



1º RELATÓRIO DE ANÁLISE DO GRUPO DE TRABALHO INSTITUÍDO PARA O ACOMPANHAMENTO DO PLANGÁS

Superintendência de Exploração (SEP)

Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP)

Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP)

**Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados
e Gás Natural (SCM)**

Procuradoria Geral (PRG)

Março 2007



Nota Técnica Conjunta nº 03/SCM/SEP/SDP/SRP/PRG

Rio de Janeiro, 23 de março de 2007.

ASSUNTO: 1º RELATÓRIO DE ANÁLISE DO GRUPO DE TRABALHO INSTITUÍDO PARA O ACOMPANHAMENTO DO PLANGÁS

ÍNDICE

I – INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	3
II – CONTEXTUALIZAÇÃO	3
III – ADERÊNCIA REGULATÓRIA.....	4
III.1 - EXPLORAÇÃO.....	4
III.2 –DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO	4
III.3 - INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL	6
III.4 - INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E DE DERIVADOS DE PETRÓLEO	6
IV – ATIVOS INTEGRANTES POR SUPERINTENDÊNCIA.....	8
IV.1 – SUPERINTENDÊNCIAS DE EXPLORAÇÃO (SEP) E DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO (SDP)	8
IV.2 – SUPERINTENDÊNCIA DE REFINO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL– SRP	11
IV.3 – SUPERINTENDÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO E MOVIMENTAÇÃO DE PETRÓLEO, SEUS DERIVADOS E GÁS NATURAL – SCM.....	13
V – CRÍTICA DE CONSISTÊNCIA DOS DADOS	14
VI – ESTÁGIO ATUAL DOS PEDIDOS À ANP	18
VI.1 - EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL	18
VI.2 - INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL.....	19
VI.3 – INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E DE DERIVADOS DE PETRÓLEO.....	21
VII – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	23
ANEXO 1	26
ANEXO 2	28

I – INTRODUÇÃO E OBJETIVO

Consoante a Portaria ANP Nº 11, de 17 de janeiro de 2007, apresentada no Anexo 1 deste documento, instituiu-se Grupo de Trabalho composto por representantes da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM), de Exploração (SEP), de Desenvolvimento e Produção (SDP), de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP) e Procuradoria Geral (PRG), com o objetivo de acompanhar a realização do Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGÁS), de modo a garantir uma visão integrada deste Projeto na ANP, bem como verificar sua aderência regulatória perante o arcabouço normativo desta Agência.

O presente documento visa cumprir com a designação exposta no Art. 3º da referida Portaria, qual seja a elaboração de relatórios bimestrais a serem remetidos à Diretoria até a implementação de todos os Projetos constantes do PLANGÁS.

II – CONTEXTUALIZAÇÃO

Em 01 de maio de 2006, o governo boliviano promulgou o Decreto Supremo Nº 28.701, mediante o qual ficou estabelecida a nacionalização dos recursos naturais bolivianos, a recuperação da propriedade dos hidrocarbonetos e o controle desse setor sob responsabilidade do Estado em todo o país. As empresas petrolíferas estrangeiras foram obrigadas à transferir seus ativos à estatal boliviana (YPFB) e assinar Contratos de Operação, configurando-se, assim, as antigas empresas operadoras, como meras prestadoras de serviços.

Tendo em vista a importância do gás natural boliviano no mercado brasileiro, o referido episódio gerou incertezas acerca da possibilidade de alterações nos volumes firmados contratualmente, e mesmo quanto à eventuais interrupções na entrega de gás.

Nesse contexto de instabilidade da indústria de gás natural brasileira é que foi concebido e está sendo implementado pela Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), o PLANGÁS, a fim de mitigar os riscos associados ao fornecimento do gás natural boliviano.

Cabe acrescentar ainda que, somado à problemática de dependência do gás natural importado da Bolívia, o Brasil realizou teste de disponibilidade das usinas termelétricas que utilizam gás natural como combustível, localizadas nos submercados Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Este teste compreendeu o período de 00h00 do dia 11/12/2006 às 24h00 do dia 21/12/2006, sendo programado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, que estabeleceu as condições para realização dos mesmos, com programação de geração máxima simultânea.

Os resultados finais, no entanto, indicaram que a geração verificada ficou em média 42,8% abaixo da programada para o conjunto das usinas em teste, sendo que 85% foi devido à indisponibilidade ou falta de gás¹.

Assim é que, o PLANGÁS contribuirá também para assegurar a oferta de gás ao mercado elétrico, quando o nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas apresentarem capacidade de geração insuficiente para suprir a demanda e, em conseqüência, o despacho das térmicas precisar ser acionado.

O PLANGÁS é composto por uma carteira de Projetos em exploração e produção, processamento e transporte de gás natural no Sudeste do País, que visa o incremento da oferta de gás natural, nesta região, dos atuais 15 MMm³/dia para 40 MMm³/dia em 2008 e, posteriormente, 55 MMm³/dia em 2010.

¹ Estes dados constam da Nota Técnica 01/2007 – SCM, disponível para consulta na página da ANP na internet.

Convém assinalar que o PLANGÁS foi inserido no Plano de Aceleração do Crescimento do Brasil (PAC), lançado pelo Governo Federal em 22 de janeiro de 2007, o qual abarca 183 Projetos do Plano Estratégico de Negócios da PETROBRAS, que representam, até o ano de 2010, investimentos da ordem de R\$ 171,7 bilhões da empresa.

Em atendimento às solicitações desta Agência quanto à informações mais detalhadas sobre o Plano, a PETROBRAS encaminhou, em 11 de dezembro de 2006, o Memorial Descritivo do PLANGÁS, mediante a carta GE-LPGN-05/06.

Todavia, observou-se o pouco detalhamento expresso no referido Memorial, verificando-se a ausência de informações quanto ao cronograma de início das operações dos Projetos, à estruturação societária-financeira dos mesmos, bem como seu detalhamento técnico.

Em que pese a carência de informações do aludido documento, as atividades do Grupo de Trabalho foram conduzidas de modo a que os representantes de cada Superintendência pudessem, com base nos Projetos constantes do Plano atinentes a cada uma das áreas, verificar: (i) a aderência regulatória perante as normas desta Agência; (ii) a consistência dos dados; (iii) o estágio atual dos pedidos à ANP; e (iv) as etapas realizadas e as previstas para cada Projeto. Efetuadas as análises, procedeu-se a um esforço conjunto de agregação dos referidos dados.

A seguir serão apresentados os primeiros resultados do trabalho em andamento.

III – ADERÊNCIA REGULATÓRIA

III.1 - Exploração

A Fase de Exploração é, em aspecto geral, regida pela lei Nº 9.478 de 06 de agosto de 1997, que determina que esta deverá ser dividida em Períodos Exploratórios com compromissos determinados, a serem definidos no Contrato de Concessão. O Contrato de Concessão fornece a maior parte das diretrizes legais a serem seguidas durante a referida fase, inclusive determinando prazos, compromissos e condições para cada período. As regras dos contratos variam de Rodada para Rodada.

A Lei do Petróleo determina também que deverão ser publicadas portarias, sobre temas específicos, para a regulação do Contrato de Concessão durante a Fase de Exploração. Dentre estas, uma de maior relevância é a Portaria ANP Nº 259 de 05/12/2000, a qual trata do regulamento técnico do Plano de Avaliação de Descobertas de Petróleo e/ou Gás Natural (PA), que determina que o operador que queira avaliar uma descoberta de HC, deverá submeter um PA, com o comprometimento de novos trabalhos, à aprovação da SEP.

Ao fim do PA, ainda segundo a Portaria ANP Nº 259 de 05/12/2000, o operador deverá devolver o bloco, ou submeter Declaração de Comercialidade à aprovação da SEP. Uma vez aceita tal declaração, o dado contrato passa à Fase de Desenvolvimento, sob responsabilidade da SDP.

III.2 –Desenvolvimento e Produção

As Fases de Desenvolvimento e de Produção dos campos de petróleo e gás natural estão sob a responsabilidade da Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP. A Lei Nº 9.478/97 determina que, em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP

os planos e projetos de desenvolvimento e produção, tendo a ANP o prazo máximo de 180 dias para emitir seu parecer sobre os referidos planos. Decorrido este prazo, sem que haja manifestação da Agência, os planos e projetos são considerados automaticamente aprovados.

A atuação da SDP está respaldada nos seguintes instrumentos legais:

- Portaria ANP Nº 9, de 21 de janeiro de 2000: aprova o Regulamento Técnico ANP Nº 01/2000, que define os termos relacionados com as reservas de petróleo e gás natural, estabelece critérios para a apropriação de reservas e traça diretrizes para a estimativa das mesmas.

- Portaria ANP Nº 90, de 31 de maio de 2000: aprova o Regulamento Técnico do Plano de Desenvolvimento, que define o seu conteúdo mínimo em conformidade com os preceitos do Contrato de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, e estabelece procedimentos quanto à forma de apresentação do Plano de Desenvolvimento para os campos de petróleo e gás natural, e para aprovação e revisão do referido Plano, de acordo com o estabelecido no inciso IV do art. 44, da Lei Nº 9.478.

Este Regulamento aplica-se ao desenvolvimento inicial de campos ainda não explorados, a campos em produção que necessitem de planos complementares para a melhoria ou retomada da produção, bem como àqueles já em desenvolvimento e que necessitem de alterações para melhoria da produção.

- Portaria ANP Nº 100, de 20 de junho de 2000: aprova o Regulamento Técnico do Programa Anual de Produção para os campos de petróleo e gás natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção, de acordo com o estabelecido na seção V, art.43, inciso VII, da Lei Nº 9.478,. Este Regulamento Técnico estabelece os procedimentos, os fundamentos e o conteúdo mínimo do Programa Anual de Produção de um campo petrolífero ou gasífero, de que trata o Contrato de Concessão, e define procedimentos para aprovação, execução e revisão do referido Programa.

