



SETOR PETRÓLEO

LEGISLAÇÃO BÁSICA

VOLUME II

Área de Projetos
de Infra-Estrutura

GESET 1

SETOR PETRÓLEO

LEGISLAÇÃO BÁSICA

VOLUME II

AI / GESET 1
Março/1999

SETOR PETRÓLEO

LEGISLAÇÃO BÁSICA RECENTE

- Portaria ANP nº 41, de 15.04.98 - Normas Técnicas para Especificação do Gás Natural;
- Portaria ANP nº 42, de 15.04.98 - Normas Técnicas para Especificação do GNV;
- Portaria ANP nº 43, de 15.04.98 - Importação de Gás Natural;
- Portaria ANP nº 44, de 15.04.98 - Construção e Operação de Instalações de Transporte de Gás Natural;
- Portaria ANP nº 73, de 20.05.98 - Importação de aromáticos, alifáticos, gasolina de aviação, parafinas, lubrificantes e outros;
- Portaria ANP nº 80, de 28.05.98 - Informações para ANP das empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário de petróleo, seus derivados e gás natural;
- Portaria MME nº 215, de 01.07.98 - Aprovação do Regimento Interno da ANP;
- Portaria ANP nº 110, de 27.07.98 - Extinção de ressarcimentos à Petrobrás;
- Decreto nº 2.705, de 03.08.98 - Participações Governamentais;
- Autorização ANP nº 32, de 12.08.98 - Importação de gás natural (AES);
- Autorização ANP nº 33, de 12.08.98 - Importação de gás natural (Gaspetro);
- Autorização ANP nº 34, de 12.08.98 - Importação de gás natural (Pan American);
- Resolução FIBGE nº 27, de 24.08.98 - Municípios onde se produz ou se escoa petróleo;
- Decreto nº 2.745, de 24.08.98 - Processo Licitatório Simplificado da Petrobrás;
- Portaria ANP nº 143, de 25.09.98 - Estabelece os procedimentos referentes à apuração e ao pagamento aos proprietários de terra da participação a estes devida nos termos do art. 52 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997;
- Autorização ANP nº 39, de 01.10.98 - Importação de gás natural (Sulgás);
- Portaria ANP nº 147, de 01.10.98 - Importação de Petróleo;
- Autorização ANP nº 41, de 15.10.98 - Operação do oleoduto Urucu-Coari e do terminal Solimões;
- Portaria ANP nº 152, de 15.10.98 - Classificação de Derivados Básicos de Petróleo;

- Portaria ANP nº 155, de 21.10.98 - Critérios para fixação do preço mínimo do petróleo produzido mensalmente em cada campo (participações governamentais);
- Portaria ANP nº 158, de 29.10.98 - Critérios de distribuição de parcela dos royalties da produção de petróleo;
- Portaria ANP nº 161, de 05.11.98 - Construção de base de armazenagem ou envasilhamento de GLP;
- Portaria ANP nº 162, de 05.11.98 - Preços de Referência do gás natural (participações governamentais);
- Portaria ANP nº 169, de 26.11.98 - Livre acesso a instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural;
- Portaria ANP nº 170, de 26.11.98 - Construção, ampliação e operação de instalações de transporte ou transferência de petróleo, seus derivados e gás natural;
- Portaria ANP nº 203, de 29.12.98 - Importação de GLP;
- Portaria ANP nº 204, de 29.12.98 - Importação de Querosene de Aviação (QAV);
- Decreto nº 2.926, de 7.1.99 - Estabelece diretrizes para a exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensados;
- Portaria ANP nº 6, de 12.01.99 - Regulamento sobre os procedimentos a serem adotados nas licitações de blocos para a contratação das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural;
- Portaria ANP nº 7, de 12.01.99 - Exportação de petróleo;
- Portaria ANP nº 10, de 13.01.99 - Procedimentos para a apuração da participação especial;
- Portaria ANP nº 11, de 13.01.99 - Plano de Contas do Setor Petróleo;
- Portaria Interministerial Nº 11, de 28.01.99 - Tabelas de Preços de Venda de Óleo Combustível, Nafta, Gás Natural;
- Portaria Interministerial Nº 12, de 29.01.99 - Tabelas de Preços Máximos de Venda de Gasolina ao Consumidor;
- Portaria ANP nº 28, de 5.2.99 - Atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural;
- Portaria ANP nº 29, de 9.2.99 - Atividade de distribuição de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível e outros combustíveis automotivos, considerada de utilidade pública;

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 41, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 001/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do gás natural, de origem interna ou externa, a ser comercializado no País.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução da Diretoria nº 092, de 15/04/98, e considerando

a necessidade de estabelecer normas técnicas para a especificação do gás natural a ser comercializado no País, de origem interna como externa;

as normas técnicas atualmente em vigor, contidas na Resolução CNP nº 17, de 01 de dezembro de 1987;

a política do Governo Federal de incrementar a participação desse combustível na matriz energética;

necessidade de assegurar a qualidade do gás natural a ser utilizado no País e, também, de viabilizar o uso de combustíveis alternativos menos poluentes nos grandes centros urbanos,

RESOLVE:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico ANP nº 001/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do gás natural, de origem interna ou externa, a ser comercializado no País.

Parágrafo Único: O Regulamento Técnico referido neste artigo aplica-se, também, as fases de produção, de transporte e de distribuição de gás natural.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, ficando revogada a Resolução CNP nº 17, de 01 de dezembro de 1987.

DAVID ZYLBERSZTAJN

ANEXO

REGULAMENTO TÉCNICO ANP Nº 001/98 A QUE SE REFERE A PORTARIA ANP Nº 41/98

1. Objetivo

Este Regulamento Técnico estabelece normas para a especificação do Gás Natural a ser comercializado no País, de origem interna e externa, sendo, igualmente, aplicável as fases de produção, de transporte e de distribuição desse produto.

2. Normas Aplicáveis

A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da American Society for Testing and Materials (ASTM) e da International Organization for Standardization (ISO).

3. Especificação

3.1 O Gás Natural deverá atender à seguintes especificações:

CARACTERÍSTICAS ⁽¹⁾	UNID.	GRUPOS			MÉTODOS
		B (baixo)	M (médio)	A (alto)	
Poder calorífico superior (PCS)	kcal/m ³	8000 a 9000	8800 a 10200	10000 a 12500	ASTM D 3588
Densidade relativa ao ar		0,54 a 0,60	0,55 a 0,69	0,66 a 0,82	ASTM D 3588
Teor de Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	20	20	20	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico), máx.	mg/m ³	80	80	80	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Dióxido de Carbono (CO ₂), máx. ⁽²⁾	% volume	2	2	2	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Inertes, máx. ⁽³⁾	% volume	4	4	4	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Oxigênio (O ₂), máx.	% volume	0,5	0,5	0,5	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Pto de orvalho de água, 1atm, máx. ⁽⁴⁾	°C	- 45	- 45	- 45	ASTM D 5454

Obs.: (1) - Limites especificados são valores referidos a 20°C a 101,33 kPa (1 atm), exceto onde indicado.

(2) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de 3,5.

(3) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de 6,0.

(4) - Para as Regiões Norte e Nordeste, admite-se o valor de - 39.

3.2 - O produto deve estar sempre livre de poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, hidrocarbonetos condensáveis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com a operação dos sistemas de transporte e distribuição e à utilização pelos consumidores.

3.3 O Gás Natural pode ser transportado sem odorização, exceto quando requerido por normas de segurança aplicáveis.

3.4 É obrigatória a presença de odorante na distribuição.

4. Métodos de Ensaio

ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography

ASTM D 3588 Calculating Heat Value, Compressibility Factor, and Relative Density (Specific Gravity) of Gaseous Fuels

ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers

ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence

ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5

ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C₈ - Gas Chromatography Method

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 42, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Aprova o Regulamento Técnico ANP nº 002/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do Gás Metano Veicular - GMV a ser comercializado nos municípios existentes nas regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, bem como nos municípios localizados no Vale do Paraíba.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das atribuições legais, tendo em vista a Resolução da Diretoria nº 093, de 15/04/98 e considerando

o desenvolvimento de novos motores movidos a GMV;

a ampliação da capacidade de tratamento de gás natural nas regiões produtoras de Campos e Merluza;

a importância quanto a expansão do uso deste combustível no País, atualmente concentrado na Região Sudeste;

a necessidade de viabilizar a utilização de combustíveis alternativos menos poluentes;

o disposto no Decreto nº 1.787 e na Portaria nº 28 do Ministério de Minas e Energia, ambas de 12 de janeiro de 1996,

RESOLVE:

Art. 1º Aprovar o Regulamento Técnico ANP nº 002/98, anexo a esta Portaria, que estabelece normas para especificação do Gás Metano Veicular - GMV a ser comercializado nos municípios existentes nas regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, bem como nos municípios localizados no Vale do Paraíba.

Parágrafo Único: O Regulamento referido neste artigo aplica-se também, às fases de produção, de distribuição e de revenda de GMV.

Art. 2º A ANP acompanhará a evolução do mercado produtor e consumidor de GMV, com o objetivo de analisar a possibilidade de estender a aplicação das normas constantes do Regulamento de que trata esta Portaria a outras localidades do País.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, e ficam revogadas as Portarias DNC nº 22, de 17 de junho de 1997 e 51, de 06 de novembro de 1997.

DAVID ZYLBERSZTAJN

ANEXO

REGULAMENTO TÉCNICO ANP Nº 002/98 A QUE SE REFERE A PORTARIA ANP Nº 42/98

1. Objetivo

Este Regulamento Técnico estabelece a especificação do Gás Metano Veicular - GMV a ser comercializado nos municípios das regiões metropolitanas de São Paulo, Rio de Janeiro e Belo Horizonte, bem como nos municípios localizados no Vale do Paraíba, sendo, igualmente, aplicável às fases de produção, distribuição e revenda desse produto.

2. Normas Aplicáveis

A determinação das características do produto far-se-á mediante o emprego de normas da American Society for Testing and Materials (ASTM) e da International Organization for Standardization (ISO).

3. Especificação

3.1 O Gás Metano Veicular de que trata este Regulamento Técnico deverá atender à seguinte especificação:

CARACTERÍSTICAS	UNIDADES	VALORES	MÉTODOS
Teor de Metano, mín.	% volume	86	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Propano, máx.	% volume	3,3	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Propano e superiores, máx.	% volume	3,7	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Butano e superiores, máx.	% volume	0,8	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Inertes, máx.	% volume	4,0	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Metano e inertes, mín.	% volume	87	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Dióxido de Carbono (CO ₂), máx.	% volume	2,0	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Hidrogênio (H ₂)	% volume	Anotar	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Oxigênio (O ₂), máx.	% volume	0,5	ASTM D 1945 ou ISO 6974
Teor de Enxofre (H ₂ S e enxofre mercaptídico), máx.	mg/m ³	80	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Teor de Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.	mg/m ³	20	ASTM D 5504 ou ISO 6326-3
Pto de orvalho de água, 1atm, máx.	°C	- 45	ASTM D 5454

Obs.: Limites especificados são valores referidos a 20°C a 101,33 kPa (1 atm), exceto onde indicado.

3.2 O produto deve ser livre poeira, água condensada, odores objetáveis, gomas, elementos formadores de goma, glicóis, compostos aromáticos, metanol ou outros elementos sólidos ou líquidos que possam interferir com a operação dos sistemas de transporte e distribuição e à utilização pelos consumidores.

3.3 É obrigatória a presença de odorante, de acordo com legislação de cada Estado da federação.

4. Métodos de Ensaio

ASTM D 1945 - Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography

ASTM D 5454 - Standard Test Method Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers

ASTM D 5504 - Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence

ISO 6326 - Natural Gas - Determination of Sulfur Compounds, Parts 1 to 5

ISO 6974 - Natural Gas - Determination of Hydrogen, Inert Gases and Hydrocarbons up to C₈
- Gas Chromatography Method

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 43, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Estabelece que a importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da legislação aplicável e desta Portaria.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 60 e 70 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista a Resolução da Diretoria ANP nº 094, de 15 de abril de 1998,

RESOLVE:

Art. 1º A importação de gás natural somente será efetuada mediante prévia e expressa autorização da ANP, nos termos da legislação aplicável e desta Portaria.

Art. 2º Serão autorizadas a exercer a atividade de importação de gás natural as empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País, e que atendam, em caráter permanente, aos requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Parágrafo único. Serão igualmente autorizados, para os fins referidos neste artigo, os consórcios de empresas constituídos com observância, no que couber, do disposto no art. 38 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 3º O requerimento de autorização deverá ser instruído com os seguintes dados e informações:

- a) razão social, endereço, número do registro da empresa no Cadastro Geral de Contribuintes do Ministério da Fazenda - CGC-MF e prova de atendimento do disposto no artigo anterior;
- b) volume de gás natural a ser importado e o país de origem;
- c) data prevista para o início da importação;
- d) mercado potencial a ser atendido;
- e) meio de transporte a ser utilizado para a importação do gás natural;
- f) local de entrega no País e, no caso de o gás importado estar na forma líquida, a localização do terminal marítimo e da estação de revaporização do gás;
- g) especificações técnicas do gás natural a ser importado, que deverão estar de acordo com os termos da Portaria ANP nº 41/98, de 15 de abril de 1998.

§ 1º O contrato de compra e venda de gás natural celebrado pela empresa interessada com o exportador no país de origem deverá ser apresentado à ANP dentro de 15 (quinze) dias consecutivos, contados da data da publicação da respectiva autorização, sob pena de imediata suspensão desta até o cumprimento desse requisito.

§ 2º A ANP poderá solicitar outros dados e informações correlatos, ou a complementação daqueles já apresentados, para melhor instrução e análise do requerimento de autorização.

§ 3º A não apresentação de qualquer dos dados e informações referidos neste artigo acarretará a sustação do respectivo requerimento até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 4º A autorização de que trata esta Portaria conterà disposições referentes aos dados e informações mencionados no artigo anterior, o correspondente prazo de validade e o exato volume de gás natural a ser importado.

Parágrafo único. A empresa interessada poderá requerer à ANP a renovação do prazo de validade da autorização, justificando, para tanto, o seu pedido.

Art. 5º A autorização será revogada nos seguintes casos:

- a) falência, concordata ou extinção judicial ou extrajudicial da empresa;
- b) requerimento da empresa autorizada;
- c) descumprimento de qualquer norma da legislação aplicável ou desta Portaria.

Art. 6º As empresas ou consórcios autorizados na forma desta Portaria deverão apresentar à ANP, até o dia 30 (trinta) de cada mês, um relatório detalhado sobre as atividades de importação realizadas no mês imediatamente anterior, contendo especialmente os volumes importados de gás natural e outros dados pertinentes.

Parágrafo único. A ANP publicará no Diário Oficial da União os dados e informações referidos neste artigo que devam ser divulgados para conhecimento geral.

Art. 7º Transcorrido o período de transição de que trata o art. 69 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, as autorizações para importação de gás natural observarão as diretrizes específicas que forem baixadas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, respeitadas as autorizações outorgadas durante o referido período, inclusive no que tange aos respectivos prazos de validade.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data da sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 44, DE 15 DE ABRIL DE 1998

Estabelece que depende de prévia autorização da ANP, nos termos desta Portaria, o exercício das atividades de construção e de operação de instalações de transporte de gás natural, por qualquer meio.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, tendo em vista a deliberação da Diretoria de que trata a Resolução nº 095, de 15 de abril de 1998, e considerando o disposto no art. 56 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,

RESOLVE:

Art. 1º Depende de prévia autorização da ANP, nos termos desta Portaria, o exercício das atividades de construção e de operação de instalações de transporte de gás natural, por qualquer meio.

Parágrafo único. Para os fins previstos neste artigo, consideram-se instalações:

- I - os dutos;
- II - os terminais terrestres, lacustres, fluviais e marítimos;
- III - as embarcações;
- IV - outros modais;
- V - as estações.

Art. 2º Serão autorizadas a exercer as atividades de que trata o art. 1º as empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Parágrafo Único. Poderão ser autorizados para os mesmos fins previstos neste artigo, após análise pela ANP dos respectivos atos de organização, os consórcios de empresas constituídos com observância, no que couber, do disposto no art. 38 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 3º As autorizações de que cuida esta Portaria serão outorgadas por prazo indeterminado e, no caso de dutos de gás natural, sem caráter exclusivo para um mesmo trajeto.

§ 1º Previamente à outorga da autorização, a empresa interessada deverá constituir uma pessoa jurídica com atribuições específicas para operar e construir dutos, terminais marítimos e embarcações para transporte de gás natural.

§ 2º A ANP exigirá da empresa interessada o prévio atendimento aos requisitos legais de proteção ambiental e de segurança de tráfego aplicáveis a cada caso específico.

Art. 4º O pedido de autorização deverá ser instruído com as seguintes informações:

- a) razão social, endereço, número de inscrição junto Cadastro Geral de Contribuintes do Ministério da Fazenda – CGC-MF e prova do atendimento do disposto no art. 5º da Lei 9.478 de 6 de agosto de 1997;
- b) memorial descritivo do projeto de construção do gasoduto e do terminal marítimo;
- c) demonstração de que o projeto atende aos requisitos ambientais e técnicos previstos na legislação pertinente;
- d) prova de capacidade técnica, administrativa e financeira da empresa;
- e) programa e compromisso de investimentos mínimos e cronograma das respectivas implementações;
- f) termos e condições para o fornecimento dos serviços e respectivas tarifas;
- g) cronograma de construção de gasodutos e de terminais marítimos;
- h) descrição detalhada das participações acionárias em outras empresas no segmento industrial de gás natural.

Parágrafo único. Após análise da documentação apresentada, a ANP fará publicar no Diário Oficial da União, para oferecimento de comentários e sugestões por um prazo de 60 (sessenta) dias consecutivos, um sumário do projeto proposto pela interessada.

Art. 5º Para fins de avaliação dos projetos de construção das instalações referidas no art. 1º desta Portaria, a ANP, num prazo de 90 (noventa) dias, contados da data do recebimento do projeto, apreciará, especialmente:

- a) a capacidade técnica, administrativa e financeira da empresa interessada;
- b) as especificações técnicas e econômicas do projeto;
- c) a comprovação, mediante certificado expedido pelo órgão governamental competente, de que o projeto atende aos requisitos ambientais previstos na legislação pertinente;
- d) os procedimentos relativos à segurança dos sistemas de operação e de manutenção;

Art. 6º Deverão ser previamente aprovados pela ANP os projetos de expansão:

- I - de terminais marítimos;
- II - da capacidade de transporte de gás natural por dutos e respectivas melhorias;
- III - de substituição ou extensão dos sistemas existentes; e
- IV - de novos dutos de transporte de gás natural, que se interconectem com instalações já autorizadas.

Parágrafo único. As empresas interessadas na expansão das suas instalações já autorizadas deverão instruir o pedido de aprovação de que trata este artigo com as seguintes informações:

- a) descrição das novas instalações propostas, incluindo localização, custos e outros dados pertinentes;
- b) especificações técnicas das instalações propostas;
- c) certificado expedido pelo órgão governamental competente, demonstrando que o projeto proposto atende às disposições legais referentes ao meio ambiente;
- d) análise do impacto dos custos do projeto sobre as respectivas tarifas.

Art. 7º As empresas autorizadas na forma desta Portaria deverão iniciar a construção das instalações aprovadas pela ANP num prazo de 180 (cento e oitenta) dias consecutivos, contados da data da publicação da respectiva autorização, bem como comunicar à ANP o início da operação das novas instalações aprovadas, com 15 (quinze) dias de antecedência.

Parágrafo único. O início da operação de que trata este artigo será autorizado pela ANP mediante a apresentação, pela empresa interessada, de um certificado expedido por órgão técnico previamente credenciado pela ANP, comprovando que o projeto atende aos requisitos de qualidade e de segurança compatíveis com a obra e a outros exigidos pela legislação aplicável.

Art. 8º A ANP poderá autorizar a prorrogação do prazo de construção do projeto, após análise das justificativas apresentadas pela empresa interessada, manifestando sua decisão dentro de 30 (trinta) dias consecutivos, contados da data da apresentação do correspondente pedido.

Art. 9º A autorização concedida nos termos desta Portaria não exime a empresa autorizada de suas responsabilidades técnicas e legais, relativas tanto ao projeto como à sua operação, bem como do cumprimento de outras obrigações correlatas junto aos órgãos federais, estaduais e municipais.

Art. 10 A empresa autorizada na forma desta Portaria deverá conduzir suas operações com total acatamento às normas técnicas e de segurança aplicáveis às respectivas instalações, assegurando sempre um serviço confiável e contínuo aos usuários.

§ 1º A empresa autorizada deverá comunicar imediatamente à ANP a ocorrência de qualquer evento decorrente de suas atividades que possa acarretar riscos à saúde pública, à segurança de terceiros e ao meio- ambiente, indicando as causas que deram origem ao evento, bem como as medidas por ela adotadas para sanar ou reduzir o seu impacto.

§ 2º As empresas autorizadas na forma desta Portaria submeterão à ANP, até o dia 15 de março de cada ano, um programa de manutenção das suas instalações, certificado por órgão técnico previamente credenciado pela ANP.

§ 3º No caso de interrupção, redução, alteração ou de qualquer outro evento que possa afetar temporariamente a continuidade e a qualidade dos serviços autorizados, a empresa deverá notificar a ANP e os respectivos usuários dentro de 72 (setenta e duas) horas da ocorrência do evento, informando a área afetada e outros dados pertinentes, bem como a sua estimativa quanto à duração da paralisação.

Art. 11 As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as seguintes sanções administrativas, cumulativamente ou não:

- a) multa entre 100.000 UFIR e 5.000.000 de UFIR, aplicável em dobro no caso de reincidência;
- b) cancelamento da autorização outorgada, após a devida apuração em processo administrativo.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 73, DE 20 DE MAIO DE 1998

Institui anuência prévia, por parte da ANP, para a importação de produtos susceptíveis de uso como combustíveis.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, no uso de suas atribuições legais e tendo em vista a Resolução da Diretoria nº 107, de 19/05/98, resolve:

Art. 1º Fica sujeita à anuência prévia da Agência Nacional do Petróleo - ANP a importação dos seguintes produtos:

I - aromáticos: benzeno, tolueno, xilenos mistos, refinado de reforma, alquis-benzeno, solvente C9/C9 dihidrogenado, reformado pesado e outros solventes aromáticos; e

II - alifáticos: querosenes, óleo para sinal, aguarrás mineral, hexano comercial, solvente para borracha, solvente de nafta, refinado de pirólise e outros solventes alifáticos.

Art. 2º Fica dispensada da anuência prévia da ANP a importação dos seguintes produtos:

I - gasolina de aviação e normal parafina;

II - eteno, propeno, butenos, butadieno, acetileno, orto-xileno, meta-xileno, para-xileno, naftaleno, normal hexano, hidrogênio, gás de síntese, metanol e amônia;

III - graxas lubrificantes e óleos lubrificantes básicos e acabados, de qualquer origem (minerais, semi-sintéticos e sintéticos);

IV - gases e mistura de gases, exceto quando compostas por hidrocarbonetos parafínicos;

V - propano puro e butano puro, não componentes para o gás liqüefeito de petróleo - GLP;

VI - parafinas micro e macro cristalinas, vaselinas e outras ceras minerais ou sintéticas;

VII - extrato aromático, resíduos aromáticos, resíduos asfálticos e outros resíduos minerais de óleos de petróleo;

VIII - asfaltos diluídos, asfaltos emulsionados, cimentos asfálticos de petróleo e outras misturas betuminosas à base de asfalto ou de betumes de petróleo e asfaltos naturais; e

IX - coque verde de petróleo.

Parágrafo único. Os produtos listados no inciso III deste artigo deverão ser registrados na ANP, para fins de sua comercialização na forma da legislação vigente.

Art. 3º Não se aplica a dispensa da anuência de que trata o artigo anterior aos produtos da indústria petroquímica que se destinarem ao uso como combustíveis.

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

Art. 5º Ficam revogadas as Portarias DNC nº 25, de 29 de julho de 1996, nº 21, de 05 de junho de 1997, nº 34, de 27 de agosto de 1997, e nº 52, de 6 de novembro de 1997.

DAVID ZYLBERSZTAJN
DIRETOR-GERAL

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 80, DE 28 DE MAIO DE 1998

Estabelece para as empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário de petróleo, seus derivados e gás natural deverão enviar à ANP, informações constantes nesta Portaria, no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da publicação desta Portaria.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, em exercício, no uso da atribuição que lhe confere a Portaria nº 69, de 20 de maio de 1998, e com base no art. 57 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista o disposto na Resolução da Diretoria nº 119, de 27 de maio de 1998, resolve:

Art. 1º As empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário de petróleo, seus derivados e gás natural deverão enviar à ANP, no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da data da publicação desta Portaria, as seguintes informações:

I) Dutos

- a) origem;
- b) destino;
- c) produtos transportados;
- d) diâmetro (polegada);
- e) extensão (km);
- f) ano de início de operação;
- g) capacidade máxima de transporte (m^3 /ano);
- h) movimento de produtos em 1997 (m^3);
- i) fator de utilização em 1997 (%);
- j) estações intermediárias.

II) Terminais marítimos

- a) localização;
- b) pontos de atracação, identificando calado e comprimento de cada cais ou pier (LOA);
- c) atividades desempenhadas;
- d) dutos portuários, identificando diâmetros e comprimentos, bem como produtos transportados;
- e) embarcações de apoio.

III) Terminais terrestres

- a) localização;
- b) atividades desempenhadas;
- c) capacidade de armazenamento por produto (m^3);
- d) modalidade de recebimento e carregamento, informando número de plataformas e vazão (m^3 /h).

IV) Navios

- a) tipo de embarcação;
- b) capacidade (toneladas de porte bruto);
- c) ano de início de operação.

V) Outras instalações (quadro de bóias, tanque de armazenamento, estação de transferência, estação de tratamento, etc.)

- a) localização;
- b) atividades desempenhadas;
- c) capacidade.

§ 1º O disposto no *caput* deste artigo aplica-se às instalações de caráter dutoviário, tanto de transporte, quanto de transferência entre unidades diversas, nos termos dos incisos VII e VIII do art. 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 2º O disposto no *caput* deste artigo não se aplica às empresas cuja titularidade e direitos referentes aos seus respectivos equipamentos e instalações já tenham sido ratificados pela ANP.

Art 2º A ANP ratificará a titularidade e os direitos das empresas proprietárias de equipamentos e instalações de transporte marítimo e dutoviário num prazo de 90 (noventa) dias contados do recebimento das informações a que se refere o artigo anterior.

Art 3º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

JÚLIO COLOMBI NETTO

Diretor-Geral em exercício

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA Nº 215, DE 1 DE JULHO DE 1998

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso II, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 5º do Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, resolve:

Art. 1º Aprovar o Regimento Interno da Agência Nacional do Petróleo - ANP, na forma do anexo a esta Portaria.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

RAIMUNDO BRITO

ANEXO

REGIMENTO INTERNO DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

CAPÍTULO I

DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º A Agência Nacional do Petróleo - ANP, autarquia especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, criada pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, regulamentada pelo Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1998, tem por finalidade promover a regulamentação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da Indústria do Petróleo.

Parágrafo único. A ANP exercerá suas competências de acordo com o estabelecido na legislação específica, nas diretrizes emanadas do Conselho Nacional de Política Energética-CNPE e em conformidade com o disposto neste Regimento Interno.

CAPÍTULO II

DA ORGANIZAÇÃO

Art. 2º A Agência Nacional do Petróleo - ANP tem a seguinte estrutura organizacional:

I - Diretoria;

II - Procuradoria-Geral;

III - Superintendências de Processos Organizacionais:

a) Superintendência de Gestão de Informações e Dados Técnicos

b) Superintendência de Definição de Blocos

c) Superintendência de Promoção de Licitações

d) Superintendência de Exploração

e) Superintendência de Desenvolvimento e Produção

f) Superintendência de Controle das Participações Governamentais

g) Superintendência de Relações Institucionais

h) Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural

i) Superintendência de Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

j) Superintendência de Importação e Exportação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

k) Superintendência de Desenvolvimento da Infra-estrutura de Abastecimento

l) Superintendência de Abastecimento

m) Superintendência de Qualidade de Produtos

n) Superintendência de Gestão de Recursos Humanos

o) Superintendência de Gestão Financeira e Administrativa

p) Superintendência de Gestão Interna

Art. 3º As Superintendências de Processos Organizacionais darão o suporte técnico e administrativo necessário ao funcionamento da Agência.

Art. 4º A Diretoria estabelecerá a vinculação das Superintendências de Processos Organizacionais a cada Diretor, bem como os critérios e o prazo para a sua rotatividade entre os mesmos.

CAPÍTULO III DA DIRETORIA

Seção I Da Composição

Art. 5º A Diretoria da ANP é constituída por um Diretor-Geral e quatro Diretores, nomeados na forma do disposto no art. 11, § 2º, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Seção II Das Competências

Art. 6º Compete à Diretoria da ANP, em regime de colegiado, analisar, discutir e decidir, como instância administrativa final, todas as matérias pertinentes às competências da ANP, e especialmente:

- I - o planejamento estratégico da Agência;
- II - as políticas administrativas internas e de recursos humanos, e seu desenvolvimento;
- III - a nomeação, a exoneração, a contratação e a promoção de pessoal, nos termos da legislação em vigor;
- IV - a indicação do substituto do Diretor-Geral nos seus afastamentos ou impedimentos regulamentares;
- V - a vinculação das Superintendências de Processos Organizacionais a cada um dos Diretores;
- VI - a delegação de competência aos Diretores para deliberarem sobre assuntos relacionados com as Superintendências de Processos Organizacionais sob a sua respectiva supervisão;
- VII - a designação de:
 - a) ordenadores de despesas;
 - b) comissões de licitação;
 - c) comissões de sindicância e de inquérito administrativo;
- VIII - a requisição, com ônus, de servidores ou empregados de órgãos e entidades integrantes da Administração Pública federal, estadual ou municipal, direta, indireta ou fundacional;
- IX - a autorização para o afastamento do País de servidores da Agência, na forma da legislação em vigor;
- X - alteração deste Regimento Interno, nos itens relacionados com a gestão administrativa da Agência;
- XI - a publicação de pareceres jurídicos quando envolverem matéria relevante de interesse público;
- XII - a aprovação do Código de Ética aplicável aos Diretores, servidores e consultores da Agência.

Seção III Das Reuniões da Diretoria

Art. 7º A Diretoria reunir-se-á, ordinariamente, nas datas por esta previamente estabelecidas ou, extraordinariamente, mediante convocação do Diretor-Geral ou de três Diretores, com a presença de, pelo menos, 3 (três) Diretores, sendo um deles, obrigatoriamente, o Diretor-Geral ou o seu substituto.

§ 1º O Diretor-Geral presidirá as reuniões da Diretoria e, nas suas ausências ou impedimentos eventuais, o seu substituto.

§ 2º As reuniões da Diretoria serão formalmente registradas em atas próprias, devendo ser publicados no Diário Oficial da União - DOU todos os atos decisórios da Agência, relacionados com a regulamentação, a contratação e a fiscalização da Indústria do Petróleo, as atividades de Distribuição e Revenda de combustíveis, e outras decisões que devam produzir efeitos externos ou sejam de interesse geral.

§ 3º A Diretoria, atuando sempre em regime de colegiado, deliberará validamente sobre as matérias de sua competência, mediante o voto convergente de, pelo menos, 3 (três) de seus membros.

§ 4º As deliberações da Diretoria com a presença de apenas 3 (três) Diretores somente serão válidas quando adotadas mediante o voto unânime dos Diretores presentes.

Art. 8º Em caso de justificada impossibilidade de comparecimento a determinada reunião, poderá o Diretor encaminhar previamente ao Diretor-Geral, ou ao seu substituto, o seu voto escrito sobre qualquer matéria incluída em pauta, devendo o mesmo ser lido na respectiva sessão e, em seguida, registrado na ata correspondente.

Art. 9º A Diretoria estabelecerá normas complementares relativas ao seu funcionamento e à ordem dos trabalhos, observada a legislação em vigor e as normas pertinentes deste Regimento Interno.

CAPÍTULO IV DOS DIRETORES

Seção I Das Atribuições Comuns

Art. 10. São atribuições comuns aos Diretores da ANP:

- I - cumprir e fazer cumprir as disposições legais e regulamentares referentes à área de competência da Agência;
- II - zelar pelo cumprimento das decisões da Diretoria e dos planos e programas da ANP;
- III - praticar e expedir os atos de gestão administrativa correspondentes ao âmbito de suas respectivas atribuições;
- IV - zelar pela credibilidade interna e externa da ANP e pela legitimidade das suas ações;
- V - contribuir com subsídios para os ajustes e modificações na legislação do setor, que forem necessários à modernização das atividades de caráter institucional da ANP;
- VI - supervisionar e coordenar as atividades das Superintendências de Processos Organizacionais sob a sua responsabilidade.

