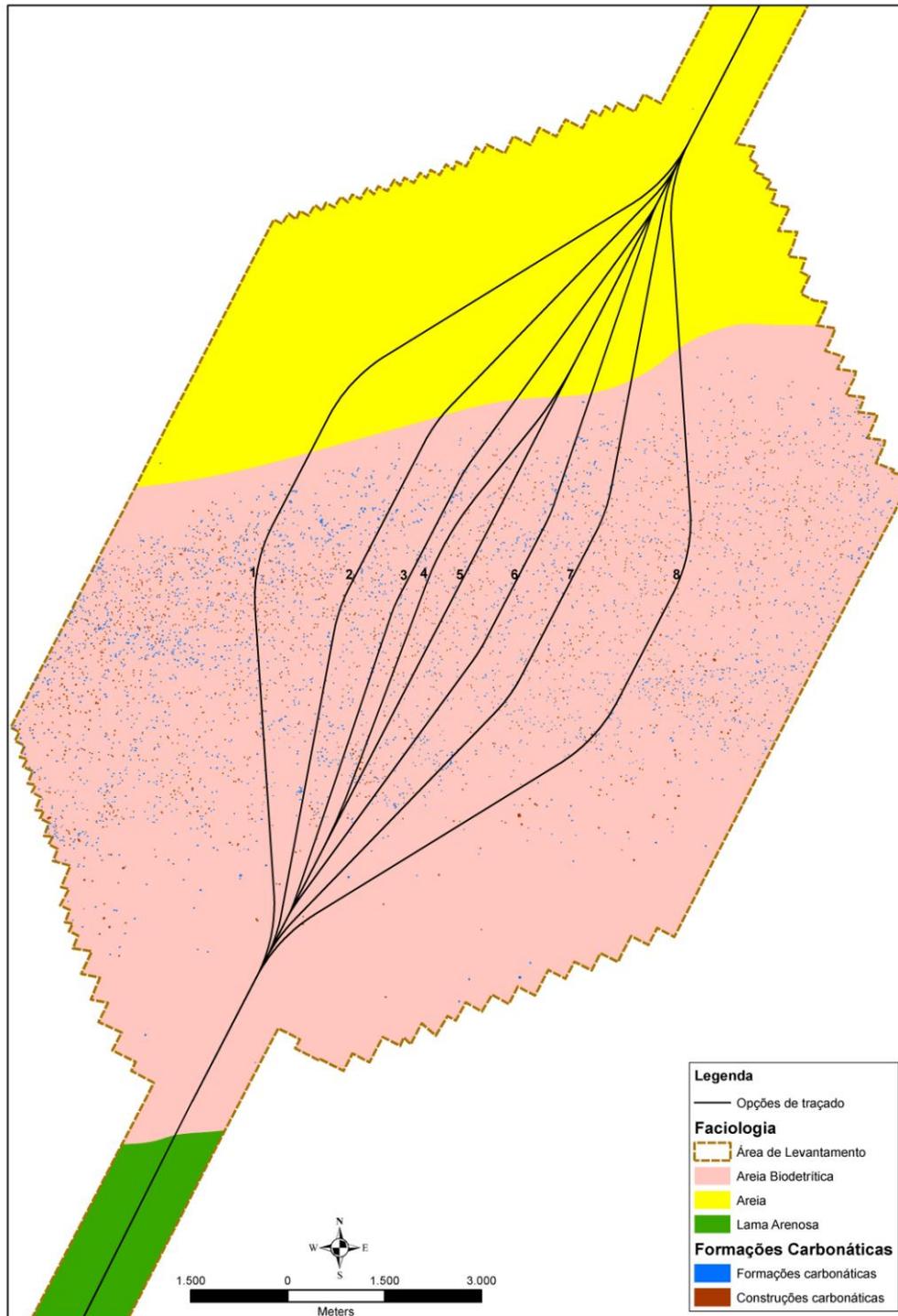
É relevante considerar que conforme o projeto básico evolui, novos dados são coletados e incorporados ao desenho do traçado. A definição dos locais a serem investigados em maior detalhe é feita com base em informações iniciais de maior abrangência espacial (menor resolução), apresentando menor riqueza de detalhes.

Na análise de outro levantamento geofísico de um futuro empreendimento próximo (Projeto Rota Franco-Maricá, também denominado Rota 3), aproximadamente a 30 quilômetros a oeste da diretriz do Gasoduto Cernambi-Cabiúnas, foi verificado o mesmo padrão de distribuição espacial destas formações na mesma faixa batimétrica (aproximadamente entre 800 e 950 metros de profundidade).

Nesse estudo o corredor de levantamento da referida rota também foi ampliado para 10 quilômetros de largura nesta faixa, novamente sem encontrar qualquer evidência de redução na densidade dos PAR. Desta forma, pode se deduzir que regionalmente, na faixa batimétrica em questão há uma ampla distribuição destas formações.

Considerando então a impossibilidade de garantir o desvio de todas as formações carbonáticas no trecho da faixa batimétrica entre 780 e 940 metros de profundidade, procurou-se redesenhar o traçado em alternativas tecnicamente viáveis e buscar identificar aquela que apresentasse o menor impacto potencial sobre estas.

Para tanto, foram desenhadas oito (08) alternativas distintas de traçado, conforme demonstrado na **Figura II.3.1-13**, e calculadas as interferências das formações carbonáticas com as mesmas (com base nas informações geofísicas).



**Figura II.3.1-13** – Desenho das alternativas de traçados, tecnicamente viáveis, para a instalação do gasoduto na faixa batimétrica de interesse (entre 780 e 940 m).

Fonte: Petrobras, 2012.

Para o desenho de alternativas de traçado do duto, definiu-se um ponto antes da travessia pela área com presença de formações carbonáticas, a partir do qual foram traçadas rotas simetricamente dispostas, uma para oeste (opção 1) e outra para leste (opção 8), dentro da área coberta pelo levantamento de faciologia. Da mesma forma, em um ponto pouco mais adiante, a partir da rota original (opção 5), novamente foram desenhadas duas rotas simetricamente dispostas (opções 2 e 7) para cada lado da original, agora até uma distância menor desta. Esta lógica se repetiu mais uma vez, originando as opções 3 e 6. Mais uma opção (número 4) foi desenhada, baseada na percepção de um corredor aparentemente com menor presença de formações carbonáticas. Este procedimento se deu de forma a criar alternativas de rotas abrangendo ao máximo a passagem por diferentes áreas da faixa onde foram levantados os dados de faciologia. Através deste método foram então geradas um total de oito (08) alternativas, como expostas no **Quadro II.3.1-3**.

**Quadro II.3.1-3** - Descrição das opções de traçados para o gasoduto na faixa batimétrica de interesse (entre 780 e 940 m).