O Programa Anual de Produção deve incluir, além das previsões de produção de petróleo, gás natural e água, as previsões de movimentação de petróleo, de gás natural e de água, a discriminação da previsão de queimas e perdas de gás natural, a previsão de injeção de fluidos especiais nos reservatórios com a finalidade de recuperação melhorada e produção e descarte de resíduos sólidos oriundos do processo de produção.

- Portaria ANP Nº 123, de 18 de julho de 2000: estabelece o Regulamento Técnico do Programa Anual de Trabalho e Orçamento para os campos de petróleo e gás natural, que dispõe sobre as questões relacionadas com o acompanhamento e fiscalização das atividades de produção, de acordo com o estabelecido na Seção V, art. 43, inciso III, da Lei Nº 9.478,. O presente Regulamento Técnico estabelece os procedimentos, os fundamentos e o conteúdo mínimo do Programa Anual de Trabalho e Orçamento de um campo petrolífero ou gasífero, de que trata o Contrato de Concessão e define procedimentos para aprovação, execução e revisão do referido Programa.

Os Regulamentos Técnicos do Programa Anual de Produção e do Programa Anual de Trabalho e Orçamento aplicam-se às etapas de desenvolvimento e produção, da Fase de Produção, e aos poços submetidos a testes de longa duração durante a Fase de Exploração, devidamente aprovados pela ANP.

Cabe à ANP avaliar a concordância do Programa Anual de Produção e do Programa Anual de Trabalho e Orçamento com o Plano de Desenvolvimento ou Plano de Desenvolvimento Complementar, aprovados para o campo ou, se for o caso, com a sua última revisão aprovada pela ANP.

III.3 - Instalações de Processamento de Gás Natural

As autorizações para construção, ampliação e operação das instalações e unidades de processamento de gás natural, no âmbito da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP), são regulamentadas pela Portaria ANP N° 28, de 05 de fevereiro de 1999.

- Portaria ANP N° 28/99: prevê as seguintes etapas no processo de autorização para construção e operação:

- i) Análise técnica e documental do projeto num prazo máximo de 90 dias consecutivos a partir do protocolo da ANP (art.5° caput);
- ii) Publicação no DOU do sumário do projeto descrito por um prazo de 30 dias (art.5°§3°); nesta etapa o licenciamento ambiental não é pré-requisito.
- iii) A autorização para construção e operação é concedida nas condições estabelecidas em Termo de Compromisso a ser assinado pela PETROBRAS e ANP (art.2°), com as datas de apresentação de documentos e relatórios pertinentes previstos no Regulamento Técnico anexo à Portaria; nesta fase é exigido a Licença Prévia – (LP) e Licença de Instalação (LI) e, a apresentação da Licença de Operação (LO) é prevista no Termo de Compromisso anexa à autorização para construção e operação.

III.4 - Instalações de Transporte de Gás Natural e de Derivados de Petróleo

O Memorial Descritivo - PLANGÁS 2008, inclui projetos no segmento de transporte, destinados à implantação de gasodutos para movimentação de gás natural, oleodutos para escoamento da produção de GLP e condensado, terminais aquaviários para armazenamento e escoamento de GLP e produtos petroquímicos, e estações de compressão para aumento de capacidade de transporte de gás natural. Estas instalações serão objeto de análise e de outorga de autorizações sob a responsabilidade da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM).

No âmbito do arcabouço normativo em vigor para o segmento de transporte, os agentes econômicos responsáveis pela implementação dos projetos integrantes do PLANGÁS deverão atender ao disposto nos seguintes instrumentos regulatórios:

- Lei N° 9.478/97 (Inciso VIII, art. 8°): Estabelece como atribuição da ANP a instrução do processo com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação e instituição de servidão administrativa, das áreas necessárias à exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, construção de refinarias, de dutos e de terminais. Cabe ao agente econômico identificar sua necessidade e submeter à ANP um requerimento de instrução de processo para a emissão de Decreto de Utilidade Pública, o qual, após a aprovação da área técnica, da Procuradoria Geral e da Diretoria Colegiada, é encaminhado ao Ministério de Minas e Energia e à Casa Civil para apreciação e publicação no Diário Oficial da União.

- Portaria ANP Nº 170/98: Estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liqüefeito, biodiesel e misturas óleo diesel/biodiesel. De acordo com o art. 1º da Portaria ANP Nº 170/98, consideram-se instalações de transporte ou de transferência: dutos, terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres, unidades de liquefação de gás natural e de regaseificação de GNL, e os sistemas indispensáveis à operação destas instalações, tais como, estações de bombeamento ou compressão, tanques de armazenagem e sistemas de controle. Nesta categoria, são incluídos também os pontos de entrega de gás natural (citygates).

Nos termos do art. 5º da Portaria ANP Nº 170/98, a ANP deve publicar no Diário Oficial da União um sumário do projeto pretendido para o oferecimento de comentários e sugestões, por um prazo de 30 (trinta) dias. Após o cumprimento deste requisito, será concedida a autorização da ANP em duas etapas: Autorização de Construção (AC) e a Autorização de Operação (AO). A ANP tem um prazo máximo de 90 dias para analisar a documentação apresentada pelo agente econômico para verificação do atendimento do art. 3º (requisitos da AC) e de 30 dias para a verificação do atendimento do art. 9º (requisitos da AO).

Cabe destacar que o art. 6º da Portaria ANP Nº 170/98 estabelece que, caso a ANP classifique as instalações como de transporte para gás natural, as autorizações somente serão concedidas à pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte. Logo, em que pese o PLANGÁS ser um projeto concebido e executado pela PETROBRAS, a ANP não poderá outorgar as autorizações de construção e de operação dos gasodutos e das estações de compressão incluídas no PLANGÁS em nome desta empresa. Vale destacar que o Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008 cita a participação da Transportadora Nordeste Sudeste, da Transportadora Capixaba de Gás e da Transportadora GASENE nas solicitações das respectivas AC's e AO's junto à ANP.

A SCM também prevê a realização de vistorias técnicas em parte das instalações acima citadas, para a outorga das respectivas autorizações de operação.

- Resolução ANP Nº 27/05: Regulamenta o uso das instalações de transporte dutoviário de gás natural, mediante remuneração adequada ao Transportador, em atendimento ao princípio do Livre Acesso preconizado no art. 58 da Lei Nº 9478/97. Um dos temas tratados nesta regulamentação é aquele que destaca que a contratação de Serviço de Transporte Firme (STF) em instalações de transporte será ofertada e alocada segundo os procedimentos de Concurso Público de Alocação de Capacidade (CPAC).

De acordo com o § 1º do art. 7º da Resolução ANP Nº 27/05, a capacidade de transporte em projetos que não entraram em operação será objeto de realização de CPAC, com exceção dos projetos em processo de licenciamento ambiental ou de declaração de utilidade pública na data da publicação desta Resolução.

A Resolução ANP Nº 27/05 estabelece os seguintes prazos para cumprimento das atribuições da ANP: (i) 30 dias, no máximo, para que a ANP analise e aprove o regulamento do CPAC, contados desde a data de submissão deste documento pelo Transportador até a data de sua divulgação; e (ii) 60 dias, no máximo, para que a ANP analise e aprove os modelos de contratos de prestação do serviço de transporte de gás natural, bem como de seus termos e condições gerais (TCGs), encaminhados pelo Transportador, após o dimensionamento dos projetos.

IV – ATIVOS INTEGRANTES POR SUPERINTENDÊNCIA

A partir das informações apresentadas no Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008, foram identificadas as instalações que serão objeto de análise de cada uma das Superintendências da ANP envolvidas com o Projeto. A relação destes ativos, por Superintendência, está apresentada nos itens abaixo.

IV.1 – Superintendências de Exploração (SEP) e de Desenvolvimento e Produção (SDP)

O Memorial Descritivo prevê o aumento da produção de gás natural nas Regiões do Espírito Santo, do Rio de Janeiro, e de São Paulo, de modo a atingir 20 MMm³/dia, 23 MMm³/dia e 15 MMm³/dia, respectivamente. Para atingir este objetivo se farão necessários os ativos integrantes do Projeto, cuja responsabilidade de análise cabe à Superintendência de Exploração – SEP e à Superintendência de Desenvolvimento e Produção – SDP, relacionados na Tabela IV.1. Uma descrição mais detalhada dos empreendimentos contemplados que serão alvo de análise da SEP é apresentada posteriormente. O Anexo 2 apresenta um quadro com as características dos empreendimentos sob a responsabilidade da SDP.

Tabela IV.1 - Empreendimentos sob a responsabilidade de análise da SEP e da SDP.

Empreendimentos	Produção Esperada de Gás	Superintendência Responsável	
		SEP	SDP
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO			
ESS-164	Não Informado ^(a)	X	X
Golfinho II	Não informado		X
Canapu	2,0 MMm ³ /dia ^(b)	X	X
Peroá Fase 2	6,0 MMm ³ /dia ^(c)		X
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO			
Antecipação da Produção- Jabuti	1,0 MMm ³ /dia ^(d)	X	X
Área do RJS-513 – Roncador	680 mil m ³ /dia		X
Área RJS-446 – Marlim Leste	1,08 MMm ³ /dia		X
Roncador 4	740 mil m ³ /dia		X
Área do RJS-342 – Albacora – Fase I	700 mil m ³ /dia		X
Área do AB-18 – Albacora – Fase II	700 mil m ³ /dia		X
Desenvolvimento Complementar – Enchova	380 mil m ³ /dia		X
Desenvolvimento Complementar – Bonito	560 mil m ³ /dia		X
Instalação de Moto-Compressor na P-15	250 mil m ³ /dia	Não Aplicável	Não Aplicável
Subst.Injeção de Gás por Água – Campo de Namorado	200 mil m ³ /dia	Não Aplicável	Não Aplicável
REGIÃO DE SÃO PAULO			
Mexilhão	Não Informada ^(e)	X	X

Empreendimentos	Produção Esperada de Gás	Superintendência Responsável	
		SEP	SDP
Campos de Merluza e Lagosta	2,3 MMm ³ /dia ^(f)		X
Campos de Uruguá e Tambaú	Não Informada ^(g)		X

^(a) Embora não tenha sido informada a produção esperada, a FPSO prevista para este projeto terá capacidade de processamento de 10 MMm³/dia de gás.