Seção II Das Atribuições do Diretor-Geral

Art. 11. Além das atribuições comuns aos Diretores, compete exclusivamente ao Diretor-Geral:

- I - presidir as reuniões da Diretoria, bem como as audiências públicas e as sessões de conciliação e arbitramento de que trata o art. 20 da Lei nº 9.478, de 1997;
- II - representar a ANP, ativa e passivamente, em juízo ou fora dele;
- III - expedir os atos administrativos de competência da ANP;
- IV - firmar, em nome da ANP, contratos, convênios, acordos, ajustes e outros instrumentos legais aprovados pela Diretoria;
- V - praticar atos de gestão de recursos orçamentários, financeiros e de administração;
- VI - praticar atos de gestão de recursos humanos; aprovar editais e homologar resultados de concursos públicos; nomear, exonerar, contratar e praticar outros atos correlatos, previamente aprovados pela Diretoria;
- VII - delegar atos de gestão administrativa, quando necessário;
- VIII - supervisionar o funcionamento geral da ANP.

CAPÍTULO V DA PROCURADORIA GERAL

Seção I Das Competências

Art. 12. Compete à Procuradoria Geral:

- I - assessorar juridicamente a Diretoria e as Superintendências de Processos Organizacionais, fixando a orientação jurídica necessária ao desempenho das suas respectivas atribuições, inclusive examinando previamente os textos de atos normativos, os editais de licitação, os contratos de concessão e outros instrumentos pertinentes às atividades da ANP;
- II - emitir pareceres jurídicos;
- III - exercer a representação judicial da ANP, nos termos do disposto na Lei Complementar nº 73, de 10 de fevereiro de 1993.
- IV - promover, na forma da legislação específica, a representação judicial dos Diretores e Superintendentes da ANP.

Seção II

Das Atribuições do Procurador-Geral

Art. 13. São atribuições do Procurador-Geral:

- I - controlar, orientar e coordenar as atividades de assessoramento jurídico da ANP;
- II - aprovar os pareceres jurídicos dos procuradores da Agência;
- III - representar ao Ministério Público para início de ação pública de interesse da ANP.

CAPÍTULO VI

DAS SUPERINTENDÊNCIAS DE PROCESSOS ORGANIZACIONAIS

Seção I

Das Atribuições Comuns

Art.14. São atribuições comuns das Superintendências de Processos Organizacionais, em suas respectivas áreas de competência:

- I - planejar, organizar, coordenar, controlar e avaliar os processos organizacionais e operacionais da ANP, no âmbito das suas respectivas áreas de competência;
- II - elaborar propostas orçamentárias de forma articulada com as demais Superintendências;
- III - propor a regulamentação correspondente ao âmbito das suas atribuições;
- IV - fiscalizar o fiel cumprimento da regulamentação referida no inciso anterior;
- V - elaborar e atualizar regularmente suas respectivas rotinas e procedimentos;
- VI - coordenar as atividades de recursos humanos e o uso dos recursos técnicos e materiais disponíveis nas suas áreas de atuação, exercendo um controle permanente da qualidade dos serviços executados;
- VII - praticar os respectivos atos de gestão administrativa, de conformidade com as diretrizes aprovadas pela Diretoria;
- VIII- executar atividades correlatas e outras que lhes forem delegadas pela Diretoria.

Parágrafo único. As atividades de cada uma das Superintendências de Processos Organizacionais serão exercidas mediante a utilização de equipes multidisciplinares formadas por servidores e técnicos das demais Superintendências.

Seção II

Das Atribuições Específicas

Art. 15 A Superintendência de Gestão de Informações e Dados Técnicos tem por finalidade gerir as informações e os dados técnicos das bacias sedimentares brasileiras, com o objetivo de propor a estrutura conceitual e física necessária para a devida gestão de tais elementos informativos.

Art. 16. A Superintendência de Definição de Blocos tem por finalidade promover estudos para conhecimento das bacias sedimentares brasileiras, com o objetivo de propor a delimitação dos blocos existentes nessas bacias para fins de licitação, assim como planejar o calendário de licitação dos blocos e elaborar os respectivos editais.

- Art. 17. A Superintendência de Promoção de Licitações tem por finalidade realizar as licitações dos blocos, no âmbito nacional ou internacional, desenvolvendo as atividades conexas para tanto necessárias, inclusive o julgamento das propostas apresentadas pelas empresas pré-qualificadas.
- Art. 18. A Superintendência de Exploração tem por finalidade gerir os contratos de concessão na fase de exploração, analisando e emitindo pareceres sobre o programa anual de trabalho apresentado pelos concessionários e sobre os relatórios das atividades de exploração por estes encaminhados.
- Art. 19. A Superintendência de Desenvolvimento e Produção tem por finalidade gerir os contratos de concessão na fase de desenvolvimento e produção, analisando e emitindo pareceres sobre os planos e projetos referentes a essa fase, apresentados pelos concessionários e sobre os relatórios das atividades de desenvolvimento e produção por estes encaminhados.
- Art. 20. A Superintendência de Controle das Participações Governamentais tem por finalidade controlar as participações governamentais estabelecidas na lei e nos contratos de concessão, realizando todas as atividades conexas para tanto necessárias.
- Art. 21. A Superintendência de Relações Institucionais tem por finalidade prestar o suporte necessário aos órgãos e instituições federais, estaduais e municipais, e agentes econômicos, em assuntos relacionados com a Indústria do Petróleo, bem como promover a articulação da ANP com os referidos órgãos e agentes, e com organizações não governamentais, em matéria de interesse comum.
- Art. 22. A Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com o refino de petróleo e o processamento do gás natural, propor os requisitos técnicos e econômicos a serem atendidos pelos proponentes interessados na construção e operação ou ampliação de refinarias ou unidades de processamento de gás natural e exercer outras atividades correlatas.
- Art. 23. A Superintendência de Transporte de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com o transporte dos referidos produtos, propor os requisitos técnicos e econômicos a serem atendidos pelos proponentes interessados na construção ou ampliação de instalações destinadas ao transporte de petróleo, seus derivados e gás natural e exercer outras atividades correlatas.
- Art. 24. A Superintendência de Importação e Exportação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com a importação e exportação desses produtos, propor os requisitos a serem atendidos pelos proponentes interessados em tais atividades e exercer outras funções correlatas.
- Art. 25. A Superintendência de Desenvolvimento da Infra-estrutura de Abastecimento tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com o planejamento indicativo da infra-estrutura de abastecimento do País, referente a refinarias, unidades de processamento de gás natural, instalações portuárias, instalações de armazenamento, oleodutos e gasodutos, e exercer outras atividades correlatas.
- Art. 26. A Superintendência de Abastecimento tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com a operacionalização do abastecimento nacional, propor a aprovação ou o indeferimento de pedidos de registro formulados por empresas interessadas em exercer as atividades de distribuição e revenda de combustíveis, elaborar, propor e coordenar o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e exercer outras atividades conexas.
- Art. 27. A Superintendência de Qualidade de Produtos tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com o controle da qualidade do petróleo, de seus derivados e do gás natural, propor as especificações e métodos de análises de petróleo e seus derivados, de gás natural, de álcoois combustíveis, de óleo de xisto e seus derivados e de outros combustíveis, e exercer outras atividades correlatas.
- Art. 28. A Superintendência de Gestão de Recursos Humanos tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com recursos humanos da Agência, coordenar a elaboração e a implantação da política desse setor, recrutar, selecionar e contratar os recursos humanos para a Agência e exercer outras atividades conexas.
- Art. 29. A Superintendência de Gestão Financeira e Administrativa tem por finalidade gerir as atividades relacionadas com as questões financeiras e administrativas da Agência, contratar e

supervisionar as atividades de suporte ao funcionamento da entidade, promover a aquisição de bens, obras e serviços, acompanhar e fiscalizar, nos aspectos administrativo e financeiro, os contratos de administração interna e os convênios celebrados pela ANP e exercer outras atividades correlatas.

Art. 30. A Superintendência de Gestão Interna tem por finalidade apoiar a Diretoria no gerenciamento das atividades relacionadas com a gestão interna da ANP, coordenar o processo de planejamento estratégico da Agência e realizar outras atividades conexas.

CAPÍTULO VII DOS ATOS ADMINISTRATIVOS

Art. 31. São atos administrativos da ANP:

- I - as resoluções, correspondentes às deliberações colegiadas da Diretoria;
- II - as portarias e os despachos do Diretor-Geral e dos Diretores, referentes aos atos de suas respectivas competências;
- III - os contratos, convênios e outros instrumentos legais de interesse da ANP;
- IV - os ofícios, relativos às comunicações externas da ANP;
- V - os pareceres, como instrumentos de manifestações de caráter técnico, jurídico ou administrativo;
- VI - as ordens de serviço, referentes a normas e decisões específicas de trabalho;
- VII - as instruções internas, de caráter técnico, jurídico ou administrativo;
- VIII - os memorandos, relativos às comunicações internas rotineiras.

Parágrafo único. Os contratos, os convênios, as autorizações, as portarias e quaisquer outros atos ou instrumentos que onerem ou desonerem a ANP serão assinados pelo Diretor-Geral, após análise da Procuradoria-Geral e aprovação definitiva da Diretoria.

CAPÍTULO VIII DO DESENVOLVIMENTO DOS RECURSOS HUMANOS

Art. 32. A Diretoria instituirá programas de treinamento e de desenvolvimento de recursos humanos, destinados a formar e a aperfeiçoar a capacidade técnica dos servidores da ANP, com o objetivo de prepará-los para as suas respectivas atividades e para o desempenho de funções de maior responsabilidade e complexidade.

§ 1º Os programas de treinamento e de desenvolvimento de recursos humanos deverão propiciar aos seus participantes, além da formação específica, uma visão abrangente e atual dos ambientes interno e externo de atuação da Agência.

§ 2º Para executar os programas referidos neste artigo, a ANP poderá celebrar contratos ou convênios com entidades, organismos ou universidades nacionais ou internacionais, públicos ou privados, visando o aprimoramento técnico de seus servidores, a formação de mão-de-obra especializada ou, ainda, o aproveitamento de estagiários.

CAPÍTULO IX DAS SESSÕES DELIBERATIVAS

Art. 33. Para os fins previstos no art. 20 da Lei nº 9.478, de 1997, a ANP, mediante conciliação e arbitramento, atuará de forma a:

- I - dirimir eventuais divergências entre os agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores;
- II - resolver conflitos decorrentes das atividades de regulamentação, contratação e fiscalização no âmbito geral da Indústria do Petróleo e da Distribuição e Revenda de derivados de petróleo e álcool combustível;
- III - proferir decisão final, com força terminativa, caso não haja acordo entre as partes em conflito;
- IV - utilizar os casos já mediados pela Agência como precedentes para novas decisões e como subsídios para a eventual regulamentação do conflito resolvido.

Art. 34. As sessões deliberativas da Diretoria que se destinem a resolver conflitos entre agentes econômicos e entre estes e usuários e consumidores de bens e serviços da Indústria do Petróleo serão sempre públicas, permitida a sua gravação por meios eletrônicos e assegurado aos interessados o direito de obter transcrições das mesmas.

Parágrafo único. As sessões referidas neste artigo somente serão realizadas após a comprovação, pelas partes em conflito, de que esgotaram todos os meios viáveis para uma solução amigável da controvérsia.

CAPÍTULO X DAS AUDIÊNCIAS PÚBLICAS

Art. 35. As iniciativas de projetos de lei ou de alteração de normas administrativas que impliquem afetação de direitos dos agentes econômicos ou de consumidores e usuários de bens e serviços da Indústria do Petróleo serão precedidas de audiência pública, convocada e dirigida pela Diretoria da ANP, segundo o disposto neste Capítulo.

Parágrafo único. O objetivo básico das audiências públicas é:

I - identificar e debater os aspectos relevantes da matéria em discussão;

II - recolher subsídios, informações e dados para a decisão ou o encaminhamento final do assunto;

III - propiciar aos agentes econômicos, usuários e consumidores a possibilidade de oferecerem comentários e sugestões sobre a matéria em discussão;

IV - dar publicidade e transparência às ações da ANP.

Art. 36. Em local, data e hora previamente divulgados em ato do Diretor-Geral da ANP, o Diretor designado para presidir a audiência ouvirá os depoimentos das partes interessadas.

§ 1º Na hipótese de haver defensores e opositores da matéria sob apreciação, o presidente da audiência procederá de forma que possibilite a oitiva de todas as partes interessadas.

§ 2º Os membros da Diretoria e o Procurador-Geral poderão interpelar o depoente sobre assuntos diretamente ligados à exposição feita, sendo permitido o debate esclarecedor.

§ 3º Os trabalhos da audiência pública serão consignados em ata resumida, que será assinada pelo presidente da audiência, pelo Procurador-Geral, ou por seu substituto na sessão, e pelas partes interessadas, ou por seus representantes previamente habilitados, e publicada no Diário Oficial da União.

§ 4º As atas, os depoimentos escritos e os documentos conexos com a matéria discutida serão mantidos nos arquivos da ANP, podendo ser reproduzidos e entregues às partes interessadas que requererem cópias dos mesmos.

Art. 37. A Diretoria da ANP definirá, em ato próprio, publicado no Diário Oficial da União, os procedimentos específicos relacionados com a convocação e a realização das sessões deliberativas e das audiências públicas.

CAPÍTULO XI DAS DISPOSIÇÕES GERAIS

Art. 38. Os casos omissos neste Regimento Interno serão resolvidos e decididos pela Diretoria da ANP.

PORTARIA Nº 110 DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO
de 27 de julho de 1998
(Publicada no DOU de 28 de julho de 1998)

O diretor geral da Agência Nacional do Petróleo, no uso das suas atribuições legais, tendo em vista o que dispõem a Lei nº 9 478, de 6 de agosto de 1997, e a Portaria Interministerial nº 03, de 27 de julho de 1998, e com base na Resolução da Diretoria nº 174, de 27 de julho de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam extintos os seguintes ressarcimentos à Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, previstos na Resolução nº 16, de 27 de novembro de 1984, do extinto Conselho Nacional do Petróleo (CNP):

- I) diferença de custo CIF de petróleo bruto importado em relação ao custo CIF, médio, adotado na estruturação do grupo I do preço de realização da refinaria;
- II) diferenças cambiais relativas ao petróleo importado;
- III) diferença de custo CIF de derivados de petróleo importado em relação ao preço de realização vigente no país.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor a zero hora do dia 29 de julho de 1998.

Art. 3º Revogam-se as disposições em contrário.

David Zylbersztajn

DECRETO Nº 2.705, DE 03 DE AGOSTO DE 1998 (DOU de 04-08-98)

Define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe conferem os incisos IV e VI do art. 84, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Seção VI, Capítulo V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,

DECRETA:

CAPÍTULO I
DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES

Art. 1º As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, exercidas mediante contratos de concessão celebrados nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estão sujeitas ao pagamento das seguintes participações governamentais:

- I - bônus de assinatura;
- II - royalties;
- III - participação especial;
- IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Art. 2º A apuração, o pagamento e as sanções pelo inadimplemento ou mora relativos às participações governamentais, devidas pelos concessionários das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural obedecerão ao disposto neste Decreto.

Parágrafo único. A Agência Nacional de Petróleo – ANP definirá, nos respectivos contratos, as penalidades a que estarão sujeitos, na forma da legislação vigente, os concessionários, em caso de inadimplemento ou mora no pagamento das participações governamentais.

CAPÍTULO II
DAS DEFINIÇÕES TÉCNICAS

Art. 3º Sem prejuízo do disposto na Seção II do Capítulo III da Lei nº 9.478, de 1997, ficam estabelecidas as seguintes definições técnicas, para efeito da aplicação deste Decreto:

- I - **Condição Padrão de Medição:** condição em que a pressão absoluta é de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é de 20º C (vinte graus centígrados);
- II - **Data de Início da Produção:** a data em que ocorrer a primeira medição, em cada campo, de volumes de petróleo ou gás natural em um dos respectivos pontos de medição da produção, e a partir da qual o concessionário assumirá a propriedade do volume de produção

fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;

- III - Participações Governamentais: pagamentos a serem realizados pelos concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e de gás natural, nos termos dos arts. 45 a 51 da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto;
- IV - Pontos de Medição da Produção: pontos a serem obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão, onde será realizada a medição volumétrica do petróleo ou do gás natural produzido nesse campo, expressa nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP e referida à condição padrão de medição, e onde o concessionário assumirá a propriedade do respectivo volume de produção fiscalizada, sujeitando-se ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais e contratuais correspondentes;
- V - Preço de Referência: preço por unidade de volume, expresso em moeda nacional, para o petróleo, o gás natural ou o condensado produzido em cada campo, a ser determinado pela ANP, de acordo com o disposto nos arts. 8º e 9º deste Decreto;
- VI - Produção: conjunto de operações coordenadas de extração de petróleo ou gás natural de uma jazida e de preparo de sua movimentação, nos termos definidos no inciso XVI do art. 6º da Lei nº 9.478, de 1997, ou, ainda, volume de petróleo ou gás natural extraído durante a produção, conforme se depreenda do texto, em cada caso.
- VII - Receita Bruta da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, o valor comercial total do volume de produção fiscalizada, apurado com base nos preços de referência do petróleo e do gás natural produzidos;
- VIII - Receita Líquida da Produção: relativamente a cada campo de uma dada área de concessão, a receita bruta da produção deduzidos os montantes correspondentes ao pagamento de *royalties*, investimentos na exploração, custos operacionais, depreciações e tributos diretamente relacionados às operações do campo, que tenham sido efetivamente desembolsados, na vigência do contrato de concessão, até o momento da sua apuração, e que sejam determinados segundo regras emanadas da ANP;
- IX - Volume de Petróleo Equivalente: o volume de petróleo, expresso em metros cúbicos, que, na condição padrão de medição, contém a mesma quantidade de energia que um dado volume de petróleo e gás natural, quantidade de energia esta calculada com base nos poderes caloríficos superiores do petróleo e do gás natural, sendo que, para campos onde ocorra somente a produção de gás natural, deverá ser adotado o valor de quarenta mil megajoule por metro cúbico para o poder calorífico superior do petróleo, na determinação do respectivo volume de petróleo equivalente;
- X - Volume de Produção Fiscalizada: soma das quantidades de petróleo ou de gás natural, relativas a cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, que tenham sido efetivamente medidas nos respectivos pontos de medição da produção, sujeitas às correções técnicas de que trata o art. 5º deste Decreto;
- XI - Volume Total da Produção: soma de todas e quaisquer quantidades de petróleo ou de gás natural, extraídas em cada mês de cada campo, expressas nas unidades métricas de volume adotadas pela ANP, incluídas as quantidades de petróleo ou gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário; as quantidades de petróleo ou gás natural utilizadas na execução das operações no próprio campo e as quantidades de gás natural queimadas em *flares* em prejuízo de sua comercialização, e excluídas apenas as quantidades de gás natural

reinjetadas na jazida e as quantidades de gás natural queimadas em *flares*, por razões de segurança ou de comprovada necessidade operacional, desde que esta queima seja de quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e que seja previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente perante ela justificada pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

CAPÍTULO III

DA MEDIÇÃO DOS VOLUMES DE PRODUÇÃO

Art. 4º A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente nos pontos de medição da produção, por conta e risco do concessionário, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no respectivo plano de desenvolvimento, e observadas as regras específicas emanadas da ANP, no que se refere:

- I - à periodicidade da medição;
- II - aos procedimentos a serem utilizados para a medição dos volumes produzidos;
- III - à frequência das aferições, testes e calibragem dos equipamentos utilizados;
- IV - às providências a serem adotadas em decorrência de correções nas medições e respectivos registros, para determinação da exata quantidade de petróleo e gás natural efetivamente recebida pelo concessionário, não obstante quaisquer documentos já emitidos sobre o assunto, inclusive os boletins de medição e os boletins mensais de produção de que tratam os arts. 5º e 6º deste Decreto.

Art. 5º A partir da data de início da produção de cada campo, o concessionário manterá sempre, de forma completa e acurada, boletins de medição do petróleo e gás natural produzidos nesse campo, contendo as vazões praticadas e a produção acumulada.

Art. 6º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de cada campo, o concessionário entregará à ANP um boletim mensal de produção para esse campo, especificando os volumes de petróleo e de gás natural efetivamente produzidos e recebidos durante o mês anterior, as quantidades consumidas nas operações ao longo do mesmo período e ainda a produção acumulada desse campo, até o momento.

Parágrafo único. Os boletins referidos neste artigo serão elaborados com base nos boletins de medição e estarão sujeitos às correções de que trata o inciso IV do art. 4º deste Decreto.

CAPÍTULO IV

DOS PREÇOS DE REFERÊNCIA

Art. 7º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao petróleo produzido em cada campo durante o referido mês, em reais por metro cúbico, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos seus preços de venda praticados pelo concessionário, em condições normais de mercado, ou ao seu preço mínimo estabelecido pela ANP, aplicando-se o que for maior.

§ 1º Os preços de venda de que trata este artigo serão livres dos tributos incidentes sobre a venda e, no caso de petróleo embarcado, livres a bordo.

§ 2º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a data de início da produção de petróleo de cada campo, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda do petróleo produzido no campo no mês anterior e o valor da média ponderada referida neste artigo.

§ 3º O concessionário apresentará, sempre que exigida pela ANP, a documentação de suporte para a comprovação das quantidades vendidas e dos preços de venda do petróleo.

§ 4º Os preços de venda do petróleo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 5º O preço mínimo do petróleo extraído de cada campo será fixado pela ANP com base no valor médio mensal de uma cesta-padrão composta de até quatro tipos de petróleo similares cotados no mercado internacional, nos termos deste artigo.

§ 6º Com uma antecedência mínima de vinte dias da data de início da produção de cada campo e com base nos resultados de análises físico-químicas do petróleo a ser produzido, realizadas segundo normas aceitas internacionalmente e por sua conta e risco, o concessionário indicará até quatro tipos de petróleo cotados no mercado internacional com características físico-químicas similares e competitividade equivalente às daquele a ser produzido, bem como fornecerá à ANP as informações técnicas que sirvam para determinar o tipo e a qualidade do mesmo, inclusive através do preenchimento de formulário específico fornecido pela Agência.

§ 7º Dentro de dez dias, contados da data do recebimento das informações referidas no parágrafo anterior, a ANP aprovará os tipos de petróleo indicados pelo concessionário para compor a cesta-padrão ou proporá a sua substituição por outros que julgue mais representativos do valor de mercado do petróleo a ser produzido.

§ 8º Sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer nova análise das características físico-químicas do petróleo produzido, a ser realizada por conta e risco do concessionário, bem como o fornecimento das informações técnicas de que trata o § 6º deste artigo.

§ 9º A ANP emitirá, a cada mês, uma consolidação do preço mínimo do petróleo extraído de cada campo no mês anterior, incorporando as atualizações relativas às variações dos preços internacionais dos tipos de petróleo que compõem a cesta-padrão respectiva, ocorridas no mês anterior, e eventuais revisões na composição da cesta-padrão, resultantes da inadequação dos tipos de petróleo originalmente selecionados.

§ 10 Os preços internacionais dos tipos de petróleo que compuserem a cesta-padrão serão convertidos para a moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra de moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para mês anterior à emissão da consolidação do preço mínimo.

§ 11 Caso o concessionário não apresente as informações referidas nos §§ 2º e 6º deste artigo, a ANP fixará o preço de referência do petróleo, segundo seus próprios critérios.

Art. 8º O preço de referência a ser aplicado a cada mês ao gás natural produzido durante o referido mês, em cada campo de uma área de concessão, em reais por mil metros cúbicos, na condição padrão de medição, será igual à média ponderada dos preços de venda do gás natural, livres dos tributos incidentes sobre a venda, acordados nos contratos de fornecimento celebrados entre o concessionário e os compradores do gás natural produzido na área da concessão, deduzidas as tarifas relativas ao transporte do gás natural até os pontos de entrega aos compradores.

§ 1º Até o dia quinze de cada mês, a partir do mês seguinte àquele em que ocorrer a primeira data de início da produção de gás natural na área de concessão, o concessionário informará à ANP as quantidades vendidas, os preços de venda, as tarifas de transporte do gás natural produzido e o valor calculado do preço de referência do gás natural.

§ 2º As tarifas de transporte do gás natural, referidas neste artigo, assim como os cálculos utilizados para a sua fixação, serão informados à ANP pelos concessionários produtores de gás natural e incluídos expressamente em cada contrato de venda.

§ 3º Os preços de venda do gás natural ou as tarifas de transporte, de que trata este artigo, quando expressos em moeda estrangeira, serão convertidos à moeda nacional pelo valor médio mensal das taxas de câmbio oficiais diárias para a compra da moeda estrangeira, fixadas pelo Banco Central do Brasil para o mês em que ocorreu a venda.

§ 4º Na inexistência de contratos de venda do gás natural produzido na área de concessão, na ausência da apresentação, pelo concessionário, de todas as informações requeridas pela ANP para a fixação do preço de referência do gás natural, ou quando os preços de venda ou as tarifas de transporte informados não refletirem as condições normais do mercado nacional, a ANP fixará o preço de referência para o gás natural segundo seus próprios critérios.

CAPÍTULO V

DO BÔNUS DE ASSINATURA

Art. 9º. O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, corresponderá ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação.

Parágrafo Único. O licitante vencedor pagará, no ato da assinatura do respectivo contrato de concessão, o valor integral do bônus de assinatura, em parcela única.

Art. 10. Parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura será destinada à ANP, observado o disposto no inciso II do art. 15 da Lei nº 9.478, de 1997.

CAPÍTULO VI

DOS ROYALTIES

Art. 11. Os *royalties* previstos no inciso II do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constituem compensação financeira devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, e serão pagos mensalmente, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, vedadas quaisquer deduções.

Art. 12. O valor dos *royalties*, devidos a cada mês em relação a cada campo, será determinado multiplicando-se o equivalente a dez por cento do volume total da produção de petróleo e gás natural do campo durante esse mês pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV deste Decreto.

§ 1º A ANP poderá, no edital de licitação para um determinado bloco, prever a redução do percentual de dez por cento definido neste artigo até um mínimo de cinco por cento do volume total da produção, tendo em vista os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes a esse bloco.

§ 2º Constará, obrigatoriamente, do contrato de concessão o percentual do volume total da produção a ser adotado, nos termos deste artigo, para o cálculo dos *royalties* devidos com relação aos campos por ele cobertos.

Art. 13. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento dos *royalties*.

Art. 14. A parcela do valor dos *royalties* previstos no contrato de concessão, correspondentes ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma estabelecida na Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.

Art. 15. A parcela do valor dos *royalties* previstos no contrato de concessão, que exceder ao montante mínimo de cinco por cento da produção, será distribuída na forma do disposto no art. 49 da Lei 9.478, de 1997.

§ 1º A parcela do valor dos *royalties*, referida neste artigo, será distribuída aos Estados e aos Municípios produtores confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção, segundo os percentuais fixados, respectivamente, nas alíneas *a* e *b* do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 2º Para efeito deste Decreto, consideram-se confrontantes com a plataforma continental onde se realizar a produção os Estados e Municípios contíguos à área marítima delimitada pelas linhas de projeção dos respectivos limites territoriais, até a linha de limite da plataforma continental, onde estiver situado o campo produtor de petróleo ou gás natural.

§ 3º Para fins de definição das linhas de projeção dos limites territoriais dos Estados e Municípios, até a linha de limite da plataforma continental, serão adotados os critérios fixados nos arts. 1º a 5º do Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986.

Art. 16. O percentual do valor da parcela dos *royalties* fixado na alínea *a* do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Estado produtor confrontante, incidirá sobre a parcela dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado até a linha de limite da plataforma continental.

Parágrafo único. No caso de dois ou mais Estados serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte da parcela do valor dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção do campo, a qual será calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido neste artigo aplicado somente sobre tal parte.

Art. 17. O percentual do valor da parcela dos *royalties* fixado na alínea *b* do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a ser distribuído a um Município produtor confrontante, incidirá sobre a parcela do valor dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção de cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 1º O percentual a que se refere este artigo será aplicado somente sobre a parte da parcela dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação de que o Município faz parte.

§ 2º No caso de dois ou mais Municípios pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido neste artigo será aplicado apenas uma vez sobre a parte da parcela do valor dos *royalties* que exceder a cinco por cento da produção do campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 3º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

Art. 18. O valor dos *royalties* será apurado mensalmente por cada concessionário, com relação a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a data de início da produção do campo, e pago, em moeda nacional, até o último dia útil do mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da sua apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data da sua efetivação.

Art. 19. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requisitar do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.

Art. 20. Os recursos provenientes dos *royalties* serão distribuídos pela Secretaria do Tesouro Nacional - STN, do Ministério da Fazenda, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

CAPÍTULO VII

DA PARTICIPAÇÃO ESPECIAL

Art. 21. A participação especial prevista no inciso III do art. 45 da Lei nº 9.478, de 1997, constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios definidos neste Decreto, e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.

Art. 22. Para efeito de apuração da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, consideradas as deduções previstas no § 1º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, de acordo com a localização da lavra, o número de anos de produção, e o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

§ 1º No primeiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

onde:

RLP – é a receita líquida da produção trimestral de cada campo, em reais;

VPF – é o volume de produção trimestral fiscalizada de cada campo, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times RLP \div VPF$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 2º No segundo ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	$350 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times RLP \div VPF$	40

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.850	$1.781,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 3º No terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	$250 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times RLP \div VPF$	40

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	$500 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times RLP \div VPF$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida (em reais)	Alíquota Trimestral (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 4º Após o terceiro ano de produção de cada campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida (em reais)	Alíquota Trimestral (em %)
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	$150 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times RLP \div VPF$	40

II – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida (em reais)	Alíquota Trimestral (em %)
Até 300	-	isento
Acima de 300 até 750	$300 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times RLP \div VPF$	40

III – Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Trimestral Fiscalizada (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a deduzir da Receita Líquida Trimestral (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

§ 5º A ANP classificará as áreas de concessão objeto de licitação segundo os critérios de profundidade batimétrica dispostos neste artigo.

§ 6º A receita líquida da produção trimestral de um dado campo, quando negativa, poderá ser compensada no cálculo da participação especial devida do mesmo campo nos trimestres subseqüentes.

Art. 23. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e o volume de produção fiscalizada integrais dos referidos campos.

Parágrafo único. No caso de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.

Art. 24. Os recursos provenientes da participação especial serão distribuídos segundo os percentuais estabelecidos no art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997.

§ 1º O percentual da participação especial a ser distribuído a um Estado confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, fixado no inciso III, *in fine*, do § 2º do referido artigo, será aplicado sobre o montante total pago a título de participação especial pelos campos situados entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado até a linha de limite da plataforma continental.

§ 2º No caso de dois ou mais Estados produtores serem confrontantes com um mesmo campo, a cada Estado será associada parte do valor da participação especial, parte esta calculada proporcionalmente à área do campo contida entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Estado, sendo o percentual referido no parágrafo anterior aplicado somente sobre tal parte.

§ 3º O percentual da participação especial a ser distribuído a um Município confrontante com a plataforma continental onde ocorrer a produção, nos termos do inciso IV, *in fine*, do § 2º do art. 50 da Lei nº 9.478, de 1997, incidirá sobre o valor pago a título de participação especial por cada campo situado entre as linhas de projeção dos limites territoriais do Município até a linha de limite da plataforma continental.

§ 4º O percentual a que se refere o parágrafo anterior será aplicado somente sobre a parte do valor da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação da qual o Município faz parte.

§ 5º No caso de dois ou mais Municípios produtores pertencentes a uma mesma unidade da Federação serem confrontantes com um mesmo campo, o percentual referido no § 3º será aplicado apenas uma vez sobre a parte da participação especial relativa ao campo associada à unidade da Federação, sendo o valor assim apurado rateado entre os Municípios segundo o critério definido no parágrafo seguinte.

§ 6º O valor do rateio devido a cada Município será obtido multiplicando-se o resultado apurado conforme o parágrafo anterior pelo quociente formado entre a área do campo contida entre as linhas de projeção dos seus limites territoriais e a soma das áreas do campo contidas entre as linhas de projeção dos limites territoriais de todos os Municípios confrontantes ao mesmo campo, pertencentes à unidade da Federação.

Art. 25. O valor da participação especial será apurado trimestralmente por cada concessionário, e pago até o último dia útil do mês subsequente a cada trimestre do ano civil, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração, em formato padronizado pela ANP, acompanhado de documento comprobatório do pagamento, até o quinto dia útil após a data de pagamento.

Parágrafo único. Quando a data de início da produção de um dado campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção do campo e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subsequentes da participação especial, o número de anos de produção do campo, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Art. 26. A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer do concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.

Art. 27. Os recursos provenientes dos pagamentos da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP.

CAPÍTULO VIII

DO PAGAMENTO PELA OCUPAÇÃO OU RETENÇÃO DE ÁREAS

Art. 28. O edital e o contrato de concessão disporão sobre o valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser apurado a cada ano civil, a partir da data de assinatura do contrato de concessão, e pago em cada dia quinze de janeiro do ano subsequente.

