



RELATÓRIO FINAL 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)

Outubro 2009

SUMÁRIO

I – INTRODUÇÃO	3
II – ESTÁGIO ATUAL DA ANÁLISE DOS PROJETOS NA ANP	5
II.1 - EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE GÁS NATURAL.....	5
II.1.1 – <i>Estágio Atual dos Projetos na Superintendência de Exploração</i>	<i>7</i>
II.1.2 – <i>Evolução dos Projetos na Superintendência de Desenvolvimento e Produção</i>	<i>7</i>
II.1.2.a – <i>Descrição dos Projetos e Situação Atual.....</i>	<i>8</i>
II.1.2.b – <i>Considerações acerca dos Projetos da Superintendência de Desenvolvimento e Produção.....</i>	<i>12</i>
II.2 - INSTALAÇÕES DE PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL	14
II.2.1 – <i>Autorizações Outorgadas aos Empreendimentos</i>	<i>14</i>
II.2.2 – <i>Avaliação do grau de implementação das instalações.....</i>	<i>16</i>
II.3 – INSTALAÇÕES DE TRANSPORTE DE GÁS NATURAL E DE DERIVADOS DE PETRÓLEO.....	17
II.3.1 – <i>Autorizações Outorgadas aos Empreendimentos</i>	<i>21</i>
II.3.2 – <i>Terminais de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)</i>	<i>24</i>
II.3.3 – <i>Avaliação do grau de implementação das instalações.....</i>	<i>25</i>
III – CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	26



Nota Técnica Conjunta nº 03/2009-SCM/SEP/SDP/SRP/PRG

Rio de Janeiro, 30 de setembro de 2009.

ASSUNTO: RELATÓRIO FINAL DO GRUPO DE TRABALHO INSTITUÍDO PARA O ACOMPANHAMENTO DO PLANGÁS

I – INTRODUÇÃO

O Plano de Antecipação da Produção de Gás (PLANGÁS) foi concebido pela Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), no ano de 2006, com o objetivo primordial de garantir o abastecimento de gás natural, associado à possibilidade de reduzir os riscos do fornecimento do gás natural boliviano e assegurar a oferta de gás para a geração termelétrica e demais mercados não térmicos. 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, de 15 milhões m³/dia em 2007 para 40 milhões m³/dia em 2008 e, posteriormente, 55 milhões m³/dia em 2010. O perfil de crescimento da oferta de gás no território nacional nos anos em questão está apresentado na Figura I.1, na qual encontra-se destacado aquele da região sul-sudeste.

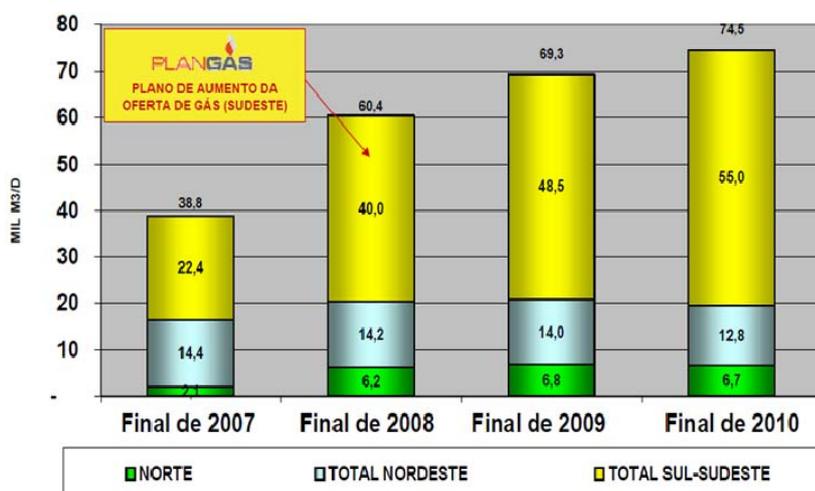


Figura I.1. As metas do PLANGÁS quanto à oferta de gás nacional (Fonte: PETROBRAS).

O PLANGÁS recebeu grande apoio das autoridades governamentais, inclusive da ANP que, por meio da Portaria ANP Nº 11, de 17 de janeiro de 2007, instituiu um Grupo de Trabalho (GT) composto por representantes das Superintendências 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). A finalidade deste GT foi acompanhar a realização do Plano, de modo a garantir uma visão integrada deste Projeto na ANP, bem como verificar sua aderência regulatória ao arcabouço normativo desta Agência.

Na Tabela I.1 são apresentados os 11 membros nomeados pela Portaria ANP Nº 11/2007 para compor o Grupo de Trabalho. Para a coordenação do GT a Diretoria da ANP indicou o Superintendente José Cesário Cecchi (SCM). Cabe sublinhar que 3 dos integrantes originais do Grupo de Trabalho tiveram sua participação encerrada no GT em virtude do seu desligamento da Agência ou devido à transferência para outras áreas técnicas.

Tabela I.1. Integrantes do GT PLANGÁS nomeados pela Portaria ANP Nº 11/2007.

Nome	Área
José Cesário Cecchi	SCM
Kátia da Silva Duarte *	SEP
Rafael Bastos da Silva	SEP
Salim Armando	SDP
Sebastião Nunes *	SDP
Ana Regina Feitosa de Britto *	SRP
Pedro Henrique Lemmers	SRP
Marcelo Meirinho Caetano	SCM
Luciana Rocha de Moura Estevão	SCM
Marcelo de Aquino Mendonça	PRG
Antonio José Pelágio Lôbo e Campos	PRG

Nota: * Participaram apenas no início das atividades do GT em virtude de desligamento ou transferência para outras áreas na Agência.

Foram elaborados 7 Relatórios de Acompanhamento, sendo todos eles submetidos à apreciação da Diretoria Colegiada da ANP, através de Exposição de Assuntos.

Este Relatório Final do Grupo de Trabalho visa atender ao disposto na Portaria nº 11/2007 no que concerne à elaboração de relatórios periódicos relatando o andamento de todos os projetos constantes do PLANGÁS. Desse modo, apresenta-se, a seguir, uma breve descrição dos projetos contemplados, do estágio atual da análise destes projetos nesta

ANP e das principais alterações ocorridas desde a publicação do último relatório, em março deste ano.

Adicionalmente, propõe-se a destituição do GT, uma vez que foi concluída a etapa de verificação da aderência regulatória dos projetos ao arcabouço normativo da Agência, conforme previsto no Art. 1º da supracitada Portaria. Cabe destacar que as atividades em andamento estão concentradas em apenas 02 (duas) Superintendências e não dependem da deliberação do GT, não justificando a manutenção do Grupo com o envolvimento de 05 (cinco) áreas desta Agência (SEP, SDP, SRP, SCM e PRG).

Deve-se ainda salientar que, nos termos do Art. 2º da Portaria nº 11, de 17 de janeiro de 2007, a destituição do GT estava prevista para este ano de 2009:

“Art. 2º Compor 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.”

II – ESTÁGIO ATUAL DA ANÁLISE DOS PROJETOS NA ANP

Os projetos alvo do PLANGÁS foram descritos na Nota Técnica Conjunta nº 03/SCM/SEP/SDP/SRP/PRG, de 23 de março de 2007, intitulada “1º Relatório de Análise do Grupo de Trabalho Instituído para o Acompanhamento do PLANGÁS”. Neste primeiro relatório, foi apresentado o levantamento realizado em cada Superintendência integrante do GT englobando: (i) a aderência regulatória perante as normas desta Agência; (ii) a consistência dos dados apresentados pela PETROBRÁS; (iii) o estágio atual dos pedidos à ANP; e (iv) as etapas realizadas e as previstas para cada Projeto.