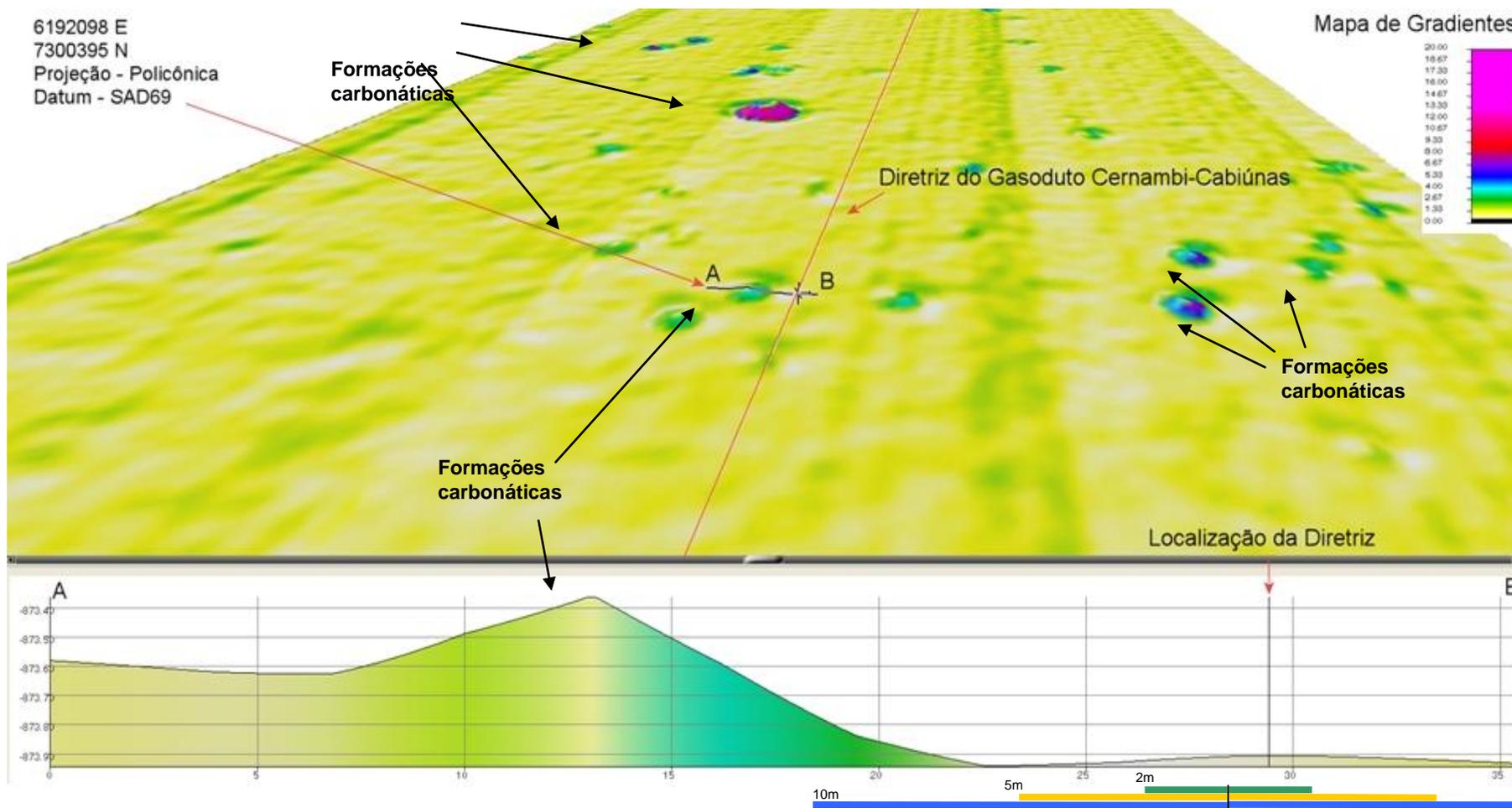
Opções de traçados	Descrição das opções	Extensão (m)
Nº 1	Simétrica à alternativa 8, opção à oeste mais distante da original.	20.529,8
Nº 2	Simétrica à alternativa 7, opção à oeste a média distância da original.	19.422,9
Nº 3	Simétrica à alternativa 6, opção à oeste um pouco mais próxima da original.	19.114,2
Nº 4	Aparente corredor à oeste com menor número de formações carbonáticas, é a mais próxima à original.	19.073,2
Nº 5	Traçado original do duto (eixo central da faixa de levantamento)	19.003,4
Nº 6	Simétrica à alternativa 3, opção à leste mais próxima da original.	19.114,2
Nº 7	Simétrica à alternativa 2, opção à leste a média distância da original.	19.422,9
Nº 8	Simétrica à alternativa 1, opção à leste mais distante da original.	20.529,8

As alternativas de traçados foram elaborados com base nos levantamentos geofísicos e foram submetidas a uma análise comparativa visando à identificação da alternativa com menos pontos de contato com as formações carbonáticas.

Contudo, por se tratar de um duto rígido, composto de liga de aço-carbono com 24” de diâmetro, a elaboração das alternativas de traçado, também considerou requisitos de viabilidade técnica e operacional de lançamento. Como por exemplo, podem ser citadas as limitações técnicas de instalação durante a navegação, quanto ao limite de raio mínimo de curvatura do duto (2,5 quilômetros). Isto confere maiores limitações operacionais para o contorno sistemático de obstáculos em curtas distâncias, principalmente quando o lançamento do duto ocorre em uma região de lâmina d’água significativa (neste caso de aproximadamente 900 metros).