§ 1º O cálculo do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência do contrato de concessão no ano civil.

§ 2º Os valores unitários, em reais por quilometro quadrado ou fração da área de concessão, adotados para fins de cálculo do pagamento pela ocupação ou retenção de área, serão fixados no edital e no contrato de concessão, sendo aplicáveis, sucessivamente, às fases de exploração e de produção, e respectivo desenvolvimento.

§ 3º Para a fixação dos referidos valores unitários, a ANP levará em conta as características geológicas, a localização da Bacia Sedimentar em que o bloco objeto da concessão se situar, assim como outros fatores pertinentes, respeitando-se as seguintes faixas de valores:

I - Fase de Exploração: R\$ 10,00 (dez reais) a R\$ 500,00 (quinhentos reais) por quilômetro quadrado ou fração;

II - Prorrogação da Fase de Exploração: duzentos por cento do valor fixado para a fase de Exploração;

III - Período de Desenvolvimento da Fase de Produção: R\$ 20,00 (vinte reais) a R\$ 1.000,00 (hum mil reais) por quilômetro quadrado ou fração;

IV - Fase de Produção: R\$ 100,00 (cem reais) a R\$ 5.000,00 (cinco mil reais) por quilômetro quadrado ou fração.

§ 4º Os valores unitários referidos no parágrafo anterior serão reajustados anualmente, no dia 1º de janeiro, pelo Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna – IGP - DI, da Fundação Getúlio Vargas.

§ 5º Em 1º de janeiro de 1999, excepcionalmente, o reajuste de que trata o parágrafo anterior será calculado com base no IGP - DI acumulado entre a data de publicação deste Decreto e aquela data.

§ 6º Os valores unitários estabelecidos no contrato de concessão serão reajustados com periodicidade anual, a partir da data da assinatura do contrato, pelo IGP - DI acumulado nos doze meses antecedentes à data de cada reajuste.

§ 7º No caso de extinção do IGP - DI, os reajustes de que tratam os §§ 4º a 6º terão como base o índice que vier a substituí-lo.

§ 8º Nos casos de alteração do valor do pagamento pela ocupação ou retenção de áreas por quilômetro quadrado, em decorrência da passagem da concessão da fase de exploração para a sua prorrogação ou para o período de desenvolvimento da fase de produção, ou ainda da prorrogação da fase de exploração para o período desenvolvimento, ou deste para a fase de produção, o cálculo do valor do pagamento anual pela ocupação ou retenção de área levará em conta o número de dias de vigência de cada um dos valores aplicáveis.

§ 9º Excepcionalmente, para os contratos assinados durante o presente ano, poderão a ANP e os concessionários, de comum acordo, antecipar um percentual do pagamento pela ocupação ou retenção de área, a ser fixado nos respectivos contratos, para o 15º dia após a data da assinatura, podendo a ANP, para tal fim, conceder redução do valor a ser pago.

§ 10 A redução referida no parágrafo anterior será calculada pela aplicação de uma taxa de desconto mensal equivalente à taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC, para títulos federais, do mês anterior ao da assinatura do contrato.

§ 11 No caso de extinção ou transferência da concessão, o concessionário efetuará o pagamento pela ocupação ou retenção de área no ato de assinatura do respectivo evento.

§ 12 Os recursos provenientes do pagamento pela ocupação ou retenção de área serão utilizados na forma prevista no art. 16, da Lei nº 9.478, de 1997.

CAPÍTULO IX

DO PAGAMENTO DAS PARTICIPAÇÕES GOVERNAMENTAIS

Art. 29. O pagamento das participações governamentais será efetuado pelos concessionários nos prazos estipulados neste Decreto, em moeda corrente ou mediante transferência bancária e as receitas correspondentes serão mantidas na Conta Única do Governo Federal, enquanto não forem destinadas para as respectivas programações.

Art. 30. A extinção do contrato de concessão não desobrigará o concessionário do pagamento das participações governamentais devidas até então, e não suspenderá a aplicação das multas de mora e juros de mora aplicáveis.

CAPÍTULO X

DAS ATIVIDADES EM CURSO

Art. 31. Os contratos de concessão a serem celebrados entre a ANP e a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, nos termos do art. 34 da Lei nº 9.478, de 1997 ensejarão o pagamento das participações governamentais aplicáveis segundo os critérios e prazos definidos neste Decreto.

Art. 32. Para os contratos relativos aos blocos onde a PETROBRAS ainda não tiver realizado descoberta comercial até a data de sua assinatura, considerar-se-ão os critérios de aplicação do pagamento pela ocupação ou retenção de área definidos no inciso I do §3º do art. 28.

Art. 33. Para os casos de campos em produção, os *royalties* serão calculados sobre o valor do volume total da produção de petróleo e de gás natural, a partir da assinatura do contrato de concessão.

Art. 34. Para os casos de campos em produção, a participação especial será calculada sobre a receita líquida da produção de petróleo e de gás natural, observado o disposto no art. 22, a partir da assinatura dos contratos de concessão de seus respectivos blocos.

§ 1º Para efeito do cálculo da participação especial relativa a cada campo, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, será contado a partir da data de assinatura do contrato de concessão do respectivo bloco.

§ 2º Quando a data de assinatura do contrato de concessão de um bloco que contenha campos em produção não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida, neste trimestre, por cada campo, será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de assinatura do contrato de concessão e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subseqüentes da participação especial, o número de anos de produção, referido nos §§ 1º a 4º do art. 22, passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

CAPÍTULO XI

DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 35 Os recursos provenientes dos pagamentos dos *royalties* e da participação especial serão distribuídos pela STN, nos termos da Lei nº 9.478, de 1997, e deste Decreto, com base nos cálculos dos valores devidos a cada beneficiário, fornecidos pela ANP, e, nos casos dos Estados

e Municípios, serão creditados em contas específicas de titularidade dos mesmos, junto ao Banco do Brasil S.A.

Art. 36. Os Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia e a ANP baixarão as normas complementares que forem necessárias à efetiva implementação das disposições deste Decreto.

Art. 37. Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 3 de agosto de 1998; 177º da Independência e 110º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO

Pedro Malan

Raimundo Brito

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

AUTORIZAÇÃO Nº 32, DE 12 DE AGOSTO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução da Diretoria nº 182, de 11 de agosto de 1998, e tendo em vista o que consta do processo nº 48610.000605/98-07, torna público o seguinte ato:

1) Fica a **AES Transgás Empreendimentos LTDA**, com endereço na Avenida Rio Branco, nº 1, 14º andar, Ala B, Cep: 20090-003, Rio de Janeiro, e inscrição no CGC nº 02.625.222/0001-25, autorizada, nos termos da Portaria ANP nº 43, de 15/04/1998, a realizar importação de GÁS NATURAL, com as seguintes características:

- a. **País de origem:** Argentina.
- b. **Data prevista para o início:** Janeiro de 2001.
- c. **Volume a ser importado:** até 12 milhões m³/dia.
- d. **Mercado potencial** Empreendimentos de geração de energia elétrica nos Estados do Rio Grande do Sul, São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro.
- e. **Meio de transporte:** Gasoduto.
- f. **Local de entrega no Brasil:** Região Metropolitana de Porto Alegre.
- g. **Especificações técnicas do gás natural:** a **AES Transgás Empreendimentos LTDA** apresenta especificações técnicas, características e limites estabelecidos pela Portaria ANP 41/98.

2) A presente autorização é concedida sob a condição de a **AES Transgás Empreendimentos LTDA** atender ao estabelecido no parágrafo 1º, do Art. 3º da Portaria ANP nº 43/98, apresentando a esta Agência o contrato de importação firmado com o exportador, no prazo de 15 dias após a respectiva assinatura, sob pena de imediata suspensão da permissão, até o cumprimento dessa exigência.

3) Esta autorização limita-se, exclusivamente, à importação de GÁS NATURAL, ficando a distribuição do produto, de acordo com o estabelecido no parágrafo 2º, do Art. 25 da Constituição Federal, ao encargo dos Estados do Rio Grande do Sul, São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro.

4) O prazo de validade deste ato é de 12 (doze) meses contados de sua publicação, o qual poderá ser prorrogado de acordo com a necessidade apontada por análise do contrato a ser firmado por **AES Transgás Empreendimentos LTDA** com o exportador, ocasião em que será também definido o exato volume de GÁS NATURAL a ser importado.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

AUTORIZAÇÃO Nº 33, DE 12 DE AGOSTO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução da Diretoria nº 183, de 11 de agosto de 1998, e tendo em vista o que consta do processo nº 48610.000435/98-71, torna público o seguinte ato:

1) Ficam a Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A, com inscrição no CGC nº 33.000.167/0001-01 e a Gaspetro - Petrobras Gás S.A, com inscrição no CGC nº 42.520.171/0001-91, ambas com endereço na Av. República do Chile, 65 / 12º andar, ala 1.201, sala G, Centro, Rio de Janeiro-RJ, autorizadas, nos termos da Portaria ANP nº 43, de 15/04/1998, a realizar importação de GÁS NATURAL, com as seguintes características:

- a. **País de origem:** Argentina.
- b. **Data prevista para o início:** Dezembro de 2000.
- c. **Volume a ser importado:** 12 milhões m³/dia.
- d. **Mercado potencial:** Mercado de geração termelétrica, industrial, comercial e doméstico das regiões Sul e Sudeste Brasileiro.
- e. **Meio de transporte:** Gasoduto.
- f. **Local de entrega no Brasil:** Fronteira Argentina-Brasil, próximo à cidade de Uruguaiana.
- g. **Especificações técnicas do gás natural:** Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A e Gaspetro - Petrobras Gás S.A certificam que o gás natural a ser importado da Argentina estará de acordo com as especificações técnicas, características e limites estabelecidos pela Portaria ANP 41/98.

2) A presente autorização é concedida sob a condição de a Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A e a Gaspetro - Petrobras Gás S.A atenderem ao estabelecido no parágrafo 1º, do Art. 3º da Portaria ANP nº 43/98, apresentando a esta Agência o contrato de importação firmado com o exportador, no prazo de 15 dias após a respectiva assinatura, sob pena de imediata suspensão da permissão, até o cumprimento dessa exigência.

3) Esta autorização limita-se, exclusivamente, à importação de GÁS NATURAL, ficando a distribuição do produto, de acordo com o estabelecido no parágrafo 2º, do Art. 25 da Constituição Federal, ao encargo dos Estados das regiões Sul e Sudeste do Brasil.

4) O prazo de validade deste ato é de 12 (doze) meses contados de sua publicação, o qual poderá ser prorrogado de acordo com a necessidade apontada por análise do contrato a ser firmado por Petrobras - Petróleo Brasileiro S.A e Gaspetro - Petrobras Gás S.A com o exportador, ocasião em que será também definido o exato volume de GÁS NATURAL a ser importado.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

AUTORIZAÇÃO Nº 34, DE 12 DE AGOSTO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução da Diretoria nº 184, de 11 de agosto de 1998, e tendo em vista o que consta do processo nº 48610.000448/98-12, torna público o seguinte ato:

1) Fica a Pan American Energy do Brasil Ltda., com endereço na rua Prof. Arthur Ramos, 183 - 9º andar, São Paulo - SP, e inscrição no CGC nº 02.224.416/0001-19, autorizada, nos termos da Portaria ANP nº 43, de 15/04/1998, a realizar importação de GÁS NATURAL, com as seguintes características:

- a. **País de origem:** Argentina.
- b. **Data prevista para o início:** 3º trimestre de 2000.
- c. **Volume a ser importado:** até 15 milhões m³/dia.
- d. **Mercado potencial:** Empreendimentos de geração termelétrica em ciclo simples e combinado, cogeração industrial e combustível e matéria-prima nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.
- e. **Meio de transporte:** Gasoduto.
- f. **Local de entrega no Brasil:** Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.
- g. **Especificações técnicas do gás natural:** a Pan American Energy do Brasil Ltda. certifica que o gás natural a ser importado da Argentina estará de acordo com as especificações técnicas, características e limites estabelecidos pela Portaria ANP 41/98.

2) A presente autorização é concedida sob a condição de a Pan American Energy do Brasil Ltda. atender ao estabelecido no parágrafo 1º, do Art. 3º da Portaria ANP nº 43/98, apresentando a esta Agência o contrato de importação firmado com o exportador, no prazo de 15 dias após a respectiva assinatura, sob pena de imediata suspensão da permissão, até o cumprimento dessa exigência.

3) Esta autorização limita-se, exclusivamente, à importação de GÁS NATURAL, ficando a distribuição do produto, de acordo com o estabelecido no parágrafo 2º, do Art. 25 da Constituição Federal, ao encargo dos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná.

4) O prazo de validade deste ato é de 12 (doze) meses contados de sua publicação, o qual poderá ser prorrogado de acordo com a necessidade apontada por análise do contrato a ser firmado por Pan American Energy do Brasil Ltda. com o exportador, ocasião em que será também definido o exato volume de GÁS NATURAL a ser importado.

DAVID ZYLBERSZTAJN

Ministério do Planejamento e Orçamento

GABINETE DO MINISTRO

PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 24, DE 6 DE AGOSTO DE 1998

OS MINISTROS DE ESTADO DA FAZENDA E DO PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO, tendo em vista o disposto no parágrafo único do art. 1º do Decreto nº 2.368, de 10 de novembro de 1997, resolvem:

Autorizar, em caráter excepcional e para os fins do disposto no parágrafo único do art. 1º do Decreto nº 2.368/97, a concessão de garantia da República Federativa do Brasil às operações de crédito externo a serem celebradas pela ELETROBRÁS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. junto ao KREDITANSTALT FÜR WIEDERAUFBAU - KfW e um consórcio de bancos liderados pelo DRESNER Bank Ag, no valor total de DM 450 milhões (quatrocentos e cinquenta milhões de Marcos Alemães), destinadas a financiar, parcialmente, o Projeto Usina Nuclear de Angra II, uma vez oferecidas pela ELETROBRÁS - CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A. garantias suficientes para ressarcir o Tesouro Nacional de qualquer desembolso que possa vir a fazer, se chamado a honrar a garantia, nos termos do disposto no art. 5º do Decreto-lei nº 1.312, de 15 de fevereiro de 1974, observadas, ainda, as normas legais e regulamentares pertinentes.

PAULO PAIVA
Ministro de Estado do Planejamento
e Orçamento

PEDRO SAMPAIO MALAN
Ministro de Estado da Fazenda

Of. nº 424/98)

SECRETARIA ESPECIAL DE POLÍTICAS REGIONAIS

Superintendência da Zona Franca de Manaus

PORTARIA Nº 298, DE 21 DE AGOSTO DE 1998

O Superintendente da Zona Franca de Manaus, no uso de suas atribuições legais e de acordo com o que estabelece o item 5 do Capítulo XIII da Resolução nº 070, de 01.08.97, resolve:

Art. 1º. Determinar que nas minutas de Escritura de Compra e Venda de imóveis situados no Distrito Agropecuário, de que trata o Anexo 08 do documento "Diretrizes e Normas Técnicas para Ocupação do Distrito Agropecuário", aprovado pelo Conselho de Administração da SUFRAMA através da Resolução nº 070/97, constem obrigatoriamente cláusulas nos seguintes termos:

- Que, na forma do item 17 do Capítulo III do Documento aprovado pela Resolução CAS nº 070, de 01.08.97, a transferência do empreendimento de uma empresa para outra só será admitida mediante prévia inuência da SUFRAMA.

- Que a Outorgada poderá dar em garantia hipotecária este imóvel, no todo ou em parte, com o objetivo de obter financiamento junto aos órgãos ligados ao Sistema Nacional de Crédito Rural ou outra entidade oficial de crédito, com o fim exclusivo de implantar, operar ou ampliar projeto destinado ao desenvolvimento de atividades previstas no Projeto aprovado pela SUFRAMA.

Art. 2º. Determinar que a Procuradoria Geral oficie às entidades oficiais de crédito, bem como aos Cartórios de Registros de Imóveis (desta Capital e do Município de Rio Preto da Eva), fornecendo-se-lhes cópia desta Portaria, e zelando para a efetivação do seu cumprimento.

Art. 3º. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação, retroagindo seus efeitos a 01.08.97.

(Of. nº 352/98)

MAURO RICARDO MACHADO COSTA

FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA

RESOLUÇÃO Nº 27, DE 24 DE AGOSTO DE 1998

Aprova a relação dos Estados e Municípios a ser indenizada em função da extração de óleo e gás natural na Plataforma Continental.

O PRESIDENTE da FUNDAÇÃO INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE, no uso de suas atribuições, e em cumprimento ao que determina a Lei nº 7.525, de 22 de julho de 1986, regulamentada pelo Decreto nº 93.189, de 29 de agosto de 1986, e o Decreto nº 1, de 11 de janeiro de 1991, resolve:

Art. 1º. Fica aprovada a relação dos Estados e Municípios a ser indenizada em função da extração de óleo e gás natural na Plataforma Continental, bem como a nota técnica que a antecede, da forma seguinte:

1. CONSIDERAÇÕES INICIAIS

1.1 - A relação dos Estados e Municípios foi elaborada com as informações prestadas pela PETROBRÁS - PETROBRÁS S.A. - PETROBRÁS, referentes à localização dos poços na Plataforma Continental que produziram no 1º semestre de 1998; à localização das instalações industriais previstas no Artigo 4º, Parágrafo 1º, da Lei nº 7.525/86 e no Artigo 2º, Parágrafo 2º, inciso I, do Decreto nº 1/91 e ao traçado dos oleodutos e gasodutos voltados exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de exploração marítima.

1.2 - A caracterização das três zonas de produção principal, de produção secundária e limítrofe, que compõem a área geoeconômica dos municípios produtores, se deu diante do informado pela PETROBRÁS.

1.3 - Cabe destacar que a regulamentação objeto do Decreto nº 93.189/86, define os enfoques cartográfico e geográfico como orientadores para delimitação da área geoeconômica, bem como para identificação dos municípios nas três zonas em que foi subordinada a referida área.

1.4 - Para efeito dos cálculos de indenização foram utilizados os dados relativos à população, conforme definição constante do Artigo 8º do Decreto nº 93.189/86.

2. PROJEÇÃO DOS ESTADOS E MUNICÍPIOS

2.1 - O Artigo 2º da Lei nº 7.525/86 e o Artigo 2º do Decreto nº 1/91 estabelecem que os Estados e Municípios confrontantes são aqueles contíguos à área marítima que, no prolongamento de seus limites, contenham ou possam produzir, balizando-se a projeção nos limites da Plataforma Continental.

2.2 - A área marítima é aquela contida pela Plataforma Continental, cujo conceito legal encontra-se expresso no Decreto Legislativo nº 45, de 15 de outubro de 1968, no capítulo referente à "CONVENÇÃO SOBRE A PLATAFORMA CONTINENTAL" que integra a Convenção sobre o Direito do Mar. Este entendimento encontra-se explicitado no Artigo 2º do Decreto nº 93.189/86.

2.3 - A projeção dos Estados e Municípios na Plataforma Continental encontra-se regulamentada nos Artigos 4º e 5º do Decreto nº 93.189/86. Os Estados projetam-se segundo a linha geodésica ortogonal à linha de costa, no ponto de interseção dos correspondentes limites com o litoral. Os Municípios projetam-se segundo a linha ortogonal e o paralelo da latitude correspondente ao ponto de limite no litoral.

2.4 - As irregularidades do litoral, tais como encostas, baías, pontas, foz de rios, dentre outros acidentes geográficos costeiros, foram tratados de forma generalizada para o traçado da linha de costa e da correspondente linha geodésica ortogonal aos pontos de limites. O amparo para a generalização encontra-se no já citado Decreto Legislativo nº 45/68 e Convenção sobre o Mar Territorial, nos Artigos 4º, 7º e 12. O Decreto nº 93.189/86, no seu Artigo 3º, mantém a aplicação desse critério.

3. ÁREA GEOECONÔMICA

3.1 - O entendimento de "área geoeconômica" encontra-se no Artigo 3º da Lei nº 7.525/86 e no Artigo 2º, Parágrafo 1º, do Decreto nº 1/91, vinculados estritamente às atividades decorentes de, ou contributivas para a exploração petrolífera na Plataforma Continental.

3.2 - Para todos os efeitos da aplicação da lei e atribuição das indenizações, os Municípios foram agrupados em três zonas, em função do impacto das atividades de exploração e produção petrolífera marítima. Nos termos do Artigo 4º da Lei nº 7.525/86 e do Artigo 2º do Decreto nº 1/91, incisos e parágrafos correspondentes, reconhece-se uma zona de produção principal, uma zona de produção secundária e uma zona limítrofe.

3.3 - Por zona de produção principal, entende-se o conjunto formado pelos municípios confrontantes com os poços produtores e aqueles que possuem as instalações industriais explicitadas no Artigo 4º, Parágrafo 1º e no Decreto nº 1/91 - Artigo 2º, Parágrafo 2º, inciso I, em número não inferior a três.

3.4 - Por zona de produção secundária, entende-se o conjunto dos Municípios atravessados por oleodutos e gasodutos destinados exclusivamente ao escoamento da produção de uma dada área de exploração marítima. Os trechos de oleodutos e gasodutos que não atendam exclusivamente ao escoamento da produção marítima foram excluídos, nos termos da Lei nº 7.525/86, Parágrafo 2º do Artigo 4º e do Decreto nº 1/91, Artigo 2º, Parágrafo 2º, inciso II, da mesma forma que os trechos de distribuição para consumo.

3.5 - Por zona limítrofe entende-se o conjunto dos municípios contíguos aos municípios que integram a zona de produção principal, bem como os municípios que, embora não atendendo ao critério de contiguidade, possuam ser social ou economicamente atrelados pela produção ou exploração do petróleo ou do gás natural, como explicitado na Lei nº 7.525/86 - Artigo 4º, Parágrafo 3º e no Decreto nº 1/91 - Artigo 2º, Parágrafo 2º, inciso III.

3.6 - As listas anexas de municípios, no que tange ao traçado da zona limítrofe, em conformidade com o Artigo 6º do Decreto nº 93.189/86, foram elaboradas considerando-se, além da zona de vizinhança imediata da área em que se desenvolve o processo produtivo, os municípios contidos pelos limites das mesorregiões homogêneas, vigentes em 1986, ou pelos limites das mesorregiões geográficas, vigentes a partir de 1990, em que se insere pelo menos um município confrontante com poços produtores.

3.7 - Nas listas anexas, os municípios que concentram as instalações industriais voltadas para o processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, de uma dada área de produção marítima, foram destacados por um asterisco, caracterizando-se, dessa forma, a situação objeto do inciso I, do Artigo 5º da Lei nº 7.525/86 e do inciso I, do Parágrafo 1º, do Artigo 18 do Decreto nº 1/91.

4. POPULAÇÃO

4.1 - Segundo a orientação do Artigo 8º do Decreto nº 93.189/86 e o disposto na Lei nº 8.184/91, as populações lançadas nas listas anexas correspondem à contagem da população em 1996.

Art. 2º. Esta resolução entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

SIMON SCHWARTZMAN

ANEXO

D. ESTADO - ALAGOAS
ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL
Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO

Coruripe

Feliz Deserto

ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA

Não se configura.

ZONA LÍMITROFE

MUNICÍPIO

Anadía

Atalaia

Barra de Santo Antônio

Barra de São Miguel

Boca da Mata

Branquinha

Cajueiro

Campestre

Campo Alegre

Capela

Chã Preta

Colônia Leopoldina

Coqueiro Seco

POPULAÇÃO

47.175

3.693

POPULAÇÃO

16.513

36.642

9.164

6.876

22.162

9.714

17.064

6.886

38.246

28.127

7.589

17.924

5.084

Fezeira	12.619	Conceição da Feira	17.21
Itapecuru	14.976	Conceição de Almeida	19.70
Igreja Nova	19.354	Conceição do Collé	51.96
Jacupe	7.550	Conceição do Jacupe	24.26
Japaratinga	6.548	Coandé	18.69
João Gomes	19.381	Coração de Maria	22.52
Juá	4.644	Coronel João Sá	19.03
Junqueiro	22.696	Cravolândia	16.79
Macedo	723.230	Crisópolis	49.62
Maragói	16.912	Cruz das Almas	15.16
Marçal Dedeira	28.215	Dário Meira	37.91
Matriz de Camaragibe	23.007	Dias d'Ávila	3.75
Mezinas	10.648	Dom Macedo Costa	7.90
Murici	23.038	Elisio Medrado	30.96
Nova Lusa	11.247	Eucarlândia	32.38
Paripueira	7.121	Entre Rios	25.41
Passe de Camaragibe	13.841	Esplanada	50.21
Penedo	54.390	Eucledes da Cunha	17.81
Piaçabuçu	15.953	Fátima	450.48
Pilar	30.178	Feira de Santana	5.10
Pindoba	3.223	Gavião	13.19
Porto Calvo	24.150	Gênia	16.34
Porto de Pedras	10.330	Governador Mangabeira	12.18
Porto Real do Colégio	17.318	Helópolis	27.75
Rio Largo	58.244	Iacu	4.67
Roteiro	7.317	Ibiquera	9.91
Santa Luzia do Norte	6.357	Icho	25.94
Santana do Mundú	12.076	Inhambupe	17.36
São João da Laje	22.118	Ipecaetá	62.71
São João do Quente	31.234	Ipirá	6.64
São Miguel dos Campos	49.504	Irajuba	24.56
São Miguel dos Milagres	5.560	Itagi	56.38
Satuba	10.954	Itambé	15.16
Tecócio Vilela	33.634	Itanagra	29.46
União dos Palmares	54.799	Itapetinga	4.63
Vipoca	25.024	Itapicuru	54.27

II) ESTADO - BAHIA
ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL
Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Candelária	69.503
Itaparica	17.975
Madre de Deus	9.961
Salinas da Margarida	9.817
Salvador	2.211.539
Santo Amaro	56.339
São Francisco do Coadé (*)	24.213
Saubara	9.271

(*) Município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, nos termos do Artigo 5º, Inciso I, da Lei nº 7.525/86 e Artigo 18, Parágrafo 1º, Inciso I, do Decreto nº 1/91.

ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA
Não se configura.

ZONA LÍMITROFE

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Acajutuba	13.202
Adustina	11.838
Água Fria	14.148
Alcobaça	6.716
Algoítes	122.838
Amaro	30.536
Amélia Rodrigues	23.425
Anagé	43.514
Anguera	8.418
Antas	11.492
Antônio Cardoso	11.098
Aporá	14.906
Apuarema	10.218
Araçás	11.486
Araci	51.307
Aramari	8.922
Aratuípe	8.275
Barra Grande	21.157
Barra do Choça	11.021
Barro Alto	39.248
Barro Branco	15.094
Barro Vermelho	13.845
Barro Vermelho	17.315
Barro Vermelho	18.028
Barro Vermelho	11.901
Barro Vermelho	15.384
Barro Vermelho	14.527
Barro Vermelho	14.784
Barro Vermelho	30.258
Barro Vermelho	17.120
Barro Vermelho	11.672
Barro Vermelho	134.901
Barro Vermelho	10.204
Barro Vermelho	25.482
Barro Vermelho	30.982
Barro Vermelho	17.256
Barro Vermelho	11.846
Barro Vermelho	27.005
Barro Vermelho	7.286
Barro Vermelho	26.830
Barro Vermelho	47.250
Barro Vermelho	28.339
Barro Vermelho	12.913

Conceição da Feira	17.21
Conceição de Almeida	19.70
Conceição do Collé	51.96
Conceição do Jacupe	24.26
Coandé	18.69
Coração de Maria	22.52
Coronel João Sá	19.03
Cravolândia	16.79
Crisópolis	49.62
Cruz das Almas	15.16
Dário Meira	37.91
Dias d'Ávila	3.75
Dom Macedo Costa	7.90
Elisio Medrado	30.96
Eucarlândia	32.38
Entre Rios	25.41
Esplanada	50.21
Eucledes da Cunha	17.81
Fátima	450.48
Feira de Santana	5.10
Gavião	13.19
Gênia	16.34
Governador Mangabeira	12.18
Helópolis	27.75
Iacu	4.67
Ibiquera	9.91
Icho	25.94
Inhambupe	17.36
Ipecaetá	62.71
Ipirá	6.64
Irajuba	24.56
Itagi	56.38
Itambé	15.16
Itanagra	29.46
Itapetinga	4.63
Itapicuru	54.27
Itaquara	24.39
Itaraumim	7.36
Itatim	15.95
Itiruçu	11.63
Itúba	13.77
Jacobina	34.80
Jaguapara	85.55
Jaguaripe	41.62
Jandaira	13.53
Jequié	8.84
Jeremoabo	165.34
Jiquiriçá	33.35
Jitaúna	13.61
Lafaiete Coutinho	17.14
Lagado do Tabocal	4.92
Laje	9.05
Lajeunho	19.62
Lamarão	4.47
Lauro de Freitas	10.21
Macajuba	97.21
Macarani	10.71
Maiquinique	17.13
Mairi	7.40
Manoel Vitorino	18.87
Maracás	15.51
Maragogipe	30.13
Marcionílio Souza	35.93
Mata de São João	13.42
Miguel Calmon	32.45
Milagres	32.14
Mirante	12.07
Monte Santo	10.70
Mundo Novo	52.55
Muniz Ferreira	21.59
Muritiba	6.75
Mutuipe	27.09
Nazaré	19.76
Nordestina	25.10
Nova Canaã	10.374
Nova Fátima	13.02
Nova Itarana	7.151
Nova Sourê	6.476
Novo Triunfo	23.445
Ondina	13.24
Ouroangas	22.637
Ouroândia	7.440
Paripiranga	14.136
Paulo Afonso	26.551
Pé de Serra	93.609
Pedra	12.769
Pedro Alexandre	7.055
Pintadas	15.167
Pirituba	10.384
Planaltino	19.492
Planalto	7.909
Pocões	23.677
Pojuca	29.380
Quémadas	23.514
Quijinga	23.820
Quixabreira	23.944
Rafael Jambeiro	14.821
Retiroândia	21.670
Riachão de Jacupe	11.588
Ribeira de Amparo	30.456
Ribeira do Pombar	13.138
Ribeirão do Largo	42.277
Rio Real	13.786

30.274

Ruy Barbosa	28.804
santa Bárbara	17.289
santa Brígida	17.089
santa Inês	10.812
santa Terezinha	8.941
santaluz	39.895
santaolimpia	8.721
santo Antônio de Jesus	71.932
santo Estêvão	39.311
são Domingos	8.423
são Felipe	20.219
são Filiz	13.185
são Gonçalo dos Campos	26.152
são José do Jacuipé	15.478
são Miguel das Matas	10.055
são Sebastião do Passé	38.422
sapeaçu	15.291
sátiro Dias	15.380
serra Preta	16.751
serriinha	78.810
Serrolândia	12.536
Simeão Filho	78.229
sítio do Quinto	13.785
tanquinho	7.788
tapiramutá	13.779
Teodoro Sampaio	9.207
Tecofolândia	20.424
Terra Nova	13.013
Tucano	44.333
Uauá	24.835
Ubaíra	26.568
Valente	17.714
Varzea da Roça	13.894
Varzea do Poço	10.784
Varzea Nova	12.387
Varzedo	8.749
Vera Cruz	27.628
Vitória da Conquista	242.155

III) ESTADO - CEARÁ

ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL

Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO

POPULAÇÃO

Amontada	28.119
Aracati	56.978
Icapui	15.666
Itapipoca	80.249
Itarenna	25.793
Paracuru (*)	23.018
Trairi	39.398

(*) Município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, nos termos do Artigo 5º, inciso I, da Lei nº 7.525/86 e Artigo 18, Parágrafo 1º, inciso I, do Decreto nº 1/91.

Relação dos Municípios com Instalações

MUNICÍPIO

POPULAÇÃO

Fortaleza	1.965.513
-----------	-----------

ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA

Não se configura.