Assim sendo, o presente Relatório tem como escopo a verificação do estágio dos projetos e a conclusão da análise dos resultados alcançados, tendo em vista a destituição do GT, conforme discutido na Introdução deste Relatório.

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

Os empreendimentos do PLANGÁS submetidos à análise e aprovação das Superintendências de Exploração (SEP) e de Desenvolvimento e Produção (SDP) estão relacionados na Tabela II.1. A discussão do grau de avanço dos projetos no que concerne à SEP e à SDP consta dos itens II.1.1 e II.1.2, respectivamente.

Tabela II.1. Estágio Atual dos Empreendimentos sob a responsabilidade da SEP e da SDP.

Empreendimentos	Superintendência Responsável		Início da Produção
	SEP	SDP	
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO			
ESS-164 – Camarupim	Aprovada a Declaração de Comercialidade	Aprovados a unitização com Camarupim Norte e o PD	Já iniciado (2009)
Golfinho II	Não aplicável	Aprovada a revisão do PD, incluindo zona do Santoniano.	Já iniciado (2009)
Canapu	Aprovada anexação de áreas de poços	Aprovado o PD	2010
Cangoá	Não aplicável	Aprovado o PD	Já iniciado (2009)
Peroá Fase 2	Não aplicável	Aprovado o PD	Já iniciado (2008)
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO			
Área do MLL-54	Aprovada a Declaração de Comercialidade	Aprovada a Revisão do PD	Já iniciado (2009)
Área do RO-83 (Roncador)	Não aplicável	Poço concluído aguardando início de produção para set/2010.	2010
Área RJS-446 (Marlim Leste)	Não aplicável	Aprovado o PD	2010
RO-84 (Roncador)	Não aplicável	Poço perfurado e aguardando completação para final de 2010 (entrada depende do fim de produção do RO-83 - 1,5 anos de produção).	2010
Área do reservatório AB140 R342 (Albacora Leste Módulo I)	Não aplicável	Perfuração e completação do poço produtor AB-100 concluídas em 2008; obras de adequação na P-25 previstas para ago/2009; interligação do poço prevista para jan/2010.	2010
Área do reservatório AB140 R477 (Albacora Leste Módulo II)	Não aplicável	Perfuração e completação de dois poços (um produtor e um injetor de água) prevista para 2011; interligação do poço produtor prevista para jul/2011.	2011
Desenvolvimento complementar de Enchova	Não aplicável	Início da produção do poço EN-55 em ago/2008 interligado diretamente à plataforma de produção PCE-1 até jan/2009; poço atualmente fechado aguardando interligação ao <i>manifold</i> de gás de PCE-1; previsão de reinício de operação em set/2009.	Ainda não reiniciada a produção.

Empreendimentos	Superintendência Responsável		Início da Produção
	SEP	SDP	
Desenvolvimento complementar de Bonito	Não aplicável	Recompletação do poço BO-09 em nov/2008 (devido a dificuldades técnicas na recompletação do EN-06 (mai/2009) decidiu-se pelo abandono temporário e estudo de nova oportunidade em substituição, que pode ser o EN-10 ou novo poço); interligação do poço BO-09 ao MSG-EN-2 com previsão de término em set/2009 e início de operação no mesmo mês.	2010
REGIÃO DE SÃO PAULO			
Mexilhão	Aprovada anexação de áreas de poços	Atualmente perfurando poços de desenvolvimento; plataforma em construção; início de produção previsto para mai/2010.	2010
Merluza	Não aplicável	Em produção	
Lagosta	Não aplicável	Em produção; poço fechado para substituição da ANM e parafusos da BAP.	Já iniciado (2009)
Uruguá	Não aplicável	Perfurando poços de desenvolvimento; FPSO em construção; início de produção previsto para fev/2010.	2010
Tambaú	Não aplicável	Perfurando poços de desenvolvimento; FPSO em construção; início de produção previsto para out/2010.	2010

II.1.1 – Estágio Atual dos Projetos na Superintendência de Exploração

Conforme mencionado nos Relatórios nº 6 e 7 deste Grupo de Trabalho, já foram concluídas as atividades sob responsabilidade da SEP visando ao enquadramento dos projetos integrantes do PLANGÁS na regulamentação vigente.

II.1.2 – Evolução dos Projetos na Superintendência de Desenvolvimento e Produção

O escopo deste item inclui os projetos da área de *upstream* que envolvem estudos para identificação dos reservatórios, análise da adequação dos planos de desenvolvimento e dos programas anuais de trabalho e orçamento, estabelecimento de cronograma de perfuração e completação de poços, instalações das plataformas de coleta e lançamento de dutos e linhas de transferência. São os seguintes os projetos incluídos nessa categoria, identificados pelo nome do campo ou reservatório, a saber: Mexilhão, Lagosta,

Uruguá, Tambaú, Merluza, Bonito, Enchova, Marlim Leste (MLL-12), Marlim Leste (Jabuti), Roncador RO-83, Roncador RO-84, Albacora Leste (módulo 1), Albacora Leste (módulo 2), Camarupim-Camarupim Norte, Canapu, Golfinho (módulo 2), Peroá, Congoá. A descrição de cada projeto consta do item II.1.2.a.

II.1.2.a – Descrição dos Projetos e Situação Atual

Apresenta-se a seguir a descrição de cada projeto previsto para a área de E&P nas regiões do Espírito Santo, São Paulo e Rio de Janeiro.

REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO

– PEROÁ-II

Descrição: O projeto previu a perfuração, completação submarina de três poços escoando para a plataforma PPER-1 e instalações adicionais na UTG de Cacimbas. O projeto conceitual foi concluído em fev/05 tendo procedimentos (EIA/RIMA, LP, obras, LI, LO, PD, operação) concluídos e aprovados até jan/08. O campo iniciou a produção em fev/2008 com vazão de 4 milhões m³/dia de gás e 270 m³/dia de condensado. Atualmente a produção está restringida devido à baixa demanda de gás.

Situação: Concluído.

– CAMARUPIM

Descrição: O projeto prevê a produção de gás não associado, através de 4 poços produtores de gás interligados a um FPSO com capacidade de processo de 10 milhões m³/dia, e um gasoduto de 60 km x 24" interligando a UEP até o pólo de Cacimbas. Todos os procedimentos foram iniciados a partir de dez./2006, tendo sido aprovados e concluídos. A produção foi iniciada em jul/2009 com 1 poço e vazão média de 260 mil m³/dia, para comissionamento da UEP e do gasoduto. Durante essa etapa, o gás foi queimado. O potencial de produção é de 5 milhões m³/dia de gás não associado.

Situação: Escoamento de gás já iniciado em out/2009. .

– CANGOÁ

Descrição: O projeto contempla apenas um poço submarino, 7CAN1DESS, que será interligado diretamente ao FPSO de Peroá (PPER-1) e daí à UTGC de Cacimbas. A produção do poço está contida devido à baixa demanda de gás. Em agosto, a realização foi de 94,3 mil m³/dia, ante um potencial de 400 mil m³/dia.

Situação: Concluído.