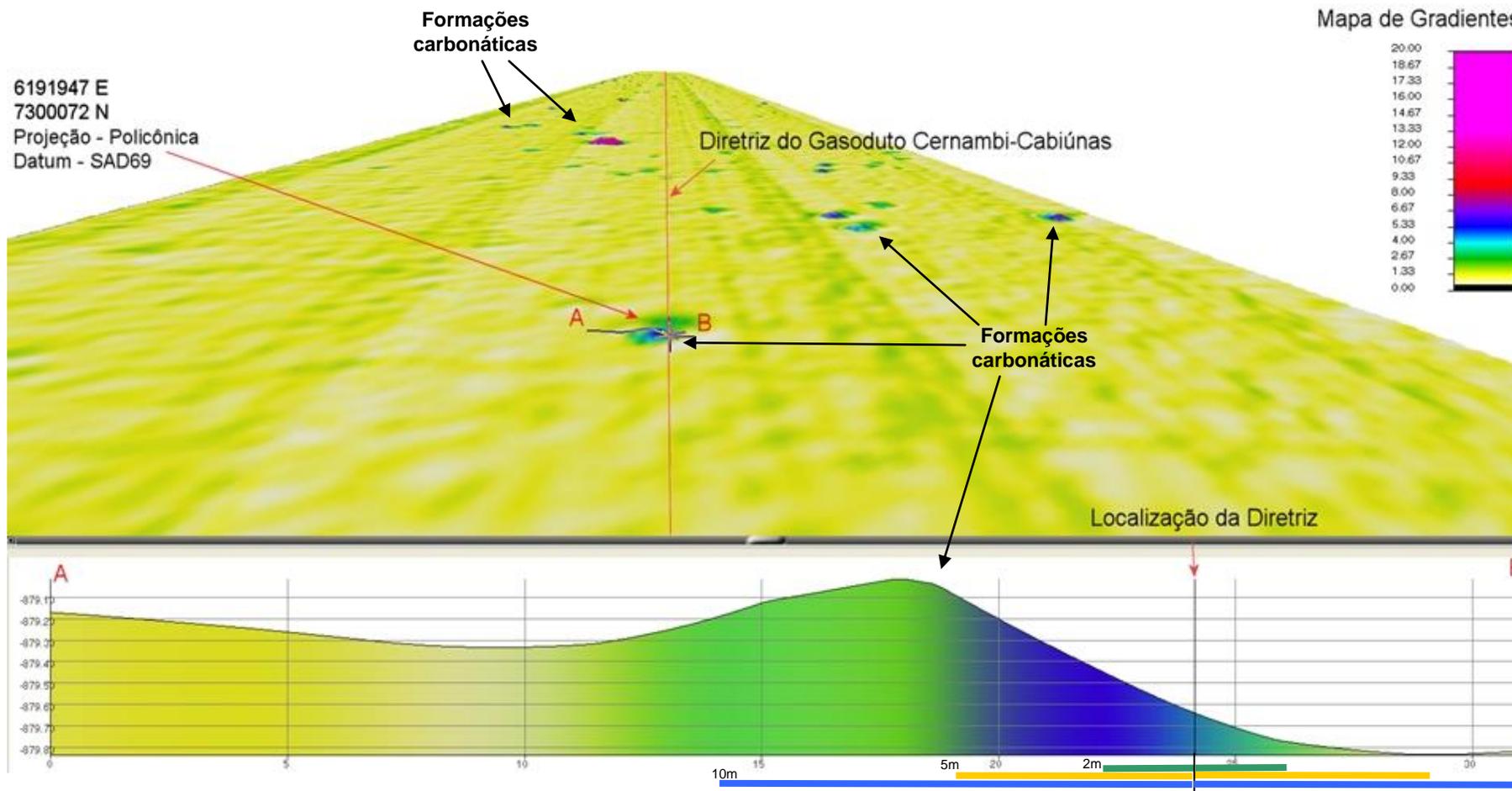
É interessante notar que, por uma questão de escala de representação, ao se observar a **Figura II.3.1-13** pode-se levar a uma interpretação equivocada a respeito do cruzamento / interceptações das opções do traçado do duto com as formações carbonáticas. Neste sentido vale analisar as duas imagens geradas através do *software* Fledermaus (**Figuras II.3.1-14 e II.3.1-15**), que permitem uma visualização tridimensional do traçado a ser percorrido e ainda verificar, nos perfis A – B, a distância entre o duto e as formações carbonáticas.

De forma a facilitar a visualização do que representam as diferentes larguras de corredor de lançamento do duto, consideradas para a análise comparativa a ser apresentada adiante no texto, escalas (de 2 metros, 5 metros e 10 metros) foram inseridas abaixo dos perfis demonstrativos de relevo.



**Figura II.3.1-14** – Imagem 3D com representação de segmento da alternativa de traçado nº 5 em área de travessia pela faixa batimétrica de interesse (entre 780 e 940 m) e perfis de relevo, mostrando formações carbonáticas e sua distância em relação ao traçado do duto.

Fonte: Petrobras, 2012.



**Figura II.3.1-15** – Imagem 3D com localização da Opção nº 5 de traçado do duto em área de travessia pela faixa batimétrica de interesse (entre 780 e 940 m) e perfis de relevo mostrando formações carbonáticas e sua distância em relação ao traçado do duto.

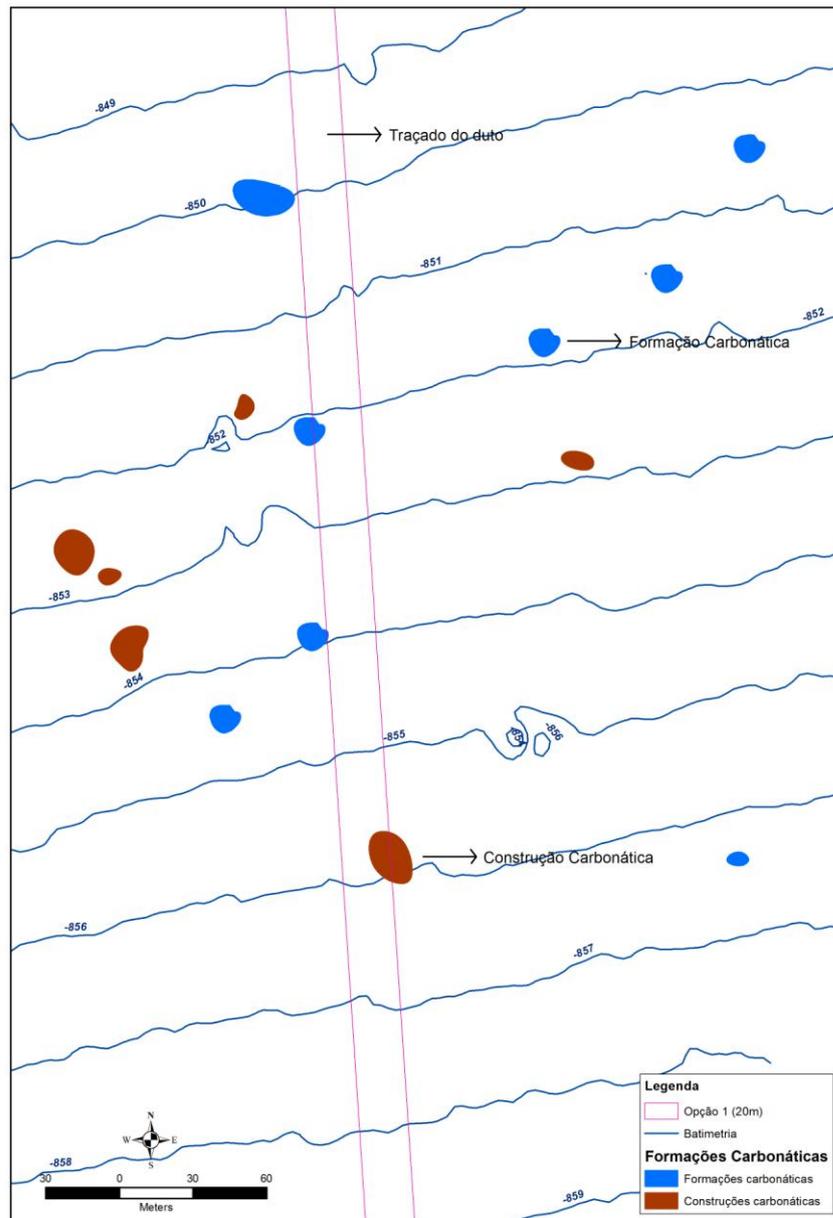
Fonte: Petrobras, 2012.