ZONA LÍMITROFE

MUNICÍPIO

POPULAÇÃO

Acarape	10.962
Acarau	45.342
Alcântaras	9.166
Alto Santo	13.432
Apuiarés	11.229
Aquidauana	52.282
Aracatiaba	23.820
Aracundi	10.224
Aratuba	11.524
Banabuiú	15.112
Barragem	16.954
Barroquinha	13.007
Baturité	29.467
Beberibe	38.139
Bela Cruz	27.817
Boa Viagem	47.751
Camocim	51.533
Canindé	65.818
Capistrano	15.504
Caridade	13.799
Cariri	18.223
Caruaru	14.793
Cascavel	50.022
Catunda	8.979
Caucaia	209.150
Chaval	11.275
Choró	11.445
Chorozinho	16.031
Coreaú	19.013
Crateias	65.229
Croati	15.817
Cruz	17.715
Deputado Irapuan Pinheiro	7.932
Ereré	6.132
Eusébio	27.206

Forquilha	16.594
Fortim	10.986
Frecheirinha	10.880
General Sampaio	4.840
Graça	14.369
Graja	44.884
Graças	8.353
Guaiuba	17.060
Guaraciaba do Norte	31.982
Guaramiranga	5.495
Hidrolândia	16.907
Horizonte	25.382
Ibaretama	10.857
Ibiapina	28.905
Ibicuitinga	8.876
Independência	23.447
Ipaporanga	11.006
Ipo	35.291
Ipociras	35.705
Itacema	13.487
Itacuba	16.986
Itaipava	6.279
Itaitinga	25.886
Itapagé	37.628
Itapipoca	14.140
Itatira	14.430
Jaguaratama	17.310
Jaguaribara	7.924
Jaguaribe	32.781
Jaguaruana	28.366
Jijoca de Jericoacoara	9.751
Limoeiro do Norte	45.088
Madalena	13.948
Maracanã	160.065
Maranguape	82.064
Marco	18.466
Martinópolis	7.313
Massapê	25.555
Meruoca	18.769
Milhã	12.107
Mirama	10.579
Mombaça	39.403
Monte Castelo	15.451
Morada Nova	60.426
Morão	6.489
Morrinhos	8.197
Mucambo	29.416
Mulungu	25.455
Nova Russas	20.328
Novo Oriente	37.876
Ocara	43.594
Pacajus	10.972
Pacatuba	5.353
Pacoti	7.728
Pacujá	9.873
Palhano	20.803
Palmácia	11.267
Parapipaba	37.823
Parangoti	28.675
Pedra Branca	13.868
Pentecoste	13.577
Pereiro	12.765
Pindoretama	10.457
Piquet Carneiro	11.381
Pires Ferreira	5.816
Poranga	17.709
Potiretama	64.442
Quiterianópolis	56.497
Quixadá	15.274
Quixeramobim	21.972
Quixeré	20.114
Redenção	15.910
Reriutaba	39.485
Russas	25.513
Santa Quitéria	37.816
Santana de Acaraú	32.687
São Benedito	8.363
São Gonçalo do Amarante	11.000
São João do Jaguaribe	5.512
São Luís do Curu	138.565
Senador Pompeu	16.198
Senador Sá	26.492
Sobral	27.365
Solano	11.286
Tabuleiro do Norte	49.343
Tamboril	10.453
Tejuococa	26.164
Tianguá	15.296
Tururu	15.348
Umariz	10.915
Uruburetama	14.261
Urucá	43.138
Varjota	
Viçosa do Ceará	

IV) ESTADO - ESPÍRITO SANTO

ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL

Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO

POPULAÇÃO

Linhares (*)	181.186
--------------	---------

(*) Município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, nos termos do Artigo 5º, inciso I, da Lei nº 7.525/86 e Artigo 18, Parágrafo 1º, inciso I, do Decreto nº 1/91.

Relação dos Municípios com Instalações		POPULAÇÃO	
MUNICÍPIO			
São Mateus	82.514	Almirante Tamandaré	73,0
Vitória	265.874	Antonina	18,4
ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA		Aracária	76,6
Não se configura.		Balsa Nova	8,7
ZONA LÍMITROFE		Bocaiuva do Sul	8,5
MUNICÍPIO		Campina Grande do Sul	31,4
Afonso Cláudio	30.290	Campo do Tenente	5,7
Água Doce do Norte	12.749	Campo Largo	82,9
Água Branca	9.784	Campo Magro	16,3
Alegre	31.832	Cerro Azul	17,1
Alfredo Chaves	13.089	Colombo	153,6
Alto Rio Negro	7.158	Contenda	12,3
Anchieta	17.327	Curitiba	1.476,2
Aplaca	6.863	Doutor Ulysses	5,6
Aracruz	59.565	Fazenda Rio Grande	45,2
Atílio Vivacqua	7.032	Guaraquecaba	8,0
Balsa Grande	26.580	Itaperuçu	17,6
Barra de São Francisco	36.635	Lapa	39,9
Boa Esperança	13.241	Mandirituba	15,2
Bom Jesus do Norte	8.608	Matinhos	18,7
Brcjetuba	9.943	Morretes	15,0
Cachoeira de Itapemirim	150.359	Paranaguá	115,4
Caracica	301.183	Piñã	8,7
Castelo	29.523	Pinhais	89,3
Colatina	104.545	Piraquara	52,4
Conceição da Barra	25.507	Postal de Paraná	9,5
Conceição do Castelo	10.136	Porto Amazonas	3,6
Divino de São Lourenço	4.385	Quatro Barras	13,9
Domingos Martins	26.130	Quitandinha	14,0
Dores do Rio Preto	5.649	Rio Branco do Sul	23,2
Ecoporanga	21.941	Rio Negro	27,8
Fundão	11.339	São José dos Pinhais	169,0
Guacuí	23.820	Tijucas do Sul	11,5
Guarapari	73.730	Tunas do Paraná	3,4
Ibatiba	16.558		
Ibiracá	9.671	VII ESTADO - RIO DE JANEIRO	
Ibitirama	7.998	ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL	
Iconha	11.114	Relação dos Municípios Confrontantes	
Irupí	10.050	MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Itaguçu	14.154	Armação de Búzios	14,35
Itapemirim	25.178	Cabo Frio	101,40
Itarana	10.871	Campo dos Goytacazes	389,54
Jana	24.558	Carapebus	8,12
Jaguaré	17.626	Casimiro de Abreu	20,21
Jerônimo Monteiro	9.560	Macaré (*)	113,04
João Neiva	14.259	Quissamã	12,58
Laranja da Terra	10.630	Rio das Ostras	28,10
Mantecópolis	12.239		
Maratão	26.069	(*) Município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, nos termos do Artigo 5º, Inciso I, da Lei nº 7.525/86 e Artigo 18, Parágrafo 1º, Inciso I, do Decreto nº 1/91.	
Marcelino	10.904	ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA	
Mariópolis	9.436	Relação dos Municípios e Distritos cortados por dutos	
Mimoso do Sul	24.872	Município: Cachoeiras de Macacu	
Montanha	18.041	DISTRITO	POPULAÇÃO
Mucurici	6.050	Japuíba	19,60
Muzil	19.734	Subaio	5,75
Nova Venécia	13.254		
Pancas	41.543	TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS	25,35
Pedro Candário	20.080	Município: Duque de Caxias	
Pinheiras	22.455	DISTRITO	POPULAÇÃO
Piñã	21.159	Campo Eliseos	216,21
Ponte Belo	12.227	TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS	216,21
Presidente Kennedy	6.628	Município: Guapimirim	
Rio Bananal	9.559	DISTRITO	POPULAÇÃO
Rio Novo do Sul	15.977	Guapimirim	32,61
Santa Leopoldina	10.694	TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS	32,61
Santa Maria de Jetibá	11.775	Município: Magé	
Santa Teresa	25.576	DISTRITO	POPULAÇÃO
São Domingos do Norte	19.718	Guia de Pacobaíba	16,61
São Gabriel da Palha	7.068	Magé	49,29
São José do Calçado	24.724	Serui	15,76
São Roque do Canaã	10.432	TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS	81,67
Serra	9.450	Município: Silva Jardim	
Sorocotama	270.373	DISTRITO	POPULAÇÃO
Vargem Alta	14.850	Correntezas	81,2
Venda Nova do Imigrante	13.645	Gaviões	7,7
Viana	14.128	Aldéia Velha	1,08
Vila Pavão	47.494	Silva Jardim	16,350
Vila Valério	8.652	TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS	19,02
Vila Velha	13.727	ZONA LÍMITROFE	
	297.430	MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
V) ESTADO - PARANA		Apenizé	7,201
ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL		Araruama	66,14
Relação dos Municípios Confrontantes			
MUNICÍPIO	POPULAÇÃO		
Guaratuba	31.635		
ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA			
Não se configura.			
ZONA LÍMITROFE (Mesorregião Geográfica)			
MUNICÍPIO	POPULAÇÃO		
Adrianópolis	7.339		
Agudos do Sul	6.443		

Arraial do Cabo	21.548
Bom Jardim	21.805
Bom Jesus do Itabapoana	32.231
Cambuci	14.889
Cantagalo	18.858
Cardoso Moreira	11.940
Carvão	15.175
Conceição de Macabu	18.286
Cordeiro	17.373
Duas Barras	9.933
Iguaba Grande	9.715
Itaiva	13.199
Itacara	23.273
Itaperuna	82.650
Laje do Muriaé	7.580
Macuco	5.726
Miracema	24.450
Natividade	15.125
Nova Friburgo	169.244
Petrópolis	269.669
Porciuncula	15.407
Rio Bonito	46.495
Santa Maria Madalena	10.840
Santo Antônio de Pádua	24.123
São Fidélis	26.534
São Francisco de Itabapoana	35.810
São João da Barra	28.129
São José de Uba	5.914
São José do Vale do Rio Preto	16.115
São Pedro da Aldeia	55.432
São Sebastião do Alto	8.111
Saquarema	44.817
Sumidouro	13.373
Terresópolis	125.122
Trajano de Moraes	10.594
Vure-Sai	7.554

VII) ESTADO - RIO GRANDE DO NORTE

ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL

Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Areia Branca	20.674
Grossos	7.427
Guamaré (*)	8.546
Macau	24.378
Porto do Mangue	3.849
Tibau	2.059

(*) Município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, nos termos do Artigo 5º, Inciso I, da Lei nº 7.525/86 e Artigo 18, Parágrafo 1º, Inciso I, do Decreto nº 1791.

ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA

Não se configura.

ZONA LÍMITROFE

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Acari	10.948
Agua	45.054
Alonso Bezerra	9.883
Água Nova	2.509
Alexandria	13.585
Almino Afonso	5.347
Alto do Rodrigues	9.010
Antônio Martins	7.090
Ajodi	30.414
Augusto Severo	9.372
Barauna	17.195
Calco	52.019
Carnaubais	7.871
Carnaúbas	20.367
Carnaúbas dos Dantas	6.156
Cerro Corá	10.312
Coronel João Pessoa	4.484
Cruzeta	7.954
Currais Novos	40.586
Doutor Severiano	6.317
Encanto	4.659
Equador	5.618
Felipe Guerra	5.734
Florânia	8.919
Francisco Dantas	3.001
Frutuoso Gomes	4.539
Gallinhos	1.435
Governador Dix-Sept Rosado	11.218
Ipaçuçu	11.567
Ipueira	1.787
Itajá	4.889
Itaú	5.424
Jandaíra	8.877
Janduaí	6.805
Jardim de Piranhas	10.510
Jardim do Seridó	11.886
Joko Dias	2.375
José da Penha	5.445
Juazeiro	17.044
Laguna Nova	10.891
Lauricéia	3.065
Luz Gomes	8.871
Major Sales	2.840
Marcelino Vieira	8.067

Martins	7.556
Menas Targino	3.532
Mossoró	205.822
Olho-d'Água do Borges	4.789
Ouro Branco	4.580
Parana	3.352
Parau	4.093
Parcelhas	18.187
Pato	11.857
Pau dos Ferros	22.072
Pedra Azul	7.131
Pendências	10.897
Pilões	2.553
Portalegre	6.412
Rafael Fernandes	3.816
Rafael Godeiro	2.941
Riacho da Cruz	2.662
Riacho de Santana	4.023
Rodolfo Fernandes	5.998
Santana do Seridó	2.322
São Fernando	3.502
São Francisco do Oeste	3.233
São João de Sabugi	5.449
São José do Seridó	3.462
São Miguel	10.589
São Rafael	8.220
São Vicente	4.969
Serra do Mel	7.517
Serra Negra do Norte	7.423
Serrinha dos Pintos	4.117
Severiano Melo	10.347
Taboleira Grande	2.140
Tenente Ananias	8.727
Tenente Laurentino Cruz	3.334
Timbóia dos Batistas	2.161
Triunfo Potiguar	3.708
Umarizal	10.819
Upanema	10.230
Venha-Ver	2.929
Vicosa	1.594

VIII) ESTADO - SÃO PAULO

ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL

Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Bertioga	17.002
Canandia	9.591
Praia Grande	150.388

Relação dos Municípios com Instalações

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Cubatão	97.257

ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA

Relação dos Municípios e Distritos cortados por dutos

Município: São Vicente	DISTRITO	POPULAÇÃO
São Vicente		279.528

TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS

279.528

ZONA LÍMITROFE (Mesorregião Geográfica)

MUNICÍPIO	POPULAÇÃO
Arrojé	50.739
Barra do Turvo	7.219
Barueri	177.256
Biritiba-Mirim	20.083
Cajalinas	57.512
Cajamar	42.464
Cajati	26.743
Carapicuíba	327.882
Cotia	126.956
Diadema	323.116
Eldorado	13.872
Embu	195.628
Embu-Guaçu	42.261
Ferraz de Vasconcelos	121.370
Francisco Morato	106.315
Franco da Rocha	90.310
Guararema	17.995
Guarujá	226.365
Guarulhos	972.384
Iguape	26.051
Iha Comprida	3.434
Itanham	58.017
Itapocrica da Serra	110.196
Itapevi	133.523
Itaquaquecetuba	228.344
Itariri	114.779
Jacupiranga	15.652
Jandira	75.352
Joaquim	18.685
Joquitha	21.850

Mariporã	49.893
Marã	342.909
Miracatu	21.818
Mojí dos Cruzes	312.685
Moangá	27.066
Osasco	622.912
Parqueira-Açu	15.810
Pedro de Toledo	7.693
Peruíbe	41.398
Pirapora do Bom Jesus	10.499
Podá	84.777
Registro	49.200
Ribeirão Pires	97.550
Rio Grande da Serra	34.736
Salesópolis	13.276
Santa Isabel	41.367
Santana de Parnaíba	57.299
Santo André	625.564
Santos	412.243
São Bernardo do Campo	660.396
São Caetano do Sul	139.825
São Lourenço da Serra	10.139
São Paulo	9.839.436
São Sebastião	43.845
Sete Barras	13.193
Suzano	180.740
Taubaté da Serra	182.506
Vargem Grande Paulista	26.689

IX) ESTADO - SERGIPE

ZONA DE PRODUÇÃO PRINCIPAL

Relação dos Municípios Confrontantes

MUNICÍPIO

Aracaju (*)	428.194
Barra dos Coqueiros	16.155
Itaporanga d'Ajuda	20.174
Pacatuba	11.154
Pirambu	5.946

(*) Município que concentra instalações industriais para processamento, tratamento, armazenamento e escoamento de óleo e gás natural, nos termos do Artigo 5º, inciso I, da Lei nº 7.525/86 e Artigo 18, Parágrafo 1º, inciso I, do Decreto nº 1/91.

ZONA DE PRODUÇÃO SECUNDÁRIA

Relação dos Municípios e Distritos cortados por dutos

Município: Carmópolis

DISTRITO

Carmópolis	POPULAÇÃO
	7.795

TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS

Município: Japaratuba	POPULAÇÃO
	7.795

Município: Japaratuba

DISTRITO	POPULAÇÃO
Japaratuba	13.663

TOTAL DA POPULAÇÃO DOS DISTRITOS CORTADOS POR DUTOS

	13.663
--	--------

ZONA LÍMITROFE

MUNICÍPIO

Amparo de São Francisco	POPULAÇÃO
Aquidauã	1.994
Araú	17.269
Aracá Branca	10.608
Boquim	14.840
Brejo Grande	23.789
Campo do Brito	6.813
Canhoba	14.913
Canindé de São Francisco	3.890
Capela	14.513
Carira	25.744
Centro de São João	16.636
Cristinápolis	5.164
Cumbe	12.774
Divina Pastora	3.500
Estância	2.833
Feira Nova	56.749
Frei Paulo	4.686
Gararu	11.331
General Maynard	10.211
Gracho Cardoso	2.352
Iha das Flores	5.223
Indaiatuba	7.585
Itabaiana	11.904
Itabaianinha	72.207
Itabi	32.537
Japaratuba	4.839
Lagarto	10.465
Laranjeiras	75.316
Macambira	21.310
Malhada dos Bois	5.361
Malhador	2.860
Maringim	10.756
Moita Bonita	14.499
Monte Alegre de Sergipe	10.832
	10.088

Maribeca	6.828
Nedópolis	16.732
Nossa Senhora Aparecida	7.045
Nossa Senhora da Glória	24.412
Nossa Senhora das Dores	30.599
Nossa Senhora de Lourdes	5.317
Nossa Senhora do Socorro	105.724
Padra Mole	2.222
Pedrinhas	7.924
Pinhal	4.728
Poço Redondo	18.749
Poço Verde	17.612
Porto da Folha	23.706
Propriá	25.986
Riachão dos Dantas	17.820
Riachuelo	7.771
Ribeirópolis	14.455
Rosário do Catete	6.570
Salgado	17.608
Santa Luzia do Itanhy	10.912
Santana de São Francisco	5.730
Santa Rosa de Lima	3.341
Santo Amaro das Brotas	10.157
São Cristóvão	57.553
São Domingos	8.335
São Francisco	2.482
São Miguel de Aleixo	3.078
Simão Dias	33.707
Siriri	6.803
Telha	2.444
Tobias Barreto	40.740
Tomar do Geru	12.464
Umbaúba	16.489

(Of. nº 671/98)

Ministério das Comunicações

TELECOMUNICAÇÕES BRASILEIRAS S/A

Conselho de Administração

COMPANHIA ABERTA

CGC 00336701/0001-04

NIRE 5330000223/1

ATA DA 87ª REUNIÃO EXTRAORDINÁRIA

REALIZADA EM 31 DE JULHO DE 1998

Aos 31 (trinta e um) dias do mês de julho de 1998 (um mil novecentos e noventa e oito), às 10:00h (dez horas), na sede social da TELEBRÁS, no Setor de Autarquias Sul, Quadra 6, Bloco E, em Brasília, Distrito Federal, reuniu-se, extraordinariamente, o Conselho de Administração da Companhia, por convocação do seu Presidente JUAZEL MARTINHO QUADROS DO NASCIMENTO. Havendo quorum regimental, presentes os Conselheiros que assinam esta ata, foi discutido e deliberado o seguinte: 1. ELEIÇÃO DE CONSELHEIRO. Na vaga deixada pela renúncia do Conselheiro Luiz Carlos Mendonça de Barros, registrada na ata da reunião de 29 de maio de 1998, e nos termos do artigo 150 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, o Conselho elegeu o Senhor RONALDO RANGEL DE ALBUQUERQUE SÁ, brasileiro, casado, engenheiro de telecomunicações, portador da carteira de identidade civil nº RG 520.951, da Secretaria de Segurança Pública do Distrito Federal, residente na SQS 206, Bloco "J", Apartamento 504, na Cidade de Brasília, Distrito Federal, inscrito no CPF/MF sob o nº 043.170.767-72, com mandato até a próxima assembleia geral. 2. ELEIÇÃO DE DIRETORES DA SOCIEDADE: O Conselho elegeu o Senhor RONALDO RANGEL DE ALBUQUERQUE SÁ, acima qualificado, para o cargo de PRESIDENTE, que exercerá cumulativamente com o cargo de DIRETOR DE NEGÓCIOS, em complementação de mandato, ou seja, até a realização da assembleia geral ordinária do ano 2000; o Senhor MINORU ODA, brasileiro, casado, contador, portador da carteira de identidade civil nº 3.174.246, da Secretaria de Segurança Pública do Estado de São Paulo, residente na QI 5, Conjunto 4, Casa 13, Lago Sul, na cidade de Brasília, Distrito Federal, inscrito no CPF/MF sob o nº 054.761.788-72, para o cargo de VICE-PRESIDENTE, que exercerá cumulativamente com o cargo de DIRETOR DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO, em complementação de mandato, ou seja, até a realização da assembleia geral ordinária do ano 2000; e o Senhor JONAS DE OLIVEIRA JÚNIOR, brasileiro, casado, engenheiro, portador da carteira de identidade civil nº 197.828, do Ministério da Aeronáutica, inscrito no CPF/MF sob o nº 601.869.368-72, residente na SQM 107, Bloco "C", Apartamento 423, na cidade de Brasília, Distrito Federal, para o cargo de DIRETOR DE SUPORTE, que exercerá cumulativamente com o cargo de DIRETOR DE REDES, em complementação de mandato, ou seja, até a realização da assembleia geral ordinária do ano 2000. Nos termos da Instrução CVM nº 202, de 6.12.93, foi designado o Senhor JONAS DE OLIVEIRA JÚNIOR, Diretor de Suporte, acima qualificado, para DIRETOR DE RELAÇÕES COM O MERCADO. O Conselheiro e Diretores eleitos declaram que não estão incurso em nenhum dos crimes previstos em lei, ou em procedimentos administrativos ou judiciais, que os impeça de exercer a atividade mercantil. Nada mais havendo a tratar, foi lavrada a presente ata, que vai assinada pelos Conselheiros presentes e pelo Secretário-Geral. Brasília, 31 de julho de 1998. JÚNTA COMERCIAL DO DISTRITO FEDERAL. Certifico o registro em: 19/08/1998 sob o número: 98 0 383056. Protocolo: 98/038305-6. ANTONIO CELSON G. MENDES - Secretário-Geral.

(Of. nº 134/98)

PREZADOS CLIENTES

A Imprensa Nacional informa que não possui representantes comerciais, nem revendedores autorizados. Portanto, não se responsabiliza por quaisquer serviços prestados por terceiros ou pela autenticidade de documentos pertinentes, fornecidos pelos mesmos.

MAIORES ESCLARECIMENTOS PELO TELEFONE (061) 313 9821

MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO SECRETARIA DE COORDENAÇÃO E CONTROLE DAS EMPRESAS ESTATAIS		PROGRAMA DE DESPÊNDIOS GLOBAIS - PDS DESEMPENHADOR 1998 DEMONSTRATIVO DE USOS E FONTES	
EMPRESA: CENTRAIS GERADORAS DO SUL DO BRASIL S.A. - GERASUL		VALORES EM R\$ 1,00	
USOS	VALOR	FONTES	VALOR
DESPÊNDIOS DE CAPITAL	304.136.400	RECEITAS	470.077.831
INVESTIMENTOS	83.067.067	SUBSÍDIO DO TESOURO	
INVERSOES FINANCEIRAS	90.336.104	RECEITA NA OPERACIONAL	400.423.831
AMORTIZACOES - PRINCIPAL	130.178.823	REC. P/ALIMENT. PATR. LIQUIDO	3.634.000
OPERACOES INTERNAS	1.349.917	TESOURO	
OPERACOES EXTERNAS	90.336.104	PROFIT. ASSIM. (CAPITAL)	
OPERACOES RESOLUCAO 63	60.503.503	PART. CAPITAL-EMP. ESTATAIS	
OUTRAS FONTES		PART. CAPITAL-MERC. ABERTO	
OUTROS DISP. DE CAPITAL		DEMAIS PARTICIPACOES	
DESPÊNDIOS CORRENTES	278.612.543	RETORNO DE APLIC. FINANC. LP	
PESSOAL E ENCARGOS SOCIAIS	53.618.704	OPERACOES DE CREDITO	25.099.000
MATERIAIS E PRODUTOS	8.184.128	OPER. CRED. INTERNAS-QUEBRA	25.099.000
SERVICOS DE TERCEIROS	10.004.936	OPER. CRED. INT. -BENS/SERV.	
UTILIDADES E SERVIÇOS	700.200	OPER. CRED. EXT. -QUEBRA/OUTRA	
TRIBUTOS E ENC. PARAFISCALS	40.814.100	OPER. CRED. EXT. -BENS/SERV.	
JUROS E OUTROS	104.346.614	OPER. RESOLUCAO 63	
OPERACOES INTERNAS	185.478	OUTROS RECURSOS-LONGO PRAZO	
OPERACOES EXTERNAS	20.709.474	DESPÊNDIOS	
OPERACOES RESOLUCAO 63	72.138.896	DESP. P/EN. (MAG. INST. FIN.)	
OUTRAS FONTES	53.200.180	DEMAIS RECURSOS DE LP	
DEMAIS DESPÊNDIOS CORRENTES		TOTAL DOS RECURSOS	490.178.831
TOTAL DOS USOS	480.749.123	VAR. EMPREST.-CURTO PRAZO	(28.297.148)
		AJUSTES REC. E DESP. FINANC.	13.090.710
		VARIAÇÃO DO DISPONÍVEL	870.838
		TOTAL LIQUIDO DOS RECURSOS	480.749.123

DECRETO Nº 2.745, DE 24 DE AGOSTO DE 1998

Aprova o Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS previsto no art. 67 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição Federal, e tendo em vista o disposto no art. 67 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997,

DECRETA:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento do Procedimento Licitatório Simplificado da Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, na forma do Anexo deste Decreto.

Art. 2º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 24 de agosto de 1998; 177ª da Independência e 110ª da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
Raimundo Brito

ANEXO

REGULAMENTO DO PROCEDIMENTO LICITATÓRIO SIMPLIFICADO DA PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. - PETROBRAS

**CAPÍTULO I
DISPOSIÇÕES GERAIS**

- 1.1 Este Regulamento, editado nos termos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e do art. 173, § 1º, da Constituição, com a redação dada pela Emenda nº 19, de 4 de junho de 1998, disciplina o procedimento licitatório a ser realizado pela PETROBRAS, para contratação de obras, serviços, compras e alienações.
- 1.2 A licitação destina-se a selecionar a proposta mais vantajosa para a realização da obra, serviço ou fornecimento pretendido pela PETROBRAS e será processada e julgada com observância dos princípios da legalidade, da impessoalidade, da moralidade, da publicidade, da igualdade, bem como da vinculação ao instrumento convocatório, da economicidade, do julgamento objetivo e dos que lhes são correlatos.
- 1.3 Nenhuma obra ou serviço será licitado sem a aprovação do projeto básico respectivo, com a definição das características, referências e demais elementos necessários ao perfeito entendimento, pelos interessados, dos trabalhos a realizar, nem contratado, sem a provisão dos recursos financeiros suficientes para sua execução e conclusão integral.
- 1.3.1 Quando for o caso, deverão ser adotadas, antes da licitação, as providências para a indispensável liberação, utilização, ocupação, aquisição ou desapropriação dos bens, necessários à execução da obra ou serviço a contratar.
- 1.4 Nenhuma compra será feita sem a adequada especificação do seu objeto e indicação dos recursos financeiros necessários ao pagamento.

1.4.1 As compras realizadas pela PETROBRAS deverão ter como balizadores:

- a) o princípio da padronização, que imponha compatibilidade de especificações técnica e de desempenho, observadas, quando for o caso, as condições de manutenção, assistência técnica e de garantia oferecidas;
- b) condições de aquisição e pagamento semelhantes às do setor privado e
- c) definição das unidades e quantidades em função do consumo e utilização prováveis.

1.5 Estarão impedidos de participar de licitações na PETROBRAS firma ou consórcio de firmas entre cujos dirigentes, sócios detentores de mais de dez por cento do Capital Social, responsáveis técnicos, bem assim das respectivas subcontratadas, haja alguém que seja Diretor ou empregado da PETROBRAS.

1.6 Ressalvada a hipótese de contratação global (turn-key), não poderá concorrer à licitação para execução de obra ou serviço de engenharia pessoa física ou empresa que haja participado da elaboração do projeto básico ou executivo.

1.6.1 É permitida a participação do autor do projeto ou da empresa a que se refere o item anterior, na licitação de obra ou serviço ou na sua execução, como consultor técnico, exclusivamente a serviço da PETROBRAS.

1.7 O ato de convocação da licitação conterá, sempre, disposição assegurando à PETROBRAS o direito de, antes da assinatura do contrato correspondente, revogar a licitação, ou, ainda, recusar a adjudicação a firma que, em contratação anterior, tenha revelado incapacidade técnica, administrativa ou financeira, a critério exclusivo da PETROBRAS, sem que disso decorra, para os participantes, direito a reclamação ou indenização de qualquer espécie.

1.8 No processamento das licitações é vedado admitir, prever, incluir ou tolerar, nos atos convocatórios, cláusulas ou condições que:

- a) restrinjam ou frustrem o caráter competitivo da licitação;
- b) estabeleçam preferências ou distinções em razão da naturalidade, da sede ou domicílio dos licitantes.

1.8.1 A licitação não será sigilosa, sendo públicos e acessíveis a todos os interessados os atos de seu procedimento.

1.9 Sempre que economicamente recomendável, a PETROBRAS poderá utilizar-se da contratação integrada, compreendendo realização de projeto básico e/ou detalhamento, realização de obras e serviços, montagem, execução de testes, pré-operação e todas as demais operações necessárias e suficientes para a entrega final do objeto, com a solidez e segurança especificadas.

1.10 Sempre que reconhecida na prática comercial, e sua não utilização importar perda de competitividade empresarial, a PETROBRAS poderá valer-se de mecanismos seguros de transmissão de dados à distância, para fechamento de contratos vinculados às suas atividades finalísticas, devendo manter registros dos entendimentos e tratativas realizados e arquivar as propostas recebidas, para fins de sua análise pelos órgãos internos e externos de controle.

1.11 Com o objetivo de compor suas propostas para participar de licitações que precedam as concessões de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a PETROBRAS poderá assinar pré-contratos, mediante expedição de cartas-convite, assegurando preços e compromissos de fornecimento de bens ou serviços.

1.11.1 Os pré-contratos conterão cláusula resolutiva de pleno direito, sem penalidade ou indenização, a ser exercida pela PETROBRAS no caso de outro licitante ser declarado vencedor, e serão submetidos à apreciação posterior dos órgãos de controle externo e de fiscalização.

**CAPÍTULO II
DISPENSA E INEXIGIBILIDADE DA LICITAÇÃO**

2.1 A licitação poderá ser dispensada nas seguintes hipóteses:

- a) nos casos de guerra, grave perturbação da ordem ou calamidade pública;
- b) nos casos de emergência, quando caracterizada a urgência de atendimento de situação que possa ocasionar prejuízo ou comprometer a segurança de pessoas, obras, serviços, equipamentos e outros bens;
- c) quando não acudirem interessados à licitação anterior, e esta não puder ser repetida sem prejuízo para a PETROBRAS, mantidas, neste caso, as condições preestabelecidas;
- d) quando a operação envolver concessionário de serviço público e o objeto do contrato for pertinente ao da concessão;
- e) quando as propostas de licitação anterior tiverem consignado preços manifestamente superiores aos praticados no mercado, ou incompatíveis com os fixados pelos órgãos estatais incumbidos do controle oficial de preços;
- f) quando a operação envolver exclusivamente subsidiárias ou controladas da PETROBRAS, para aquisição de bens ou serviços a preços compatíveis com os praticados no mercado, bem como com pessoas jurídicas de direito público interno, sociedades de economia mista, empresas públicas e fundações ou ainda aquelas sujeitas ao seu controle majoritário, exceto se houver empresas privadas que possam prestar ou fornecer os mesmos bens e serviços, hipótese em que todos ficarão sujeitos a licitação; e quando a operação entre as pessoas antes referidas objetivar o fornecimento de bens ou serviços sujeitos a preço fixo ou tarifa, estipuladas pelo Poder Público;
- g) para a compra de materiais, equipamentos ou gêneros padronizados por órgão oficial, quando não for possível estabelecer critério objetivo para o julgamento das propostas;
- h) para a aquisição de peças e sobressalentes ao fabricante do equipamento a que se destinam, de forma a manter a garantia técnica vigente do mesmo;
- i) na contratação de remanescentes de obra, serviço ou fornecimento, desde que aceitas as

mesmas condições do licitante vencedor, inclusive quanto ao preço, devidamente corrigido e mediante ampla consulta a empresas do ramo, participantes ou não da licitação anterior;

na contratação de instituições brasileiras, sem fins lucrativos, incumbidas regimental ou estatutariamente da pesquisa, ensino, desenvolvimento institucional, da integração de portadores de deficiência física, ou programas baseados no Estatuto da Criança e do Adolescente (Lei nº 8.169, de 13 de Julho de 1990), desde que detenham inquestionável reputação ético-profissional;

k) para aquisição de hortifrutigrangeiros e gêneros perecíveis, bem como de bens e serviços a serem prestados aos navios petroleiros e embarcações, quando em estada eventual de curta duração em portos ou localidades diferentes de suas sedes, por motivo ou movimentação operacional, e para equipes sísmicas terrestres.

2.2 A dispensa de licitação dependerá de exposição de motivos do titular da unidade administrativa interessada na contratação da obra, serviço ou compra, em que sejam detalhadamente esclarecidos:

- a) a caracterização das circunstâncias de fato justificadoras do pedido;
- b) o dispositivo deste Regulamento aplicável à hipótese;
- c) as razões da escolha da firma ou pessoa física a ser contratada;
- d) a justificativa do preço de contratação e a sua adequação ao mercado e à estimativa de custo da PETROBRAS.