– **GOLFINHO MODULO 2**

Descrição: O projeto contempla produção de gás associado através de cinco poços produtores interligados ao FPSO Cidade de Vitória. Atualmente a produção de gás associado é 133 mil m³/dia. Em out/2009 está prevista a interligação do poço produtor de gás não associado (ESS-132), com potencial de 525 mil m³/dia.

Situação: Concluído (implantado desde nov/2007).

– **CANAPU**

Descrição: O único poço do projeto, ESS-138, será interligado ao FPSO Cidade de Vitória (Módulo 2 de Golfinho), através de um gasoduto especial do tipo *pipe-in-pipe* (PIP) de diâmetro interno de 6". O potencial de produção é de 2 milhões de m³/dia de gás não associado.

Situação: Poço já foi perfurado e completado. O sistema de coleta está em fase de instalação. Foram detectados problemas na ANM (árvore de natal molhada) e BAP (base adaptadora de produção) que vão requerer intervenção com sonda ficando, portanto, postergado o início da produção para data ainda a ser definida.

REGIÃO DE SÃO PAULO

– **LAGOSTA**

Descrição: O projeto contempla apenas a interligação de um poço produtor de gás não associado do campo de Lagosta à plataforma PMLZ-1, do campo de Merluza, localizada a 6 km de distância, em águas de 130 metros de profundidade. As operações de completação e interligação já foram concluídas. O poço, com potencial de produção de 1,5 milhão de m³/dia, foi aberto em abr/2009, mas teve de ser fechado devido a vazamento na ANM. Os reparos foram concluídos devendo retornar em set/2009.

Situação: Concluído .

– **MERLUZA**

Descrição: Projeto cancelado, devido a postergação da perfuração do poço MLZ-07 para 2014.

– **MEXILHÃO**

Descrição: O projeto consiste na perfuração e completação de 7 poços satélites produtores de gás não associado, instalação de uma plataforma fixa PMXL-1 localizada em lâmina d'água de 172 m e lançamento de um gasoduto de 34", com cerca de 120 km, até Caraguatatuba-SP, concluído. A fase de enterramento do trecho de 20 km, em águas rasas deverá ser concluída em out/2009. Todos os procedimentos de licenciamento foram

concluídos, sendo a LO prevista para mar/2010. As obras da Plataforma Fixa, iniciadas em set/2006 deverão estar concluídas em nov/2009. A produção inicial prevista contempla um volume de gás de 6 milhões m³/d. O potencial de produção é de 10 milhões de m³/d.

Situação: Perfurando poços de desenvolvimento e continuando as instalações de coleta e processamento do gás. Início da produção previsto para mai/2010.

– **URUGUÁ-TAMBAÚ**

Descrição: O projeto consiste na instalação de um FPSO (Cidade de Santos), em águas de 1.300 m de profundidade, com capacidade de processar 10 milhões m³/d de gás. Serão interligados a essa unidade nove poços do campo de Uruguá, sendo cinco produtores de gás não associado e quatro de óleo leve de 33° API, além de três poços de gás não associado do campo de Tambaú. A produção de gás será escoada até a plataforma fixa de Mexilhão (PMXL-1). O potencial de produção do projeto é de 8 milhões de m³/d de gás, sendo 5 milhões de m³/d provenientes de Uruguá.

Situação: Perfurando poços de desenvolvimento, FPSO em construção, início de produção previsto para fev/2010.

REGIÃO DO RIO DE JANEIRO

– **MARLIM LESTE – ÁREA DO MLL-12**

Descrição: O poço MLL-12 visa à produção de gás associado livre (capa de gás) de um bloco isolado situado na parte sudoeste do campo, cujo petróleo, devido a elevada viscosidade, não será explotado. A interligação poderia ser antecipada, em caso de crescimento da demanda.

Situação: Aguardando interligação do poço MLL-12, já completado, ao FPSO Cidade de Niterói prevista para o primeiro semestre de 2010.

– **MARLIM LESTE – ÁREA DE JABUTI**

Descrição: O início do escoamento do gás ocorreu em 06/08/09, depois do comissionamento das instalações do FPSO Cidade de Niterói e da ligação deste com a P-40, no campo de Marlim Sul. O projeto tem como objetivo a exploração de gás associado de reservatório carbonático. A produção em agosto alcançou a média de 2,93 milhões de m³/d de gás.

Situação: Dos nove poços previstos, oito já estão completados e em produção.

– **RONCADOR**

Descrição: O projeto consiste da produção de gás associado de dois poços (RO-83 e RO-84), já perfurados. O primeiro tem início de produção previsto para final de 2010 e

esta também é a previsão da completção do RO-84. A produção deste poço, porém só deverá ser iniciada mais tarde, ao fim da produção do primeiro poço. A contribuição de cada um alcança 2 milhões de m³/dia.

Situação: Concluída a completção do poço RO-83.

– **ALBACORA LESTE (MÓDULO 1)**

Descrição: O projeto prevê a produção de gás livre associado do poço AB-100, reservatório AB140 R342, que será interligado à P-25, a ter suas instalações adequadas. Será perfurado também um poço injetor de água.

Situação: O poço AB-100 teve o início de sua operação postergada de ago/2009 para jan/2010.

– **ALBACORA LESTE (MÓDULO 2)**

Descrição: O projeto visa à Perfuração e completção de dois poços, sendo um produtor de gás e outro injetor de água, no reservatório AB140 R477. O produtor será interligado à P-25 e o injetor à P-50. O potencial de produção do poço está estimado em 1 milhão de m³/d.

Situação: A perfuração e a completção dos dois poços (um produtor e um injetor de água) está prevista para jul/2011.

– **BONITO/ENCHOVA (PCE-1)**

Descrição: O projeto consiste na recompletção dos poços de gás associado livre (capa de gás), a saber, EN-55, EN-06 e BO-09; instalação de um *manifold* para interligação destes poços à plataforma Central de Enchova (PCE-1). O projeto também prevê a completção do poço de óleo RJS-431 que será interligado diretamente à PCE-1. A planta de GNA na plataforma PCE-1 terá de ser adaptada, inclusive com a instalação de um novo turbocompressor. O potencial de produção é de 1,2 milhões de m³/dia.

Situação: (1) Início da recompletção do RJS-431 (poço de óleo com alta RGO do campo de Bonito) previsto para nov/2009. A interligação e início de operação será realizada em jan/2010. (2) Recompletção do poço BO-09 em nov/2008 e devido a dificuldades técnicas na recompletção do EN-06 (maio/2009) decidiu-se pelo abandono temporário e estudo de nova oportunidade em substituição, que pode ser o EN-10 ou novo poço. Interligação do Poço BO-09 ao MSG-EN-2 com previsão de término em set/2009 e início de operação no mesmo mês. (3) Início da produção do poço EN-55 em ago/08 interligado diretamente a plataforma de produção PCE-1 até fev/09. Atualmente o poço está fechado aguardando interligação ao *manifold* de gás de PCE-1, com previsão de reinício de operação em final de 2009.

II.1.2.b – Considerações acerca dos Projetos da Superintendência de Desenvolvimento e Produção

A redução da atividade industrial decorrente da crise financeira e as condições climáticas favoráveis com conseqüente aumento da oferta de energia eletro-hidráulica promoveram desde out/2008 uma redução de 28 a 35% da demanda de gás no mercado nacional, afetando inclusive a importação de gás boliviano. Como conseqüência, alguns projetos de antecipação da produção de gás não associado tiveram a sua conclusão postergada.