A partir da definição das 8 alternativas de traçado do duto, procedeu-se a análise da interferência das mesmas com as formações carbonáticas. Para este cálculo foram consideradas diferentes larguras de corredores de lançamento (20 metros, 10 metros e 4 metros), sendo estas estabelecidas a partir do eixo central de cada alternativa de traçado.

A definição das diferentes larguras de corredor de lançamento a serem comparadas, visa analisar as áreas mais próximas ao gasoduto, uma vez que por conta das limitações expostas acima quanto às condições reais de lançamento de dutos, nos contratos celebrados entre a Petrobras e as empresas instaladoras normalmente é considerada uma faixa de 20 metros de largura para o corredor de lançamento como limite para aceitação do serviço. Isto ocorre devido ao reconhecimento da dificuldade técnica em se atingir com perfeição uma rota pré-definida. Estas limitações incluem a própria falta de precisão de localização em profundidade, que aumenta de acordo com a lâmina d'água, pelas distorções provocadas pela transmissão dos sinais acústicos.

Com auxílio de ferramentas de geoprocessamento procedeu-se a um conjunto de análises espaciais focando na interferência em termos numéricos (número de toques) e de abrangência (área) para cada uma das alternativas, incluindo a verificação de comportamento destes resultados conforme alterações na largura do corredor em torno do duto.

A metodologia adotada partiu do georreferenciamento das formações carbonáticas identificadas no levantamento faciológico, através dos softwares *Microstation* e *ArcGis*, sendo estas representadas por polígonos, conforme ilustrado na **Figura II.3.1-16**, onde também pode-se observar os limites de um corredor (*buffer*) (neste caso segmento da Opção do traçado 1 e faixa de largura de 20 metros).



**Figura II.3.1-16** – Exemplo de corredor entorno de opção de traçado do duto e a interceptação sobre formações carbonáticas. Nota: o termo “formações carbonáticas” engloba também o termo “construções carbonáticas”.

Fonte: Petrobras, 2012.

Uma primeira análise se fundamentou em quantificar o número de formações carbonáticas interceptadas pelo corredor de lançamento. O **Quadro II.3.1-4** apresenta os números de toques com as formações carbonáticas para cada

opção de traçado, e uma avaliação quanto ao comportamento de acordo com a largura do corredor de lançamento.

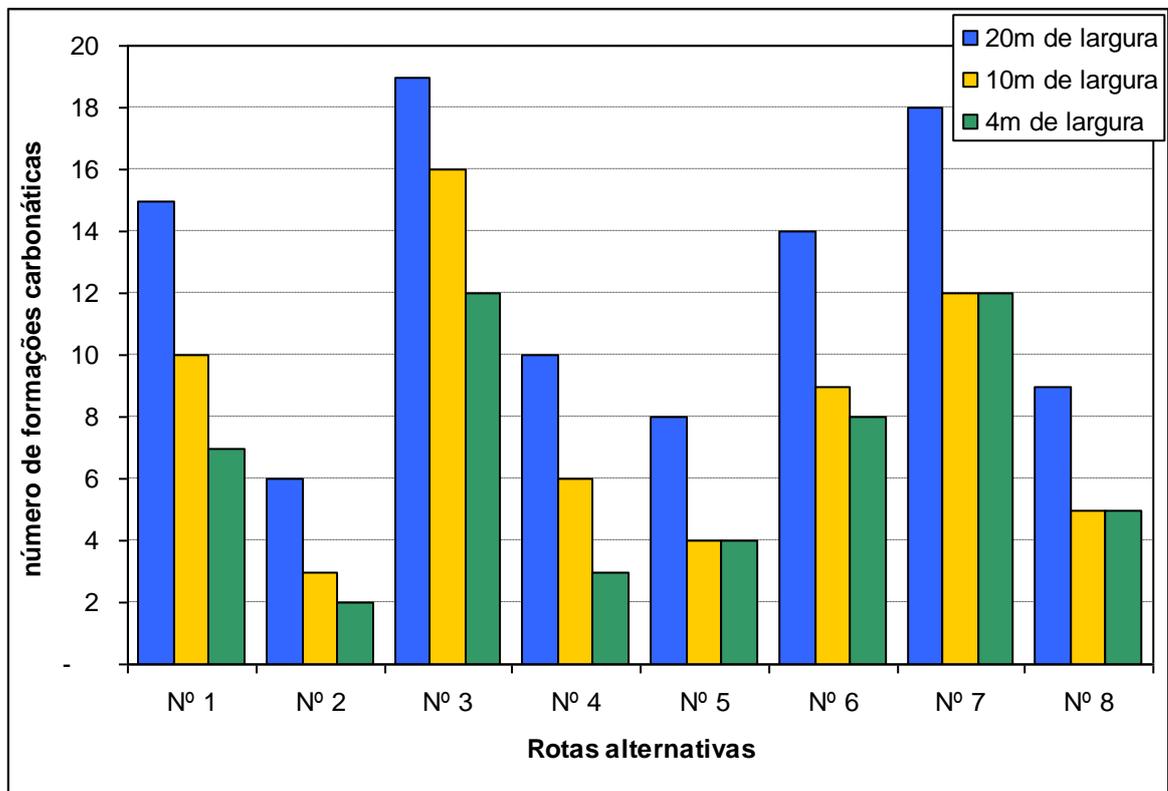
**Quadro II.3.1-4** - Alternativas de traçados com os números de interferências com formações carbonáticas, e sua variação de acordo com as diferentes larguras consideradas.

Opções de Traçado	Extensão do segmento (m)	Número de formações carbonáticas interceptadas considerando um corredor de lançamento de		
		20m de largura	10m de largura	4m de largura
Nº 1	20.529,8	15	10	7
<b>Nº 2</b>	19.422,9	<b>6</b>	<b>3</b>	<b>2</b>
Nº 3	19.114,2	19	16	12
<b>Nº 4</b>	19.073,2	10	6	<b>3</b>
<b>Nº 5</b>	19.003,4	<b>8</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
Nº 6	19.114,2	14	9	8
Nº 7	19.422,9	18	12	12
<b>Nº 8</b>	20.529,8	<b>9</b>	<b>5</b>	5

Fonte: Petrobras, 2012.