^(b) Somada a essa oferta de gás há a previsão de 300m³/dia de condensado.

^(c) A produção total do Campo de Peroá, incluindo os poços existentes e os poços do Projeto Peroá Fase 2, será de 8 MMm³/dia. Há previsão de que o campo de Peroá alcançará 9,4 MMm³/dia com a instalação de compressores adicionais no Pólo de Cacimbas.

^(d) A FPSO prevista para esse projeto terá capacidade de 100.000 bbl/dia de líquido e 3,5 MMm³/dia de gás.

^(e) Embora não tenha sido informada a produção esperada no Memorial Descritivo, será instalada uma plataforma com capacidade de processamento de 15 MMm³/dia de gás. Entretanto, o Plano de Desenvolvimento em análise pela SDP informa que a produção esperada estará entre 4 e 6 MMm³/dia de gás. Está previsto ainda o envio de C₅+ para o TEBAR (quantidade não informada).

^(f) Somada a essa oferta de gás há a previsão de 800m³/dia de condensado.

^(g) A FPSO prevista para este projeto terá capacidade de processamento de 10 MMm³/dia de gás e 35.000 bbl/dia de líquido.

REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO:

- ESS-164 (4-BRSA-406A-ESS):

Poço inserido nas atividades do PA 1-BRSA-223-ESS, gerado a partir do bloco BES-100. Este visou investigar um alto estrutural, relacionado a falhas lítricas associadas a halocinese, que prolonga-se para o bloco BM-ES-5 (Petrobrás 65%, El Paso 35%). Perfurou 108m de coluna de gás (*net pay*), em arenito Maastrichtiano da Formação Urucutuca, sem contato G/O ou G/A, cuja porosidade é da ordem de 11%. Também atravessou indícios de óleo no Eoceno e Campaniano.

O citado trecho Maastrichtiano foi testado, produzindo gás com vazão de 127.000 a 451.000 m³/dia e condensado de 45,6°API com vazão de 39 a 137 m³/dia (AOF de 680.000 m³/dia).

Em 22/12/2006 a PETROBRAS declarou comercialidade desta acumulação, definindo o Campo de CAMARUPIM. Os volumes das reservas declaradas são de 2,97 MMm³ de petróleo e condensado e 14.498 MMm³ de gás.

O PLANGÁS prevê uma Unidade Estacionária de Produção (UEP) tipo FPSO, com até quatro poços interligados à mesma. Esta terá capacidade para compressão de até 10 MMm³ de gás por dia. Se considerarmos que cada poço produtor deste campo, teria a produtividade média aproximada de 300.000 m³/dia (segundo o TFR), então os quatro poços a serem ligados à UEP produziram cerca de 1.200.000 m³/dia. Este valor parece muito tímido frente ao dimensionamento da FPSO, que terá capacidade para compressão de 10.000.000 m³/dia de gás.

A viabilidade deste projeto, aparenta não ser sustentável unicamente pelas reservas do Camarupim, contido na porção do antigo BES-100. Provavelmente dependerá das atividades exploratórias do bloco BM-ES-5, onde existe a possibilidade de continuidade do campo de

Camarupim, com volumes muito mais significativos. A PETROBRAS já obteve licença junto ao IBAMA para perfurar nesta nova área do BM-ES-5.

- *Canapu:*

A PETROBRAS, a partir do PA do poço 1-BRSA-136-ESS (BES-100) declarou a comercialidade do Campo de Canapu em 29/12/2005, tendo como base os resultados do poço 4-BRSA-265-ESS. Este último perfurou vários níveis de arenitos da Formação Urucutuca, com cerca de 10% de porosidade, saturados por gás. Os volumes das reservas declaradas foram de 0,44 MMm³ de óleo e 6,45 MMm³ de gás.

Recentemente, em 26/12/2006, a PETROBRAS solicitou a anexação das áreas dos poços 1-ESS-90A-ES, 1-BRSA-136-ESS, 1-BRSA-147-ESS e 4-BRSA-465-ESS a este campo. Os reservatórios são os mesmos Arenitos Urucutuca, cujas reservas declaradas foram de 3,30 MMm³ de óleo e condensado e 6.064,74 MMm³ de gás.

O Memorial Descritivo do PLANGÁS, afirma que o desenvolvimento do Canapu ocorrerá com a produção de um único poço, o ESS-138 (4-BRSA-265-ESS). No entanto, dadas as reservas pouco expressivas, dificilmente este projeto será viável somente com esta área. Acredita-se que a produção integrada com as áreas dos poços 1-ESS-90A-ES, 1-BRSA-136-ESS, 1-BRSA-147-ESS e 4-BRSA-465-ESS, seja o caminho mais natural.

REGIÃO DO RIO DE JANEIRO

- *Antecipação da Produção - Jabuti (3-BRSA-363D-RJS)*

Segundo informações obtidas por e-mail, junto ao serviço de relacionamento com a ANP da PETROBRAS, Jabuti é o nome interno do prospecto exploratório do poço 3-BRSA-363D-RJS, perfurado no campo de Marlim Leste. Este poço atingiu a profundidade medida de 4.780 m, tendo encontrado óleo nos arenitos da Fm. Carapebus e nos carbonatos da Fm. Macaé. Oito metros de EPV, saturados por óleo, foram perfurados no Crapebus, enquanto 101 m de calcarenito, também com óleo, foram perfurados na Fm. Macaé/Mb. Quissamã.

A SEP depende do envio da Declaração de Comercialidade, para só então ter uma aproximação dos volumes de reservas englobados por esta acumulação, e conseqüentemente avaliar este projeto PLANGÁS.

REGIÃO DE SÃO PAULO

- *Mexilhão*

O Campo de Mexilhão, oriundo do bloco BS-400, teve sua Declaração de Comercialidade anunciada em 15/01/2004. Trata-se de um campo de gás, cujo reservatório são Arenitos Santonianos da Fm. Itajaí-Açu/Mb. Ilha Bela, posicionados em estrutura quaquaversal gerada por tectônica de sal, cujo fechamento é estrutural, tanto por mergulho das camadas quanto por falha selante.

Em 22/12/2006, a PETROBRAS solicitou a anexação das descobertas das áreas dos poços 4-BRSA-334DA-SPS e 3-BRSA-398-SPS ao Campo de Mexilhão. As reservas declaradas para esta extensão foram de 0,58 MMm³ de óleo e 1.440 MMm³ de gás.

Todas as descrições do Projeto Mexilhão, constantes no Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008, são informações técnicas referentes ao escoamento da produção, fora do escopo de avaliação da SEP.

IV.2 – Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural– SRP

As instalações apresentadas pela PETROBRAS no documento Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008, no âmbito da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP), nos estados do ES, RJ e SP estão relacionadas na Tabela IV.2 e descritas posteriormente.

Tabela IV.2 - Instalações sob a responsabilidade de análise da SRP.

Empreendimentos	Capacidade	Origem do Gás
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO		
ETGC - 3 UPGNs - 3 UPCGNs	20 MMm ³ /dia	Golfinho (gás associado) Peroá (gás não associado) Canapu (on shore): ESS-167 e ESS-164 (nova FPSO)
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO		
UPGN – TECAB - URL III - URL IV - UTGN II - UPCGN III	10,8 MMm ³ /dia	Jabuti Roncador e Rocador 4 Marlim Leste Albacora partes I e II Enchova
UPGN-REDUC - UFL I - UFL II - U-MEA II	Não Informado	Não Informado
REGIÃO DE SÃO PAULO		
UTGCA - UAPO I - UAPO II - UPGCN	15 MMm ³ /dia	Mexilhão Urugá Tambaú
UGN RPBC - U-1230	2,2 MMm ³ /dia	Merluza Lagosta

De modo mais detalhado, os empreendimentos compreendem:

- a ampliação do Pólo de Cacimbas, Unidade de Tratamento de Gás Natural de Cacimbas, UTGC, no âmbito da E&P da UN-ES, com a instalação de 6 unidades (3 UPGN unidades de processamento de gás natural e 3 UPCGN unidades de processamento de condensado de gás natural) com capacidade de processamento instalada nominal de 20 MMm³/dia de gás natural;
- a instalação no TECAB, Abast UN-RJ, Macaé-RJ, UPGN-TECAB que consiste de duas unidades de Recuperação de Líquidos de Gás Natural (URL III e IV), Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGN II), com capacidade total de 10,8 MMm³/dia e, de uma Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN III) com capacidade de processamento de 1.500 m³/dia e seus respectivos *offsites*;
- a instalação na REDUC, Duque de Caxias, Abast UN-RJ, UPGN REDUC que consiste de duas Unidades de Fracionamento de Líquido de Gás Natural (UFL-I e II), uma Unidade de Monoetanolamina (U-MEA-II) e seus respectivos *offsites*, possibilitando processar a vazão a ser adicionalmente produzida de Líquido de Gás Natural (LGN) no TECAB, com capacidade de processamento não informada até o presente momento;
- a adaptação da Unidade de Gás Natural da RPBC, UGN RPBC (U-1230), no âmbito do Abast UN-SP com a inclusão de um sistema de refrigeração a Propano e um Sistema de Glicol, para o processamento de 2,2 MMm³/dia de gás natural;
- a instalação da Unidade de Tratamento de Gás Natural de Caraguatatuba, UTGCA em Caraguatatuba, E&P UN-SP, com dois módulos de Unidade de Acerto de Ponto de Orvalho (UAPO I e II) e uma Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural (UPCGN) com capacidade de processamento instalada nominal de 15 MMm³/dia de gás natural.

Foi verificada a procedência informada do gás natural a ser processado para comparação com as fases de projeto de desenvolvimento do campo de produção, dados da SDP.

A Unidade de Tratamento de Cacimbas – UTGC será suprida pela oferta de gás de novos poços do campo de Peroá (7-PER-1,7-PER-2 e 7PER-3 com produção esperada de 2 MMm³/dia por poço), dos campos terrestres da UN-ES Canapu, ESS-167 e ES-164 e gás não associado do campo de Golfinho.