Mesmo considerando a perspectiva de resultado positivo do PLANGÁS na realização das metas de produção, chamamos a atenção para os seguintes pontos relacionados com a garantia das demandas futuras:

- a) Conveniência de realização de maiores estudos visando ao suprimento e complementação da oferta com energias alternativas;
- b) Maior controle das operações com foco na redução das queimas crescentes de gás associado;
- c) Expansão das malhas de dutos com vistas à integração regional do fornecimento de gás;
- d) Maior controle da abertura à produção de capas de gás não associado.

Por fim, a Tabela II.2 apresenta informações atualizadas pelo concessionário sobre reservas e previsões de produção.

Nota-se pela Tabela II.2 que a estimativa da produção total de gás natural na região sudeste decorrente da implementação dos projetos de E&P do PLANGÁS encontra-se no patamar de 35 milhões m³/dia. Este valor está abaixo do originalmente previsto em razão da conjuntura econômica que reduziu a demanda de gás nesta região, e não em decorrência de falhas na implantação dos projetos contemplados.

Também destacamos os volumes de gás associado ofertados na região sudeste, atualmente em cerca de 20 milhões de m³/dia, não contemplados no PLANGÁS, que, no entanto, tendem a crescer com a entrada das novas plataformas de campos em desenvolvimento.

Tabela II.2. Produção de Gás Não Associado (GNA) ou de Gás Associado Livre (Capa de Gás).

Campos	Reservas (milhões m ³)	Potencial de produção (mil m ³ /dia)	Início
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO			
Camarupim + Camarupim Norte	5.088	5.000	2009
Cangoá	726	400	2009
Canapú	7.049	2.000	2010
Golfinho (Módulo II)	748	130	2009
Peroá II	5.212	6.400	2009
Total Espírito Santo*	18.820	11.930 (2009) 13,930 (2010)	
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO			
Marlim Leste – MLL-12	1.929	1.500	2010
Roncador RO-83 – RO-84	4.662	2.000	2010
Albacora Leste – R342	3.059	1.000	2010
Albacora Leste – R477	1.541	1.000	2011
Bonito	362	600	2009
Total Rio de Janeiro*	11.553	600 (2009) 5.100 (2010)	
REGIÃO DE SÃO PAULO			
Mexilhão	48.810	6.000	2010
Lagosta	320	1.500	2009
Uruguá (GA+GNA)	25.700	5.000	2010
Tambaú	1.746	3.000	2010
Total São Paulo*	76.576	1.500 (2009) 15.500 (2010)	
TOTAL SUDESTE		14.030 (2009) 34.530 (2010)	

(*) Na totalização do potencial de produção de 2010, não se levou em consideração o declínio de produção relativa aos empreendimentos efetivamente inaugurados em 2009, a saber: Cangoá, Golfinho, Peroá II, Bonito e Lagosta – a hipótese é consistente com a produção contida em níveis bem abaixo do previsto, tendo em conta a atual demanda reduzida de gás.

Face às metas estabelecidas no PLANGÁS para incremento da oferta de gás na Região Sul-Sudeste, pode-se depreender que os objetivos propostos no Plano foram alcançados, em particular quando se considera o incremento de oferta de gás decorrente da

implantação da unidade de regaseificação de GNL no Píer da Baía de Guanabara, conforme destacado no item II.3.2 deste Relatório.

II.2 - Instalações de Processamento de Gás Natural

O processamento de gás natural pode incluir diversos tipos de unidades, dependendo do objetivo que se quer alcançar, a saber:

- *UPCGN - Unidade de Processamento de Condensado de Gás Natural:* Instalação industrial que objetiva separar as frações leves existentes no condensado do gás natural, separando o mesmo em três correntes: gás residual (C1 e C2), GLP (C3/C4) e gasolina natural (C5+);
- *UAPO - Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho:* Instalação industrial que visa a separação das frações mais pesadas do gás natural (C3+) através da liquefação, objetivando o enquadramento do gás processado (C1/C2), não possuindo grandes compromissos com a especificação técnica do líquido gerado (C3+).
- *UTGN - Unidade de Tratamento de Gás Natural:* Instalação industrial que objetiva a retirada de H₂S do gás natural. Após este tratamento, o gás natural é enviado para a URL ou UPGN para seu devido processamento.
- *UPGN - Unidade de Processamento de Gás Natural:* Instalação industrial que objetiva realizar a separação das frações pesadas (propano e mais pesados) existentes no gás natural, do metano e etano, gerando GLP (C3/C4) e gasolina natural (C5+).
- *URL - Unidade de Recuperação de Líquido:* Instalação industrial que objetiva separar o metano (C1) das frações mais pesadas, contendo C2+ na forma de líquido (LGN)
- *UFL - Unidade de Fracionamento de Líquido:* Instalação industrial que objetiva separar o LGN (C2+) obtido na URL em correntes contendo etano, propano, GLP e C5+.
- *U-MEA - Unidade de Monoetanolamina (MEA):* - Instalação industrial que objetiva o tratamento do etano (C2) produzido na UFL, removendo CO₂.

II.2.1 – Autorizações Outorgadas aos Empreendimentos

As autorizações outorgadas, no âmbito da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural (SRP), para construção e operação dos projetos de processamento de gás natural previstos no PLANGÁS, encontram-se na Tabela II.3.

No período contemplado neste Relatório, de fevereiro a setembro de 2009, a SRP outorgou a autorização para construção e operação da Unidade de Ajuste de Ponto de Orvalho da UTGCA de Caraguatatuba. Desta forma, foram concluídas as ações de responsabilidade da SRP para os projetos contemplados no PLANGÁS.

Tabela II.3. Autorizações outorgadas para os empreendimentos sob a responsabilidade de análise da SRP

Empreendimentos	Autorizações Outorgadas SRP/ANP
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO	
UTGN – Sul Capixaba - UAPO - UPCGN	Autorização nº 593, de 19/12/2008, DOU de 22/12/2008
UTGN – Cacimbas (UTGC) - 3 UPGNs - 3 UPCGNs	Autorização nº 348, de 16/10/2007, DOU de 17/10/2007
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO	
UPGN – TECAB - Cabiúnas - URL III - URL IV ^a - UTGN II - UPCGN III	Autorização nº 122, de 02/04/2008, DOU de 03/04/2008 ^b
UPGN-REDUC - UFL II - U-MEA II	Autorização nº 309, de 06/08/2008, DOU de 07/08/2008
REGIÃO DE SÃO PAULO	
UTGN – Caraguatatuba (UTGCA) - UAPO I - UAPO II - UPGCN Ampliação UTGCA (Unidade Pto. Orvalho)	Autorização nº 483, de 28/12/2007, DOU de 31/12/2007 <u>Ampliação UTGCA (Unidade Pto. Orvalho):</u> Autorização nº 276, de 28/05/2009, DOU de 29/05/2009
UGN RPBC - U-1230	Autorização nº 171, de 18/07/2007, DOU de 19/07/2007
REVAP ^c - Sistema de Descarregamento de C5+, LCO e gasóleo	Autorização nº 217 de 11/05/2009, DOU de 12/05/2009

^a A implantação da URL IV foi adiada para 2010, ainda não tendo sido dada entrada do processo na ANP.

^b Revogou a Autorização ANP nº 15, de 14/01/2008, DOU 15/01/2008.

^c A ampliação da REVAP (Refinaria Henrique Lage) não estava contemplada no PLANGÁS mas foi incluída uma vez que recebe C5+ proveniente da UTGCA.