Observa-se que no quadro acima foram destacadas (em verde) as opções de traçado que apresentaram menor número de “toques” com as formações carbonáticas. Percebe-se que os traçados que apresentaram menor número de toques quando considerado o corredor mais largo não necessariamente se mantêm nesta situação quando a largura do corredor é reduzida. Este é o caso da opção de traçado 8, uma das com menor interferência com formações carbonáticas quando o corredor considerado é de 20 metros de largura mas que não se mantêm entre as três menores quando considerada a largura de 4 metros. Cabe salientar que esta análise quantitativa é baseada em dados geofísicos sendo, portanto, passível a margem de erro inerente ao próprio método utilizado.

A **Figura II.3.1-17** ilustra um gráfico gerado a partir dos dados do quadro acima, e o mesmo permite deduzir o quanto as opções de traçado **2, 4 e 5** apresentam menos pontos de contato com formações carbonáticas quando comparadas com as demais. Interessante observar também que mesmo o maior valor obtido de interceptação, 19 toques (opção 3 e corredor de 20m de largura), representando apenas **0,38%** de um total de 5.064 formações carbonáticas identificadas no levantamento geofísico nesta faixa batimétrica (entre 780 e 940m). Ao analisar os valores obtidos para as opções 2, 4 e 5 este percentual varia de **0,04 a 0,08%**, ou seja, o potencial impacto é pouco representativo quando comparado ao universo do levantamento.



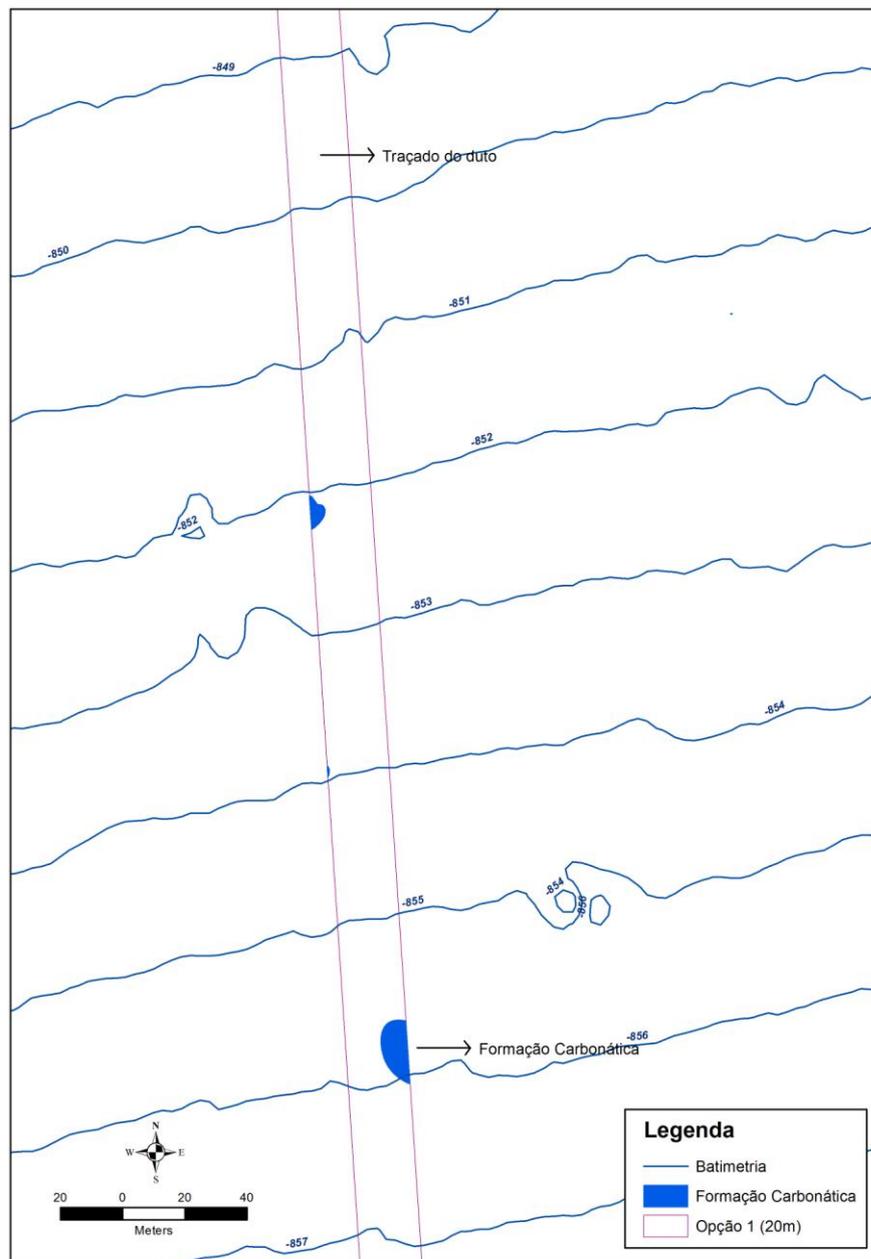
**Figura II.3.1-17** – Gráfico comparativo entre as alternativas de traçados e o números de interferências com formações carbonáticas, e sua variação de acordo com as diferentes larguras consideradas de corredor de lançamento.

Fonte: Petrobras, 2012.

De posse deste resultado, realizou-se uma segunda análise considerando a variação do tamanho das formações carbonáticas em relação à área vulnerável

ao impacto potencial de instalação do duto: considerarmos unicamente os pontos de toque de uma alternativa com as formações pode induzir a interpretações equivocadas, uma vez que não é avaliada a extensão (ou área) destas formações. Para exemplificar, uma única formação no traçado de uma das alternativas pode ser mais extensa do que dez (10) formações em contato com uma outra alternativa do mesmo empreendimento.

Para tanto, com base nos traçados propostos, e através do emprego da ferramenta *Clip* do *ArcGIS*, realizou-se o recorte dos polígonos inseridos nos corredores de lançamento do duto para quantificar as áreas das formações nas faixas delimitadas pelos corredores de lançamento do duto, conforme ilustrado na **Figura II.3.1-18**. Salienta-se que esta figura representa a mesma área ilustrada na **Figura II.3.1-16**, exemplificando o recorte realizado com a ferramenta *Clip*, isolando as parcelas das formações carbonáticas interceptadas pelo corredor de lançamento.



**Figura II.3.1-18** – Desenho exemplificando utilização da ferramenta clip do Arcgis para isolamento e quantificação das formações carbonáticas presentes em cada corredor de lançamento considerado.

Fonte: Petrobras, 2012.

O **Quadro II.3.1-5** demonstra o resultado obtido para cada uma das larguras de faixas, para as 08 alternativas de traçado estudadas.

**Quadro II.3.1-5** - Análise comparativa entre as 8 alternativas de traçado do duto em relação ao somatório das áreas de formações carbonáticas potencialmente impactadas sob diferentes condições de largura do corredor.