A UPGN- TECAB será suprida pela oferta do gás de Jabuti, Roncador e Roncador 4, Marlim Leste, Albacora partes I e II, Enchova. A oferta de gás natural para suprir as unidades da UPGN-REDUC é oriunda do desenvolvimento de novos campos da Bacia de Campos.

A UTGCA será suprida pela oferta de gás natural dos campos de Mexilhão, em 2009 e Uruguá + Tambaú em 2010.

A adequação da UGN RPBC será utilizada para processar o gás natural proveniente dos campos de Merluza e Lagosta.

IV.3 – Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM

A partir das informações apresentadas no Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008, foram identificadas as instalações de transporte que serão objeto de análise e de outorga de autorizações sob a responsabilidade da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural – SCM . Estas instalações, assim como as suas capacidades de transporte, encontram-se relacionadas na Tabela IV.3.

Tabela IV.3 - Instalações sob a responsabilidade de análise da SCM.

Empreendimentos	Capacidade (@ 20°C e 1 atm).
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO	
Dutos de GLP (8" e 60 km) e de Condensado (8" e 60km) interligando Cacimbas ao novo Terminal em Barra do Riacho	Não Informada
Terminal Aquaviário em Barra do Riacho – TABR	Não informada
Gasoduto Cacimbas – Vitória	Até 20 MMm ³ /dia
- Estação Redutora de Pressão em Vitória	Não informada
- Pontos de Entrega na CVRD (2)	Não informada
- Estação de Compressão de Aracruz	Até 21,0 MMm ³ /dia
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO	
Oleodutos - Terminal de Cabiúnas à REDUC:	
- OSDUC IV	Não informada
- OSDUC II adaptações para escoamento de GLP	Não informada
Terminais Aquaviários de Ilha Redonda e da Ilha Comprida	
- Ilha Redonda - TAIR - Ampliação da Capacidade de Refrigeração	Não informada
- Ilha Comprida - TAIC - Novas instalações para GLP e para COMPERJ	Não informada
Oleodutos entre REDUC e Ilhas Redonda / Comprida	
- Oleoduto de GLP / Butadieno 12" e cerca de 15 km	Não informada
- Oleoduto de Propeno / GLP 8" e cerca de 15 km	Não informada
Ampliação da Estação de Compressão do TECAB	40 MMm ³ /dia ²
Gasoduto Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	20 MMm ³ /dia
- Estação de Compressão de Piúma	Até 21,0 MMm ³ /dia

² O valor se refere à capacidade final após a ampliação. O serviço de compressão a ser instalado terá capacidade de 5,0 MMm³/dia com descarga a 100 kgf/cm²-g.

Empreendimentos	Capacidade (@ 20°C e 1 atm).
Gasoduto Cabiúnas - REDUC (GASDUC III)	40 MMm ³ /dia
Estação de Compressão Silva Jardim	40 MMm ³ /dia
Estação de Compressão REDUC II	20 MMm ³ /dia
Gasoduto Japeri - REDUC (GASCAMP)	20 MMm ³ /dia
Gasoduto Campinas - Rio (GASCAMP)	Não informada
Estação de Compressão Vale do Paraíba	20 MMm ³ /dia
REGIÃO DE SÃO PAULO	
Gasoduto Alto da Serra - RECAP (GASAN II)	7 MMm ³ /dia
Gasoduto RECAP - Guararema (GASPAL II)	9 MMm ³ /dia
Gasoduto Caraguatatuba - Taubaté (GASTAU)	20 MMm ³ /dia
Estação de Compressão do Terminal de Guararema	8,15 MMm ³ /dia
Estação de Compressão de Taubaté	20 MMm ³ /dia
Duto de Condensado - Caraguatatuba - Terminal de São Sebastião	Não informada

V – CRÍTICA DE CONSISTÊNCIA DOS DADOS

Este item tem como objetivo apresentar uma crítica à consistência dos dados apresentados no Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008. A Figura 1, apresentada abaixo, facilita a visualização dos ativos integrantes do Projeto considerados nesta avaliação.

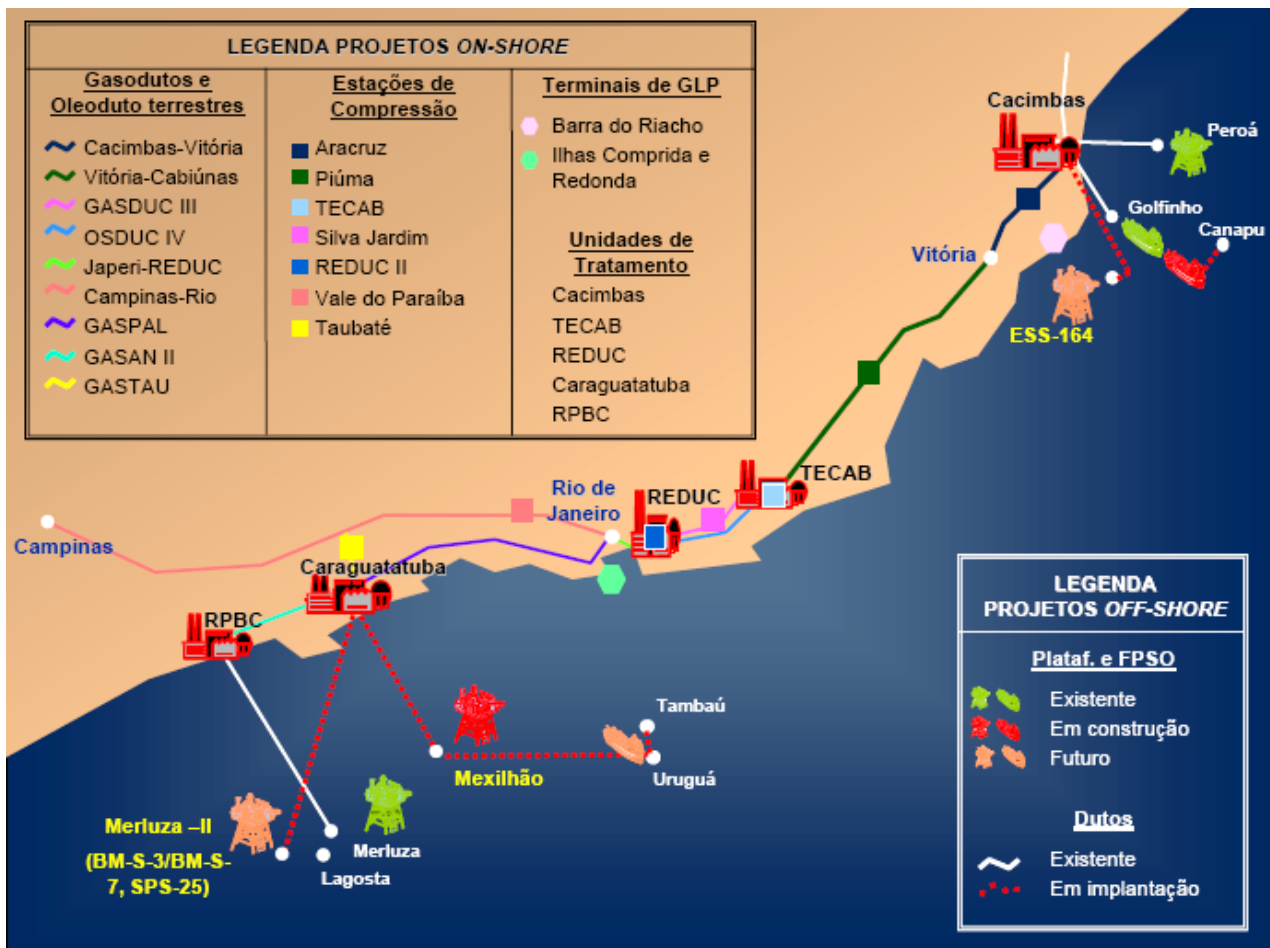


Figura 1. Projetos integrantes do PLANGÁS. (Fonte: Petrobrás³)

A ampliação do Polo de Cacimbas, visando o processamento de 20 MMm³/dia de gás, será realizada em área anexa à Unidade de Tratamento de Gás de Cacimbas. As unidades envolvidas na ampliação receberão gás proveniente de Peroá, Golfinho Canapú e ESS-164. Entretanto, embora não tenham sido apresentadas a produção de gás esperada nesses campos, (vide Tabela xx) a capacidade de processamento proposta para o Polo de Cacimbas encontra-se de acordo com as capacidades máximas de processamento das plataformas previstas para a Bacia do Espírito Santo. Adicionalmente, nesta região está prevista uma oferta total de gás de 20 MMm³/dia, destinada à cidade de Vitória e ao Rio de Janeiro.

Há previsão de construção do Terminal Aquaviário de Barra do Riacho (TABR) em Aracruz que permitirá o armazenamento e o escoamento, através de navios, do GLP e do C5+ separados na UTGC, na UPGN e na UPCGN de Cacimbas, a partir do processamento do gás natural e do condensado produzidos nos campos da Bacia do Espírito Santo. O Memorial Descritivo não especifica as quantidades esperadas de líquido, e portanto, não foi possível avaliar a consistência dos dados referentes a esses produtos.

O escoamento do gás do Polo de Cacimbas à Vitória dar-se-á através do Gasoduto Cacimbas-Vitória, passando pela Estação de Compressão de Aracruz. Ambos, o gasoduto (capacidade 20 MMm³/dia) e a Estação de Compressão (capacidade 21 MMm³/dia), estão dimensionados de

³ Disponível através do site <http://www.onip.org.br/arquivos/Cafe12PBarusco.pdf?PHPSESSID=8b6c80347ef486dea8f3300253b4a5e6>

forma compatível com a vazão de gás proveniente de Cacimbas. O mesmo ocorre com o Gasoduto Cabiunas-Vitória (GASCAV) e com a Estação de Compressão de Piúma, cujos valores sugerem que foram dimensionadas para o caso extremo de receber toda a capacidade de processamento do Polo de Cacimbas, sem que haja entrega em Vitória.