II.2.2 – Avaliação do grau de implementação das instalações

O detalhamento do grau de avanço de cada uma das instalações listadas na Tabela II.3 está apresentado na Tabela II.4.

Tabela II.4. Estágio Atual dos Empreendimentos sob a responsabilidade de análise da SRP

Empreendimentos	Capacidade Autorizada (m ³ /d)	Status	Previsão Início de Operação
REGIÃO DO ESPÍRITO SANTO			
UTGN – Sul Capixaba - UAPO - UPCGN	2.500.000 100 (líquido)	49 % construída	Jun/2010
UTGC – Cacimbas ^a - 3 UPGNs - 3 UPCGNs	3.500.000 1.500 (líquido)	91 % construída (Módulos 2 e 3)	Abr/2010
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO			
UPGN – TECAB - Cabiúnas - URL III - UTGN II - UPCGN III	5.400.000 5.400.000 1.500 (líquido)	Obras concluídas	Nov/2009
UPGN-REDUC - UFL II - U-MEA II	5.350 (líquido) 40.440 N m ³ /h	Obras concluídas	Dez/2009 (50% da carga) Mar/2010 (100%)
REGIÃO DE SÃO PAULO			
UTGN – Caraguatatuba (UTGCA) - UAPO I - UAPO II - UPGCN	7.500.000 7.500.000 118 t/h	40% construída	Fev/2011 Jun/2011 Fev/2011
UTGN – Caraguatatuba (UTGCA) - UAPO III	3.000.000	58% construída	Jul/2010
UGN RPBC - U-1230	2.300.000	Fase final de construção	Dez/2009
REVAP - Sistema de Descarregamento de C5+, LCO e gasóleo	-	-	Mai/2010

^aO módulo 1 desta unidade já existe. As datas previstas para conclusão se referem aos módulos 2 e 3. O módulo 4 encontra-se em estudo de viabilidade

Desta forma, tendo em vistas as metas estabelecidas no PLANGÁS para implantação das instalações de processamento de gás natural, a previsão de início de operação aqui apresentadas, bem como o estágio de desenvolvimento dos projetos, pode-se afirmar que os objetivos propostos no Plano estão em vias de serem alcançados.

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

Considerando o objetivo do PLANGÁS de ampliar a oferta de gás natural na região sudeste, a logística de escoamento do produto merece destaque. Assim sendo, os gasodutos existentes antes da criação do plano estão ilustrados na Figura II.1. O esforço concentrado de antecipação dos projetos de logística previsto no PLANGÁS teria como objetivo a ampliação desta malha de gasodutos e de suas instalações auxiliares, tais como estações de compressão, estações de distribuição e pontos de entrega (*citygates*) de forma a atingir o panorama ilustrado na Figura II.2.

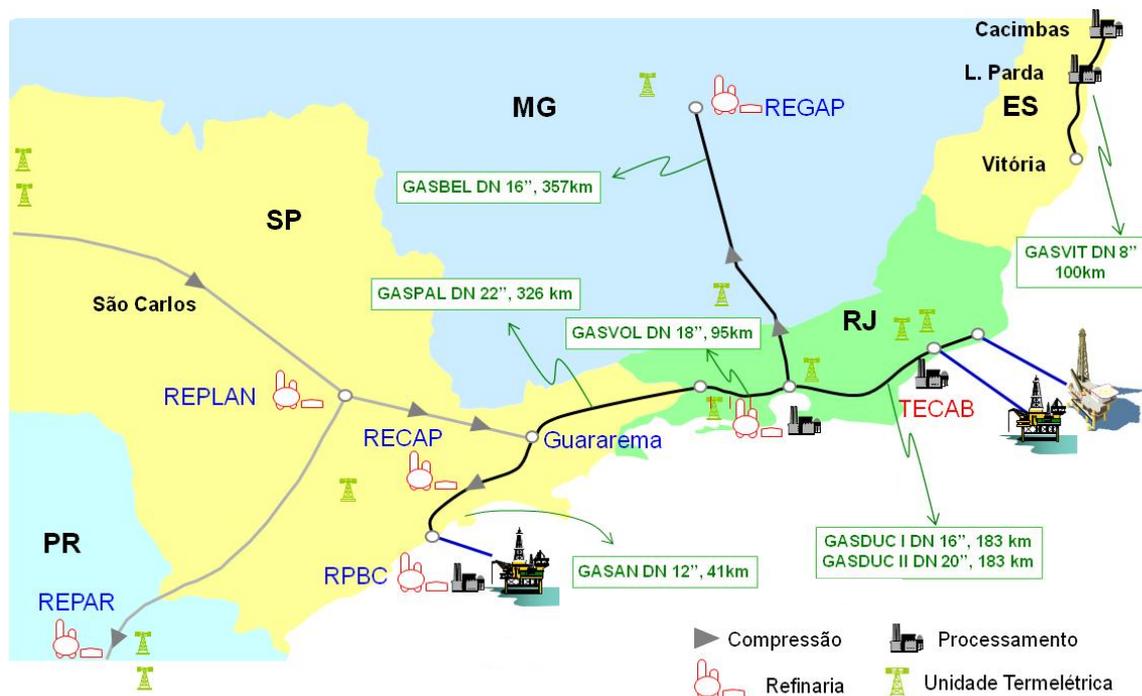


Figura II.1. Configuração da Malha Sudeste antes do início do PLANGÁS (Elaboração própria a partir de slide de apresentação da PETROBRAS).

Tabela II.5. Características dos dutos contemplados no PLANGÁS.

Nome	Tipo	Extensão (km)	Diâmetro (pol.)	Vazão Máxima	Origem - Destino
GLP Duto	Oleoduto	77	8	700-1500 t/d	Cacimbas - Terminal em Barra do Riacho
Duto de Condensado	Oleoduto	77	8	3000-4500 m ³ /d	Cacimbas - Terminal em Barra do Riacho
Cacimbas-Vitória	Gasoduto	13	26	20 milhões m ³ /d	Gasoduto Cacimbas – Vitória
OSDUC II ^a	Oleoduto	180	10	244 m ³ /h	Cabiúnas - REDUC
OSDUC IV ^b	Oleoduto	183	16	800 m ³ /h	Cabiúnas - REDUC
GLP / Butadieno	Oleoduto	21	12	657 m ³ /h	REDUC - Ilhas Redonda / Comprida
Propeno / GLP	Oleoduto	22	8	218 m ³ /h	REDUC - Ilhas Redonda / Comprida
GASCAV	Gasoduto	300	28	20 milhões m ³ /d	Cabiúnas - Vitória
GASDUC III	Gasoduto	180	38	40 milhões m ³ /d	Cabiúnas - REDUC
GASJAP	Gasoduto	45	28	25 milhões m ³ /d	Japeri - REDUC
GASCAR ou GASCAMP	Gasoduto	450	28	5,8 milhões m ³ /d	Campinas - Rio
GASBEL II	Gasoduto	267	18	5,0 milhões m ³ /d	Rio – Belo Horizonte
GASAN II	Gasoduto	38	22	7,0 milhões m ³ /d	Alto da Serra - RECAP
GASPAL II	Gasoduto	54	22	12 milhões m ³ /d	RECAP - Guararema
GASTAU	Gasoduto	94	28	20 milhões m ³ /d	Caraguatatuba - Taubaté
Paulínia - Jacutinga	Gasoduto	97	14	1,25 milhões m ³ /d	Paulínia - Jacutinga

^a OSDUC II é um duto existente que transporta atualmente líquido de gás natural (LGN) e que está sendo adaptado para o transporte de GLP após o OSDUC IV iniciar a sua operação com LGN.