2.3 É inexigível a licitação, quando houver inviabilidade física ou jurídica de competição, em especial:

a) para a compra de materiais, equipamentos ou gêneros que possam ser fornecidos por produtor, empresa ou representante comercial exclusivo, vedada a preferência de marca;

b) para a contratação de serviços técnicos a seguir enumerados exemplificadamente, de natureza singular, com profissionais ou empresas de notória especialização:

- estudos técnicos, planejamento e projetos básicos ou executivos;
- pareceres, perícias e avaliações em geral;
- assessorias ou consultorias técnicas e auditorias financeiras;
- fiscalização, supervisão ou gerenciamento de obras ou serviços;
- patrocínio ou defesa de causas judiciais ou administrativas, em especial os negócios jurídicos atinentes a oportunidades de negócio, financiamentos, patrocínio, e aos demais cujo conteúdo seja regido, predominantemente, por regras de direito privado face às peculiaridades de mercado;
- treinamento e aperfeiçoamento de pessoal;

c) para a contratação de profissional de qualquer setor artístico, diretamente ou através de empresário, desde que consagrado pela crítica especializada ou pela opinião pública;

d) para a obtenção de licenciamento de uso de software com o detentor de sua titularidade autoral, sem distribuidores, representantes comerciais, ou com um destes na hipótese de exclusividade, comprovada esta por documento hábil;

e) para a contratação de serviços ou aquisição de bens, em situações atípicas de mercado em que, comprovadamente, a realização do procedimento licitatório não seja hábil a atender ao princípio da economicidade;

f) no caso de transferência de tecnologia, desde que caracterizada a necessidade e essencialidade da tecnologia em aquisição;

g) para a compra ou locação de imóvel destinado ao serviço da PETROBRAS, cujas características de instalação ou localização condicionem a sua escolha;

h) para a formação de parcerias, consórcios e outras formas associativas de natureza contratual, objetivando o desempenho de atividades compreendidas no objeto social da PETROBRAS;

i) para a celebração de "contratos de aliança", assim considerados aqueles que objetivem a soma de esforços entre empresas, para gerenciamento conjunto de empreendimentos, compreendendo o planejamento, a administração, os serviços de procura, construção civil, montagem, pré-operação, comissionamento e partida de unidades, mediante o estabelecimento de preços "meta" e "lido", para efeito de bônus e penalidades, em função desses preços, dos prazos e do desempenho verificado;

j) para a comercialização de produtos decorrentes da exploração e produção de hidrocarbonetos, gás natural e seus derivados, de produtos de indústrias químicas, para importação, exportação e troca desses produtos, seu transporte, beneficiamento e armazenamento, bem como para a proteção de privilégios industriais e para operações bancárias e creditícias necessárias à manutenção de participação da PETROBRAS no mercado;

k) nos casos de competitividade mercadológica, em que a contratação deva ser iminente, por motivo de alteração de programação, desde que comprovadamente não haja tempo hábil para a realização do procedimento licitatório, justificados o preço da contratação e as razões técnicas da alteração de programação;

l) na aquisição de bens e equipamentos destinados à pesquisa e desenvolvimento tecnológico aplicáveis às atividades da PETROBRAS.

2.3.1 Considera-se de notória especialização o profissional ou empresa cujo conceito no campo de sua especialidade, decorrente de desempenho anterior, estudos, experiências, publicações, organização, aparelhamento, equipe técnica, ou de outros requisitos relacionados com suas atividades, permita inferir que seu trabalho é o mais adequado à plena satisfação do objeto do contrato.

2.3.2 Considera-se como produtor, firma ou representante comercial exclusivo, aquele que seja o único a explorar, legalmente, a atividade no local da contratação, ou no território nacional, ou o único inscrito no registro cadastral de licitantes da PETROBRAS, conforme envolva a operação custo estimado nos limites de convite, concorrência ou tomada de preços.

2.4 A Diretoria da PETROBRAS definirá, em ato específico, as competências para os atos de dispensa de licitação.

2.5 Os casos de dispensa (item 2.1) e de inexigibilidade (item 2.3) de licitação deverão ser comunicados pelo responsável da unidade competente à autoridade superior, dentro dos cinco dias seguintes ao ato respectivo, devendo constar da documentação a caracterização da situação justificadora da contratação direta, conforme o caso, a razão da escolha do fornecedor ou prestador de serviço e a justificativa do preço.

CAPÍTULO III MODALIDADES, TIPOS E LIMITES DE LICITAÇÃO

3.1 São modalidades de licitação:

- a) A CONCORRÊNCIA
- b) A TOMADA DE PREÇOS
- c) O CONVITE
- d) O CONCURSO
- e) O LEILÃO

3.1.1 CONCORRÊNCIA - é a modalidade de licitação em que será admitida a participação de qualquer interessado que reúna as condições exigidas no edital.

3.1.2 TOMADA DE PREÇOS - é a modalidade de licitação entre pessoas, físicas ou jurídicas previamente cadastradas e classificadas na PETROBRAS, no ramo pertinente ao objeto.

3.1.3 CONVITE - é a modalidade de licitação entre pessoas físicas ou jurídicas, do ramo pertinente ao objeto, em número mínimo de três, inscritas ou não no registro cadastral de licitantes da PETROBRAS.

3.1.4 CONCURSO - é a modalidade de licitação entre quaisquer interessados, para escolha de trabalho técnico ou artístico, mediante a instituição de prêmios aos vencedores.

3.1.5 LEILÃO - é a modalidade de licitação entre quaisquer interessados, para a alienação de bens do ativo permanente da PETROBRAS, a quem oferecer maior lance, igual ou superior ao da avaliação.

3.2 De acordo com a complexibilidade e especialização da obra, serviço ou fornecimento a ser contratado, as licitações poderão ser dos seguintes tipos:

- a) DE MELHOR PREÇO - quando não haja fatores especiais de ordem técnica que devam ser ponderados e o critério de julgamento indicar que a melhor proposta será a que implicar o menor dispêndio para a PETROBRAS, ou o maior pagamento, no caso de alienação, observada a ponderação dos fatores indicados no ato de convocação, conforme subitem 6.10;
- b) DE TÉCNICA E PREÇO - que será utilizada sempre que fatores especiais de ordem técnica, tais como segurança, operatividade e qualidade da obra, serviço ou fornecimento, devam guardar relação com os preços ofertados;
- c) DE MELHOR TÉCNICA - que será utilizada para contratação de obras, serviços ou fornecimentos em que a qualidade técnica seja preponderante sobre o preço.

3.2.1 O tipo da licitação será indicado pela unidade requisitante interessada e constará, sempre, do edital ou carta-convite.

3.2.2 Nos casos de utilização de licitação de Técnica e Preço e de Melhor Técnica, a unidade administrativa interessada indicará os requisitos de técnica a serem atendidos pelos licitantes na realização da obra ou serviço ou fornecimento do material ou equipamento.

3.3 Para a escolha da modalidade de licitação serão levados em conta, dentre outros, os seguintes fatores:

- a) necessidade de atingimento do segmento industrial, comercial ou de negócios correspondente à obra, serviço ou fornecimento a ser contratado;
- b) participação ampla dos detentores da capacitação, especialidade ou conhecimento pretendidos;
- c) satisfação dos prazos ou características especiais da contratação;
- d) garantia e segurança dos bens e serviços a serem oferecidos;
- e) velocidade de decisão, eficiência e presteza da operação industrial, comercial ou de negócios pretendida;
- f) peculiaridades da atividade e do mercado de petróleo;
- g) busca de padrões internacionais de qualidade e produtividade e aumento da eficiência;
- h) desempenho, qualidade e confiabilidade exigidos para os materiais e equipamentos;
- i) conhecimento do mercado fornecedor de materiais e equipamentos específicos da indústria de petróleo, permanentemente qualificados por mecanismos que verifiquem e certifiquem suas instalações, procedimentos e sistemas de qualidade, quando exigíveis.

3.4 Sempre que razões técnicas determinarem o fracionamento de obra ou serviço em duas ou mais partes, será escolhida a modalidade de licitação que regere a totalidade da obra ou serviço.

3.5 Obras ou serviços correlatos e vinculados entre si serão agrupados e licitados sob a modalidade correspondente ao conjunto a ser contratado.

3.6 Nos casos em que a licitação deva ser realizada sob a modalidade de convite, o titular da unidade administrativa responsável poderá, sempre que julgar conveniente, determinar a utilização da concorrência.

CAPÍTULO IV REGISTRO CADASTRAL, PRÉ-QUALIFICAÇÃO E HABILITAÇÃO DE LICITANTES

- 4.1 A PETROBRAS manterá registro cadastral de empresas interessadas na realização de obras, serviços ou fornecimentos para a Companhia.
- 4.1.1 Para efeito da organização e manutenção do Cadastro de Licitantes, a PETROBRAS publicará, periodicamente, aviso de chamamento das empresas interessadas, indicando a documentação a ser apresentada, que deverá comprovar:
- habilitação jurídica;
 - especialidade técnica, gerência, específica e operacional;
 - qualificação econômico-financeira;
 - regularidade fiscal.
- 4.2 As firmas cadastradas serão classificadas por grupos, segundo a sua especialidade.
- 4.3 Os registros cadastrais serão atualizados periodicamente, pelo menos uma vez por ano.
- 4.4 Os critérios para a classificação das firmas cadastradas serão fixados por Comissão integrada por técnicos das áreas interessadas, indicados pelos respectivos diretores e designados pelo Presidente da PETROBRAS e serão estabelecidos em norma específica, aprovada pela Diretoria.
- 4.5 Feita a classificação, o resultado será comunicado ao interessado, que poderá pedir reconsideração, desde que a requiera, no prazo de cinco dias, apresentando novos elementos, atestados ou outras informações que justifiquem a classificação pretendida.
- 4.5.1 Decorrido o prazo do subitem anterior, a unidade administrativa encarregada do Cadastro expedirá o Certificado de Registro e Classificação, que terá validade de doze meses.
- 4.6 Qualquer pessoa, que conheça fatos que afetem a inscrição e classificação das firmas executoras de obras e serviços ou fornecedoras de materiais e equipamentos, poderá impugnar, a qualquer tempo, total ou parcialmente, o registro, desde que apresente à unidade de Cadastro as razões da impugnação.
- 4.7 A inscrição no registro cadastral de licitantes da PETROBRAS poderá ser suspensa quando a firma:
- faltar ao cumprimento de condições ou normas legais ou contratuais;
 - apresentar, na execução de contrato celebrado com a PETROBRAS, desempenho considerado insuficiente;
 - tiver títulos protestados ou executados;
 - tiver requerida a sua falência ou concordata, ou, ainda, decretada esta última;
 - deixar de renovar, no prazo que lhe for fixado, documentos com prazo de validade vencido, ou deixar de justificar, por escrito, a não participação na licitação para a qual tenha sido convidada.
- 4.8 A inscrição será cancelada:
- por decretação de falência, dissolução ou liquidação da firma;
 - quando ocorrer declaração de inidoneidade da firma;
 - pela prática de qualquer ato ilícito;
 - a requerimento do interessado;
- 4.9 A suspensão da inscrição será feita pela unidade encarregada do Cadastro, por iniciativa própria ou mediante provocação de qualquer unidade da PETROBRAS. O cancelamento da inscrição será determinado por qualquer Diretor, ou pela Diretoria da PETROBRAS no caso da letra "b" do subitem anterior, com base em justificativa da unidade administrativa interessada.
- 4.9.1 O ato de suspensão, ou de cancelamento, que será comunicado, por escrito, pela unidade encarregada do Cadastro, fixará o prazo de vigência e as condições que deverão ser atendidas pela firma, para restabelecimento da inscrição.
- 4.9.2 A firma que tiver suspensão a inscrição cadastral não poderá celebrar contratos com a PETROBRAS, nem obter adjudicação de obra, serviço ou fornecimento, enquanto durar a suspensão. Entretanto, poderá a PETROBRAS exigir, para manutenção do contrato em execução, que a firma ofereça caução de garantia satisfatória.
- 4.10 Para o fim de participar de licitação cujo ato de convocação expressamente o permita, admitir-se a inscrição de pessoas físicas ou jurídicas reunidas em consórcio, sendo, porém, vedado a um consorciado, na mesma licitação, também concorrer isoladamente ou por intermédio de outro consórcio.
- 4.10.1 As pessoas físicas ou jurídicas consorciadas instruirão o seu pedido de inscrição com prova de compromisso de constituição do consórcio, mediante instrumento, do qual deverão constar, em cláusulas próprias:
- a designação do representante legal do consórcio;
 - composição do consórcio;
 - objetivo da consorciação;
 - compromissos e obrigações dos consorciados, dentre os quais o de que cada consorciado responderá, individual e solidariamente, pelas exigências de ordem fiscal e administrativa pertinentes ao objeto da licitação, até a conclusão final dos trabalhos que vierem a ser contratados com consórcio;

e) declaração expressa de responsabilidade solidária de todos os consorciados pelos atos praticados sob o consórcio, em relação à licitação e, posteriormente, à eventual contratação;

f) compromisso de que o consórcio não terá sua composição ou constituição alterada ou, sob qualquer forma, modificada, sem prévia e expressa anuência, escrita, da PETROBRAS, até a conclusão integral dos trabalhos que vierem a ser contratados;

g) compromissos e obrigações de cada um dos consorciados, individualmente, em relação ao objeto de licitação.

- 4.10.2 A capacidade técnica e financeira do consórcio, para atender às exigências da licitação, será definida pelo somatório da capacidade de seus componentes.
- 4.10.3 Nos consórcios integrados por empresas nacionais e estrangeiras serão obedecidas as diretrizes estabelecidas pelos órgãos governamentais competentes, cabendo, sempre, a brasileiros a representação legal do consórcio.
- 4.10.4 Não se aplicará a proibição constante da letra "f" do subitem 4.10.1 quando as empresas consorciadas decidirem fundir-se em uma só, que as suceda para todos os efeitos legais.
- 4.10.5 Aplicar-se-ão aos consórcios, no que cabíveis, as disposições deste Regulamento, inclusive no tocante ao cadastramento e habilitação de licitantes.
- 4.10.6 O Certificado do Registro do Consórcio será expedido com a finalidade exclusiva de permitir a participação na licitação indicada no pedido de inscrição.
- 4.10.7 O edital de licitação poderá fixar a quantidade máxima de firmas por consórcios e estabelecer prazo para que o compromisso de consorciação seja substituído pelo contrato de constituição definitiva do consórcio, na forma do disposto no art. 279 da Lei nº 6.404 de 15/12/76, sob pena de cancelamento da eventual adjudicação.
- 4.11 A PETROBRAS poderá promover a pré-qualificação de empresas para verificação prévia da habilitação jurídica, capacidade técnica, qualificação econômico-financeira e regularidade fiscal, com vista à participação dessas empresas em certames futuros e específicos.
- 4.11.1 O edital de chamamento indicará, além da(s) obra(s), serviço(s) ou fornecimento(s) a ser(em) contratado(s), os requisitos para a pré-qualificação e o seu prazo de validade.
- 4.11.2 Uma vez pré-qualificadas, a convocação das empresas interessadas será feita de forma simplificada, mediante carta-convite.
- 4.12 O Certificado fornecido aos cadastrados substituirá os documentos exigidos para as licitações processadas dentro do seu prazo de validade, ficando, porém, assegurado à PETROBRAS o direito de estabelecer novas exigências, bem como comprovação da capacidade operativa atual da empresa, compatível com o objeto a ser contratado.

CAPÍTULO V PROCESSAMENTO DA LICITAÇÃO

- 5.1 As licitações da PETROBRAS serão processadas por Comissões Permanentes ou Especiais, designadas pela Diretoria ou, mediante delegação desta, pelo titular da unidade administrativa interessada.
- 5.1.1 O procedimento da licitação será iniciado com o ato do titular da unidade administrativa interessada, que deverá indicar o objeto a ser licitado, prazo para a execução da obra, serviço ou fornecimento desejado, bem como os recursos orçamentários aprovados ou previstos nos programas plurianuais correspondentes.
- 5.1.2 Quando for o caso, o pedido de licitação deverá vir acompanhado do ato de designação da Comissão Especial que a processará.
- 5.2 O pedido de licitação deverá conter, dentre outros, os seguintes elementos:
- I - NO CASO DE OBRA OU SERVIÇO
- descrição das características básicas e das especificações dos trabalhos a serem contratados;
 - indicação do prazo máximo previsto para a conclusão dos trabalhos;
 - indicação do custo estimado para a execução, cujo orçamento deverá ser anexado ao pedido;
 - indicação da fonte de recursos para a contratação;
 - requisitos de capital, qualificação técnica e capacitação econômico-financeira a serem satisfeitos pelas firmas interessadas na participação;
 - local e unidade administrativa onde poderão ser obtidos, pelos interessados, elementos e esclarecimentos complementares sobre a obra ou serviço, bem como o preço de aquisição das especificações técnicas, plantas e demais elementos da licitação.
- II - NO CASO DE COMPRA
- descrição das características técnicas do material ou equipamento a ser adquirido;
 - indicação da fonte de recursos para a aquisição;
 - indicação, quando for o caso, dos requisitos de capacitação econômico-financeira, qualificação e tradição técnica a serem satisfeitos pelos fornecedores interessados;
 - indicação ou requisitos de qualidade técnica exigidos para o material ou equipamento a ser fornecido;
 - preço de aquisição das especificações técnicas e demais documentos da licitação, quando for o caso.
- 5.2.1 Quando exigido como requisito para a participação, o capital social mínimo não será superior a dez por cento do valor estimado para a contratação.

5.2.2 A Comissão de Licitação poderá solicitar da unidade administrativa requisitante quaisquer elementos e informações que entender necessários para a elaboração do edital ou carta-convite de licitação. A Comissão restituirá à unidade requisitante o pedido de licitação que não conter os elementos indicados no subitem anterior, bem assim as que não forem complementares com os dados e informações adicionais requisitados.

5.3 As licitações serão convocadas mediante edital assinado e feito publicar pelo titular da unidade administrativa interessada, ou através de carta-convite expedida pela Comissão de Licitação ou por servidor especialmente designado.

5.3.1 Na elaboração do edital deverão ser levados em conta, além das condições e exigências técnicas e econômico-financeiras requeridas para a participação, os seguintes princípios básicos de licitação:

- a) igualdade de oportunidade e de tratamento a todos os interessados na licitação;
- b) publicidade e amplo acesso dos interessados às informações e trâmites do procedimento licitatório;
- c) fixação de critérios objetivos para o julgamento da habilitação dos interessados e para avaliação e classificação das propostas.

5.4 A concorrência será convocada por Aviso publicado, pelo menos uma vez, no Diário Oficial da União e em jornal de circulação nacional, com antecedência mínima de trinta dias da data designada para apresentação de propostas.

5.4.1 O aviso de convocação indicará, de forma resumida, o objeto da concorrência, os requisitos para a participação, a data e o local de apresentação das propostas e o local onde poderão ser adquiridos o edital e os demais documentos da licitação.

5.4.2 O edital da concorrência deverá conter o número de ordem em série anual, a sigla da unidade administrativa interessada, a finalidade da licitação, a menção de que será regida por esta Norma e, mais, as seguintes indicações:

- a) o objeto da licitação, perfeitamente caracterizado e definido, conforme o caso, pelo respectivo projeto, normas e demais elementos técnicos pertinentes, bastantes para permitir a exata compreensão dos trabalhos a executar ou do fornecimento a fazer;
- b) as condições de participação e a relação dos documentos exigidos para a habilitação dos licitantes e seus eventuais sub-contratados, os quais serão relativos, exclusivamente, à habilitação jurídica, qualificação técnica, qualificação econômico-financeira e regularidade fiscal;
- c) o local, dia e horário em que serão recebidas a documentação de habilitação preliminar e as propostas e o local, dia e hora em que serão abertas as propostas;
- d) o critério que será adotado no julgamento das propostas;
- e) o local e a unidade administrativa onde os interessados poderão obter informações e esclarecimentos e cópias dos projetos, plantas, desenhos, instruções, especificações e outros elementos necessários ao perfeito conhecimento do objeto da licitação;
- f) a natureza e o valor da garantia de propostas, quando exigida;
- g) o prazo máximo para cumprimento do objeto da licitação;
- h) as condições de reajustamento dos preços, quando previsto;
- i) a declaração de que os trabalhos ou fornecimento deverão ser realizados segundo as condições estabelecidas em contrato, cuja minuta acompanhará o edital;
- j) as condições de apresentação das propostas, número de vias e exigências de serem datilografadas e assinadas pelo proponente, sem emendas ou rasuras, com a indicação do respectivo endereço;
- k) as condições para aceitação de empresas associadas em consórcio e para eventual sub-contratação;
- l) esclarecimento de que a PETROBRAS poderá, antes da assinatura do contrato, desistir da concorrência, sem que disso resulte qualquer direito para os licitantes;
- m) prazo de validade das propostas;
- n) outras informações que a unidade requisitante da licitação julgar necessária.

5.4.3 Nas concorrências haverá, sempre, uma fase inicial de habilitação preliminar, destinada à verificação da plena qualificação das firmas interessadas. Para a habilitação preliminar os interessados apresentarão os documentos indicados no edital, além do comprovante de garantia de manutenção da proposta, quando exigida.

5.4.4 A habilitação preliminar antecederá a abertura das propostas e a sua apreciação competirá à Comissão de Licitação.

5.4.5 O edital da concorrência poderá dispensar as firmas inscritas no cadastro da PETROBRAS e de órgãos da Administração Pública Federal, Estadual ou Municipal, da apresentação dos documentos de regularidade jurídico-fiscal exigidos para a habilitação, desde que exibido o Certificado de registro, respectivo.

5.4.6 Quando prevista no edital, a exigência de capital mínimo integralizado e realizado, ou de patrimônio líquido, não poderá exceder de dez por cento do valor estimado da contratação.

5.4.7 Mediante despacho fundamentado, a Diretoria poderá autorizar a redução do prazo de publicação do edital, para, no mínimo, vinte dias, quando essa providência for considerada necessária pela urgência da contratação.

5.5 A tomada de preços será convocada por Aviso publicado no Diário Oficial da União e em jornal de circulação nacional, com a antecedência mínima de quinze dias da data designada para recebimento das propostas.

5.5.1 O edital de tomada de preços conterá, além dos requisitos do subitem anterior, que forem cabíveis, as seguintes indicações mínimas:

- a) a descrição detalhada do objeto da licitação, as especificações e demais elementos indispensáveis ao perfeito conhecimento, pelos interessados, dos trabalhos que serão executados, ou dos materiais ou equipamentos a serem fornecidos;
- b) o local, data e horário em que serão recebidas as propostas e as condições da apresentação destas;
- c) a informação de que somente poderão participar da licitação firmas já inscritas no registro cadastral de licitantes da PETROBRAS;
- d) especificação da forma e o valor da garantia de proposta, quando exigida, e indicação do local e a unidade administrativa da PETROBRAS onde os interessados obterão informações complementares, cópias das especificações, plantas, desenhos, instruções e demais elementos sobre o objeto da licitação;
- e) o critério de julgamento das propostas, com o esclarecimento de que a PETROBRAS poderá, antes da assinatura do contrato, revogar a licitação, sem que disso resulte qualquer direito para os licitantes.

5.5.2 Mediante despacho fundamentado, o Diretor da área a que estiver afeta a licitação poderá autorizar a redução do prazo de publicação do edital, para dez dias, quando essa providência for considerada necessária pela urgência da contratação.

5.6 O convite será convocado por carta expedida pelo Presidente da Comissão de Licitação ou pelo servidor especialmente designado, às firmas indicadas no pedido da licitação, em número mínimo de três, selecionadas pela unidade requisitante dentre as do ramo pertinente ao objeto, inscritos ou não no registro cadastral de licitantes da PETROBRAS.

5.6.1 A carta-convite será entregue, aos interessados, contra recibo, com antecedência mínima de três dias antes da data fixada para a apresentação das propostas. A carta-convite será acompanhada das características e demais elementos técnicos da licitação e deverá conter as indicações mínimas, necessárias à elaboração das propostas.

5.6.2 A cada novo convite, realizado para objeto idêntico ou semelhante, a convocação será estendida a, pelo menos, mais uma firma, dentre as cadastradas e classificadas no ramo pertinente.

CAPÍTULO VI JULGAMENTO DAS LICITAÇÕES

6.1 As licitações serão processadas e julgadas com a observância do seguinte procedimento:

- a) abertura dos envelopes contendo a documentação relativa à habilitação, e sua apreciação;
- b) devolução dos envelopes fechados aos licitantes inabilitados, desde que não tenha havido recurso ou após a sua denegação;
- c) abertura dos envelopes contendo as propostas dos licitantes habilitados, de- de que transcorrido o prazo sem interposição de recurso, ou tenha havido desistência expressa, ou após o julgamento dos recursos interpostos;
- d) verificação da conformidade de cada proposta com os requisitos do instrumento convocatório, promovendo-se a desclassificação das propostas desconformes ou incompatíveis;
- e) classificação das propostas e elaboração do Relatório de Julgamento;
- f) aprovação do resultado e adjudicação do objeto ao vencedor.

6.2 A abertura dos envelopes contendo os documentos de habilitação e as propostas, será realizada sempre em ato público, previamente designado, do qual se lavrará ata circunstanciada, assinada pelos licitantes presentes e pela Comissão de Licitação.

6.3 Todos os documentos de habilitação e propostas serão rubricados pelos licitantes e pela Comissão de Licitação.

6.4 O disposto no item 6.1 aplica-se, no que couber, ao leilão e ao convite.

6.5 O concurso será processado com a observância do procedimento previsto no respectivo instrumento convocatório.

6.6 Ultrapassada a fase de habilitação dos concorrentes e abertas as propostas, não cabe desclassificá-las por motivo relacionado com a habilitação, salvo em razão de fatos supervenientes ou só conhecidos após o julgamento.

6.7 É facultada à Comissão ou autoridade superior, em qualquer fase da licitação, a promoção de diligência destinada a esclarecer ou a complementar a instrução do procedimento licitatório, vedada a inclusão posterior de documento ou informação que devesse constar originariamente da proposta.

6.8 Após a fase de habilitação, não cabe desistência de proposta, salvo por motivo justo decorrente de fato superveniente e aceito pela Comissão.

6.9 É assegurado a todos os participantes do procedimento licitatório o direito de recurso, na forma estabelecida no Capítulo IX deste Regulamento.

6.10 O critério de julgamento das propostas constará, obrigatoriamente, do edital ou carta-convite. Na sua fixação levar-se-ão em conta, dentre outras condições expressamente indicadas: no ato de convocação, os fatores de qualidade e rendimento da obra ou serviço ou do material ou equipamento a ser fornecido, os prazos de execução ou de entrega, os preços e as condições de pagamento.

- 6.11 A Comissão fará a análise, avaliação e classificação das propostas rigorosamente de conformidade com o critério estabelecido no ato de convocação, desclassificando as que não satisfizerem, total ou parcialmente, às exigências pré-fixadas.
- 6.12 Não serão levadas em conta vantagens não previstas no edital ou carta-convite, nem ofertas de redução sobre a proposta mais barata.
- 6.13 No caso de discordância entre os preços unitários e os totais resultantes de cada item da planilha, prevalecerão os primeiros, ocorrendo discordância entre os valores numéricos e os por extenso, prevalecerão estes últimos.
- 6.14 Na falta de outro critério expressamente estabelecido no ato de convocação, observado o disposto no subitem anterior, a licitação será julgada com base no menor preço ofertado, assim considerado aquele que representar o menor dispêndio para a PETROBRAS.
- 6.15 Na avaliação das propostas, para efeito da classificação, a Comissão levará em conta todos os aspectos de que possa resultar vantagem para a PETROBRAS, observado o disposto no subitem 6.25.
- 6.16 As propostas serão classificadas por ordem decrescente dos valores ofertados, a partir da mais vantajosa.
- 6.17 Verificando-se absoluta igualdade entre duas ou mais propostas, a Comissão designará dia e hora para que os licitantes empates apresentem novas ofertas de preços; se nenhum deles puder, ou quiser, formular nova proposta, ou caso se verifique novo empate, a licitação será decidida por sorteio entre os igualados.
- 6.18 Em igualdade de condições, as propostas de licitantes nacionais terão preferência sobre as dos estrangeiros.
- 6.19 Nas licitações de MELHOR PREÇO será declarada vencedora a proponente que, havendo atendido às exigências de prazo de execução ou de entrega e às demais condições gerais estabelecidas no ato de convocação, ofertar o menor valor global para a realização da obra ou serviço, assim considerado aquele que implicar o menor dispêndio para a PETROBRAS, ou o maior pagamento, no caso de alienação.
- 6.20 Nas licitações de TÉCNICA E PREÇO e MELHOR TÉCNICA o julgamento das propostas será feito em duas etapas.
- 6.20.1 Na primeira, a Comissão fará a análise das propostas com base nos fatores de avaliação previamente fixados no edital, tais como: qualidade, rendimento, assistência técnica e treinamento, prazo e cronograma de execução, técnica e metodologia de execução, tradição técnica da firma, equipamentos da firma, tipo e prazo da garantia de qualidade oferecida, podendo solicitar dos licitantes as informações e esclarecimentos complementares que considerar necessários, vedada qualquer alteração das condições já oferecidas.
- 6.20.2 Concluída a avaliação das propostas técnicas, a Comissão convocará os licitantes, por escrito, e, no dia, hora e local designados, em sessão pública, divulgará o resultado da 1ª etapa do julgamento e proclamará as propostas classificadas tecnicamente. Após a leitura do Relatório Técnico, o Presidente da Comissão prestará aos licitantes os esclarecimentos e justificativas que forem solicitados. As indagações dos licitantes e os esclarecimentos prestados pelo Presidente constarão da ata da sessão. Em seguida, o Presidente da Comissão fará a abertura dos envelopes das propostas financeiras, cujos documentos serão lidos e rubricados pelos membros da Comissão e pelos licitantes. Serão reabertos, fechados, aos respectivos prepostos, os envelopes de preços dos licitantes cujas propostas técnicas tenham sido desclassificadas.
- 6.20.3 O Presidente da Comissão não fará a abertura dos envelopes de preços das firmas cujas propostas técnicas tenham sido objeto de impugnação, salvo se, decidida, de plano, a improcedência desta, o impugnante declarar, para ficar consignado na ata, que aceita a decisão da Comissão e renuncia a recurso ou reclamação futura sobre o assunto.
- 6.20.4 Também não serão abertos, permanecendo em poder da Comissão, os envelopes de preços das firmas cujas propostas técnicas tenham sido desclassificadas e que consignarem em ata o propósito de recorrer contra tal decisão, bem assim os daquelas contra as quais tenha sido impugnada a classificação, até a decisão final sobre o recurso ou impugnação.
- 6.20.5 O resultado da avaliação das propostas técnicas constará de RELATÓRIO TÉCNICO, no qual deverão ser detalhadamente indicados:
- a) as propostas consideradas adequadas às exigências de ordem técnica da licitação;
 - b) as razões justificadoras de eventuais desclassificações.
- 6.20.6 Na segunda etapa do julgamento, a Comissão avaliará os preços e sua adequação à estimativa da PETROBRAS para a contratação, bem assim as condições econômico-financeiras ofertadas pelos licitantes e fará a classificação final segundo a ordem decrescente dos valores globais, ou por item do pedido, quando se tratar de licitação de compra.
- 6.21 Nas licitações de TÉCNICA E PREÇO será proclamada vencedora da licitação a firma que tiver ofertado o melhor preço global para a realização da obra ou serviço, ou o melhor preço final por item do fornecimento a ser contratado, desde que atendidas todas as exigências econômico-financeiras estabelecidas no edital.
- 6.22 Nas licitações de MELHOR TÉCNICA será proclamada vencedora a firma que obtiver a melhor classificação técnica, desde que atendidas as condições econômico-financeiras estabelecidas no edital. Entretanto, o edital conterá, sempre, a ressalva de que a PETROBRAS poderá recusar a adjudicação, quando o preço da proposta for considerado incompatível com a estimativa de custo da contratação.
- 6.23 Qualquer que seja o tipo ou modalidade da licitação, poderá a Comissão, uma vez definido o resultado do julgamento, negociar com a firma vencedora ou, sucessivamente, com as demais licitantes, segundo a ordem de classificação, melhores e mais vantajosas condições para a PETROBRAS. A negociação será feita, sempre, por escrito e as novas condições dela resultantes passarão a integrar a proposta e o contrato subsequente.
- 6.24 O resultado das licitações, qualquer que seja o tipo ou modalidade, constará do RELATÓRIO DE JULGAMENTO, circunstanciado, assinado pelos membros da Comissão, no qual serão referidos, resumidamente, os pareceres técnicos dos órgãos periciais consultados.
- 6.25 No Relatório de Julgamento a Comissão indicará, detalhadamente, as razões da classificação ou desclassificação das propostas, segundo os fatores considerados no critério pré-estabelecido, justificando, sempre, quando a proposta de menor preço não for a escolhida.
- 6.26 Concluído o julgamento, a Comissão comunicará, por escrito, o resultado aos licitantes, franqueando-lhes, e a qualquer interessado que o requeira por escrito, o acesso às informações sobre a tramitação e resultado da licitação.
- 6.27 Decorrido o prazo de recurso, ou decidido este, o Relatório de Julgamento será encaminhado pelo Presidente da Comissão ao titular do órgão interessado, para aprovação e adjudicação.
- 6.27.1 O titular da unidade competente para a aprovação poderá converter o julgamento em diligência, para que a Comissão supra omissões ou esclareça aspectos do resultado apresentado.
- 6.27.2 Mediante decisão fundamentada, a autoridade competente para a aprovação anulará, total ou parcialmente, a licitação, quando ficar comprovada irregularidade ou ilegalidade no seu processamento.
- 6.28 Os editais e cartas-convites conterão, sempre, a ressalva de que a PETROBRAS poderá, mediante decisão fundamentada da autoridade competente para a homologação do julgamento, revogar a licitação, a qualquer tempo, antes da formalização do respectivo contrato, para atender a razões de conveniência administrativa, bem como anular o procedimento, se constatada irregularidade ou ilegalidade, sem que disso resulte, para os licitantes, direito a reclamação ou indenização.
- 6.29 As licitações vinculadas a financiamentos contratados pela PETROBRAS com organismos internacionais serão processadas com observância do disposto nas recomendações contidas nos respectivos Contratos de Empréstimos, e nas instruções específicas dos órgãos federais competentes, aplicando-se, subsidiariamente, as disposições deste Regulamento.
- 6.30 Os editais para essas licitações indicarão os requisitos a serem atendidos pelas firmas estrangeiras eventualmente interessadas na participação.