Vale ressaltar que o GASCAV é parte integrante do Gasoduto Sudeste-Nordeste (GASENE) e, como tal, originalmente visava o escoamento de gás da região sudeste para o nordeste. O projeto enviado à ANP, em ocasião da solicitação de Autorização de Construção, contemplava este sentido de escoamento. Nesta ocasião, a SCM analisou o processo e outorgou a autorização de construção do gasoduto visando o abastecimento do mercado do nordeste, e não o escoamento de gás no sentido Vitória-Cabiúnas, ora proposto.

O Terminal de Cabiúnas (TECAB), em Macaé, contará com ampliação de modo a incluir a instalação de duas URLs, uma UTGN com capacidade adicional de 10,8 MMm³/dia e de uma UPCGN com capacidade de 1.500 m³/dia. Estas capacidades de processamento são superiores ao somatório da produção esperada de gás nas regiões apresentadas na Tabela IV.1, indicando que a capacidade instalada destas instalações possivelmente foi superdimensionada de modo a atender o aumento de produção até a capacidade máxima prevista das plataformas na região do Rio de Janeiro.

O gás processado da TECAB, juntamente com o gás do GASCAV, será enviado ao Rio de Janeiro (REDUC) através do Gasoduto Cabiunas-REDUC (GASDUC III), passando pelas Estações de Compressão do TECAB e de Silva Jardim. Os gasodutos e as estações de compressão terão capacidade de 40 MMm³/dia, sendo esta capacidade ligeiramente superior ao somatório da vazão do GASCAV (máx. 20 MMm³/dia) com a capacidade de processamento de gás da TECAB (10,8 MMm³/dia).

O LGN separado na TECAB será armazenado e enviado para processamento na REDUC, primeiramente via o oleoduto OSDUC II, e futuramente apenas pelo OSDUC-IV. A capacidade de transporte prevista para o OSDUC IV não foi informada, assim como a produção de LGN da TECAB, inviabilizando a análise de consistência destes dados.

Estão previstos dois oleodutos interligando a REDUC às Ilhas Redonda e Comprida. Os oleodutos poderão operar para a expedição de GLP ou para o recebimento independente de propeno ou butadieno. As capacidades de transporte dos dutos e das ampliações dos Terminais de Ilha Redonda e de Ilha Comprida não foram informados, mais uma vez impossibilitando a avaliação da consistência dos dados.

A Estação de Compressão (ECOMP) da REDUC terá capacidade operacional de 20 MMm³/dia, sendo parte da infraestrutura necessária para garantir o escoamento do gás do Espírito Santo para o Rio de Janeiro e estando interligada ao Gasoduto Japeri-REDUC. O dimensionamento deste gasoduto é compatível com a capacidade operacional da Estação de Compressão.

O Gasoduto Campinas – Rio (GASCAMP) interligará o GASBOL aos gasodutos GASVOL em Japeri e GASPAL em Taubaté. Nenhuma informação sobre a capacidade operacional deste duto foi fornecida no Memorial Descritivo, embora a Estação de Compressão Vale do Paraíba tenha capacidade operacional de 20 MMm³/dia. Esta estação de compressão, em conjunto com a da REDUC, permitirá o escoamento do gás proveniente do Espírito Santo e da Bacia de Campos para o mercado de São Paulo. A capacidade de operação da ECOMP Vale do Paraíba, *a priori*, está compatível com aquela do Gasoduto Japeri-REDUC e com a ECOMP REDUC. Entretanto,

dados apresentados na solicitação de Autorização de Construção deste duto previam a movimentação de 5,8 MM m³/dia. Caso esses valores sejam confirmados, a ECOMP Vale do Paraíba estará superdimensionada para a vazão prevista para o gasoduto.

A produção dos campos de Mexilhão, Uruguá e Tambaú será enviada à Unidade de Tratamento de Gás de Caraguatatuba (UTGCA) que terá capacidade de processamento de 15 MMm³/dia. Não foi informada a capacidade de produção esperada para esses campos. Entretanto, a capacidade instalada das plataformas previstas somam 25 MMm³/dia, indicando que, em relação às capacidades instaladas, UTGCA será a instalação limitante e não as plataformas, obviamente levando-se em consideração as reservas disponíveis dos poços.

O condensado (C5+) produzido na UTGCA (quantidade não informada no Memorial Descritivo) será transferido para o Terminal de São Sebastião (TEBAR), o GLP será estocado em esferas e transportado via carreta, e o gás escoará para o city-gate de Taubaté através do gasoduto Caraguatatuba – Taubaté (GASTAU). O GASTAU está dimensionado para vazão de 20 MMm³/dia de gás, quantidade superior à capacidade de processamento da UTGCA, indicando que esta encontra-se subdimensionada em relação ao gasoduto e, conforme apresentado acima, à capacidade instalada das plataformas que enviarão seus produtos para processamento.

Na extremidade do GASTAU, no entroncamento entre este duto e o GASCAMP, será instalada a Estação de Compressão de Taubaté de modo a garantir o escoamento do gás da Bacia de Santos para o gasoduto Campinas-Rio. Esta ECOMP está dimensionada para 20 MMm³/dia de gás, estando assim compatível com o GASTAU.

Os campos de Merluza e Lagosta, com capacidade de produção prevista de 2,2 MMm³/dia, enviarão a sua produção da UGN, a ser instalada na RPBC, que terá capacidade de processamento de 2,2 MMm³/dia. Desta forma, o dimensionamento da UGN encontra-se coerente com a produção dos campos. A partir da RPBC, o gás será enviado à RECAP e à UTE através do Gasoduto Alto da Serra – RECAP (GASAN II – capacidade de 7 MMm³/dia). Pela vazão de projeto do GASAN II, conclui-se que esteja prevista a movimentação de gás proveniente de outras fontes, a partir da RECAP, que não apenas de Merluza e Lagosta. Entretanto, esta vazão adicional não foi apresentada no Memorial Descritivo.

A Estação de Compressão de Guararema, com capacidade de processamento de gás de 8,15 MMm³/dia será responsável pela compressão do gás proveniente do GASBOL e do GASPAL (sentido Taubaté-Guararema) para o gasoduto GASPAL II.. Por estes valores, conclui-se que a instalação dutoviária prevista para o GASPAL II (9,0 milhões m³/dia) encontra-se compatível com a capacidade de compressão do Terminal de Guararema.

Desta forma, observa-se muitas lacunas nas informações apresentadas no Memorial Descritivo do PLANGÁS, que inviabilizam uma criteriosa análise de consistência dos dados. Além disso, foram observadas informações conflitantes entre aquelas apresentadas no documento supracitado e aquelas contantes de outros documentos enviados à Agência em ocasião de solicitação de autorizações às Superintendências. Desta forma, a necessidade de confirmação de dados e de solicitação de esclarecimentos à PETROBRAS torna-se patente.

VI – ESTÁGIO ATUAL DOS PEDIDOS À ANP

VI.1 - Exploração, Desenvolvimento e Produção de Gás Natural

O estágio atual dos empreendimentos que serão objeto de análise da Superintendência de Exploração (SEP) e da Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP) estão relacionados na Tabela VI.1, e brevemente discutidos posteriormente. O Anexo 2 apresenta um quadro detalhado das etapas previstas na análise dos empreendimentos sob a responsabilidade da SDP.

Tabela VI.1 - Empreendimentos sob a responsabilidade de análise da SEP e da SDP.

Empreendimentos	Superintendência Responsável	
	SEP	SDP
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO	-	-
ESS-164	Em análise	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Golfinho II	Não Aplicável	PD já aprovado.
Canapu	Em análise	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Peroá Fase 2	Não Aplicável	Aprovado
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO		
Antecipação da Produção- Jabuti	Aguarda envio do Plano de Avaliação	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Área do RJS-513 – Roncador	Não Aplicável	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Área RJS-446 – Marlim Leste	Não Aplicável	Em análise
Roncador 4	Não Aplicável	Em análise
Área do RJS-342 – Albacora – Fase I	Não Aplicável	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Área do AB-18 – Albacora – Fase II	Não Aplicável	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Desenvolvimento Complementar – Enchova	Não Aplicável	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Desenvolvimento Complementar – Bonito	Não Aplicável	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Instalação de Moto-Compressor na P-15	Não Aplicável	Não Aplicável
Subst.Injeção de Gás por Água – Campo de Namorado	Não Aplicável	Não Aplicável

Empreendimentos	Superintendência Responsável	
	SEP	SDP
REGIÃO DE SÃO PAULO		
Mexilhão	Em análise	Em análise
Campos de Merluza e Lagosta	Não Aplicável	Aguarda solicitação formal para cumprimento da Port. ANP Nº 90/00
Campos de Uruguá e Tambaú	Não Aplicável	Em análise

- ESS-164 (4-BRSA-406A-ESS)

A Declaração de comercialidade do Campo de Camarupim encontra-se em processo final de avaliação na SEP.

- Canapu

O pedido de anexação das áreas dos poços 1-ESS-90A-ES, 1-BRSA-136-ESS, 1-BRSA-147-ESS e 4-BRSA-465-ESS, ao Campo de Canapu, encontra-se em processo final de avaliação na SEP. A PETROBRAS está realizando alguns estudos adicionais para, só então, informar à ANP as reservas descobertas.

- Antecipação da Produção - Jabuti (3-BRSA-363D-RJS)

O Plano de Avaliação do 6-BRSA-318 teve início em 05/09/2005 e seu término está previsto para 31/05/2007, quando a PETROBRAS deverá encaminhar a respectiva Declaração de Comercialidade, antes de apresentar o Plano de Desenvolvimento e iniciar a perfuração dos poços produtores, de que trata o Memorial Descritivo do PLANGÁS.

- Mexilhão

O pedido de anexação das áreas dos poços 4-BRSA-334DA-SPS e 3-BRSA-398-SPS, encontra-se em processo final de análise na SEP.

VI.2 - Instalações de Processamento de Gás Natural

O estágio atual das instalações de processamento de gás natural que serão objeto de análise e de outorga de autorizações sob a responsabilidade da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP), constam na Tabela VI.2.