^b O OSDUC IV, originalmente GASDUC I, é composto por um trecho existente de aproximadamente 181 km de extensão e três novos trechos de dutos, a saber: (i) 1º trecho - extensão aproximada de 170 metros, interligará o trecho existente à Estação de Cabiúnas; (ii) 2º trecho - extensão aproximada de 1870 metros, interligará o trecho existente à Estação de Campos Eliseos; e (iii) 3º trecho - localizado no bairro do Planalto da Ajuda, no município de Macaé, onde o duto será relocado, em uma extensão aproximada de 4 km, da faixa existente para a faixa do futuro gasoduto Cabiúnas – Reduc III (GASDUC III).

Tabela II.6. Características das Estações de Compressão (ECOMP) e dos Serviços de Compressão (SCOMP) contemplados no PLANGÁS.

Nome	Vazão Máxima (m ³ /d)	Pressão Máx. de Entrada (kgf/cm ²)	Pressão Máx. de Saída (kgf/cm ²)	Gasodutos a que serve
ECOMP Aracruz	20 milhões	85	100	Cacimbas-Vitória
SCOMP TECAB	5 milhões	50	100	GASCAV e GASDUC II
ECOMP Piúma	20 milhões	85	100	GASCAV
SCOMP Silva Jardim	10 milhões	63	100	GASDUC II
ECOMP Campos Elíseos	25 milhões	100	100	GASJAP, GASDUC I, GASDUC III, Gasod. GNL e ramal para anel de gás da REDUC
SCOMP Congonhas ^a	3,5 milhões	46	65	GASBEL II
ECOMP Vale do Paraíba	20 milhões	85	100	GASCAR
ECOMP Terminal de Guaramema	11 milhões	56	74	GASPAL, GASPAL II, GASBOL
ECOMP Taubaté	20 milhões	100	100	GASTAU e GASCAR

^aO valor de 3,5 milhões m³/d é a vazão atualmente prevista. Após a conclusão do GASBEL II e de novos serviços de compressão (nas estações de Tapinhoã e Mantiqueira), a capacidade do gasoduto será de 8 milhões m³/d o que acarretará aumento de vazão no SCOMP.

O Plano inclui também três terminais, a saber: Terminal Aquaviário de Barra do Riacho (TABR); Terminal Aquaviário de Ilha Comprida (TAIC); e Terminal Aquaviário de Ilha Redonda (TAIR).

O projeto do TABR contempla instalações de armazenamento de GLP e C5+, obtidos na UTGC de Cacimbas a partir do processamento do gás natural e do condensado dos campos da Bacia do Espírito Santo, e dois oleodutos para movimentação destes produtos entre o Terminal e o Pólo de Processamento de Cacimbas.

O segundo empreendimento consiste na implementação de novas instalações de armazenamento no TAIC (esferas e tanques) e de adaptações no TAIR para permitir o armazenamento e o escoamento, através de navios, de GLP enviado da REDUC. Este GLP é obtido nas unidades de processamento da própria REDUC e daquelas de Cabiúnas, a partir do processamento do condensado e do gás natural dos campos da Bacia de Campos. O projeto contempla dois dutos para o escoamento do GLP, com diâmetros de 12" e 8", que interligam o TAIR à REDUC. O TAIC, por sua vez, será interligado ao TAIR por um pontilhão, que suportará as linhas de transferência de GLP, de processo e de utilidades.

II.3.1 – Autorizações Outorgadas aos Empreendimentos

A Tabela II.7, abaixo, resume o estágio atual dos processos para a outorga de autorizações de construção (AC) e de operação (AO) das instalações de transporte de gás natural e de derivados de petróleo, sob a responsabilidade da Superintendência de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural (SCM).

Tabela II.7 - Estágio atual dos Empreendimentos sob a competência de análise da SCM

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	- AC: Autorização nº 77, de 06/02/2009, no DOU de 09/02/2009. (Aguarda envio de documentos para AO). - Decreto de Utilidade Pública (Aguarda resposta da Petrobras para atendimento do parecer da PRG).
Terminal Aquaviário em Barra do Riacho – TABR	AC: Autorização nº 77, de 06/02/2009, no DOU de 09/02/2009. (Aguarda envio de documentos para AO).
Gasoduto Cacimbas – Vitória - Gasoduto - Estação Redutora de Pressão em Vitória - Pontos de Entrega na CVRD (2) - Estação de Compressão de Aracruz	Gasoduto – AO: Autorização nº 31, de 29/01/2008, no DOU de 30/01/2008. ECOMP Aracruz – AC: Autorização nº 98, de 10/03/2008, no DOU de 11/03/2008. (Aguarda envio de documentos para AO) Demais instalações – contempladas no Projeto do Gasoduto Cacimbas-Vitória e nas autorizações de AC e AO.
REGIÃO DO RIO DE JANEIRO	
Oleodutos - Terminal de Cabiúnas à REDUC: - OSDUC IV - OSDUC II adaptações para escoamento de GLP	AC: Autorização nº 82, de 10/02/2009, no DOU de 11/02/2009. (Aguarda envio de documentos para AO).
Terminais Aquaviários de Ilha Redonda e da Ilha Comprida - Ilha Redonda - TAIR - Ampliação da Capacidade de Refrigeração - Ilha Comprida - TAIC - Novas instalações para GLP e para COMPERJ	AC: Autorização nº 80, de 09/02/2009, no DOU de 10/02/2009. (Aguarda envio de documentos para AO).

Empreendimentos	Estágio SCM /ANP
Oleodutos entre REDUC e Ilhas Redonda / Comprida - Oleoduto de GLP / Butadieno 12" e cerca de 15 km - Oleoduto de Propeno / GLP 8" e cerca de 15 km	AC: Autorização nº 80, de 09/02/2009, no DOU de 10/02/2009. (Aguarda envio de documentos para AO).
Ampliação da Estação de Compressão do TECAB	Aguarda solicitação formal da empresa para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98 (AC).
Serviço de Compressão no TECAB	AO: Autorização nº 411, de 01/09/09, no DOU de 03/09/09.
Gasoduto Cabiúnas - Vitória (GASCAV) - Gasoduto - Estação de Compressão de Piúma	Gasoduto – AO: Autorização nº 43, de 31/01/08, no DOU de 01/02/08. ECOMP Piúma – AC: Autorização nº 99, de 10/03/08, no DOU de 11/03/08. (Aguarda envio de documentos para AO).
Gasoduto Cabiúnas - REDUC (GASDUC III)	AC: Autorização nº 248, de 30/06/08, no DOU de 01/07/08. (Aguarda envio de documentos para AO). AO para trecho antecipado de 13 km em Cabiúnas: Autorização nº 360, de 24/07/09, no DOU de 27/07/09.
Estação de Compressão Silva Jardim (SCOMP)	AO: Autorização nº 370, de 05/08/09, no DOU de 06/08/09.
Estação de Compressão Campos Elíseos (ex REDUC II)	AC: Autorização nº 307, de 05/08/08, no DOU de 06/08/08. (Aguarda envio de documentos para AO).
Gasoduto Japeri - REDUC (GASJAP)	AO: Autorização nº 263, de 26/05/09, no DOU de 27/05/09. (AO para realização da etapa de pré-operação. Aguarda documentos para AO definitiva).
Gasoduto Campinas - Rio (GASCAMP ou GASCAR)	AO: Autorização nº 274, de 16/07/2008, no DOU de 17/07/2008.
Gasoduto GASBEL II	AC: Autorização nº 97, de 17/02/09, no DOU de 18/02/09. (Aguarda envio de documentos para AO).
Serviço de Compressão de Congonhas	AC: Autorização nº 98, de 17/02/09, no DOU de 18/02/09. (Aguarda envio de documentos para AO).
Estação de Compressão Vale do Paraíba	AC: Autorização nº 180, de 06/04/09, no DOU de 07/04/09. (Aguarda envio de documentos para AO).
REGIÃO DE SÃO PAULO	
Gasoduto Alto da Serra - RECAP (GASAN II)	AC: Solicitação formal em 10/07/09. Aguarda resposta à Ofício da SCM para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98 e andamento do processo de AC.