CAPÍTULO VII CONTRATAÇÃO

- 7.1 A execução de obras e serviços e a aquisição ou alienação de materiais, na PETROBRAS, serão contratados com o concorrente classificado em primeiro lugar na licitação correspondente, ressalvados os casos de dispensa desta, estabelecidos neste Regulamento.
- 7.1.1 Os contratos da PETROBRAS reger-se-ão pelas normas de direito privado e pelo princípio da autonomia da vontade, ressalvados os casos especiais, obedecerão a minutas padronizadas, elaboradas com a orientação do órgão jurídico e aprovadas pela Diretoria.
- 7.1.2 As minutas dos contratos e dos respectivos aditamentos serão previamente analisadas pelo órgão jurídico da PETROBRAS, na forma do disposto nas normas operacionais internas.
- 7.1.3 Os contratos deverão estabelecer, com clareza e precisão, os direitos, obrigações e responsabilidades das partes e conterão cláusulas específicas sobre:
- a) a qualificação das partes;
 - b) o objeto e seus elementos característicos;
 - c) a forma de execução do objeto;
 - d) o preço, as condições de faturamento e de pagamento e, quando for o caso, os critérios de reajustamento;
 - e) os prazos de início, de conclusão, de entrega, de garantia e de recebimento do objeto do contrato, conforme o caso;
 - f) as responsabilidades das partes;
 - g) as que fixem as quantidades e o valor da multa;
 - h) a forma de inspeção ou de fiscalização pela PETROBRAS;
 - i) as condições referentes ao recebimento do material, obra ou serviço;
 - j) as responsabilidades por tributos ou contribuições;
 - k) os casos de rescisão;
 - l) o valor do contrato e a origem dos recursos;
 - m) a forma de solução dos conflitos, o foro do contrato e, quando necessário, a lei aplicável;
 - n) estipulação assegurando à PETROBRAS o direito de, mediante retenção de pagamentos, ressarcir-se de quantias que lhe sejam devidas pela firma contratada, quaisquer que sejam a natureza e origem desses débitos.

7.1.4 A Diretoria Executiva definirá, em ato interno específico, as competências para a assinatura dos contratos celebrados pela PETROBRAS.

7.2 Os contratos regidos por este Regulamento poderão ser alterados, mediante acordo entre as partes, principalmente nos seguintes casos:

- a) quando houver modificação do projeto ou das especificações, para melhor adequação técnica aos seus objetivos;
- b) quando necessária a alteração do valor contratual, em decorrência de acréscimo ou diminuição quantitativa de seu objeto, observado, quanto aos acréscimos, o limite de vinte e cinco por cento do valor atualizado do contrato;
- c) quando conveniente a substituição da garantia de cumprimento das obrigações contratuais;
- d) quando necessária a modificação do regime ou modo de realização do contrato, em face de verificação técnica da inaplicabilidade dos termos contratuais originários;
- e) quando seja comprovadamente necessária a modificação da forma de pagamento, por imposição de circunstâncias supervenientes, respeitado o valor do contrato.

7.3.1 A inexecução total ou parcial do contrato poderá ensejar a sua rescisão, com as consequências contratuais e as previstas em lei, além da aplicação ao contratado das seguintes sanções:

- a) advertência;
- b) multa, na forma prevista no instrumento convocatório ou no contrato;
- c) suspensão temporária de participação em licitação e impedimento de contratar com a PETROBRAS, por prazo não superior a dois anos;
- d) proibição de participar de licitação na PETROBRAS, enquanto perdurarem os motivos determinantes da punição ou até que seja promovida a reabilitação, perante a própria autoridade que aplicou a pena.

7.3.1 Constituem motivo, dentre outros, para rescisão do contrato:

- a) o não cumprimento de cláusulas contratuais, especificações, projetos ou prazos;
- b) o cumprimento irregular de cláusulas contratuais, especificações, projetos ou prazos;
- c) a lentidão no seu cumprimento, levando a PETROBRAS a presumir a não-conclusão da obra, do serviço ou do fornecimento, nos prazos estipulados;
- d) o atraso injustificado no início da obra, serviço ou fornecimento;
- e) a paralisação da obra, do serviço ou do fornecimento, sem justa causa e prévia comunicação à PETROBRAS;
- f) a subcontratação total ou parcial do seu objeto, a associação da contratada com outrem, a cessão ou transferência, total ou parcial, exceto se admitida no edital e no contrato, bem como a fusão, cisão ou incorporação, que afetem a boa execução deste;
- g) o descumprimento das determinações regulares do preposto da PETROBRAS designado para acompanhar e fiscalizar a sua execução, assim como as de seus superiores;
- h) o cometimento reiterado de faltas na sua execução, anotadas em registro próprio;
- i) a decretação da falência, o deferimento da concordata, ou a instauração de insolvência civil;
- j) a dissolução da sociedade ou o falecimento do contratado;
- k) a alteração social ou a modificação da finalidade ou da estrutura da empresa, que, a juízo da PETROBRAS, prejudique a execução da obra ou serviço;
- l) o protesto de títulos ou a emissão de cheques sem suficiente provisão de fundos, que caracterizem insolvência do contratado;
- m) a suspensão de sua execução, por ordem escrita da PETROBRAS por prazo superior a cento e vinte dias, salvo em caso de calamidade pública, grave perturbação da ordem interna ou guerra;
- n) a ocorrência de caso fortuito ou de força maior, regularmente comprovada, impeditiva da execução do contrato.

7.3.2 A rescisão acarretará as seguintes consequências imediatas:

- a) execução da garantia contratual, para ressarcimento, à PETROBRAS, dos valores das multas aplicadas e de quaisquer outras quantias ou indenizações a ela devidas;
- b) retenção dos créditos decorrentes do contrato, até o limite dos prejuízos causados à PETROBRAS.

7.4 O contrato poderá estabelecer que a decretação da concordata implicará a rescisão de pleno direito, salvo quando a firma contratada prestar caução suficiente, a critério da PETROBRAS, para garantir o cumprimento das obrigações contratuais.

CAPÍTULO VIII LICITAÇÃO PARA ALIENAÇÃO DE BENS

8.1 Observado o disposto no Estatuto Social, a alienação de bens do ativo permanente, devidamente justificada, será sempre precedida de avaliação e licitação, dispensada esta nos seguintes casos:

- a) dação em pagamento, quando o credor consentir em receber bens móveis ou imóveis em substituição à prestação que lhe é devida;
- b) doação, exclusivamente para bens inservíveis ou na hipótese de calamidade pública;
- c) permuta;
- d) venda de ações, que poderão ser negociadas em bolsa, observada a legislação específica;
- e) venda de títulos, na forma da legislação pertinente.

8.2 A alienação será efetuada mediante leilão público, ou concorrência, quando se tratar de imóveis, segundo as condições definidas pela Diretoria Executiva, indicadas no respectivo edital, previamente publicado.

CAPÍTULO IX RECURSOS PROCESSUAIS

9.1 Qualquer interessado, prejudicado por ato de habilitação, classificação ou julgamento, praticado pela Comissão de Licitação, ou por representante autorizado da PETROBRAS, em função deste Regulamento, poderá recorrer, mediante:

- a) Pedido de Reconsideração;
- b) Recurso Hierárquico.

9.1.1 O Pedido de Reconsideração será formulado em requerimento escrito e assinado pelo interessado, dirigido à Comissão de Licitação ou à unidade responsável pelo ato impugnado e deverá conter:

- a) a identificação do recorrente e das demais pessoas afetadas pelo ato impugnado;
- b) a indicação do processo licitatório ou administrativo em que o ato tenha sido praticado;
- c) as razões que fundamentam o pedido de reconsideração, com a indicação do dispositivo deste Regulamento ou, quando for o caso, da legislação subsidiariamente aplicável.

9.1.2 O Pedido de Reconsideração será apresentado no protocolo local da PETROBRAS, instruído com os documentos de prova de que dispuser o recorrente. Quando assinado por procurador, deverá vir acompanhado do correspondente instrumento do mandato, salvo quando este já constar do processo respectivo.

9.1.3 Mediante o pagamento do custo correspondente, a parte poderá requerer cópias das peças do processo da licitação, ou de quaisquer outros documentos indispensáveis à instrução do recurso.

9.1.4 Quando o interessado o requerer, o Pedido de Reconsideração poderá converter-se em Recurso Hierárquico, na hipótese de indeferimento da Comissão de Licitação ou da unidade administrativa à qual tenha sido dirigido.

9.1.5 O Recurso Hierárquico, formulado com observância do disposto no subitem 9.1.1, será dirigido à unidade administrativa imediatamente superior àquela responsável pelo ato impugnado.

9.1.6 Quando se referir a ato praticado em processo de licitação, o requerimento do Recurso Hierárquico será apresentado, através do protocolo local da PETROBRAS, à Comissão de Licitação, que o encaminhará a unidade administrativa competente, com as informações justificativas do ato praticado, caso decida mantê-lo.

9.1.7 Interposto o recurso hierárquico, a Comissão de Licitação comunicará aos demais licitantes, que poderão impugná-lo no prazo comum de cinco dias úteis.

9.1.8 A Comissão de Licitação, ou a unidade administrativa responsável pelo ato impugnado, decidirá sobre o Pedido de Reconsideração no prazo de três dias úteis, contados do término do prazo para impugnação e, em igual prazo, comunicará o resultado ao interessado, ou encaminhará o processo ao superior hierárquico, na hipótese prevista no subitem 9.1.4.

9.1.9 O Recurso Hierárquico será decidido pela unidade administrativa competente no prazo de cinco dias úteis, contados da data em que receber, devidamente instruído, o processo respectivo.

9.2 É de cinco dias corridos, contados da data de comunicação do ato impugnado, o prazo para formulação do Pedido de Reconsideração e do Recurso Hierárquico.

9.2.1 Quando se tratar de ato divulgado em sessão pública do procedimento licitatório, o prazo para recorrer contar-se-á da data da realização da sessão.

9.2.2 Nos demais processos vinculados a esta Norma, o prazo para recorrer contar-se-á da data em que a parte tomar conhecimento do ato.

9.2.3 Quando o recurso se referir ao resultado final da licitação, o prazo de recurso será contado da data da notificação do resultado, feita pela Comissão de Licitação aos interessados.

9.2.4 Na contagem do prazo de recurso exclui-se o dia do início e inclui-se o do vencimento, prorrogando-se este para o primeiro dia útil, quando recair em dia em que não haja expediente na PETROBRAS.

9.3 Os recursos terão efeito apenas devolutivo. Entretanto, quando se referirem à habilitação de recorrentes, ou ao resultado da avaliação e classificação de propostas, os recursos acarretarão a suspensão do procedimento licitatório, mas apenas em relação à firma, ou a proposta, atingida pelo recurso.

9.3.1 A seu exclusivo critério, a autoridade competente para apreciar o recurso poderá suspender o curso do processo, quando isso se tornar recomendável, em face da relevância dos aspectos questionados pelo recorrente.

9.3.2. A parte poderá, a qualquer tempo, desistir do recurso interposto. Responderá, entretanto, perante a PETROBRAS, pelos prejuízos que, porventura, decorram da interposição de recurso meramente protelatório.

CAPÍTULO X DISPOSIÇÕES FINAIS E TRANSITÓRIAS

- 10.1 A disciplina estabelecida neste Regulamento poderá ser complementada, quanto aos aspectos operacionais, por ato interno da Diretoria Executiva da PETROBRAS, previamente publicado no Diário Oficial da União, inclusive quanto à fixação das multas a que se refere a alínea "g" do subitem 7.1.3.
- 10.2 Quando da edição da lei a que se refere o § 1º do art. 173 da Constituição, com a redação dada pela Emenda nº 19, de 4 de junho de 1998, o procedimento licitatório disciplinado neste Regulamento deverá ser revisado, naquilo que conflitar com a nova lei.

DECRETO Nº 2.746, DE 24 DE AGOSTO DE 1998

Dispõe sobre o remanejamento dos cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS e funções gratificadas que menciona, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso das atribuições que lhe confere o art. 84, incisos IV e VI, da Constituição,

DECRETA:

Art. 1º Ficam remanejados na forma deste artigo e do Anexo I a este Decreto, do Ministério da Administração Federal e Reforma do Estado para o Ministério da Previdência e Assistência Social, oriundos da extinção de órgãos da Administração Pública Federal, os seguintes cargos em comissão do Grupo-Direção e Assessoramento Superiores - DAS e funções gratificadas: um DAS 101.4, dois DAS 101.2 e quatro FG-1.

Art. 2º Em decorrência do disposto no artigo anterior, o Anexo II ao Decreto nº 2.663, de 9 de julho de 1998, passa a vigorar na forma do Anexo II a este Decreto.

Art. 3º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 24 de agosto de 1998; 177ª da Independência e 110ª da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
Waldeck Ornelas
Cláudia Maria Costin

ANEXO I

REMANEJAMENTO DE CARGOS

CÓDIGO	DAS-UNITÁRIO	DO MARE PARA O MPAS	
		QTDE	DAS-UNIT.
101.4	3,08	1	3,08
101.2	1,11	2	2,22
FG-1	0,31	4	1,24
TOTAL		7	6,54

ANEXO II

(Decreto nº 2.663, de 9 de julho de 1998)

ANEXO II

a) QUADRO DEMONSTRATIVO DE CARGOS EM COMISSÃO E FUNÇÕES GRATIFICADAS DO MINISTÉRIO DA PREVIDÊNCIA E ASSISTÊNCIA SOCIAL

UNIDADE	CARGOS/ FUNÇÕES/ Nº	DENOMINAÇÃO CARGO/FUNÇÃO	NE/ DAS/ FG
	3	Assessor Especial	102.5
	5	Assessor do Ministro	102.4
	6	Assessor	102.3

GABINETE DO MINISTRO	1	Chefe	101.5
	1	Assistente	102.2
	2	Chefe	101.2
	4	Chefe	101.1
Assessoria de Comunicação Social	1	Chefe da Assessoria	101.4
	2	Chefe	101.2
Assessoria de Assuntos Parlamentares	1	Chefe da Assessoria	101.4
	2	Chefe	101.2
Assessoria de Assuntos Internacionais	1	Chefe da Assessoria	101.4
	2	Chefe	101.2
SECRETARIA-EXECUTIVA	1	Secretário-Executivo	NE
	1	Chefe	101.4
	2	Assessor do Secretário-Executivo	102.4
	4	Assessor	102.3
	74		FG-1
	79		FG-2
	100		FG-3
SUBSECRETARIA DE ASSUNTOS ADMINISTRATIVOS	1	Subsecretário	101.5
	2	Assistente	102.2
	1	Chefe	101.1
Coordenação-Geral de Serviços Gerais	1	Coordenador-Geral	101.4
	1	Auxiliar	102.1
	2	Coordenador	101.3
	4	Chefe	101.2
Coordenação-Geral de Recursos Humanos	1	Coordenador-Geral	101.4
	2	Auxiliar	102.1
	2	Chefe	101.1
	2	Coordenador	101.3
Coordenação-Geral de Modernização e Informática	1	Coordenador-Geral	101.4
	1	Auxiliar	102.1
	2	Coordenador	101.3
	4	Chefe	101.2
SUBSECRETARIA DE PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO	1	Subsecretário	101.5
	1	Coordenador-Geral	101.4
	1	Auxiliar	102.1
Coordenação-Geral de Planejamento Setorial	2	Coordenador	101.3
	4	Chefe	101.2
Coordenação-Geral de Orçamento e Finanças	1	Coordenador-Geral	101.4
	1	Auxiliar	102.1
	2	Coordenador	101.3
	4	Chefe	101.2
OUIDORIA-GERAL	1	Ouvidor-Geral	101.4
	2	Chefe	101.2
	4		FG-1
CONSULTORIA JURÍDICA	1	Consultor Jurídico	101.5
	2	Assistente	102.2
	1	Chefe	101.2
	2	Chefe	101.1
Coordenação-Geral de Direito Previdenciário	1	Coordenador-Geral	101.4
	2	Coordenador	101.3
	4	Chefe	101.2
Coordenação-Geral de Direito Administrativo	1	Coordenador-Geral	101.4
	1	Coordenador	101.3
	1	Chefe	101.2
SECRETARIA DA PREVIDÊNCIA SOCIAL	1	Secretário	101.6
	1	Chefe	101.4
	4	Assistente	102.2
	1	Coordenador	101.3
DEPARTAMENTO DO REGIME GERAL DA PREVIDÊNCIA SOCIAL	3	Chefe	101.1
	1	Diretor	101.5
	1	Chefe	101.1
Coordenação-Geral de Estudos			

AGENCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 143, DE 25 DE SETEMBRO DE 1998

Estabelece os procedimentos referentes à apuração e ao pagamento aos proprietários de terra da participação a estes devida nos termos do art. 52 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, no uso de suas atribuições legais, tendo em vista a Resolução da Diretoria RD n.º 235, de 22 de setembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Esta Portaria estabelece os procedimentos referentes à apuração e ao pagamento aos proprietários de terra da participação a estes devida nos termos do art. 52 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 2º Para os fins previstos nesta Portaria, e sem prejuízo das definições estabelecidas no art. 6º da Lei nº 9.478/97 e no art. 3º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998, entende-se por Cabeça de Poço o topo de um poço de petróleo ou de gás natural do qual emerge a respectiva produção.

Art. 3º A participação devida aos proprietários de terra será paga mensalmente, com relação a cada campo em terra, a partir do mês em que ocorrer o efetivo início da produção.

§ 1º O valor da participação devida aos proprietários de terra, a cada mês, em relação a cada campo em terra, será determinado multiplicando-se o equivalente a 1% (um por cento) do Volume Total da Produção de petróleo ou de gás natural do campo, durante esse mês, pelos seus respectivos preços de referência, definidos na forma do Capítulo IV do Decreto n.º 2.705, de 1998.

§ 2º Para os casos de campos já em produção na data da assinatura do contrato de concessão, o valor da participação devida aos proprietários de terra será apurado, na forma deste artigo, a cada mês, a partir da referida data.

Art. 4º O valor mensal determinado conforme o artigo anterior será rateado entre os proprietários de terra na proporção do Volume Total da Produção de petróleo ou de gás natural extraída das Cabeças de Poço localizadas nas suas respectivas propriedades regularmente demarcadas na superfície da área de concessão e devidamente registradas no Registro Geral de Imóveis das respectivas comarcas.

§ 1º O valor da participação devida a cada proprietário, apurado a cada mês, nos termos deste artigo, deduzidos os tributos previstos na legislação em vigor, será pago pelo concessionário diretamente ao proprietário até o último dia útil do segundo mês subsequente, cabendo ao concessionário encaminhar à ANP um demonstrativo da apuração do valor efetivamente pago, acompanhado de documento comprobatório de pagamento, até o décimo dia útil após a data de pagamento.

§ 2º A seu critério, sempre que julgar necessário, a ANP poderá requerer ao concessionário documentos que comprovem a veracidade das informações prestadas no demonstrativo da apuração.

Art. 5º Nos casos de terras cuja propriedade seja objeto de disputa ou litígio judicial, o concessionário efetuará o pagamento mensal mediante depósito judicial nos autos do processo em curso.

Art. 6º Nos casos de terras cuja titularidade seja duvidosa ou indefinida, ou quando o seu proprietário não seja localizado, o concessionário efetuará o pagamento mensal mediante depósito em uma caderneta de poupança específica para cada propriedade, transferindo o saldo existente ao proprietário após o mesmo ter sido legalmente definido ou localizado.

Parágrafo único. Findo o contrato de concessão e permanecendo dúvida ou indefinição quanto à titularidade das terras ou ainda não tendo sido localizado o seu proprietário, o saldo existente na caderneta de poupança será transferido para a Conta Única do Governo Federal, onde permanecerá pelo prazo prescricional previsto em lei, à disposição do interessado.

Art. 7º Nos casos de terras cuja propriedade seja da União, o concessionário efetuará os pagamentos mensais diretamente à Conta Única da União.

Art. 8º As terras cuja propriedade seja do concessionário estarão isentas de pagamento.

Art. 9º Antes da realização do primeiro pagamento da participação devida ao proprietário de terra, o concessionário e cada proprietário celebrarão um contrato dispondo sobre o pagamento da participação devida.

§ 1º Além de refletir fielmente os critérios de apuração do valor e as condições de pagamento da participação devida ao proprietário de terra, estabelecidos nesta Portaria, o contrato terá como cláusulas essenciais:

I - a definição de penalidades a que estará sujeito o concessionário, na forma da legislação vigente, no caso de inadimplemento ou mora no pagamento aos proprietários de terra.

II - a definição de penalidades a que estará sujeito o proprietário de terra, na forma da legislação vigente, no caso de inadimplemento na notificação ao concessionário de alteração da titularidade da terra ou dos direitos da propriedade.

§ 2º Não chegando as partes a acordo quanto aos termos do contrato, caberá à ANP determinar os direitos e obrigações de cada uma que deverão constar no contrato.

§ 3º O concessionário e o proprietário de terra poderão, de comum acordo, antecipar pagamentos da participação devida ao proprietário de terra, estipulando, no contrato, os critérios para a compensação futura dos pagamentos antecipados.

§ 4º O concessionário encaminhará à ANP uma cópia do contrato a que se refere este artigo até o décimo dia útil após a sua assinatura.

§ 5º No caso de impedimento à assinatura do contrato, o concessionário notificará o fato por escrito à ANP, no prazo mínimo de até cinco dias úteis antes da data do primeiro pagamento da participação devida ao proprietário de terra, justificando o impedimento e solicitando o adiamento da data de assinatura.

§ 6º O adiamento da data de assinatura do contrato não desobrigará o concessionário do pagamento da participação devida até então, ficando o concessionário obrigado a saldar o débito, acrescido dos juros de mora estabelecidos no contrato, quando do primeiro pagamento ao proprietário.

Art. 10. No prazo máximo de trinta dias após a data do primeiro pagamento da participação devida aos proprietários de terra, o concessionário encaminhará à ANP um cadastro com informações de cada propriedade onde as Cabeças de Poços produtores de petróleo ou gás natural, contendo no mínimo, as seguintes informações:

I - Nome ou razão social de cada proprietário da terra onde se localizam as Cabeças de Poços produtores de petróleo ou gás natural;

II - Estado e Município onde se localizam as propriedades;

III - Dados cadastrais das propriedades constantes do Registro Geral de Imóveis da respectiva comarca;

IV - Números e códigos dos poços produtores de petróleo ou gás natural existentes nas propriedades;

V - Códigos dos campos onde se localizam os poços produtores de petróleo ou gás natural existentes nas propriedades, bem como os números dos respectivos contratos de concessão;

VI - Relação das demais instalações e equipamentos do concessionário na propriedade;

VII - Área ocupada pelos poços produtores de petróleo ou gás natural e pelas demais instalações e equipamentos do concessionário nas propriedades;

VIII -Tipo de uso do solo das propriedades;

IX - Contratos ou instrumentos legais celebrados pelo concessionário com o proprietário para uso do solo, quando houver.

Parágrafo único. O concessionário encaminhará à ANP uma revisão dos dados cadastrais referidos neste artigo sempre que houver quaisquer alterações dos mesmos.

Art. 11. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

AUTORIZAÇÃO Nº 39, DE 1º DE OUTUBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução da Diretoria nº 240, de 29 de setembro de 1998, e tendo em vista o que consta do processo nº 48610.000605/98-07, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Companhia de Gás do Rio Grande do Sul - SULGAS, com endereço na Travessa Francisco Leonardo Truta 40/13º andar, conj. 131, CEP: 90.010-050, Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul, e inscrição no CGC nº 72.300.122/0001-04, autorizada, nos termos da Portaria ANP nº 43, de 15/04/1998, a realizar importação de GÁS NATURAL, com as seguintes características:

- a) País de origem: Argentina.
- b) Volume a ser importado: até 15 milhões m³/dia.
- c) Data prevista para o início: 4º trimestre de 1999.
- d) Mercado potencial: Empreendimentos de geração de energia elétrica, como matéria prima e combustível no Estado do Rio Grande do Sul.
- e) Meio de transporte: Gasoduto.
- f) Local de entrega no Brasil: Estado do Rio Grande do Sul.
- g) Especificações técnicas do gás natural: A SULGAS certifica que o gás natural a ser importado da Argentina estará de acordo com as especificações técnicas, características e limites estabelecidos pela Portaria ANP nº 43/98.

Art. 2º A presente autorização está sujeita ao pleno atendimento, pela interessada, do disposto no art. 3º, da Portaria ANP nº 43, de 15 de abril de 1998, apresentando a esta Agência o contrato de importação firmado com o exportador, no prazo de 15 dias após a respectiva assinatura, sob pena de imediata suspensão da permissão, até o cumprimento dessa exigência.

Art. 3º Esta autorização limita-se, exclusivamente, à importação de GÁS NATURAL, ficando a distribuição local do produto, à cargo da autoridade competente no Estado do Rio Grande do Sul, nos termos do art. 25, § 2º da Constituição Federal.

Art. 4º O prazo de validade desta autorização é de 12 (doze) meses, contados da data da publicação, podendo esse prazo ser prorrogado de acordo com a necessidade apontada após a análise do contrato a ser firmado com o exportador do produto, ocasião em que será também definido o exato volume de GÁS NATURAL a ser importado.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 147, DE 1º DE OUTUBRO DE 1998

Estabelece para exercício da atividade de importação de petróleo fica sujeito a prévia e expressa autorização da ANP.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 60 e 70 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e tendo em vista a deliberação de que trata a Resolução de Diretoria RD nº 241, de 29 de setembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º O exercício da atividade de importação de petróleo fica sujeito a prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 2º Somente serão autorizadas a exercer as atividades de importação de petróleo, empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º e dos incisos I e II do art. 38, da Lei nº 9.478/97 respectivamente, e que preencham, em caráter permanente, aos requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Art. 3º A autorização que menciona o artigo anterior dependerá de:

I - cadastramento, da empresa ou do consórcio de empresas, junto à ANP;

II - anuência prévia, por parte da ANP, para cada volume de petróleo a ser importado.

Art. 4º O pedido de cadastramento deverá ser acompanhado das seguintes informações:

I - comprovação de atendimento ao disposto nos arts. 5º e 38 da Lei nº 9.478/97;

II - documentação relativa à habilitação jurídica:

a) endereço e sede da empresa;

b) registro comercial, no caso de empresa individual;

c) ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado, em se tratando de sociedades comerciais, e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores;

d) inscrição do ato constitutivo, no caso de sociedades civis, acompanhada de prova de diretoria em exercício;

III - documentação de regularidade fiscal:

a) inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ);

b) inscrição no cadastro de contribuintes federal, estadual e municipal;

IV - documentação de qualificação econômico-financeira:

a) Balanço Patrimonial e demais demonstrações contábeis do último exercício social já exigíveis e apresentados na forma da lei;

b) certidão negativa de falência ou concordata expedida pelo distribuidor da sede da pessoa jurídica.

Parágrafo único. A cada dezoito meses as empresas ou consórcios de empresas deverão atualizar as informações mencionadas no caput deste artigo.

Art. 5º O pedido de anuência prévia para a importação de cada volume de petróleo deverá ser acompanhado das seguintes informações:

a) volume de petróleo a ser importado e o país de origem;

b) data prevista para o início da importação;

c) mercado potencial a ser atendido;

d) meio de transporte a ser utilizado para a importação do petróleo;

e) local de entrega no país;

f) meio de transporte a ser utilizado para a interiorização do petróleo;

g) local de armazenagem no país;

h) especificações técnicas do petróleo a ser importado.

Art. 6º A ANP poderá solicitar outras informações correlatas, ou ainda, a complementação daquelas já apresentados nos termos dos arts. 4º e 5º, para melhor instrução e análise do pedido de cadastramento ou de anuência prévia.

Art. 7º A não apresentação de qualquer das informações referidas nos arts. 4º, 5º e 6º acarretará na suspensão do cadastramento ou da anuência prévia, até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 8º A autorização para o exercício da atividade de importação de petróleo será revogada nos seguintes casos:

I - falência, concordata ou extinção judicial ou extra judicial da empresa;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento de legislação aplicável ou das disposições desta portaria.

Art. 9º Transcorrido o período de transição de que trata o art. 69 da Lei nº 9.478/97, o exercício da atividade de importação de petróleo observará as diretrizes que forem estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Art. 10. Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

AUTORIZAÇÃO Nº 41, DE 15 DE OUTUBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução da Diretoria nº 239, de 29 de setembro de 1998, e tendo em vista o que consta do processo ANP nº 48610.001447/98-95, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica a Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS autorizada, nos termos do art. 56 da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, em caráter excepcional e provisório, a operar o oleoduto URUCU-COARI e o terminal SOLIMÕES, pelo prazo de 180 (cento e oitenta) e 365 (trezentos e sessenta e cinco) dias, respectivamente, contados, retroativamente, a partir de 04 de setembro de 1998.

Art. 2º A renovação das autorizações outorgadas neste ato fica condicionada à observância da legislação então em vigor.

Art. 3º Esta Autorização entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 152, DE 15 DE OUTUBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto no Inciso IV do art 6º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1998, e tendo em vista a Resolução de Diretoria RD nº 260, de 13 de outubro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam classificados como Derivados Básicos os hidrocarbonetos obtidos através do refino do petróleo de poço ou de xisto, bem como as frações recuperáveis do gás natural, relacionados a seguir:

I - gás liquefeito de petróleo;

II - gasolinas;

III - naftas;

IV - querosenes;

V - óleo diesel;

VI - gasóleos;

VII - óleos combustíveis.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 155, DE 21 DE OUTUBRO DE 1998

O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD n.º 263, de 20 de outubro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos, através desta portaria, os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações de que trata a Seção VI da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, nas hipóteses previstas no § 6º do art. 7º do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Art. 2º Sem prejuízo do disposto na Seção II do Capítulo III da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no Capítulo II do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, ficam estabelecidas as seguintes definições:

I - ASTM: sigla da American Society for Testing and Materials;

II - Análise de Pontos de Ebulição Verdadeiros - PEV: Técnica laboratorial especificada nas normas ASTM D2892 e ASTM D5236, que fornece as frações dos cortes de derivados de um dado petróleo em função da temperatura de destilação.

III - Brent Dated - Brent (Dtd): cotação publicada diariamente pela PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, que reflete a avaliação do preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 7 (sete) a 17 (dezessete) dias após a data da cotação, no terminal de Sullom Voe, na Grã-Bretanha;

IV - Fuel Oil 1%: classificação de óleos combustíveis com teor máximo de enxofre de 1% (um por cento), viscosidade cinemática de $380 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (trezentos e oitenta milionésimos de metro quadrado por segundo) a 50 °C (cinquenta graus Celsius) e densidade entre 965 (novecentos e sessenta e cinco) e 990 kg/m^3 (novecentos e noventa quilogramas por metro cúbico);

V - Fuel Oil 3%: classificação de óleos combustíveis com teor máximo de enxofre de 3% (três por cento), concentração máxima de vanádio de 300 ppm (trezentas partes por milhão), viscosidade cinemática de $380 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (trezentos e oitenta milionésimos) a $420 \times 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ (quatrocentos e vinte milionésimos de metro quadrado por segundo) a 50 °C (cinquenta graus Celsius) e densidade de 965 (novecentos e sessenta e cinco) a 990 kg/m^3 (novecentos e noventa quilogramas por metro cúbico);

VI - Gasoil EN590: classificação de gasóleos de uso automotivo na França e Alemanha, que atendem a especificação EN590 estabelecida pela União Européia;

VII - Gasoil 0,2%: classificação de gasóleos utilizados em aquecimento na França e Alemanha, com teor máximo de enxofre de 0,2% (dois décimos por cento) e densidade de 845 kg/m^3 (oitocentos e quarenta e cinco quilogramas por metro cúbico);

VIII - Grau API: escala hidrométrica idealizada pelo American Petroleum Institute - API, juntamente com a National Bureau of Standards e utilizada para medir a densidade relativa de líquidos;

IX - NWE/basis ARA: mercado localizado no Noroeste da Europa, tendo como base a região de Antuérpia, Roterdã e Amsterdã, considerado como referência na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN para o levantamento de preços de derivados do petróleo;

X - Petróleo Brent: Mistura de petróleos produzidos no mar do Norte, oriundos dos sistemas petrolíferos Brent e Ninian, com grau API de 39,4 (trinta e nove inteiros e quatro décimos) e teor de enxofre de 0,34% (trinta e quatro centésimos por cento);

XI - PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE: publicação diária de cotações de petróleos, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de petróleo;

XII - PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN: publicação diária de cotações de produtos, adotada como padrão no mercado internacional, para a formação de preços de cargas de derivados;

XIII - Ponto de corte: a divisão da temperatura de ebulição entre cortes de um petróleo;

XIV - Regular Unleaded: classificação de gasolinas, com densidade de 745 kg/m^3 (setecentos e quarenta e cinco quilogramas por metro cúbico), Research Octane Number - RON de 91 e Motor Octane Number - MON de 82,5.