Tabela VI.2 - Instalações sob a responsabilidade de análise da SRP

Empreendimentos	Estágio SRP/ANP
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO	
ETGC - 3 UPGNs - 3 UPCGNs	Em análise para Publicação de Sumário.
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO	
UPGN – TECAB - URL III - URL IV - UTGN II - UPCGN III	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP Nº 28/99.
UPGN-REDUC - UFL I - UFL II - U-MEA II	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP Nº 28/99.
REGIÃO DE SÃO PAULO	
UTGCA - UAPO I - UAPO II - UPGCN	Sumário publicado, aguarda cumprimento dos demais requisitos da Port. ANP Nº 28/99.
UGN RPBC - U-1230	Sumário publicado, aguarda cumprimento dos demais requisitos da Port. ANP Nº 28/99.

O processo da UTGC, E&P ES está em fase de finalização da análise técnica para publicação do Sumário, Proposta de Ação prevista para o final de março de 2007. Não há gargalo, tendo sido encaminhada a Licença de Instalação LI N°011/2007/Classe IV de 15/01/2007 válida por 1460 dias.

Os projetos do Abast-RJ, UPGN_TECAB e UPGN_REDUC ainda não foram solicitados à SRP/ANP. O Plangás Abast da PETROBRAS apresentou cronograma onde constam datas de previsão do licenciamento ambiental, emissão de LP em 29/06/2007 e LI em 16/07/07.

O projeto da UGN RPBC, Abast SP teve seu Sumário publicado pelo Despacho do Diretor Geral N°80/2007 no DOU de 25/01/2007. O gargalo para a próxima etapa, autorização para construção e operação conforme a Portaria ANP N° 28/99 está dependendo da comprovação de habilitação jurídico-fiscal. Foi encaminhada pela PETROBRAS a LI N°25000458 de 07/02/2007.

O projeto da UTGCA, E&P SP, teve seu Sumário publicado por meio do Despacho do Diretor Geral N°40/2007 no DOU de 19/01/2007. O gargalo para a próxima etapa, autorização para construção e operação, conforme a Portaria ANP N° 28/99, está associado ao licenciamento ambiental e publicação do Decreto de Utilidade Pública. O cronograma do órgão ambiental

apresentado na reunião da Sala de Monitoramento do PLANGÁS, em Brasília, prevê a aprovação do EIA/RIMA em março/2007 e a LP em abril/maio de 2007.

VI.3 – Instalações de Transporte de Gás Natural e de Derivados de Petróleo

O estágio atual das instalações de transporte que serão objeto de análise e de outorga de autorizações sob a responsabilidade desta Superintendência, constam na Tabela VI.3. Dessas instalações: (i) os gasodutos - Cacimbas – Vitória, Cabiúnas – Vitória e Campinas-Rio já detêm autorização de construção; (ii) a ANP aguarda a comunicação da conclusão da construção e dos respectivos testes e ensaios e envio dos documentos estabelecidos no art. 9º da Portaria ANP Nº 170/98 para a outorga das respectivas Autorizações de Operação dos empreendimentos apontados no item (i). Observa-se que o início de operação destes gasodutos está previsto para ocorrer no ano de 2007.

Ressalta-se, ainda, que outra atribuição da SCM, conforme anteriormente mencionado, consiste na instrução de processo para emissão de Decreto de Utilidade Pública. Em 23/11/2006, na Reunião de Diretoria n.º 411, foi aprovada a Proposta de Ação n.º 655/2006 referente à Instrução de processo para emissão de Decreto do Senhor Presidente da República com vistas à declaração de utilidade pública, para fins de desapropriação, total ou parcial, ou instituição de servidão administrativa, dos terrenos necessários à construção da Unidade de Tratamento de Gás Natural (UTGCA) no Município de Caraguatatuba/SP, incluindo áreas de acesso e de controle de acesso à unidade, bem como construção do duto de condensado C5+ interligando esta UTGCA ao Terminal de São Sebastião (TEBAR), do gasoduto terrestre a partir da Praia das Palmeiras (no ponto de chegada do gasoduto da plataforma PMXL-1) até a UTGCA e do Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté (GASTAU), no Estado de São Paulo. Até a presente data não foi publicado o referido Decreto. Cabe ressaltar que o gasoduto GASTAU não foi objeto do CPAC, pois a solicitação de licenciamento ambiental foi protocolada em julho de 2005, anterior à publicação da Resolução ANP Nº 27/05, fato este que é um dos requisitos de enquadramento nos preceitos da referida norma.

Já em relação às demais instalações, estas serão objeto de análise para outorga das respectivas autorizações de construção, tão logo a ANP receba a documentação necessária, conforme estabelecido na regulamentação vigente.

Tabela VI.3 - Estágio atual dos pedidos sob competência de análise da SCM/ANP

Empreendimentos	Estágio SCM /ANP
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO	
Dutos de GLP (8" e 60 km) e de Condensado (8" e 60km) interligando Cacimbas ao novo Terminal em Barra do Riacho	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Terminal Aquaviário em Barra do Riacho – TABR	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Gasoduto Cacimbas – Vitória	
<ul style="list-style-type: none"> - Gasoduto - Estação Redutora de Pressão em Vitória - Pontos de Entrega na CVRD (2) - Estação de Compressão de Aracruz 	<p>Gasoduto - Aguarda solicitação formal da empresa para Autorização de Operação</p> <p>Demais instalações - Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98</p>
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO	
Oleodutos - Terminal de Cabiúnas à REDUC:	
<ul style="list-style-type: none"> - OSDUC IV - OSDUC II adaptações para escoamento de GLP 	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Terminais Aquaviários de Ilha Redonda e da Ilha Comprida	
<ul style="list-style-type: none"> - Ilha Redonda - TAIR - Ampliação da Capacidade de Refrigeração - Ilha Comprida - TAIC - Novas instalações para GLP e para COMPERJ 	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Oleodutos entre REDUC e Ilhas Redonda / Comprida	
<ul style="list-style-type: none"> - Oleoduto de GLP / Butadieno 12" e cerca de 15 km - Oleoduto de Propeno / GLP 8" e cerca de 15 km 	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Ampliação da Estação de Compressão do TECAB	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Gasoduto Cabiúnas - Vitória (GASCAV)	
<ul style="list-style-type: none"> - Gasoduto - Estação de Compressão de Piúma 	<p>Gasoduto - Aguarda solicitação formal da empresa para Autorização de Operação</p> <p>ECOMP - Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98</p>
Gasoduto Cabiúnas - REDUC (GASDUC III)	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98

Empreendimentos	Estágio SCM /ANP
Estação de Compressão Silva Jardim	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Estação de Compressão REDUC II	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Gasoduto Japeri - REDUC (GASCAMP)	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Gasoduto Campinas - Rio (GASCAMP)	Aguarda solicitação formal da empresa para Autorização de Operação
Estação de Compressão Vale do Paraíba	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
REGIÃO DE SÃO PAULO	
Gasoduto Alto da Serra - RECAP (GASAN II)	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Gasoduto RECAP - Guararema (GASPAL II)	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Gasoduto Caraguatatuba - Taubaté (GASTAU)	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Estação de Compressão do Terminal de Guararema	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Estação de Compressão de Taubaté	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98
Duto de Condensado - Caraguatatuba - Terminal de São Sebastião	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98

VII – CONSIDERAÇÕES FINAIS

As informações técnicas fornecidas pela PETROBRAS, a respeito dos projetos constituintes do PLANGÁS, através do Memorial Descritivo – PLANGÁS 2008, não são suficientes para caracterizar os empreendimentos que proporcionarão a expansão da oferta de gás natural na região sudeste no período 2008/2010. Ao longo do documento, nota-se a ausência de dados básicos relacionados a reservas, produção, capacidades de processamento, armazenamento e transporte de gás natural, condensado e GLP.

No caso específico dos empreendimentos para exploração de novos campos produtores de gás natural, as informações fornecidas pela PETROBRAS são breves e excessivamente genéricas, inclusive utilizando nomes internos à PETROBRAS, para prospectos exploratórios ou projetos, os quais a ANP não reconhece.

A PETROBRAS informou à SEP que agendará reunião para melhor explicar os projetos do PLANGÁS ligados à exploração. Durante tais reuniões pretende-se solicitar um novo documento descritivo do PLANGÁS, porém voltado exclusivamente à exploração, contendo explicações mais

detalhadas sobre os prospectos envolvidos e utilizando-se da nomenclatura oficial, aceita pela ANP.

Com relação aos empreendimentos que já possuem declaração de comercialidade aprovada pela SEP e que estão em fase de desenvolvimento e produção, sob a responsabilidade da SDP, observa-se que alguns projetos ainda não tiveram Plano de Desenvolvimento apresentado à ANP para análise e aprovação. Além disto, vários projetos dependem da contratação de plataformas e da instalação de infra-estrutura de dutos para possibilitar a produção e escoamento do gás, o que poderá impactar a viabilidade de produção destes campos no horizonte de tempo estabelecido no PLANGÁS.

A SDP também alertou para o fato de que alguns dos campos incluídos no PLANGÁS têm formações de capas de gás e, portanto, visando atender a regulamentação vigente, os respectivos Planos de Desenvolvimento só serão aprovados na ANP se a PETROBRAS comprovar que não fará uso dessas capas ou, em caso afirmativo, que estas ficam localizadas em zonas independentes de gás, não afetando desta maneira a produção de óleo destes campos.

O PLANGÁS contempla campos tanto de gás associado quanto de gás não associado. Constatase que os campos que estão entrando em produção em 2007 são de gás associado e que, em curto prazo, haverá aumento da queima por falta de infra-estrutura de escoamento da produção. Este GT entende que o PLANGÁS, na área de E&P, deveria estar vinculado a planos para reduzir a queima de gás e para o melhor aproveitamento deste recurso energético.