Empreendimentos	Estágio SCM /ANP
Gasoduto RECAP - Guararema (GASPAL II)	AC: Solicitação formal em 10/07/09. Aguarda resposta à Ofício da SCM para cumprimento da Port. ANP n.º 170/98 e andamento do processo de AC.
Gasoduto Caraguatatuba - Taubaté (GASTAU)	- AC: Autorização nº 238, de 24/06/08, no DOU de 25/06/08. (Aguarda envio de documentos para AO). - <u>Furo Direcional em Trecho do Gasoduto:</u> AC: Autorização nº 177, de 27/03/09, no DOU de 30/03/09. Solicitação de anuência da ANP para alteração da locação do furo direcional, em 18/08/09 (em análise). Aguarda, também, o envio de documentos para AO.
Estação de Compressão do Terminal de Guararema	Publicação do Sumário do Projeto: Despacho n.º 1.690, de 02/09/2009, no DOU de 03/09/2009. (Aguarda envio de documentos complementares para AC).
Estação de Compressão de Taubaté	AC: Autorização nº 185, de 09/04/09, no DOU de 13/04/09. (Aguarda envio de documentos para AO).
Gasoduto Paulínia - Jacutinga	AC: Autorização nº 285, de 23/07/08, no DOU de 24/07/08. (Solicitação de AO em análise na SCM).
Duto de Condensado - Caraguatatuba - Terminal de São Sebastião	Aguarda documentos complementares para a publicação do Sumário do Projeto.

No período contemplado neste Relatório, de fevereiro a setembro de 2009, não foram publicados Sumários de Projetos no Diário Oficial da União, para manifestação dos interessados por um prazo de 30 dias. Este requisito constitui a primeira etapa do processo de outorga da Autorização de Construção e deverá ser aplicado ainda a 5 projetos que estão em estágio inicial de análise (Estações de Compressão do TECAB e do Terminal de Guararema, Gasodutos GASAN II e GASPAL II, e duto de condensado Caraguatatuba – Terminal de São Sebastião).

No período em análise, 3 projetos do PLANGÁS receberam Autorização de Construção (AC) da SCM, quais sejam: as Estações de Compressão do Vale do Paraíba e de Taubaté, e o furo direcional do Gasoduto Caraguatatuba-Taubaté. A SCM outorgou 4 Autorizações de Operação (AO) no período, sendo 2 apenas para a realização da etapa de pré-operação das instalações (Serviço de Compressão no TECAB e Gasoduto Japeri-REDUC) e 2 para a operação em regime normal (Trecho de 13 km do GASDUC III em Cabiúnas e Serviço de Compressão de Silva Jardim).

Cabe registrar que, no período considerado neste Relatório, a SCM não instruiu novos processos para publicação de Decretos de Utilidade Pública para fins de desapropriação, total ou parcial, ou instituição de servidão administrativa, dos terrenos necessários à construção das instalações de transporte do PLANGÁS. Permanece em andamento o

processo relativo à instrução de Decreto para implantação dos dutos de GLP e de condensado que interligarão Cacimbas ao novo Terminal de Barra do Riacho.

II.3.2 – Terminais de Regaseificação de Gás Natural Liquefeito (GNL)

Os Terminais Marítimos de regaseificação de GNL da Baía de Guanabara/RJ e de Pecém/CE foram contemplados no Memorial Descritivo do PLANGÁS apresentado à ANP pela Petrobras em setembro de 2007.

O Terminal Flexível de GNL da Baía da Guanabara compreende a implantação de um Píer de GNL próximo ao Terminal da Ilha D'água, na Baía da Guanabara – RJ, consistindo no recebimento de GNL do navio supridor, estocagem e regaseificação de GNL, além da instalação de uma linha dutoviária do Píer de GNL à Estação de Campos Elíseos. O gás natural liquefeito recebido neste terminal é regaseificado e posteriormente introduzido na malha sudeste da TAG/Transpetro (GASDUC / REDUC / Anel de Gás Residual). Este terminal tem capacidade de operar com a vazão máxima de 20 milhões m³/dia, iniciando suas operações com 14 milhões m³/dia.

O Terminal Flexível de GNL de Pecém foi implantado em um píer já existente. Para tal, foi realizada a desmontagem dos Braços de Líquidos, realizado o reforço do Píer 2 do Porto de Pecém e a recolocação dos braços de líquidos. Adicionalmente, foi realizada a construção do gasoduto terrestre Porto de Pecém – Gasfor I, além da instalação das utilidades, do duto aéreo sobre o Píer 2 do Porto de Pecém e instalação de equipamentos em uma nova sala de controle. O GNL recebido neste terminal é regaseificado e posteriormente introduzido na malha nordeste da Transpetro (GASFOR). Este terminal tem capacidade de operar com a vazão máxima de 7 milhões m³/dia, iniciando suas operações com 4 milhões m³/dia.

As autorizações de construção dos Terminais de GNL e de seus respectivos gasodutos já foram outorgadas pela ANP, conforme mencionado nos relatórios anteriores. No período de fevereiro a setembro de 2009, a ANP outorgou diversas autorizações de operação para fins de comissionamento com GNL ou de operação temporária do Terminal de GNL da Baía de Guanabara. Destacam-se: a Autorização nº 148, de 10/03/09, publicada no DOU de 11/03/09, referente à operação temporária, para fins de comissionamento, do sistema de transferência de GNL entre navios no Píer de GNL; a Autorização n.º 175, 25/03/09, no DOU de 26/03/09, referente à operação temporária, para fins de comissionamento, dos braços de descarregamento de gás natural regaseificado e do gasoduto que interliga no Píer de GNL da Baía de Guanabara ao gasoduto GASDUC II; e as Autorizações n.º 267, de 27/05/09, no DOU de 28/05/09, nº 298, de 10/06/09, no DOU em 12/06/09, e nº 378, de 13/08/09, no DOU de 14/08/09, referentes a novas autorizações temporárias para as instalações de transferência do Píer de GNL e para o Gasoduto que interliga o Píer à Estação de Campos Elíseos.