Art. 3º O preço mínimo do petróleo nacional produzido em cada campo, a cada mês, será determinado em consonância com a seguinte fórmula:

$$P_{\min} = TC \times 6,2898 \times (P_{\text{Brent}} + D)$$

onde:

$P_{\min}$ - é o preço mínimo do petróleo nacional no campo, em reais por metro cúbico;

TC - é o valor médio mensal das taxas de câmbio diárias para compra do dólar americano, fixadas pelo Banco Central do Brasil, para o mês;

P_{Brent} - é o valor médio mensal dos preços diários do petróleo Brent, cotados na PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE, em dólares americanos por barril, para o mês;

D - é o diferencial entre os preços do petróleo nacional e do petróleo Brent, em dólares americanos por barril.

§ 1º O diferencial entre os preços do petróleo nacional, produzido em cada campo, e do petróleo Brent será determinado em consonância com a seguinte fórmula:

$$D = VBP_{\text{nac}} - VBP_{\text{Brent}}$$

onde:

VBP_{nac} - é o valor bruto dos produtos do petróleo nacional, em dólares americanos por barril;

VBP_{Brent} - é o valor bruto dos produtos do petróleo Brent, em dólares americanos por barril;

§ 2º O valor bruto dos produtos do petróleo nacional, produzido em cada campo, e o valor bruto dos produtos do petróleo Brent serão determinados, respectivamente, em consonância com as seguintes fórmulas:

$$VBP_{\text{nac}} = F_l \times P_l + F_m \times P_m + F_p \times P_p$$

$$VBP_{\text{Brent}} = 0,3694 \times P_l + 0,4768 \times P_m + 0,1538 \times P_p$$

onde:

F_l , F_m e F_p - são as respectivas frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo;

P_l , P_m e P_p - são os preços associados respectivamente às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo ou do petróleo Brent, em dólares americanos por barril;

§ 3º As frações de destilados leves, de destilados médios e de resíduos pesados obtidas do petróleo nacional de cada campo, a que se refere o parágrafo anterior, serão estabelecidas com base na análise de seus pontos de ebulição verdadeiros (PEV), em função do seu grau API e dos seus pontos de corte, segundo a seguinte tabela:

Grau API	Pontos de Corte		
	Fração de Destilados Leves	Fração de Destilados Médios	Fração de Resíduos Pesados
Menor que 27	Até 290 °C	290 °C a 380 °C	Acima de 380 °C
Igual ou maior que 27 e menor que 36	Até 270 °C	270 °C a 450 °C	Acima de 450 °C
Igual ou maior que 36	Até 210 °C	210 °C a 500 °C	Acima de 500 °C

§ 4º Os preços associados às frações de derivados leves, de derivados médios e de resíduos pesados obtidas de cada petróleo nacional e do petróleo Brent, a que se refere o § 2º deste artigo, serão determinados da seguinte forma:

I - à fração de destilados leves corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF da gasolina Regular Unleaded, no mercado NWE/basis ARA, cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN, em dólares americanos por tonelada;

II - à fração de destilados médios dos petróleos cujo teor de enxofre seja igual ou menor que 0,34% corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do Gasoil EN590, no mercado NWE/basis ARA, cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN, em dólares americanos por tonelada;

III - à fração de destilados médios dos petróleos cujo teor de enxofre seja maior que 0,34% corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do Gasoil 0,2%, no mercado NWE/basis ARA, cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN, em dólares americanos por tonelada;

IV - à fração de resíduos pesados dos petróleos cujo teor de enxofre seja igual ou menor que 0,34%, corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do Fuel Oil 1%, cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN, em dólares americanos por tonelada;

V - à fração de resíduos pesados dos petróleos cujo teor de enxofre seja maior que 0,34% corresponderá o valor médio mensal dos preços CIF do Fuel Oil 3%, cotados na PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN, em dólares americanos por tonelada.

§ 5º Os preços referidos no parágrafo anterior, expressos em dólares americanos por tonelada, deverão ser convertidos para dólares americanos por barril, dividindo-os pelos fatores apresentados na seguinte tabela:

Produto	Fatores de Conversão (em barris/tonelada)
Gasolina Regular Unleaded	8,460
Gasoil EN590	7,460
Gasoil 0,2%	7,460
Fuel Oil 1%	6,450
Fuel Oil 3%	6,325

Art. 4º Na impossibilidade de utilização das publicações PLATT'S CRUDE OIL MARKETWIRE e PLATT'S EUROPEAN MARKETSCAN como referências para as cotações internacionais, referidas no art. 3º, utilizar-se-á outras publicações similares.

Art. 5º A cada mês, a ANP publicará, através de portaria, o preço mínimo do petróleo nacional, produzido no mês anterior em cada campo, apurado segundo os critérios descritos nesta portaria.

Art. 6º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 7º Revogam-se as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº158, DE 29 DE OUTUBRO DE 1998

O DIRETOR da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, conferidas pela Portaria ANP nº 69, de 20 de maio de 1998, e tendo em vista a Resolução da Diretoria RD nº 271, de 27 de outubro de 1998, e consoante o disposto na alínea *c*, *in fine*, do inciso I do art. 49 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e na alínea *d*, *in fine*, do inciso II, do mesmo artigo, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos, através desta Portaria, os critérios de distribuição do percentual de 7,5% (sete inteiro e cinco décimos por cento) sobre a parcela do valor dos *royalties* que exceder a 5% (cinco por cento) da produção de petróleo ou gás natural de cada campo, a ser efetuada aos Municípios que sejam afetados pelas operações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

Art. 2º O percentual de 7,5% (sete e meio por cento) previsto no artigo anterior será distribuído a cada Município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, juntamente com os Municípios pertencentes à zona de influência da instalação, na razão direta dos volumes de petróleo e gás natural movimentados na respectiva instalação.

§ 1º A distribuição a cada Município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, juntamente com os Municípios pertencentes à zona de influência da instalação, será efetuada da seguinte forma:

I - 60% (sessenta por cento) ao Município onde se localizar a instalação de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

II - 40% (quarenta por cento) aos Municípios pertencentes à zona de influência da instalação.

§ 2º Para os efeitos deste artigo, consideram-se instalações de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural as instalações terrestres coletoras de campos produtores e de transferência de petróleo ou gás natural, as monobóias, quadros de bóias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação, caís acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural.

§ 3º As instalações referidas no parágrafo anterior deverão estar autorizadas pela ANP nos termos dos arts. 56 e 57 da Lei n.º 9.478, de 06 de agosto de 1997.

§ 4º Para efeitos deste artigo pertencem à zona de influência de uma instalação de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural:

I - os Municípios costeiros situados num raio circundante de 10 km (dez quilômetros) de monobóias, quadros de bóias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação, caís acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, excluindo os Municípios onde se localizarem as referidas instalações;

II - os Municípios lacustres situados num raio circundante de 10 km (dez quilômetros) de monobóias, quadros de bóias múltiplas, quadros de âncoras, píeres de atracação, caís acostáveis localizados em lagos e destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, excluindo os Municípios onde se localizarem as referidas instalações;

III - os Municípios fluviais que se encontrarem num raio circundante de 10 km (dez quilômetros) a jusante de monobóias, quadros de bóias múltiplas, píeres de atracação e caís acostáveis destinados ao embarque e desembarque de petróleo ou gás natural, excluindo os Municípios onde se localizarem as referidas instalações.

§ 5º Na hipótese de não se configurar nenhum Município pertencente à zona de influência de uma instalação de embarque e desembarque de petróleo ou de gás natural, será distribuído ao Município onde se localizar tal instalação o montante correspondente aos 40% (quarenta por cento) de que trata o inciso II do § 1º deste artigo.

Art. 3º As empresas operadoras das instalações de embarque e desembarque de petróleo ou gás natural referidas no § 2º do art. 2º deverão encaminhar à ANP, até o dia 15 (quinze) de cada mês, um boletim contendo as seguintes informações.

I - tipo de instalação, segundo a classificação referida § 2º do art. 2º;

II - Município onde se localiza a instalação;

- III - coordenadas geográficas delimitadoras do perímetro da instalação;
 - IV - volumes de petróleo e de gás natural embarcados na instalação e dela desembarcados, discriminando as datas de movimentação e a origem e destino dos volumes.
- Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.
- Art. 5º Revogam-se as disposições em contrário.

JÚLIO COLOMBI NETTO

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 161, DE 5 DE NOVEMBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, no uso das suas atribuições legais e considerando o disposto na Resolução de Diretoria nº 288, de 04 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º As companhias distribuidoras de GLP somente poderão construir base de armazenagem ou envasilhamento de GLP, a aprovação do projeto e autorização de construção expedida pela ANP.

Art. 2º Concluída a construção, o início da operação e a comercialização de combustíveis através dessas instalações, dependerá de vistoria e autorização da ANP bem como da apresentação do Alvará de Funcionamento emitido pelo Órgão competente.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 4º Revogam-se as disposições em contrário e em especial o § 2º do Art. 9º da Portaria nº 843, de 31 de outubro de 1990, do Ministério da Infraestrutura.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 162, DE 5 DE NOVEMBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD nº 273, de 04 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Ficam estabelecidos, através desta Portaria, os preços de referência do gás natural produzido nos campos objeto de concessão pela ANP, a serem adotados, a partir de 6 de agosto de 1998, para fins de cálculo das participações de que trata a Seção VI da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, nas hipóteses previstas no § 4º do art. 8º do Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

§ 1º Nos casos de campos produtores onde a qualidade ou a quantidade do gás natural produzido é tal que não permita a sua comercialização ou, quando a comercialização depender exclusivamente da criação de mercado consumidor ou da instalação de infra-estrutura de transporte para atender simultaneamente à produção do concessionário e de terceiros, também concessionários, e, onde não ocorra a transferência do gás natural produzido para uso em benefício do concessionário ou de terceiros, na execução de operações não relacionadas à área de concessão, o preço de referência do gás natural será zero.

§ 2º Nos casos de campos produtores onde a qualidade ou a quantidade do gás natural produzido é tal que não permita a sua comercialização ou, quando a comercialização depender exclusivamente da criação de mercado consumidor ou da instalação de infra-estrutura de transporte para atender simultaneamente à produção do concessionário e de terceiros, também concessionários, mas onde ocorra a transferência ainda que de parte do gás natural produzido para uso em benefício do concessionário ou de terceiros, na execução de operações não relacionadas à área de concessão, o preço de referência do gás natural será R\$ 88,5840/10³m³ (oitenta e oito reais e cinco mil oitocentos e quarenta décimos de milésimos de real por mil metros cúbicos).

§ 3º O preço de referência do gás natural estabelecido no parágrafo anterior toma como base o preço máximo à vista de venda de gás natural, para fins combustíveis, da Petróleo Brasileiro S/A - Petrobras às empresas concessionárias de gás canalizado, fixado na Portaria Interministerial MF nº 296, de 13 de novembro de 1997.

§ 4º Nos casos referidos no § 1º, aplicar-se-á o preço de referência estabelecido no § 2º às quantidades de gás natural perdidas sob a responsabilidade do concessionário e às quantidades de gás natural queimadas em *flares*, quando esta queima exceder quantidades razoáveis e compatíveis com as práticas usuais da indústria do petróleo e não for previamente aprovada pela ANP, ou posteriormente justificada junto a ela pelo concessionário, por escrito e até quarenta e oito horas após a sua ocorrência.

§ 5º Nos demais casos não previstos pelos §§ 1º e 2º, o preço de referência do gás natural será R\$ 140,4108/10³m³ (cento e quarenta reais e quatro mil cento e oito décimos de milésimos de real por mil metros cúbicos).

Art. 2º Caberá ao concessionário comprovar, junto à ANP, a existência de uma das condições de que tratam os §§ 1º e 2º do artigo anterior.

Parágrafo único. Se o concessionário deixar de efetuar a comprovação cabível ou quando a ANP rejeitá-la, após seu julgamento, será aplicado ao gás natural o preço de referência estabelecido no § 5º do artigo anterior.

Art. 3º Os preços de referência do gás natural estabelecidos nesta Portaria são referidos às condições de pressão absoluta de 0,101325 MPa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e temperatura de 20º C (vinte graus centígrados), e ao poder calorífico superior de 39,3559 MJ/m³ (trinta e nove megajoules e três mil quinhentos e cinquenta e nove décimos de milésimos de megajoule por metro cúbico).

Parágrafo único. Quando o poder calorífico superior do gás natural produzido no campo diferir do valor de referência definido neste artigo, o seu preço de referência será ajustado pela multiplicação do quociente formado entre o seu poder calorífico superior e o valor de referência.

Art. 4º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.
Art. 5º Revogam-se as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 169, DE 26 DE NOVEMBRO DE 1998

O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD nº 324, de 24 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica regulamentado, pela presente Portaria, o disposto no art. 58 da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que faculta o uso por terceiros, mediante remuneração adequada ao titular das instalações de transporte, existentes ou a serem construídas, destinadas ao transporte de gás natural.

Art. 2º Para os fins desta Portaria, ficam estabelecidas as seguintes definições:

- I - Gás: é o gás natural processado ou não, gás natural liquefeito regaseificado, gás natural sintético ou qualquer mistura de gases que inclua o metano de forma preponderante;
 - II - Instalações de Transporte: são os dutos de transporte de Gás, suas estações de compressão e instalações de armazenagem indispensáveis à operação do sistema;
 - III - Transportador: é a empresa titular das Instalações de Transporte que presta o serviço de transporte de Gás;
 - IV - Carregador: é a empresa usuária do serviço de transporte contratado junto ao Transportador;
 - V - Ponto de Recepção: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Carregador ao Transportador;
 - VI - Ponto de Entrega: é o ponto onde o Gás é entregue pelo Transportador ao Carregador;
 - VII - Capacidade Contratada: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador deve movimentar entre Pontos de Recepção e Entrega para o Carregador;
 - VIII - Tarifa: é a remuneração paga pelo Carregador ao Transportador, referente ao serviço de transporte;
 - IX - Transporte Firme: é o serviço prestado pelo Transportador ao Carregador com movimentação de Gás de forma ininterrupta até o limite estabelecido pela Capacidade Contratada;
 - X - Transporte não Firme: é o serviço de transporte de Gás prestado a um Carregador, que pode ser reduzido ou interrompido pelo Transportador;
 - XI - Capacidade Contratada Mínima: é o volume diário de Gás, estabelecido contratualmente, referente ao qual o Carregador é obrigado a pagar a Tarifa, mesmo que movimente um menor volume diário de Gás;
 - XII - Capacidade Contratada Ociosa: é a diferença entre a Capacidade Contratada e o volume diário de Gás efetivamente transportado para o Carregador;
 - XIII - Capacidade: é o máximo volume diário de Gás que o Transportador pode movimentar em suas Instalações de Transporte, entre Pontos de Recepção e Entrega;
 - XIV - Consumo Próprio: é o volume diário de Gás, adquirido pelo Transportador, necessário na operação das Instalações de Transporte, além do volume de Gás para a formação do estoque inicial;
 - XV - Capacidade Disponível: é a diferença entre a Capacidade e a soma das Capacidades Contratadas com o Consumo Próprio;
 - XVI - Terceiro Interessado: é a empresa que solicita ao Transportador acesso à Capacidade Disponível ou à Capacidade Contratada Ociosa.
- Art. 3º O Transportador permitirá o acesso, não discriminatório, de Terceiros Interessados à Capacidade Disponível e à Capacidade Contratada Ociosa em suas Instalações de Transporte.
- Art. 4º O Transportador informará à ANP e divulgará sua Capacidade Disponível, de forma resumida, em 3 (três) jornais nacionais de grande circulação e de forma detalhada através de meio eletrônico (INTERNET) ou disponibilizada em sua sede.
- §1º A Capacidade Disponível, inclusive a decorrente de Capacidade Contratada descontínua, isto é, não constante, será ofertada por um prazo de 30 (trinta) dias no 2º (segundo) trimestre de cada ano.
- §2º A Capacidade Disponível decorrente de vencimentos de contratos de transporte e do aumento da Capacidade das Instalações de Transporte deve ser ofertada por um prazo mínimo de 120 (cento e vinte) dias, anteriores à data prevista para tal ocorrência.

§3º A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - toda oferta de Capacidade Disponível informada pelo Transportador.

Art. 5º Vencidos os prazos estabelecidos no artigo anterior, o Transportador alocará a Capacidade Disponível aos Terceiros Interessados que apresentarem as melhores propostas, em prazo máximo de 15 (quinze) dias, firmando, imediatamente, os respectivos contratos de transporte.

Art. 6º Fora dos prazos estabelecidos nos dois artigos anteriores, o Transportador atenderá os Terceiros Interessados em Capacidade Disponível, justificando a sua negativa, quando for o caso, aos mesmos e também à ANP em, no máximo, 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: O Transportador não poderá alegar a inexistência de Capacidade Disponível a um Terceiro Interessado se as Instalações de Transporte estiverem operando abaixo da Capacidade máxima definida no projeto aprovado pela ANP, consideradas todas as estações de compressão, expansões, ampliações e extensões, previstas no referido projeto, sendo o Transportador, neste caso, obrigado a antecipar os investimentos necessários a tal aumento de Capacidade.

Art. 7º O Transportador atenderá, sob a forma de Transporte não Firme, Terceiros Interessados em Capacidade Contratada Ociosa, justificando a sua negativa, quando for o caso, a estes e também à ANP em, no máximo, 7 (sete) dias.

§1º É vedado aos Carregadores a comercialização de suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas.

§2º A capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado será distribuída, entre todos os Carregadores, proporcionalmente às suas respectivas Capacidades Contratadas Ociosas nas Instalações de Transporte envolvidas.

§3º Se Carregadores estiverem movimentando Gás abaixo de suas respectivas Capacidades Contratadas Mínimas, o Transportador alocará ao Terceiro Interessado, inicialmente, a soma das diferenças entre tais capacidades e os volumes diários efetivamente movimentados para estes Carregadores e de forma proporcional a tais diferenças, sendo que:

I - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for menor ou igual à mencionada soma das diferenças, o percentual de 90% (noventa por cento) da receita, descontados os impostos, a ser pago por aquele ao Transportador, será repassado aos Carregadores, segundo um rateio com o mesmo critério de proporcionalidade;

II - se a capacidade pretendida pelo Terceiro Interessado for maior que a mencionada soma das diferenças, o mesmo critério de repasse estabelecido no inciso anterior será mantido, multiplicando-se apenas a receita a ser repassada pela divisão entre a referida soma e a capacidade pretendida.

Art. 8º Caso o Transportador tencione transportar um produto que possa alterar a especificação do Gás de outros Carregadores, esse informará, aos referidos Carregadores, sua intenção, incluindo as especificações técnicas de tal produto, com uma antecedência mínima de 30 (trinta) dias da data prevista para o início do novo transporte.

§1º Caso não haja manifestação dos Carregadores no prazo de até 15 (quinze) dias contados da data de recebimento da informação do Transportador, este poderá firmar o novo Contrato.

§2º A qualidade do Gás entregue pelo Carregador ao Transportador no Ponto de Recepção será de responsabilidade do Carregador, e no Ponto de Entrega, esta responsabilidade será do Transportador.

Art. 9º Qualquer serviço de transporte de Gás será formalizado em contrato, que explicitará a tarifa de transporte, entre o Carregador e o Transportador, devendo este último enviá-lo à ANP até 15 (quinze) dias após sua assinatura, bem como, no mesmo prazo, quaisquer alterações contratuais.

§1º Os serviços de transporte, anteriores à data de publicação da presente Portaria, que não estejam formalizados em contratos, serão instrumentalizados e os novos contratos remetidos pelo Transportador à ANP, até 60 (sessenta) dias contados da mesma data.

§2º Os contratos assinados anteriormente à data de publicação da presente Portaria serão remetidos pelo Transportador à ANP, até 15 (quinze) dias contados da mesma data.

Art. 10 As tarifas negociadas entre os Transportadores e Carregadores, incluídas nos contratos de transporte, deverão:

- I - refletir as modalidades de Transporte Firme, não Firme ou outras, com características especiais, bem como o prazo de sua duração;
- II - considerar o volume a ser transportado;
- III - considerar as distâncias existentes entre os Pontos de Recepção e Entrega;
- IV - considerar a carga tributária e suas eventuais modificações;
- V - não ser discriminatórias, não incorporar custos atribuíveis a outros Carregadores, nem incorporar subsídios;
- VI - considerar os custos de operação e manutenção, bem como uma adequada remuneração do investimento.

Art. 11 Caso o Carregador detenha participação acionária, direta ou indireta, acima de 25%(vinte e cinco por cento) no capital votante do Transportador ou vice-versa, os Carregadores enviarão à ANP os seus contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, no prazo de 15 (quinze) dias contados da data de assinatura dos respectivos contratos de transporte.

§1º Caso o contrato de transporte totalize capacidade superior à soma dos volumes diários constantes nos contratos de venda de Gás a concessionárias de distribuição e a consumidores finais, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

§2º Caso um Carregador seja uma concessionária de distribuição ou um consumidor final, este enviará à ANP, no mesmo prazo estabelecido no "Caput" deste artigo, os contratos de compra de Gás, sendo que, se a soma dos volumes diários constantes nos referidos contratos for inferior à Capacidade Contratada, esta diferença será considerada Capacidade Disponível.

§3º Os Carregadores já em atividade na data da publicação da presente Portaria terão prazo de 1 (um) ano, contado da mesma data, para adaptar-se ao estabelecido por este artigo.

Art. 12 O Transportador prestará o serviço de transporte, nos termos de sua Autorização de Operação concedida pela ANP, respeitando as seguintes obrigações específicas:

- I - não comprar ou vender Gás, com exceção dos volumes necessários ao seu Consumo Próprio;
- II - remeter à ANP, até 31 de julho de cada ano, os dados relativos aos volumes de Gás transportados no primeiro semestre do ano em curso e, até 31 de janeiro de cada ano, os mesmos dados referentes ao segundo semestre do ano anterior;
- III - fornecer, a qualquer tempo, as informações requeridas pela ANP, no prazo que esta determinar.

Art. 13 Os Pontos de Recepção e Entrega serão acordados entre as partes envolvidas na produção, transporte, distribuição e utilização do gás.

Art. 14 A ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias surgidas em relação ao disposto na presente Portaria, e trazidas à consideração da Agência pelos Transportadores, Carregadores ou Terceiros Interessados, garantido o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

Art. 15 As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Art. 16 Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 170, DE 26 DE NOVEMBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, considerando o disposto nos artigos 56 e 59 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e tendo em vista a Resolução de Diretoria RD nº 325, de 24 de novembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º A construção, a ampliação e a operação de instalações de transporte ou de transferência de petróleo, seus derivados e gás natural, inclusive liquefeito (GNL), dependem de prévia e expressa autorização da ANP.

§ 1º Consideram-se instalações de transporte ou de transferência:

I - Dutos;

II - Terminais terrestres, marítimos, fluviais ou lacustres;

III - Unidades de liquefação de gás natural e de regaseificação de GNL;

§ 2º As mencionadas instalações incluem os sistemas indispensáveis à operação das mesmas, tais como: estações de bombeamento ou compressão, tanques de armazenagem e sistemas de controle.

§ 3º Somente poderão solicitar autorização à ANP empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º da Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997.

§ 4º Os dutos de transferência internos a uma planta industrial não estão sujeitos à presente Portaria.

Art. 2º A autorização mencionada no art. 1º será concedida pela ANP em 2 (duas) etapas:

I - Autorização de Construção (AC);

II - Autorização de Operação (AO).

Art. 3º O pedido da Autorização de Construção (AC) será encaminhado à ANP, instruído com as seguintes informações:

I - Ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado na Junta Comercial, em se tratando de sociedades comerciais e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores ou diretores;

II - Comprovação de inscrição nas Fazendas Federal e Estadual;

III - Sumário do projeto da instalação, apresentando o serviço pretendido, as capacidades de movimentação e armazenagem discriminadas para cada etapa de implantação do projeto, além de dados técnicos básicos pertinentes a cada tipo de instalação;

IV - Planta ou esquema preliminar das instalações;

V - Cronograma físico-financeiro de implantação do empreendimento;

VI - Licença de Instalação (LI) expedida pelo órgão ambiental competente.

Art. 4º A ANP analisará a documentação apresentada pela empresa solicitante no prazo máximo de 90 (noventa) dias, contados da data de sua entrega.

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar à interessada informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no "Caput" do presente artigo passa a ser contado da data de entrega destas informações.

Art. 5º A ANP publicará no Diário Oficial da União - D.O.U. - um sumário do projeto pretendido, para o oferecimento de comentários e sugestões, por um prazo de 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: Os dutos de transferência restritos a áreas industriais não estão sujeitos ao presente artigo.

Art. 6º Caso a ANP classifique as instalações como de transporte para gás natural, a autorização só será concedida a pessoa jurídica cujo objeto social contemple, exclusivamente, a atividade de construção e operação de instalações de transporte.

Parágrafo único: Caso a empresa participe do capital social de outras empresas atuantes na indústria do gás natural, inclusive na atividade de distribuição, ou estas participem do capital social daquela, tal participação societária deverá ser comprovada com os documentos pertinentes.

Art. 7º A ANP, a seu critério, poderá exigir que a empresa solicitante assine um Termo de Compromisso anteriormente à concessão da Autorização de Construção (AC).

Art. 8º Ocorrendo atrasos no cronograma apresentado, estes deverão ser comunicados imediatamente à ANP, com as devidas justificativas.

Parágrafo único: A ANP analisará as justificativas apresentadas pela empresa solicitante em um prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados da data de entrega das mesmas.

Art. 9º O pedido da Autorização de Operação (AO) será encaminhado à ANP, contendo a seguinte documentação:

I - Licença de Operação (LO) expedida pelo órgão ambiental competente;

II - Atestado de Comissionamento da obra expedido por entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa solicitante, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo normas técnicas adequadas;

III - Sumário do Plano de Manutenção das instalações de transporte e do Sistema de Garantia da Qualidade para a fase de operação.

Art. 10 A ANP analisará a documentação apresentada e deliberará sobre a Autorização de Operação (AO), em um prazo máximo de 30 (trinta) dias.

Parágrafo único: A ANP poderá solicitar informações adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no "Caput" do presente artigo passará a ser contado da data de entrega de tais informações na Agência.

Art. 11 As autorizações concedidas nos termos desta portaria não eximem a empresa autorizada de suas responsabilidades técnicas e legais a qualquer época, bem como do cumprimento de outras obrigações legais correlatas de âmbito federal, estadual e municipal.

Art. 12 A empresa autorizada manterá atualizados o Plano de Manutenção e o Sistema de Garantia da Qualidade, visando à operação segura de suas instalações, que poderão ser fiscalizados a qualquer tempo pela ANP ou, por solicitação desta, através de entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa autorizada, e contratada por esta última.

Art. 13 A empresa autorizada comunicará imediatamente à ANP a ocorrência de qualquer evento decorrente de suas atividades que possa acarretar riscos à saúde pública, à segurança de terceiros e ao meio ambiente, indicando as causas de sua origem, bem como as medidas tomadas para sanar ou reduzir o seu impacto.

Art. 14 No caso de interrupção, redução ou de qualquer outro evento que possa afetar temporariamente a continuidade ou a qualidade dos serviços, a empresa autorizada notificará imediatamente a ANP e os usuários atingidos, informando o problema e a estimativa do tempo necessário ao restabelecimento das condições normais.

Art. 15 As autorizações de que trata esta Portaria serão revogadas nos seguintes casos:

I - liquidação ou falência homologada ou decretada;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento das obrigações assumidas nesta Portaria e de outras disposições legais aplicáveis.

Art. 16 Empresas que estejam implantando instalações de transporte ou de transferência já autorizadas pela ANP, na data de publicação da presente Portaria, deverão adequar-se à mesma, anteriormente à solicitação da Autorização de Operação (AO).

Art. 17 A ANP deliberará, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, sobre quaisquer controvérsias suscitadas em relação ao disposto na presente Portaria, garantindo o direito de defesa das partes, as quais serão convocadas a sessões deliberativas quando a ANP julgar conveniente.

Art. 18 As infrações ao disposto nesta Portaria serão puníveis de acordo com as sanções administrativas previstas na legislação aplicável.

Art. 19 Revogam-se as disposições em contrário, inclusive a Resolução CNP nº 1/77 de 18 de janeiro de 1977, a Portaria CNP nº 235 de 14 de maio de 1980 e a Portaria ANP nº 44 de 15 de abril de 1998.

Art. 20 Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 203, DE 29 DE DEZEMBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 60 e 70 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e tendo em vista a deliberação de que trata a Resolução de Diretoria RD nº 366, de 22 de dezembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º O exercício da atividade de importação de gás liquefeito de petróleo (GLP) fica sujeito a prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 2º Somente serão autorizadas a exercer as atividades de importação de gás liquefeito de petróleo (GLP) empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º e dos incisos I e II do art. 38, da Lei nº 9.478/97 respectivamente, e que preencham, em caráter permanente, aos requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Art. 3º A autorização que menciona o artigo anterior dependerá de:

I - cadastramento, da empresa ou do consórcio de empresas, junto à ANP;

II - anuência prévia, por parte da ANP, para cada volume de gás liquefeito de petróleo (GLP) a ser importado.

Art. 4º O pedido de cadastramento deverá ser acompanhado das seguintes informações:

I - comprovação de atendimento ao disposto nos arts. 5º e 38 da Lei nº 9.478/97;

II - documentação relativa à habilitação jurídica:

a) endereço e sede da empresa;

b) registro comercial, no caso de empresa individual;

c) ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado, em se tratando de sociedades comerciais, e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores;

d) inscrição do ato constitutivo, no caso de sociedades civis, acompanhada de prova de diretoria em exercício;

III - documentação de regularidade fiscal:

a. inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ);

b) inscrição no cadastro de contribuintes federal, estadual e municipal;

IV - documentação de qualificação econômico-financeira:

a) Balanço Patrimonial e demais demonstrações contábeis do último exercício social já exigíveis e apresentados na forma da lei;

b) certidão negativa de falência ou concordata expedida pelo distribuidor da sede da pessoa jurídica.

§ 1º A cada dezoito meses as empresas ou consórcios de empresas deverão atualizar as informações mencionadas no caput deste artigo.

§ 2º As empresas ou consórcio de empresas já cadastrados como importadores ficam dispensadas de um novo cadastramento junto a ANP.

Art. 5º O pedido de anuência prévia para a importação de cada volume de gás liquefeito de petróleo (GLP) deverá ser acompanhado das seguintes informações:

a) volume do produto a ser importado e o país de origem;

b) data prevista para o início da importação;

c) mercado potencial a ser atendido;

d) meio de transporte a ser utilizado para a importação do produto;

e) local de entrega no país;

f) meio de transporte a ser utilizado para a interiorização do produto;

g) local de armazenagem no país;

Art. 6º A ANP poderá solicitar outras informações correlatas, ou ainda, a complementação daquelas já apresentados nos termos dos arts. 4º e 5º, para melhor instrução e análise do pedido de cadastramento ou de anuência prévia.

Art. 7º A não apresentação de qualquer das informações referidas nos arts. 4º, 5º e 6º acarretará na suspensão do cadastramento ou da anuência prévia, até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 8º A autorização para o exercício da atividade de importação de gás liquefeito de petróleo (GLP) será revogada nos seguintes casos:

I - falência, concordata ou extinção judicial ou extra judicial da empresa;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento de legislação aplicável ou das disposições desta portaria.

Art. 9º Transcorrido o período de transição de que trata o art. 69 da Lei nº 9.478/97, o exercício da atividade de importação de gás liquefeito de petróleo (GLP) observará as diretrizes que forem estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Art. 10º As diferenças que porventura ocorram entre o custo do gás liquefeito de petróleo (GLP) internado e o preço no mercado doméstico não serão passíveis de ressarcimento pela ANP.