Destacando os empreendimentos sob a responsabilidade da SRP, das 5 solicitações de autorizações para instalações de processamento de gás natural previstas no âmbito do PLANGÁS no Memorial Descritivo apresentado pela PETROBRAS, as 3 solicitações já recebidas foram devidamente encaminhadas nos prazos correntes previstos pela Portaria ANP N° 28/99 e em sintonia com as etapas de licenciamento ambiental, à exceção do projeto da UTGCA, o qual está aguardando a publicação do Decreto de Utilidade Pública da área para construção e o licenciamento ambiental.

As solicitações ainda não recebidas, no âmbito dos projetos do Abast RJ (UPGN TECAB e UPGN REDUC) possuem previsão de licenciamento ambiental para meados de junho de 2007. Recomenda-se contactar a PETROBRAS para que esta apresente os projetos de modo a dar prosseguimento à análise técnica com vistas à publicação do Sumário, fase onde não é requerido o licenciamento ambiental. Cabe destacar que tal procedimento já foi adotado no projeto da UTGCA.

O mesmo raciocínio aplica-se às instalações sob a responsabilidade da SCM. Visando agilizar a análise dos processos de autorização de construção, esta área técnica aguarda o envio dos memoriais descritivos individuais dos projetos pelas Transportadoras associadas à PETROBRAS para possibilitar a publicação dos sumários dos mesmos no Diário Oficial da União e cumprir o prazo de 30 dias estabelecido na Portaria ANP N° 170/98, de recebimento de comentários e críticas dos interessados. Cabe ressaltar que à PETROBRAS foi encaminhado ofício, no qual a ANP propôs, nos termos da Portaria ANP N° 170/1998, que fossem enviados, o mais breve possível, os Sumários dos projetos integrantes dos respectivos projetos, bem como providenciadas, junto aos órgãos competentes, as respectivas licenças ambientais, sem as quais a ANP não poderá outorgar as Autorizações de Construção pertinentes.

Por fim, ressalta-se que:

(1) A análise de consistência de dados realizada por este Grupo de Trabalho, bem como o acompanhamento das diversas etapas do PLANGÁS no âmbito da ANP, ficam comprometidos pela precariedade do documento intitulado Memorial Descritivo apresentado pela PETROBRAS, razão pela qual recomenda-se à Diretoria Colegiada da ANP a cobrança de um novo documento a esta empresa.

(2) O Grupo de Trabalho solicita que a periodicidade de apresentação dos relatórios de acompanhamento do PLANGÁS à Diretoria seja trimestral, ao invés de bimestral, como consta da Portaria ANP Nº 11, de 17 de janeiro de 2007, tendo em vista o tempo de maturação destes empreendimentos e a constatação de que o prazo previsto nesta Portaria é insuficiente para a obtenção de avanços significativos na condução das ações da ANP, necessárias à aprovação dos projetos do Plano.

(3) O Grupo de Trabalho considera oportuno o envio deste Relatório, pela Diretoria Colegiada da ANP, às autoridades responsáveis pela Sala de Situação, no âmbito da Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG), do Ministério de Minas e Energia (MME), bem como disponibilizar o documento para consulta na página da ANP na Internet.

(4) Recomenda-se à Diretoria Colegiada que os representantes da ANP na Sala de Situação do MME, que visa acompanhar o cronograma de implantação do PLANGÁS, sejam os mesmos que integram este Grupo de Trabalho, constituído pela Portaria ANP Nº 11, de 17 de janeiro de 2007.

José Cesário Cecchi
Coordenador do Grupo de Trabalho

ANEXO 1

PORTARIA ANP Nº 11, DE 17.1.2007

PORTARIA ANP Nº 11, DE 17.1.2007

(Boletim de Pessoal Especial nº 02 de 19.1.2007)

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP, no uso das atribuições que lhe são conferidas pelo inciso III, art. 9º, do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, e com base na Resolução de Diretoria nº 29, de 16 de janeiro de 2007, resolve:

Art. 1º Constituir Grupo de Trabalho para acompanhar a realização do Plano de Antecipação da Produção de Gás (Plangás), destinado a garantir uma visão integrada deste Projeto na ANP e verificar sua aderência regulatória perante o arcabouço normativo da Agência, em vigência.

Art. 2º Compôr pelo período de um (1) ano, renovável por igual período, da forma a seguir indicada, o Grupo de Trabalho mencionado no Art. 1º desta Portaria, sob a coordenação do servidor José Cesário Cecchi ou outro servidor que venha a ser designado pela Diretoria.

Superintendência de Exploração (SEP)

- Kátia da Silva Duarte - Titular
- Rafael Bastos da Silva - Suplente

Superintendência de Desenvolvimento e Produção (SDP)

- Salim Armando - Titular
- Sebastião Nunes - Suplente

Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP)

- Ana Regina Feitosa de Britto - Titular
- Pedro Henrique Lemmers - Suplente

Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM)

- Marcelo Meirinho Caetano - Titular
- Luciana Rocha de Moura Estevão - Suplente

Procuradoria Geral (PRG)

- Marcelo de Aquino Mendonça - Titular
- Antonio José Pelágio Lôbo e Campos - Suplente

Art. 3º O Grupo de Trabalho deverá elaborar relatórios bimestrais a serem remetidos à Diretoria até a implementação de todos os projetos constantes do Plangás.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

HAROLDO BORGES RODRIGUES LIMA

ANEXO 2

PLANILHAS DE ACOMPANHAMENTO DOS PROJETOS INTEGRANTES DO
PLANGÁS

**PLANILHA DE ACOMPANHAMENTO DOS PROJETOS: SUPERINTENDÊNCIA DE EXPLORAÇÃO (SEP) E
SUPERINTENDÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO (SDP)**

Projetos	Características	SEP	SDP					Situação Atual
		Declaração de Comercialidade	Apresentação Plano Desenvolvimento	Aprovação Plano Desenvolvimento	Programa Anual Trabalho	Programa Anual Produção	outros	
1. REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO								
• ESS-164 – CAMARUPIM (LDA 850 m, 69 km de Cacimbas)	FPSO c/4 poços, capac. 10 MM m³/d, estocagem 400 M bbl hc de 27 a 48° API, gasod. 24" p/UTG Cacimbas	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Custo US\$ 1 Bi	
• GOLFINHO II (LDA 1300/1500 m, 60 km de Cacimbas)	FPSO c/4 poços de óleo c/gas-lift, 1 poço de gás e 3 inj. Água, gasoduto rig. 12"	Não Aplicável	SIM	SIM	SIM	SIM	Custo R\$ 886 MM	Prev. Início jul/2007. Ampliação UTG Cacimbas licenciada pelo IEMA/ES. Prod. Atual (Fase 1) 1,5 MM m³/d
• CANAPU - ESS-138 (LDA 1600 m, gasoduto 6"DI pipe-in-pipe)	FPSO Vitória c/1 poço 300m³/d cond e 2MM m³/d gás recompressão no FPSO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Custo US\$ 300 MM	Prev. Início 2008
• PEROÁ FASE 2	Perfuração e Complet mais 3 poços prod 6MM m³/d escoando p/gasoduto 18" PPER-1/Cacimbas)	Não Aplicável	SIM	SIM	SIM	SIM	Custo US\$ 215 MM	Peroá 1 já em produção, Previsão fase 2 p/2009 c/9,4 MM m³/d para as 2 fases
2. REGIÃO DO RIO DE JANEIRO								
• ANTECIPAÇÃO DA PRODUÇÃO - JABUTI (LDA 1400 m)	FPSO (a ser contratado) 3,5 MM m³/d gás assoc., 100 M bpd óleo, interligado à P-40 (Marlim Sul)	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Sem previsão, FPSO e sonda de perfuração a serem contratados

Projetos	Características	SEP	SDP					Situação Atual
		Declaração de Comercialidade	Apresentação Plano Desenvolvimento	Aprovação Plano Desenvolvimento	Programa Anual Trabalho	Programa Anual Produção	outros	
• ÁREA DO RJS-513 - RONCADOR (LDA 1600 m)	FPSO Brasil (P-52), 1 poço 680 M m ³ /d a ser perf. Prod. P/PGP-1	Não Aplicável	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Sem previsão, FPSO Brasil já existente, Sonda perfuração não definida
• ÁREA DO RJS-446 - MARLIM LESTE (LDA 1950 m)	Produção p/ P-53, 1 poço capa de gás 1 MM m ³ /d	Não Aplicável	SIM	Em análise	NÃO	NÃO	S/est. custo	Prev. Início 2008
• RONCADOR 4 (LDA 1680 m)	Produção p/P-54/PGP-1, poço RO-4 capa de gás, 740 M m ³ /d	Não Aplicável	SIM	Em análise	NÃO	NÃO	S/est. custo	Prev. Início out/2007. Prod. Atual (gás associado) 1,4 MM m ³ /d
• ÁREA DO RJS-342 - ALBACORA - FASE I	Produção p/P-25, poço a ser perf. 700 M m ³ /d, utilização gasoduto ALB/GP/Bfurado	Não Aplicável	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Sem previsão, necessárias obras na P-25
• ÁREA DO AB-18 - ALBACORA - FASE II	Perfuração de 1 poço p/injeção água e 1 poço p/produção 700 MM m ³ /d gás, áreas AB-18/RJS-477	Não Aplicável	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Sem previsão, necessária uma nova plataforma fixa
• DESENVOLVIMENTO COMPLEMENTAR - ENCHOVA	Recompletação poço capa de gás p/380 M m ³ /d, escoamento p/PCE-1	Não Aplicável	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Sem previsão
• DESENVOLVIMENTO COMPLEMENTAR - BONITO	Recompletação 2 poços capa de gás p/ 560 Mm ³ /d	Não Aplicável	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Depende de turbo-compressor em PCE-1