Opções de Traçado	Extensão do segmento (m)	Áreas potencialmente impactadas, considerando um corredor de lançamento de					
		20m de largura		10m de largura		4m de largura	
		m <sup>2</sup>	% *	m <sup>2</sup>	% *	m <sup>2</sup>	% *
Nº 1	20.529,77	1.651,39	0,40	604,39	0,29	238,95	0,29
<b>Nº 2</b>	19.422,88	<b>316,15</b>	<b>0,08</b>	<b>176,23</b>	<b>0,09</b>	<b>85,61</b>	<b>0,11</b>
Nº 3	19.114,22	1.368,86	0,36	805,38	0,42	354,16	0,46
<b>Nº 4</b>	19.073,22	<b>461,09</b>	<b>0,12</b>	<b>99,59</b>	<b>0,05</b>	<b>33,84</b>	<b>0,04</b>
<b>Nº 5</b>	19.003,42	<b>334,44</b>	<b>0,09</b>	<b>160,36</b>	<b>0,08</b>	<b>63,42</b>	<b>0,08</b>
Nº 6	19.114,22	1.020,43	0,27	557,43	0,29	237,98	0,31
Nº 7	19.422,88	1.041,33	0,27	687,62	0,35	302,76	0,39
Nº 8	20.529,77	793,35	0,19	523,93	0,26	235,25	0,29

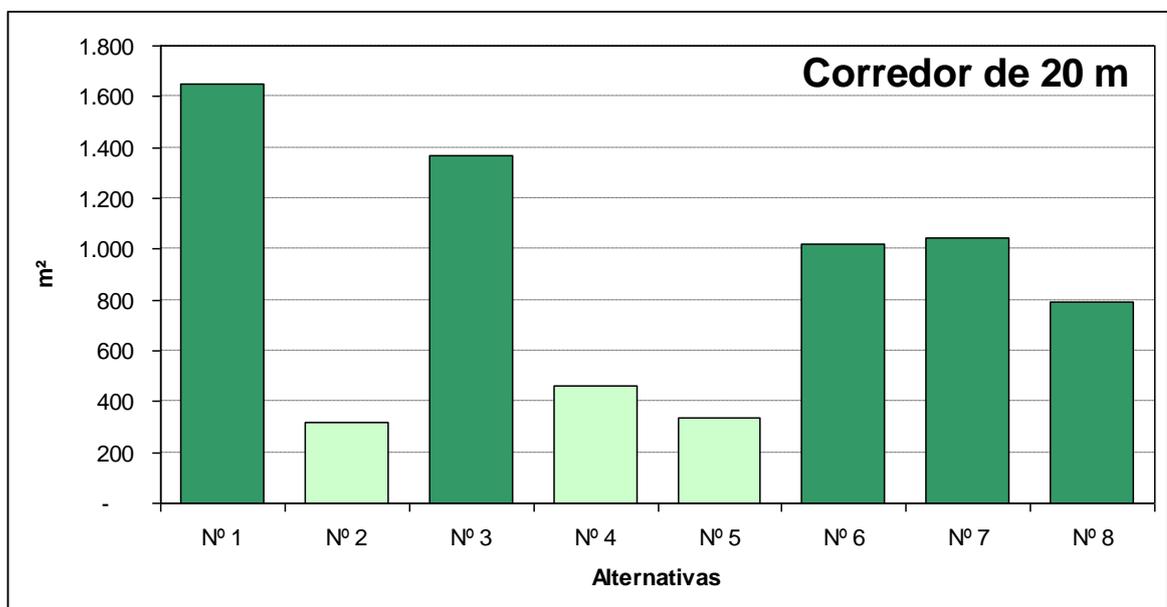
\* Este percentual representa o somatório da área ocupada pelas formações carbonáticas em relação ao total da área de cada corredor.

Obs.: Os melhores resultados obtidos para esta análise estão destacados em verde.

No sentido de auxiliar na percepção da abrangência e significado destes números, para a faixa batimétrica de interesse (com 10 quilômetros de largura, entre 780 e 940 metros de profundidade), a área total levantada foi de 140,84 Km<sup>2</sup>, onde o somatório das áreas cobertas por formações carbonáticas totalizou 0,79 Km<sup>2</sup>, o que representa 0,56% da área total. Ou seja, mesmo no caso de maior valor de área vulnerável (1.651,39 m<sup>2</sup>, correspondente ao corredor da opção de traçado nº 1 com 20 metros de largura), isto representa apenas **0,21%** da soma das áreas de todas as formações carbonáticas mapeadas nesta faixa batimétrica.

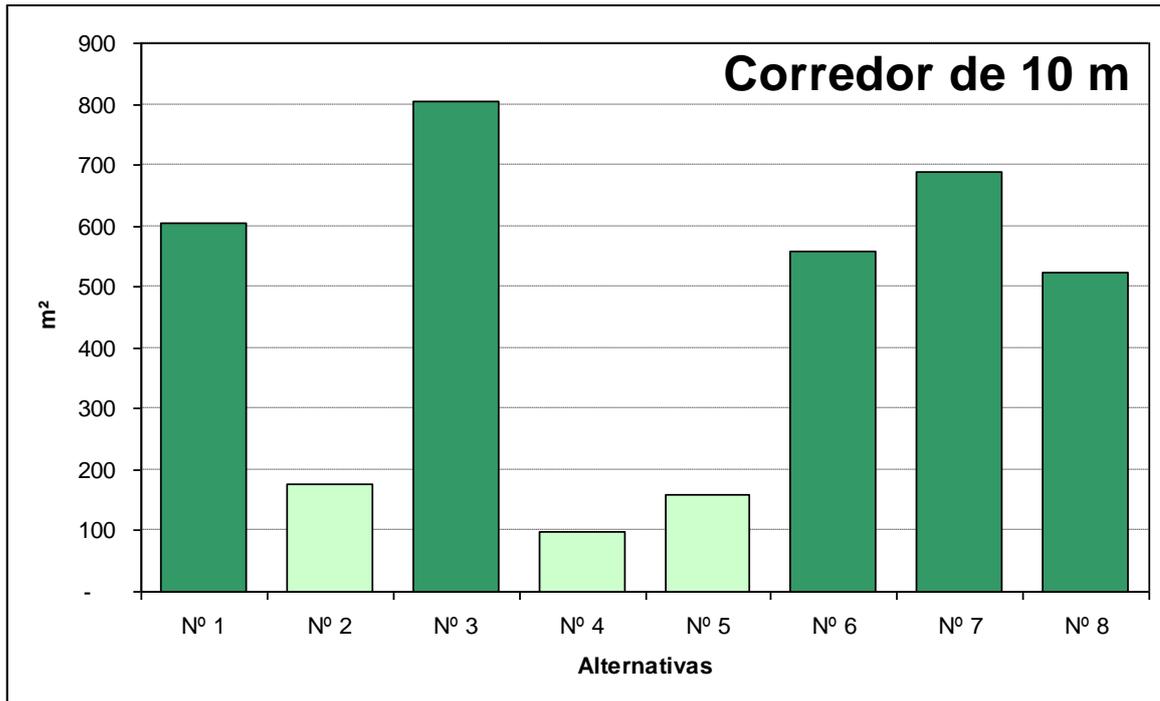
De qualquer forma, ao se comparar o comportamento da variação destes valores entre as diferentes alternativas, fica evidente que, independente da largura de corredor considerada, as opções **4, 5 e 2** são as que, respectivamente, apresentaram menores resultados, ou seja, uma menor área coberta por formações carbonáticas vulneráveis no interior do corredor de lançamento do duto.