No período de fevereiro a setembro de 2009, a ANP também outorgou 2 autorizações temporárias para operação de instalações do Terminal de GNL de Pecém/CE. São elas: a Autorização nº 178, de 31/03/09, no DOU de 01/04/09, mediante a qual foi prorrogada a

operação temporária do Braço de Transferência de Gás Natural regaseificado nº 07 e do gasoduto que interliga as instalações do Píer 2 do Porto de Pecém ao GASFOR; e a Autorização nº 183, de 07/04/09, no DOU de 08/04/09, mediante a qual a TAG foi autorizada a operar temporariamente os Braços de Transferência de GNL nº 01 a 06 e o Braço de Transferência de Gás Natural Regaseificado nº 08. Por fim, a ANP outorgou a Autorização nº 282, de 02/06/09, no DOU de 03/06/09, relativa à operação definitiva das instalações do Píer de GNL de Pecém e do gasoduto que interliga o Porto de Pecém ao GASFOR, localizados nos Municípios de São Gonçalo do Amarante e de Caucaia, Estado do Ceará.

II.3.3 – Avaliação do grau de implementação das instalações

Conforme apresentado na Figura II.3, pode-se verificar que vários dos gasodutos contemplados no PLANGÁS não foram concluídos até a presente data, embora já tenha sido dada entrada nos processos de análise da ANP. Algumas destas instalações contam com as respectivas Autorizações de Construção e ainda necessitam cumprir os requisitos do regulamento pertinente para receberem a Autorização de Operação. Encontram-se nesta situação 19 de um total 29 projetos previstos, incluindo, além dos gasodutos, as estações de compressão, oleodutos e terminais, contemplados. A Figura II.3 ilustra o quadro atual de evolução das instalações.

Cabe ressaltar que o projeto da Estação de Compressão de Guararema teve apenas o seu sumário publicado, que constitui uma etapa prévia à outorga da Autorização de Construção. Os projetos dos gasodutos GASAN II e GASPAL II foram submetidos à análise da ANP, mas, por não atenderem aos requisitos da regulamentação em vigor, aguardam o envio de informações e documentação que permitam a publicação do Sumário e a outorga das Autorizações de Construção e de Operação.

Em estágio anterior, tem-se a Ampliação da Estação de Compressão do TECAB, cuja solicitação formal para início de processo ainda não foi encaminhada à ANP.

Deve-se frisar, no entanto, que os gasodutos que ainda não possuem Autorização de Construção não constituem gargalo para o escoamento de gás na região sudeste uma vez que, embora tenham sido incluídos no projeto inicial, dada a conjuntura de menor demanda do produto, atualmente não se configuram como elementos críticos para o êxito do Plano.

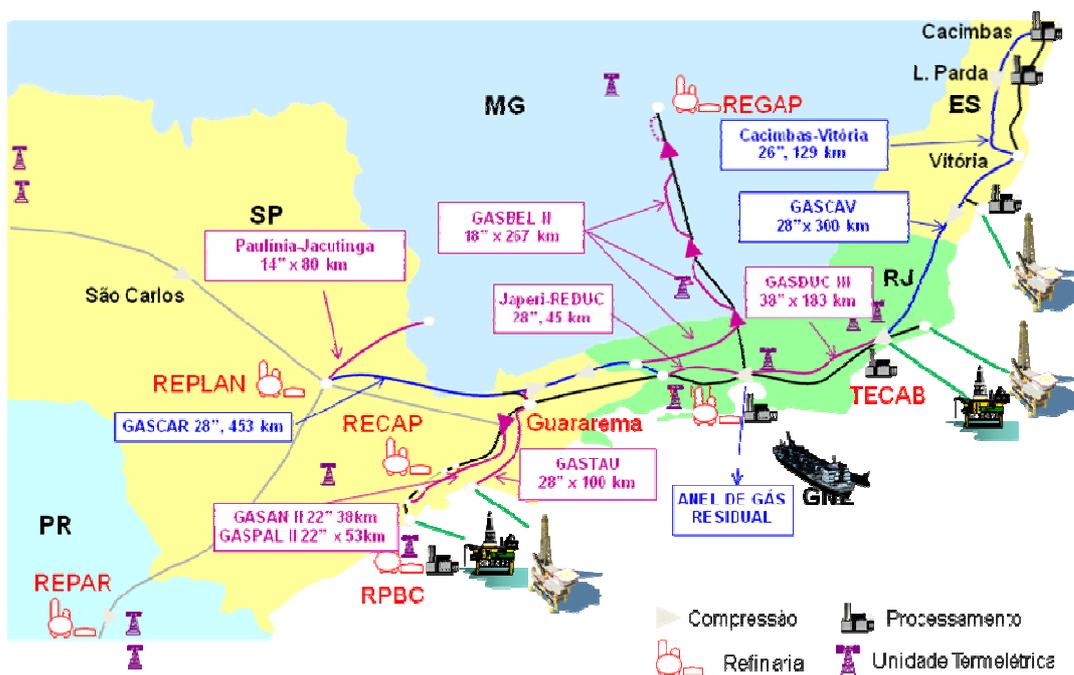


Figura II.3. Representação da Malha Sudeste de gasodutos, destacando, em azul, as instalações em operação e em rosa aquelas que ainda não possuem autorização de construção ou de operação (Elaboração própria a partir de slide de apresentação da PETROBRAS).

III – Considerações Finais

Até setembro de 2009, vários projetos do PLANGÁS tiveram etapas concluídas ou iniciadas nesta ANP. Passados mais de dois anos desde a criação do Grupo de Trabalho, apenas a SDP e a SCM permanecem com projetos do PLANGÁS em andamento, tendo sido concluídas todas as ações no âmbito da SEP e da SRP.

As outorgas das autorizações e concessões tiveram o acompanhamento da Procuradoria Geral da ANP (PRG/ANP) a qual não verificou óbice jurídico nos processos em questão.

Deve-se, também, reiterar as observações encaminhadas pelos representantes do upstream neste Grupo de Trabalho, com relação à necessidade de redefinir os critérios de utilização das reservas de gás integrantes do PLANGÁS, e a estratégia para a sua produção, devido ao fato de existirem várias diretrizes visando a antecipação da produção de gás não associado que podem comprometer os fornecimentos futuros.

Face às metas estabelecidas no PLANGÁS para incremento da oferta de gás na Região Sul-Sudeste, conclui-se que os objetivos propostos no Plano foram alcançados, em particular quando se considera o incremento de oferta de gás decorrente da implantação da unidade de regaseificação de GNL no Píer da Baía de Guanabara.

As ações empreendidas pela ANP ao longo da vigência deste Grupo de Trabalho permitiram o andamento adequado da maioria dos projetos, respeitando a legislação vigente. O GT foi criado com a finalidade de garantir uma visão integrada deste Plano na ANP e verificar sua aderência regulatória perante o arcabouço normativo da Agência, conforme disposto no Art. 1º da Portaria nº 11/2007. Uma vez que ambos os itens foram cumpridos com participação de todas as áreas envolvidas, considera-se que os objetivos foram alcançados. Destaca-se que embora duas das cinco Superintendências envolvidas no GT permanecem com projetos do PLANGÁS em andamento, a análise destes envolve apenas a verificação de requisitos de rotina estabelecidos nos regulamentos vigentes, dispensando a participação efetiva das demais áreas do Grupo.

Assim sendo, propõe-se que este relatório seja o último a ser elaborado e que o GT seja extinto, uma vez que não se justifica a sua manutenção, com o envolvimento de várias áreas desta ANP para a conclusão das atividades em andamento.

Por fim, cabe ressaltar que o período de vigência do GT foi concluído em 2008, com a renovação de um ano prevista no Art. 2º da supracitada Portaria, justificando a destituição do Grupo. Como medida adicional, propõe-se que todos os relatórios de acompanhamento (7 relatórios no total) sejam disponibilizados no sítio da ANP na internet para consulta, além deste Relatório Final.