Projetos	Características	SEP	SDP					Situação Atual
		Declaração de Comercialidade	Apresentação Plano Desenvolvimento	Aprovação Plano Desenvolvimento	Programa Anual Trabalho	Programa Anual Produção	outros	
• INSTALAÇÃO DE MOTO-COMPRESSOR NA P-15 (Piraúna)	Objetivo aumentar aproveitamento de gás na P-15, contribuição 250 m³/d	Não Aplicável	Não Aplicável	Não Aplicável	Não Aplicável	Não Aplicável	S/est. custo	S/previsão
• SUBST. INJEÇÃO DE GÁS POR ÁGUA NO CAMPO DE NAMORADO	Recompletação do NA-41 de injetor de gás p/inj água (PNA-2), liberação de 200 M m³/d gás p/mercado	Não Aplicável	SIM	SIM	SIM	SIM	S/est. custo	Prev. P/2007
3. REGIÃO DE SÃO PAULO								
• MEXILHÃO (LDA 320/550 m)	Plataforma fixa PMXL-1 (em LDA 172m) c/capac. Proces. 15 MM m³/d, 6 poços horizontais	SIM	SIM	Em análise	SIM	SIM	Custo US\$ 1.569 MM	Prev. Pico de prod. 2010 de 6 MM m³/d. Capac. 15 MM m³/d visa atender MXL, TBU, URG e Cedro
• CAMPOS DE MERLUZA E LAGOSTA (LDA 130 m)	6 poços p/produzir 2,3 MM m³/d de gás e 800 m³/d condensado	Não Aplicável	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	S/est. custo	Previsão 2008. Prod. Atual MLZ 1MM m³/d
• CAMPOS DE URUGUÁ E TAMBAÚ (LDA 1400 m)	FPSO capac. P/ 10 MM m³/d de gás e 35 M bpd líquido, óleo no FPSO e gás p/PMXL-1 gasoduto 18"x170 km	Não Aplicável	SIM	Em análise	SIM	SIM	S/est. custo	Início TBU em 2010. Previsão 6 MM m³/d de gás em 2011(TBU e URG)

**PLANILHA DE ACOMPANHAMENTO DOS PROJETOS: SUPERINTENDÊNCIA DE REFINO E PROCESSAMENTO
DE GÁS NATURAL (SRP)**

UF	Instalações/Unidades	Volume total	Origem do GN	Fase atual	Gargalo/Caminho crítico
ES E&P	UTGC 3UPGNs e 3UPCGNs	20 MM m3/dia	Golfinho (gás associado) Peroá (gás não associado) Canapu (on shore): ESS-167 e ESS-164 (nova FPSO)	Análise p/ publ. do Sumário Previsão : Proposta de Ação- mar/07	Não há gargalo válida por 1460 dias
RJ Abast	UPGN-TECAB URL III.URL IV, UTGN II e UPCGN III	10,8 MM m3/dia	Jabuti Roncador e Rocador 4 Marlim Leste Albacora partes I e II Enchova	Petrobras ainda não solicitou autorização a ANP	
	UPGN-REDUC UFL II U-MEA II UFL I	Não informado	Não informado	Petrobras ainda não solicitou autorização a ANP	**Emissão LP: 29/06/2007 **Emissão LI: 16/07/07
SP E&P	UTGCA UAPO I UAPOII UPCGN	15 MM m3/dia	Mexilhão Urugá Tambaú	Sumário publicado Despacho N° 40/2007 DOU 19/01/2007	Licenciamento ambiental *previsão EIA/RIMA - Março/07 *LP Abril/Maio/07 Decreto de Utilidade Pública
SP Abast	UGN RPBC U- 1230	2,2 MM m3/dia	Merluza Lagosta	Sumário Publicado Despacho N° 80/2007 DOU 25/01/2007	LI N° N°25000458 Emissão:07/02/2007
TOTAL		48 MM m3/dia			

* Previsão fornecida pelo cronograma do órgão ambiental, em discussão com a Petrobras na reunião do Plangás em 18/01/2007

** Previsão pelo cronograma apresentado pela Petrobras, Plangás Abastecimento

IMPORTANTE:

Sobre a aderência regulatória- Todas as instalações são autorizadas pela **Portaria ANP N°28 de 5.2.99**

DOU de 8.2.1999

PLANILHA DE ACOMPANHAMENTO DOS PROJETOS: SUPERINTENDÊNCIA DE COMERCIALIZAÇÃO E MOVIMENTAÇÃO DE PETRÓLEO, SEUS DERIVADOS E GÁS NATURAL (SCM)

Projetos	Características	Decreto Utilidade Pública	CPAC	Publicação Sumário Projeto	Autorização Construção	Autorização Operação	Situação Atual
1. REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO							
<ul style="list-style-type: none"> • ESCOAMENTO DOS COMBUSTÍVEIS DO PÓLO UTG CACIMBAS - Oleoduto para GLP - Oleoduto para C5+ 	60km, 8", Cacimbas - Barra do Riacho	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
	60km, 8", Cacimbas - Barra do Riacho	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
<ul style="list-style-type: none"> • TERMINAL AQUAVIÁRIO DE BARRA DO RIACHO (TABR) 	Porto Barra do Riacho, Aracruz/ES. Armazenamento, escoamento GLP/C5+ de Cacimbas	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
<ul style="list-style-type: none"> • GASODUTO CACIMBAS-VITÓRIA 	20 MM m³/d. Trecho 1: 117km, 26". Trecho 2: 13km, 16".	Decreto s/nº de 2/2/2005	NÃO	Despacho nº 673/04, de 29/11/04	Aut. Nº 33, 03/02/05	NÃO	Em fase final de construção. Aguarda solicitação de AO
<ul style="list-style-type: none"> • ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE PIÚMA 	Gasoduto Cabiúnas-Vitória. Vazão máx. 21 MM m³/d.	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
<ul style="list-style-type: none"> • ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE ARACRUZ 	Gasoduto Cacimbas-Vitória. Vazão máx. 21 MM m³/d.	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98

Projetos	Características	Decreto Utilidade Pública	CPAC	Publicação Sumário Projeto	Autorização Construção	Autorização Operação	Situação Atual
2. REGIÃO DO RIO DE JANEIRO							
• OLEODUTOS NO TECAB INTERLIGANDO MACAÉ À DUQUE DE CAXIAS (LGN/GLP)							
- OSDUC IV	Novo oleoduto p/ escoar LGN p/ process. na REDUC	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
- OSDUC II	Adaptações p/ escoar GLP de Cabiúnas p/ REDUC. Atualmente transporta LGN.	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98.
• TERMINAIS AQUAVIÁRIOS ILHAS REDONDA E COMPRIDA (GLP)							
- TAIR	Ampliação capacidade escoamento GLP Cabiúnas/REDUC	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
- TAIC	Construção para escoamento GLP e petroquímicos	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• OLEODUTOS ENTRE REDUC E ILHAS REDONDA E COMPRIDA (GLP, outros)							
- Oleoduto GLP/Butadieno	REDUC-TAIR, 15km, 12"	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
- Oleoduto Propeno / GLP	REDUC-TAIR, 15km, 8"	NÃO	-	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• AMPLIAÇÃO DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DO TECAB	Capacidade final: 40 MM m³/d. Escoar gás Campos e do Espírito Santo.	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98

Projetos	Características	Decreto Utilidade Pública	CPAC	Publicação Sumário Projeto	Autorização Construção	Autorização Operação	Situação Atual
• SERVIÇO DE COMPRESSÃO NO TECAB	Cap 5,0 MM m³/d. Escoar gás Cabiúnas-Vitória através GASDUC II até operação ECOMP TECAB e GASDUC III	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• GASODUTO CABIÚNAS – VITÓRIA (GASCAV)	20 MM m³/d. 300km, 28". Ramal 10km, 10", interliga até PTE Anchieta	Decreto s/nº de 21/7/2005	NÃO	Despacho n.º 98/05, de 16/02/05	Aut. Nº 284, 04/08/05	NÃO	Em construção. Aguarda solicitação de AO.
• GASODUTO CABIÚNAS – REDUC (GASDUC III)	40 MM m³/d, 185km, 30". Para movimentar gás residual.	NÃO	Em Análise	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO SILVA JARDIM	40 MM m³/d. GASDUCs	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO REDUC II	20 MM m³/d, próx Anel Gás Residual REDUC.	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• GASODUTO JAPERI – REDUC (GASCAMP)	40km, 20 MM m³/d. Prevê operação nos dois sentidos.	NÃO	Em Análise	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• GASODUTO CAMPINAS – RIO (GASCAMP)	Interliga GASBOL ao GASPAL em Taubaté e GASVOL em Japeri. 453km. Operação dois sentidos.	Em Análise (ANP)	NÃO	Despacho n.º 1062/01, de 21/11/01	Aut. Nº 230, 03/08/04	NÃO	Análise da solicitação de retificação do Decreto s/nº de 17/2/2004. Aguarda solicitação de AO.
• ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO VALE DO PARAÍBA	Cap. 20 MM m³/d. Escoar gás ES e Campos para SP	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98

Projetos	Características	Decreto Utilidade Pública	CPAC	Publicação Sumário Projeto	Autorização Construção	Autorização Operação	Situação Atual
3. REGIÃO DE SÃO PAULO							
• DUTO C5+: UTGCA – TEBAR (Projeto Mexilhão - E&P Petrobras)	duto 6". Escoamento de condensado para TEBAR	Em Análise (MME)	-	NÃO	NÃO	NÃO	Decreto: envio ao MME (Ofício 165/DG, de 30/11/06). Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• GASODUTO ALTO DA SERRA - RECAP (GASAN II)	7 MM m³/d. 38km, 22". Interligação com sistema da COMGÁS	NÃO	Em Análise	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• GASODUTO RECAP - GUARAREMA (GASPAL II)	9 MM m³/d. 53km, 22".	NÃO	Em Análise	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• GASODUTO CARAGUATATUBA - TAUBATÉ (GASTAU)	20 MM m³/d. 100km, 28".	Em análise (MME)	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Decreto: envio ao MME (Ofício 165/DG, de 30/11/06). Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO TERMINAL DE GUARAREMA	Cap op: 8,15 MM m³/d. GN GASBOL/GASPAL (sentido Taubaté-Guararema) comprimido para GASPAL II	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98
• ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE TAUBATÉ	20 MM m³/d. Escoar gás Mexilhão pelo GASTAU e Campinas-Rio (Taubaté).	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	Aguarda solicitação p/ cumprimento da Port. 170/98