A seguir, nas **Figuras II.3.1-19 a II.3.1-21**, são apresentados gráficos que permitem visualizar de maneira mais objetiva a diferença em termos de área potencialmente impactada em cada alternativa para as diferentes faixas de largura do corredor de lançamento consideradas.



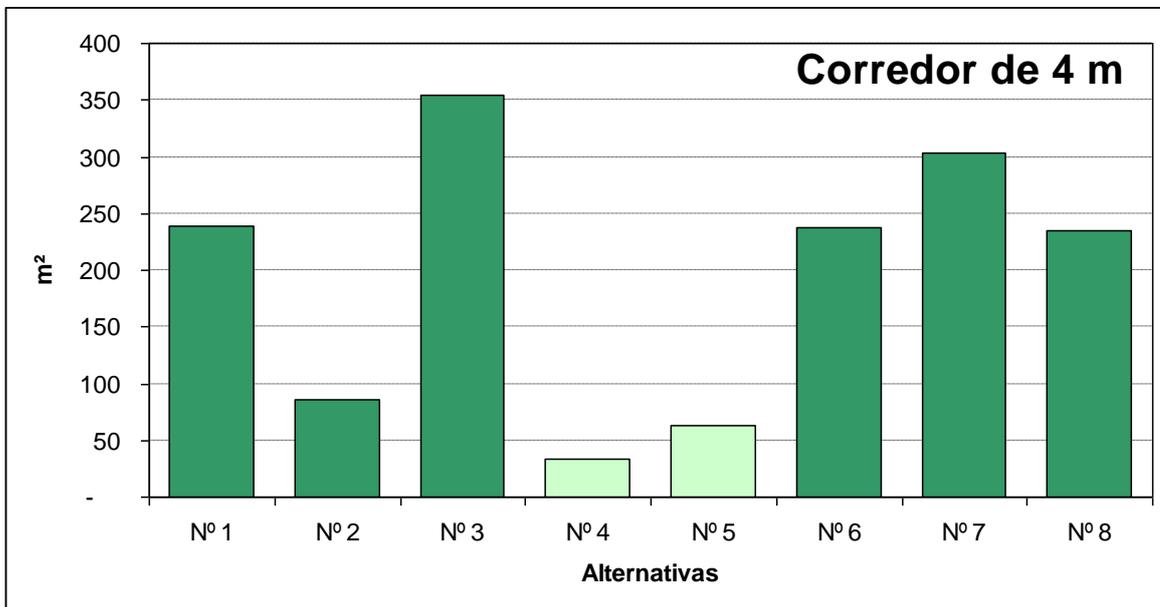
**Figura II.3.1-19** – Áreas de formações carbonáticas potencialmente impactadas, considerando-se um corredor de 20 m de largura no traçado de instalação do gasoduto.

Fonte: Petrobras, 2012.



**Figura II.3.1-20** – Áreas de formações carbonáticas potencialmente impactadas, considerando-se um corredor de 10 m de largura no traçado de instalação do gasoduto.

Fonte: Petrobras, 2012.



**Figura II.3.1-21** – Áreas de formações carbonáticas potencialmente impactadas, considerando-se um corredor de 4 m de largura no traçado de instalação do gasoduto.

Fonte: Petrobras, 2012.

A partir destes resultados, pode-se considerar que entre as alternativas avaliadas as de número 4 e 5 são as que apresentaram menor impacto potencial sobre as formações carbonáticas, especialmente quando se considera que o impacto potencial é maior conforme aumenta a proximidade entre a formação carbonática e o traçado de instalação do duto, ou seja, maiores valores num corredor de menor largura representam os piores resultados.

Ao se resgatar a primeira análise realizada meramente com o número de interferências nos corredores de lançamento (Quadro II.3.1-4 e **Figura II.3.1-17**), as alternativas 2, 4, 5 e 8 são as que mostraram melhores resultados, apresentando um total de 2, 3, 4 e 5 feições (respectivamente) com possíveis interferências. Mas com relação à área (**Quadro II.3.1-5 e Figura II.3.1-19 a 21**) a opção 8 apresenta valores muito superiores às opções 4 e 5, com mais de quatro vezes a área vulnerável em seu corredor de 4m de largura. O mesmo acontece com a opção 2, que apresenta valores de duas a três vezes maiores que as opções 4 e 5 no corredor de mesma largura.

Deve-se ainda considerar que as formações carbonáticas no interior das faixas não serão necessariamente impactadas, uma vez que a largura do corredor de lançamento representa os limites operacionais da área onde o gasoduto será instalado. Os impactos associados à ressuspensão de sedimentos resultantes do assentamento do duto durante sua instalação sobre eventuais formações coralíneas, não devem se estender além das proximidades do mesmo. Isto pode ser avaliado de acordo com os resultados de Projetos de Monitoramento Ambiental (PMA) desenvolvidos pelo CENPES (associados aos projetos do Gasoduto Sul Capixaba, Uruguá-Mexilhão e Tupi-Mexilhão) e observações anteriores onde os lançamentos em áreas críticas foram acompanhados por técnicos do IBAMA. Deste modo as formações carbonáticas no interior da faixa do corredor de lançamento podem ser definidas como sendo vulneráveis aos impactos potenciais do lançamento do gasoduto entre as profundidades de 780 a 940 m, mas não necessariamente serão impactadas.

Mediante o aqui exposto, verifica-se que, dentre as alternativas de traçados avaliadas, as duas que apresentam menores interferências com formações são as alternativas de números 4 e 5. A diferença em relação as interferências com

formações carbonáticas entre estas duas alternativas é pouco expressiva, ficando dentro das incertezas associadas aos limites de resolução inerentes ao método de levantamento indireto (*side scan sonar*). Desta forma, optou-se por realizar durante a instalação do duto a inspeção do corredor de lançamento da opção 4, utilizando-se um segundo ROV a frente do ponto de assentamento (*touch down point* – TDP), buscando minimizar ao máximo as interferências com as formações carbonáticas, ou até mesmo evitá-las. Este segundo ROV funciona como um batedor que avalia as feições antecipadamente, permitindo pequenos ajustes nas manobras da embarcação de lançamento.

### II.3.2 Alternativas Tecnológicas

Para a execução do Projeto Rota Cabiúnas são apresentadas as seguintes premissas de ordem tecnológica:

- O Projeto deve considerar as possíveis diferenças de diâmetros de tubulação, restrições de fluxo em equipamentos submarinos, derivações, entre outros.
- O projeto deverá suportar facilidades que privilegiem a rotina de limpeza do duto por *pig* espuma e prover para o sistema submarino as facilidades necessárias para inspeção por meio de *pig* instrumentado.
- Considerar a interligação futura de PLEMS, PLET, etc.
- A vida útil a ser considerada no projeto do sistema submarino será de 30 anos.
- O projeto deverá prever meios de executar teste hidrostático, limpeza, secagem e despressurização do duto, independente do procedimento requerer que o duto seja instalado vazio.
- Os prazos exigíveis para execução das tarefas deverão estar alinhados com as metas da Unidade de Operação e Exploração da Bacia de Santos (UO-BS), garantindo o escoamento de gás dos projetos de desenvolvimento da produção.

Dessa forma, os equipamentos e técnicas utilizados para a implantação e operação do Rota Cabiúnas serão semelhantes aos utilizados em outros projetos anteriormente desenvolvidos e implementados pela PETROBRAS, como os gasodutos Uruguá-Mexilhão e Lula-Mexilhão, destacando-se flanges, *juniper*, válvulas de bloqueio, entre outros.

No trecho marítimo, serão utilizadas embarcações apropriadas à montagem e lançamento do duto nos trechos raso e profundo. Para os métodos *S-lay* e *J-lay* serão utilizados navio ou balsa.

No trecho terrestre, de uma forma geral, o duto será enterrado a 1,2 m da superfície, correspondendo à profundidade mínima estabelecida pelas normas internacionais para a preservação da integridade de dutos.

De forma a garantir a estabilidade hidrodinâmica do duto, o projeto prevê o enterramento do mesmo a partir da transposição da praia até a LDA de cerca de 90 m. Nessa fase preliminar do projeto, considera-se a possibilidade de utilização de dois tipos de tecnologia de enterramento para essa faixa: na parte marítima será utilizada fresa ou arado, e na parte de chega à praia (*shore approach*) furo direcional (descrita no **Capítulo II.2**, Caracterização do Empreendimento). As tecnologias escolhidas são internacionalmente reconhecidas como adequadas em termos técnicos, econômicos e ambientais, considerando as condições de contorno do projeto.

### II.3.3 Alternativa de Não Realização do Empreendimento

A Alternativa de Não Realização do Empreendimento envolve discussões a respeito da utilização do gás natural como fonte renovável de energia, e também a respeito das opções de transporte do gás natural produzido.

O Gás Natural vem apresentando elevação de consumo no mercado nacional nos últimos anos. De forma a atender a crescente demanda por esse recurso energético, o governo federal, em parceria com entidades privadas e públicas, incentiva a exploração/produção de gás natural, visando diminuir a dependência de importação.

A PETROBRAS possui hoje investimentos em diversas fontes de energia renovável, tais como biocombustíveis, energia hídrica, eólica, solar e célula combustível a hidrogênio. Porém, apesar dos investimentos que vêm sendo feitos no Brasil, estas fontes de energia ainda apresentam custos elevados e não contam com um sistema de produção e distribuição até o consumidor final capaz de atender à demanda energética do país.

Para o transporte do gás natural existem três modos distintos, sejam eles, o Gás Natural Comprimido (GNC), de Gás Natural Liquefeito (GNL) ou através de Gasoduto. O GNL apresenta a vantagem de poder ser transportado em grandes volumes utilizando-se navios ou barcaças, contudo na fase líquida é necessário que o gás natural seja refrigerado e mantido a pressão próxima da atmosférica, o que exige um complexo sistema de armazenamento e transporte.

Para pequenas quantidades e distâncias, o transporte do GNC pode ser realizado através de barcaças, que é realizado em altas pressões na temperatura ambiente.

Do ponto de vista ambiental a opção de transporte através de gasoduto se mostra menos vantajosa do que o transporte por navios ou barcaças no curto prazo, isto é, durante a fase de instalação, pois os impactos gerados com a implantação do gasoduto são maiores devido às alterações causadas neste período. Por outro lado, quando se considera o longo prazo, com a operação contínua do empreendimento, a opção do gasoduto se mostra mais vantajosa ambientalmente, pois os impactos gerados na instalação não serão mais sentidos enquanto o transporte por navios se mostra poluidor através das emissões atmosféricas, esgoto sanitário, risco de contaminação da água por óleo entre outros. No caso de transporte de grandes volumes em regime de operação contínua e, sobretudo, em longas distâncias, o transporte por gasodutos se apresenta como o meio de transporte mais econômico e confiável.

Cabe salientar que a produção de gás natural do Pré-Sal é associada à produção de petróleo, de forma a apresentar um maior aproveitamento energético dos recursos naturais. Porém, as reservas do Pré-Sal consideradas comercialmente viáveis são capazes de produzir grandes quantidades de gás

excedente, que deve ser transportado para tratamento nos terminais antes de ser distribuído. Assim, é necessária a implantação de gasodutos em ambiente marinho e terrestre até uma Unidade de Processamento de Gás Natural. Esse fato pode ser comprovado diante dos crescentes investimentos na área de exploração, transporte e expansão da malha de dutos existentes no país.

Caso o gás não seja transportado pelo Gasoduto Rota Cabiúnas, a produção almejada de petróleo do Pré-Sal se tornará inviável, a menos que o gás gerado seja transportado de maneira diferente. Anteriormente, a forma mais comum de se dispor o gás era através da queima, porém a Agência Nacional de Petróleo (ANP) assinou o Termo de Compromisso da Redução de Queima do Gás, devido ao valor comercial desse produto, limitando a queima de gás.

Conforme as justificativas apresentadas no **Capítulo II.2** deste EIA, a produção dos campos na região do pré-sal será de fundamental importância para o aumento da oferta de gás natural nacional, garantia de atendimento à demanda atual e possível ampliação de mercado para esse produto energético.

Desse modo, a alternativa da não realização do Rota Cabiúnas implicará na não ocorrência de diversos impactos positivos, descritos a seguir:

- Contribuição à viabilização da política de modificação da matriz energética brasileira;
- Aumento da oferta interna de gás natural às regiões Sul/Sudeste, enfatizando o desenvolvimento de novos campos de gás *offshore* e o aproveitamento do gás associado ao petróleo na Bacia de Santos;
- Diminuição da dependência de gás natural importado para atendimento às demandas internas e consequente desenvolvimento regional;
- Menor fragilidade do Brasil frente às possíveis crises de abastecimento no mercado energético;
- Geração de postos de trabalho, de receitas tributárias e dinamização da economia local e regional;
- Diminuição dos impactos ambientais de emissões, ao se utilizar gás natural na matriz energética em substituição a outros combustíveis fósseis, como o óleo combustível, óleo diesel e outros.