Art. 11º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 204, DE 29 DE DEZEMBRO DE 1998

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 60 e 70 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 e tendo em vista a deliberação de que trata a Resolução de Diretoria RD nº 366, de 22 de dezembro de 1998, torna público o seguinte ato:

Art. 1º O exercício da atividade de importação de querosene de aviação (QAV) fica sujeito a prévia e expressa autorização da ANP.

Art. 2º Somente serão autorizadas a exercer as atividades de importação de querosene de aviação (QAV), empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º e dos incisos I e II do art. 38, da Lei nº 9.478/97 respectivamente, e que preencham, em caráter permanente, os requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Art. 3º A autorização que menciona o artigo anterior dependerá de:

I - cadastramento, da empresa ou do consórcio de empresas, junto à ANP;

II - anuência prévia, por parte da ANP, para cada volume de querosene de aviação (QAV) a ser importado.

Art. 4º O pedido de cadastramento deverá ser acompanhado das seguintes informações:

I - comprovação de atendimento ao disposto nos arts. 5º e 38 da Lei nº 9.478/97;

II - documentação relativa à habilitação jurídica:

a) endereço e sede da empresa;

b) registro comercial, no caso de empresa individual;

c) ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado, em se tratando de sociedades comerciais, e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores;

d) inscrição do ato constitutivo, no caso de sociedades civis, acompanhada de prova de diretoria em exercício;

III - documentação de regularidade fiscal:

h. inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ);

b) inscrição no cadastro de contribuintes federal, estadual e municipal;

IV - documentação de qualificação econômico-financeira:

a) Balanço Patrimonial e demais demonstrações contábeis do último exercício social já exigíveis e apresentados na forma da lei;

b) certidão negativa de falência ou concordata expedida pelo distribuidor da sede da pessoa jurídica.

§ 1º A cada dezoito meses as empresas ou consórcios de empresas deverão atualizar as informações mencionadas no caput deste artigo.

§ 2º As empresas ou consórcio de empresas já cadastrados como importadores ficam dispensadas de um novo cadastramento junto a ANP.

Art. 5º O pedido de anuência prévia para a importação de cada volume de querosene de aviação (QAV) deverá ser acompanhado das seguintes informações:

a) volume do produto a ser importado e o país de origem;

b) data prevista para o início da importação;

c) mercado potencial a ser atendido;

d) meio de transporte a ser utilizado para a importação do produto;

e) local de entrega no país;

f) meio de transporte a ser utilizado para a interiorização do produto;

g) local de armazenagem no país;

Art. 6º A ANP poderá solicitar outras informações correlatas, ou ainda, a complementação daquelas já apresentados nos termos dos arts. 4º e 5º, para melhor instrução e análise do pedido de cadastramento ou de anuência prévia.

Art. 7º A não apresentação de qualquer das informações referidas nos arts. 4º, 5º e 6º acarretará na suspensão do cadastramento ou da anuência prévia, até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 8º A autorização para o exercício da atividade de importação de querosene de aviação (QAV) será revogada nos seguintes casos:

I - falência, concordata ou extinção judicial ou extra judicial da empresa;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento de legislação aplicável ou das disposições desta portaria.

Art. 9º Transcorrido o período de transição de que trata o art. 69 da Lei nº 9.478/97, o exercício da atividade de importação de querosene de aviação (QAV) observará as diretrizes que forem estabelecidas pelo Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

Art. 10º Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

DECRETO Nº 2.926, DE 7 DE JANEIRO DE 1999.

Estabelece diretrizes para a exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado, e dá outras providências.

O PRESIDENTE DA REPÚBLICA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 84, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1977,

D E C R E T A :

Art. 1º A exportação de petróleo e seus derivados, de gás natural e condensado será feita por qualquer empresa ou consórcio de empresas constituídas sob as leis brasileiras e que tenham sede e administração no País, que obtiver autorização específica da Agência Nacional do Petróleo - ANP, na forma da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 2º Sem prejuízo do atendimento ao disposto na legislação sobre comércio exterior, as exportações de petróleo e seus derivados e de gás natural e condensado observarão as seguintes diretrizes básicas:

I - a atividade de exportação obedecerá às prioridades fixadas pela política energética nacional e não deverá comprometer as necessidades internas do abastecimento nacional;

II - a atividade de exportação deverá ser norteada pelos princípios da transparência e da legalidade e obedecer:

a) às premissas e regulamentos da legislação de comércio exterior e de proteção da ordem econômica;

b) às normas da legislação de proteção ambiental;

III - o exportador deverá proporcionar ao poder público todas as informações e dados relacionados com as condições de venda, financiamento, transporte e armazenagem dos produtos a serem exportados;

IV - as condições de venda deverão ser uniformemente aplicadas ao mercado interno e externo, sendo vedada a discriminação em operações, que impliquem prejuízos aos consumidores e ao erário nacional.

Art. 3º A ANP estabelecerá os requisitos a serem atendidos pelas empresas interessadas em realizar operações de exportação dos produtos referidos no art. 1º, devendo atender aos seguintes princípios:

I - clareza e transparência das normas disciplinadoras da atividade;

II - promoção da competição entre os agentes econômicos, vedado o estabelecimento de exigências que limitem a livre concorrência;

III - estímulo aos investimentos, mediante normas procedimentais compatíveis com a abertura do setor de petróleo à participação da iniciativa privada.

Art. 4º Este Decreto entra em vigor na data de sua publicação.

Brasília, 7 de janeiro de 1999; 178º da Independência e 111º da República.

FERNANDO HENRIQUE CARDOSO
Rodolpho Tourinho Neto

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 6, DE 12 DE JANEIRO DE 1999

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 23, 35 e 36 e demais dispositivos da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997 e tendo em vista a deliberação de que trata a Resolução de Diretoria RD nº 004, de 12 de janeiro de 1999, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica aprovado o Regulamento, em anexo, que trata dos procedimentos para a realização de licitação de blocos destinada à contratação das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural.

Art. 2º Esta Portaria e o Regulamento anexo entram em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

ANEXO

REGULAMENTO SOBRE OS PROCEDIMENTOS A SEREM ADOTADOS NAS LICITAÇÕES DE BLOCOS PARA À CONTRATAÇÃO DAS ATIVIDADES DE EXPLORAÇÃO, DESENVOLVIMENTO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

CAPÍTULO I

Das Disposições Gerais

Art. 1º O presente regulamento disciplina os procedimentos a serem adotados nas licitações de blocos realizadas pela Agência Nacional do Petróleo - ANP, conforme dispõe o art. 23 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, com o objetivo de selecionar e contratar as propostas mais vantajosas para a União, para execução das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural, observados os princípios de isonomia, legalidade, impessoalidade, moralidade e publicidade, bem como a vinculação ao instrumento convocatório e às determinações da Lei n.º 9.478/97.

Art. 2º A licitação, de que trata o artigo anterior, será conduzida por uma Comissão Especial de Licitação - CEL designada, por Portaria, pela Diretoria da ANP.

Parágrafo único. A CEL será composta por 06 (seis) membros, sendo 3 (três) deles pertencentes ao quadro de pessoal da ANP e 3 (três) representantes da sociedade, que não mantenham, ou hajam mantidos, nos 06 (seis) meses anteriores à publicação do presente Regulamento, qualquer vínculo direto, com órgãos, entidades ou empresas ligadas à indústria do petróleo.

Art. 3º A Diretoria da ANP poderá revogar a licitação por razões de interesse público decorrente de fato superveniente, devidamente comprovado, pertinente e suficiente para justificar tal conduta, devendo anulá-la por ilegalidade, de ofício ou por provocação de terceiros, mediante parecer escrito e devidamente justificado.

Art. 4º A licitação será constituída das seguintes etapas:

- I - pré-qualificação;
- II - habilitação;
- III - publicação do edital;
- IV - julgamento da licitação;
- V - homologação da licitação;
- VI - assinatura do contrato de concessão.

CAPÍTULO II

Pré-qualificação

Art. 5º Com o objetivo de disponibilizar informações sobre a licitação de blocos e permitir a habilitação dos interessados, antes da publicação do Edital de Licitação, poderá ser estabelecido

um pré-edital, mediante aviso publicado no Diário Oficial da União e em jornais de grande circulação e em publicações e apresentações no Brasil e no exterior.

Art.6º O pré - edital conterá as seguintes informações:

- I - objeto da licitação;
- II - cronograma da licitação;
- III- critérios, parâmetros e documentos necessários para a qualificação técnica, regularidade jurídica e qualificação econômico - financeira;
- IV- valor a ser pago para o acesso aos dados;
- V - local, período e horário para retirada dos dados técnicos referentes aos blocos;
- VI- nome, mapa, localização, área, coordenadas, período de exploração, programas exploratórios mínimos, critérios de devolução e outras informações pertinentes sobre cada bloco que será objeto da licitação;
- VII -compromisso de confidencialidade;
- VIII - modelo para credenciamento do representante legal do concorrente junto à ANP;
- IX - bônus mínimo;
- X - valor da caução.

CAPÍTULO III

Da Habilitação

Seção I

Das Condições Gerais

Art. 7º A habilitação tem por finalidade a qualificação técnica, jurídica e econômica - financeira dos interessados em participar da licitação, e será apreciada e julgada pela CEL, segundo os critérios estabelecidos no pré - edital.

Art. 8º A qualificação dos concorrentes será julgada pela CEL, no prazo de 15 (quinze) dias, prorrogáveis por igual período, contados do protocolo da documentação na ANP.

Art. 9º O acesso aos dados técnicos dos blocos que serão licitados, será permitido aos interessados após o pagamento da taxa correspondente, da apresentação da procuração de designação do representante legal e da assinatura do termo de confidencialidade.

§ 1º O valor do pagamento previsto no *caput* não será devolvido ao concorrente que desistir de participar da licitação ou que não seja habilitado na qualificação técnica, econômico-financeira ou jurídica.

§ 2º Considerando que a ANP permitirá o acesso aos dados técnicos apenas para que os concorrentes obtenham o maior número de informações, de forma a elaborar suas propostas, fica expressamente entendido que os dados não estarão sendo vendidos, não tendo portanto os concorrentes qualquer direito sobre eles.

§ 3º Tendo em vista o disposto no parágrafo anterior, os concorrentes que tiverem acesso aos dados assinarão termos de confidencialidade, obrigando-se, naquelas propostas que não forem vencedores, a devolvê-los à ANP, ao término da licitação, ficando vedada sua reprodução no todo ou em parte, bem como a divulgação a terceiros.

Art. 10º Somente poderão participar das etapas subsequentes da licitação os concorrentes que forem habilitados na qualificação técnica, econômico - financeira e regularidade jurídica.

Art. 11 Os concorrentes que pretendam constituir consórcio, durante a licitação de blocos, serão qualificados individualmente.

SEÇÃO II

Da Qualificação Técnica

Art.12 A qualificação técnica será recebida pela CEL, no período compreendido entre a data da publicação do pré - edital e o 10º (décimo) dia após a publicação do edital.

Parágrafo único - A ANP poderá disponibilizar os critérios que serão observados na qualificação técnica, bem como informações sobre local de entrega dos documentos necessários à

qualificação técnica em "Web Site", específico da licitação, até a data limite da abertura das propostas.

Art. 13. Os concorrentes qualificados serão classificados, conforme critérios estabelecidos no pré - edital, em três grupos distintos:

- I - capacitados para operar em todos os blocos oferecidos na licitação;
- II - capacitados para operar somente em alguns blocos definidos pela ANP;
- III - não operadores.

SEÇÃO III

Da Regularidade Jurídica e Da Qualificação Econômico - Financeira

Art. 14. Os documentos relativos à regularidade jurídica e a qualificação econômico - financeira dos concorrentes, será recebida pela CEL, no período compreendido entre a data da publicação do pré - edital e o 10º (décimo) dia após a publicação do edital.

Art. 15- O concorrente estrangeiro que pretenda ter a sua regularidade jurídica e sua qualificação econômico - financeira analisada pela CEL, sem prejuízo do disposto neste artigo, ficará obrigado a apresentar os documentos e informações referidos no artigo 39 da Lei 9.478/97.

CAPÍTULO IV

Do Edital

Art. 16. A ANP publicará os avisos contendo o resumo do edital da licitação no Diário Oficial da União e em jornais de grande circulação, com antecedência mínima de 45 (quarenta e cinco) dias da data designada para a apresentação das propostas.

Parágrafo único. Os avisos de convocação indicarão, de forma resumida, o objeto da licitação, as condições para a participação, a data e o local de apresentação das propostas e o local onde poderá ser adquirido o edital.

Art. 17. O edital será elaborado observando-se o disposto nos artigos 38 e 39 da Lei n.º 9.478/97, e deverá indicar, obrigatoriamente, além do estabelecido no pré-edital e no art. 5º deste Regulamento, o seguinte:

- I - modelo de formulário para apresentação de propostas;
- II - os critérios de julgamento das propostas;
- III - modelo de participação em consórcios;
- IV - as participações governamentais, observado o disposto no art. 45 da Lei 9.478/97, e a participação dos superficiários prevista no art. 52 da Lei 9.478/97;
- V - a expressa indicação de que caberá ao concessionário o pagamento das indenizações devidas por desapropriações ou servidões necessárias ao cumprimento do contrato;
- VI - o local, dia e hora em que serão recebidas e abertas as propostas;
- VII - as garantias de performance e financeiras a serem prestadas pelo concessionário;
- VIII - a versão definitiva do contrato de concessão;
- IX - prazo e condições para assinatura do contrato.

CAPÍTULO V

Julgamento da licitação

Art. 18. As propostas serão elaboradas em formulário padrão indicado no edital e serão entregues à CEL em envelopes lacrados, na data e no horário determinados no edital.

§ 1º. Somente serão aceitas propostas entregues pessoalmente pelo representante credenciado do concorrente, na forma estabelecida no pré-edital;

§ 2º. As propostas serão elaboradas para cada bloco isoladamente.

Art. 19. As propostas serão obrigatoriamente acompanhadas da caução estabelecida no pré-edital a qual será imediatamente devolvida aos concorrentes que não obtiverem êxito na licitação.

Parágrafo único - Para os concorrentes que obtiverem êxito na licitação a caução será devolvida quando da apresentação das garantias de *performance* e financeira relativas ao programa exploratório mínimo.

Art.20. A abertura dos envelopes com as propostas será realizada em ato público, na data, hora e local designados no edital.

Parágrafo único - Após a abertura dos envelopes, os concorrentes não poderão desistir de suas propostas, sob pena de execução da caução apresentada.

Art.21. O julgamento das propostas será feito com base no bônus ofertado ou mediante atribuição de pontos e pesos ao bônus ofertado e a outros critérios estabelecidos no edital.

Parágrafo único. As propostas serão classificadas segundo a ordem decrescente dos bônus ofertados ou segundo a ordem decrescente de pontuação quando existir outro critério além do bônus, sendo declarado concorrente vencedor o que ofertar o maior bônus ou obtiver a maior pontuação.

Art.22. A CEL realizará a análise, avaliação e classificação das propostas rigorosamente em conformidade com os critérios estabelecidos no edital e na Lei n.º 9.478/97, desclassificando os concorrentes que não satisfizeram às exigências pré - fixadas.

Art. 23. A CEL não levará em consideração vantagens não previstas no edital e na Lei n.º 9.478/97.

Art.24. Quando dois ou mais concorrentes ofertarem valores iguais e não for aplicável o disposto no art. 42 da Lei n.º 9.478/97, será designado dia e hora para que os concorrentes empatados apresentem novas propostas, em envelopes lacrados.

Art. 25 Se esses concorrentes não apresentarem novas propostas, ou caso se verifique novo empate, será utilizado o sorteio como critério de desempate, realizado em ato público previamente designado pela CEL.

CAPÍTULO VI Da Homologação

rt.26. O resultado da licitação fará parte de relatório circunstanciado, no qual constará a adjudicação do objeto da licitação, de acordo com os critérios utilizados no julgamento, bem como as propostas desclassificadas e suas respectivas razões.

§ 1º Assinado o relatório, a CEL fará publicar no Diário Oficial da União e em jornais de grande circulação o resultado do julgamento.

§ O relatório mencionado no parágrafo anterior será homologado pela Diretoria da ANP, que convocará o concorrente vencedor para a assinatura do contrato de concessão.

CAPÍTULO VII Do Contrato de Concessão

Art.27. Os concorrentes vencedores em cada um dos blocos licitados celebrarão contratos de concessão com a ANP para a exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural nos respectivos blocos, no prazo máximo de 30 (trinta) dias contados da homologação do relatório da licitação.

Art.28. No prazo máximo de 5 (cinco) dias, contados da assinatura do contrato de concessão, os concorrentes vencedores entregarão à ANP as garantias de *performance* e financeiras no valor correspondente aos custos do programa exploratório mínimo, quando, então, lhes serão devolvidas as cauções apresentadas no momento da entrega das propostas.

Parágrafo Único - A minuta do Contrato de Concessão será divulgada aos concorrentes, com vistas à ciência e ao encaminhamento de sugestões, as quais, à critério exclusivo da ANP, poderão ser incorporadas à versão definitiva do Contrato.

CAPÍTULO VIII Dos Recursos Administrativos

Art.29. Dos atos da CEL, na fase de qualificação, caberá recurso administrativo, a ser interposto no prazo de 5 (cinco) dias úteis, contados da data da intimação do ato impugnado, a ser recebido somente no efeito devolutivo.

§ 1º . A Diretoria da ANP poderá atribuir efeito suspensivo ao recurso, mediante decisão fundamentada.

§ 2º. A intimação a que se refere o *caput* deste artigo será feita mediante publicação no Diário Oficial da União.

Art.30. O recurso da parte interessada, dirigido à CEL, será formulado por escrito e instruído com os documentos que comprovam as razões alegadas, devendo ser protocolado na ANP.

Art. 31. Sobre a interposição do recurso, a CEL dará ciência aos demais concorrentes para, querendo, impugná-lo, no prazo de 5 (cinco) dias úteis, contados da respectiva intimação, após o que, devidamente instruído, será encaminhado à Diretoria da ANP para conhecimento e julgamento.

Art. 32. O concorrente poderá, a qualquer tempo, desistir do recurso interposto.

CAPÍTULO IX Das Disposições Finais

Art.33. Os concorrentes terão sua regularidade jurídica, qualificação técnica e econômico - financeira canceladas nas seguintes hipóteses:

I - decretação de falência ou concordata, dissolução ou liquidação da pessoa jurídica consorciada ou que concorra isoladamente;

II - quando ocorrer a declaração de inidoneidade do concorrente;

III - pela prática de qualquer ato ilícito, comprovado na forma da lei;

IV - a requerimento do interessado;

V - descumprimento de dispositivo deste Regulamento ou da Lei n.º 9.478/97.

Art.34. Todos os documentos e informações relativos à licitação serão entregues no Protocolo escritório central da Agência Nacional do Petróleo, situado na Rua Senador Dantas n.º 105, 12º andar, Centro, 200031-201, Rio de Janeiro - RJ.

Art.35. Na contagem dos prazos determinados nesta Portaria excluir-se-á o dia do início e incluir-se-á o do vencimento, prorrogando-se para o primeiro dia útil quando cair em dia que não haja expediente na ANP.

Art.36. Considerar-se-ão os dias de forma consecutiva para a contagem dos prazos mencionados nesta Portaria, exceto quando expressamente mencionado em contrário.

Art. 37. As solicitações de informações ou dúvidas existentes relativas aos termos do pré-edital e do edital e demais fatos relacionados com o processo licitatório, deverão ser encaminhadas à CEL, por escrito, até 15 dias antes da abertura das propostas.

Art. 38 - Assuntos não previstos neste Regulamento, relacionado ao presente , serão analisados pela CEL e submetidos à apreciação da Diretoria Colegiada da ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 7, DE 12 DE JANEIRO DE 1999

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso de suas atribuições legais, considerando o disposto nos arts. 60 e 70 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, Decreto nº 2.926 de 7 de janeiro de 1999 e tendo em vista a deliberação de que trata a Resolução de Diretoria RD nº 005, 12 de janeiro de 1999, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica sujeito a prévia e expressa autorização da ANP o exercício da atividade de exportação de petróleo.

Art. 2º Serão autorizadas a exercer as atividades de exportação de petróleo, empresas ou consórcio de empresas que atendam as disposições do art. 5º e dos incisos I e II do art. 38, da Lei nº 9.478/97 respectivamente, e que preencham, em caráter permanente, aos requisitos estabelecidos na legislação sobre comércio exterior.

Art. 3º A autorização mencionada no artigo anterior dependerá de:

I - cadastramento, da empresa ou do consórcio de empresas, junto à ANP;

II - apresentação, por parte do exportador, à ANP de todas as informações relativas à exportação do petróleo.

Art. 4º O pedido de cadastramento será acompanhado das seguintes informações:

I - comprovação de atendimento ao disposto nos arts. 5º e 38 da Lei nº 9.478/97;

II - documentação relativa à habilitação jurídica:

a) endereço e sede da empresa;

b) registro comercial, no caso de empresa individual;

c) ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado, em se tratando de sociedades comerciais, e, no caso de sociedades por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores;

d) inscrição do ato constitutivo, no caso de sociedades civis, acompanhada de prova de diretoria em exercício;

III - documentação de regularidade fiscal:

a) inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ);

b) inscrição no cadastro de contribuintes federal, estadual e municipal;

IV - documentação de qualificação econômico-financeira:

a) Balanço Patrimonial e demais demonstrações contábeis do último exercício social já exigíveis e apresentados na forma da lei;

b) certidão negativa de falência ou concordata expedida pelo distribuidor da sede da pessoa jurídica.

V - comprovação do atendimento da legislação ambiental.

Parágrafo único. As informações mencionadas no *caput* deste artigo deverão ser atualizadas a cada 18 (dezoito) meses.

Art. 5º O exportador, devidamente cadastrado, obrigará-se a apresentar, para cada volume de petróleo exportado, as seguintes informações:

a) volume de petróleo a ser exportado e o país de destino;

b) data prevista para o início da exportação;

c) meio de transporte a ser utilizado para a exportação do petróleo;

d) local de armazenagem e embarque ou entrega no Brasil;

e) especificações técnicas do petróleo a ser exportado;

f) preço, condições de venda e financiamento.

Art. 6º Caso entenda necessário, para melhor instrução e análise do pedido de cadastramento, a ANP solicitará outras informações correlatas, bem como a complementação daquelas já apresentadas.

Art. 7º A não apresentação de qualquer das informações referidas nos arts. 4º, 5º e 6º implicará em suspensão da autorização, até o integral cumprimento de todas as exigências.

Art. 8º A autorização para o exercício da atividade de exportação de petróleo será revogada nos seguintes casos:

I - falência, concordata ou extinção judicial ou extra judicial da empresa;

II - requerimento da empresa autorizada;

III - descumprimento de legislação aplicável ou das disposições desta portaria.

Art. 9º. A não observância do disposto no art. 2º do Decreto nº 2.926, de 07 de janeiro de 1999, implicará em suspensão do cadastramento e autorização concedidos, preservadas as condições de preço de referência constantes do art. 7º do Decreto nº 2.705, de 03 de agosto de 1998.

Art. 10. Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação, revogadas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP

PORTARIA Nº 10, DE 13 DE JANEIRO DE 1999

Estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial prevista no art. 50 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998.

O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD n.º 008, de 12 de janeiro de 1999, torna público o seguinte:

CAPÍTULO I **DAS DISPOSIÇÕES PRELIMINARES**

Art. 1º Esta Portaria estabelece os procedimentos para a apuração, pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, da participação especial prevista no art. 50 da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, em complementação ao Capítulo VII do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998.

Art. 2º A participação especial constitui compensação financeira extraordinária devida trimestralmente pelos concessionários das atividades de produção de petróleo, gás natural ou ambos, com relação a cada campo, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, conforme os critérios estabelecidos no art. 22 do Decreto n.º 2.705, de 1998.

CAPÍTULO II **DAS Definições Técnicas**

Art. 3º As definições estabelecidas na Seção II do Capítulo III da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, no Capítulo II do Decreto n.º 2.705, 3 de agosto de 1998, e na Portaria ANP n.º 11, de 13 de janeiro de 1999 (Portaria sobre o Plano de Contas), ficam incorporadas a esta Portaria.

Parágrafo único: Para os fins e efeitos desta portaria, valerá adicionalmente a definição de *Royalties Comerciais* como sendo quaisquer outros *royalties* que não os previstos no art. 47 da Lei nº 9.478, de 1997.

CAPÍTULO III **Da Apuração da Participação Especial**

SEÇÃO I **Base de Cálculo**

Art. 4º A base de cálculo da participação especial, relativa a cada campo de uma área de concessão, é a receita líquida da produção de petróleo e gás natural do campo no período-base de incidência.

Parágrafo único. A receita líquida da produção de cada campo, no período-base de incidência, é a receita bruta da produção do campo, no mesmo período-base, ajustada pelas adições prescritas e pelas deduções autorizadas por esta Portaria.

SEÇÃO II

Período-Base de Incidência

Art. 5º O período-base de incidência da participação especial devida é o trimestre do ano civil.

§ 1º O período-base da primeira apuração da receita líquida da produção compreenderá o prazo desde a data de início da produção do campo até o último dia do trimestre do ano civil.

§ 2º Para a aplicação do disposto neste artigo, considerar-se-á o ano civil dividido nos trimestres de janeiro a março, de abril a junho, de julho a setembro e de outubro a dezembro.

§ 3º A data de início da produção de cada campo é aquela definida consoante o inciso II do art. 3º do Decreto n.º 2.705, de 1998, observada a exceção prevista no parágrafo seguinte.

§ 4º Consoante o art. 34 do Decreto n.º 2.705, de 1998, para os campos em produção em 6 de agosto de 1998, pertencentes às áreas objeto de contratos de concessão então assinados entre a ANP e a Petróleo Brasileiro S.ª - Petrobras, considerar-se-á essa data como a de início da produção.

SEÇÃO III

Receita Bruta da Produção no Período-Base

Art. 6º Consoante a fórmula seguinte, a receita bruta da produção de um dado campo, no período-base, será determinada pela adição do somatório dos produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de petróleo pelos seus respectivos preços de referência mensais com o somatório dos produtos dos volumes de produção fiscalizada mensais de gás natural pelos seus respectivos preços de referência mensais, sendo tais volumes e preços mensais relativos aos meses do período-base.

$$RBP = VPFp_1 \times Pp_1 + VPFp_2 \times Pp_2 + VPFp_3 \times Pp_3 + VPFg_1 \times Pg_1 + VPFg_2 \times Pg_2 + VPFg_3 \times Pg_3$$

onde:

RBP - é a receita bruta de produção do campo no período-base, em reais;

$VPFp_1$, $VPFp_2$ e $VPFp_3$ - são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pp_1 , Pp_2 e Pp_3 - são os preços de referência do petróleo produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico;

$VPFg_1$, $VPFg_2$ e $VPFg_3$ - são os volumes de produção fiscalizada de gás natural do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

Pg_1 , Pg_2 e Pg_3 - são os preços de referência do gás natural produzido no campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em reais por metro cúbico.

Medição da Produção Fiscalizada

Art. 7º Consoante o disposto no Capítulo III do Decreto 2.705, de 1998, os volumes mensais de produção de petróleo e gás natural, de cada campo, serão medidos nos respectivos pontos de medição da produção e referidos à condição padrão de medição em que a pressão absoluta é 0,101325 Mpa (cento e um mil trezentos e vinte e cinco milionésimos de megapascal) e a temperatura é 20º C (vinte graus Celsius).

Parágrafo único. Os pontos de medição da produção serão obrigatoriamente definidos no plano de desenvolvimento de cada campo, propostos pelo concessionário e aprovados pela ANP, nos termos do contrato de concessão.

Preços de Referência

Art. 8º Os preços de referência mensais do petróleo e do gás natural produzidos em cada campo, a que se refere o art. 6º, serão determinados consoante o disposto no Capítulo IV do Decreto n.º 2.705, de 1998.

Extensão de Campos por Mais de uma Área de Concessão

Art. 9º No caso de um campo se estender por mais de uma área de concessão, a apuração da participação especial tomará como base a receita líquida da produção e os volumes de produção fiscalizada integrais do referido campo.

Individualização da Produção

Parágrafo único. Quando um campo se estender por duas ou mais áreas de concessão, onde atuam concessionários distintos, o acordo celebrado, entre os concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei n.º 9.478, de 1997, definirá a participação de cada um com respeito à apuração da receita líquida da produção no período-base e, conseqüentemente, da participação especial.

Consórcios

Art. 10º Quando um campo pertencer a uma área de concessão detida por consórcio de empresas, ou por qualquer outra forma de associação entre empresas aceita pela ANP, todos os co-concessionários serão responsáveis solidários pelo recolhimento da participação especial, independentemente de qualquer acordo ou contrato celebrado entre eles.

SEÇÃO IV

Apuração da Participação Especial

Art. 11. Para efeito de apuração da participação especial, serão aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção do campo no período-base, de acordo com a sua localização, o número de anos de produção e os respectivos volumes de produção fiscalizada de petróleo e de gás natural, convertidos em volume de petróleo equivalente, de acordo com o procedimento estabelecido no art. 12 desta Portaria.

§ 1º No primeiro ano de produção do campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada em consonância com as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times RLP \div VPF$	10
Acima de 900 até 1.350	$675 \times RLP \div VPF$	20
Acima de 1.350 até 1.800	$900 \times RLP \div VPF$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times RLP \div VPF$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times RLP \div VPF$	40

onde:

RLP – é a receita líquida da produção do campo no período-base, em reais;

VPF – é o volume de produção fiscalizada de petróleo e gás natural do campo no período-base, em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente.

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 900	-	isento
Acima de 900 até 1.350	$900 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	10
Acima de 1.350 até 1.800	$1.125 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	20
Acima de 1.800 até 2.250	$1.350 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	30
Acima de 2.250 até 2.700	$517,5 + 0,35 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	35
Acima de 2.700	$1.631,25 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.350	-	isento
Acima de 1.350 até 1.800	$1.350 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	10
Acima de 1.800 até 2.250	$1.575 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	20
Acima de 2.250 até 2.700	$1.800 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	30
Acima de 2.700 até 3.150	$675 + 0,35 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	35
Acima de 3.150	$2.081,25 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	40

§ 2º No segundo ano de produção do campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 350	-	isento
Acima de 350 até 800	$350 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	10
Acima de 800 até 1.250	$575 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	20
Acima de 1.250 até 1.700	$800 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	30
Acima de 1.700 até 2.150	$325 + 0,35 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	35
Acima de 2.150	$1.081,25 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 + 0,35 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RLP} + \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 1.050	-	isento
Acima de 1.050 até 1.500	$1.050 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.500 até 1.950	$1.275 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.950 até 2.400	$1.500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.400 até 2.850	$570 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.850	$1.781,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 3º No terceiro ano de produção do campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 250	-	isento
Acima de 250 até 700	$250 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 700 até 1.150	$475 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.150 até 1.600	$700 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.600 até 2.050	$290 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.050	$981,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 500	-	isento
Acima de 500 até 950	$500 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 950 até 1.400	$775 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.400 até 1.850	$950 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.850 até 2.300	$377,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.300	$1.231,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 750	-	isento
Acima de 750 até 1.200	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 1.200 até 1.650	$975 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.650 até 2.100	$1.200 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 2.100 até 2.550	$465 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.550	$1.481,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 4º Após o terceiro ano de produção do campo, a partir da data de início da produção, a participação especial será apurada segundo as seguintes tabelas:

I - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 150	-	isento
Acima de 150 até 600	$150 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 600 até 1.050	$375 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.050 até 1.500	$600 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.500 até 1.950	$255 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 1.950	$881,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

II - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica até quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 300	-	isento
Acima de 300 até 750	$300 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 750 até 1.200	$525 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1.200 até 1.650	$750 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.650 até 2.100	$307,5 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.100	$1.031,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

III - Quando a lavra ocorrer em áreas de concessão situadas na plataforma continental em profundidade batimétrica acima de quatrocentos metros.

Volume de Produção Fiscalizada no Período-Base (em milhares de metros cúbicos de petróleo equivalente)	Parcela a Deduzir da Receita Líquida no Período-Base (em reais)	Alíquota (em %)
Até 450	-	isento
Acima de 450 até 900	$450 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	10
Acima de 900 até 1350	$675 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	20
Acima de 1350 até 1.800	$900 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	30
Acima de 1.800 até 2.250	$360 \div 0,35 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	35
Acima de 2.250	$1.181,25 \times \text{RLP} \div \text{VPF}$	40

§ 5º A ANP classificará as áreas objeto de licitação e de contratos de concessão segundo os critérios de profundidade batimétrica dispostos neste artigo.

§ 6º Quando a data de início da produção do campo não coincidir com o primeiro dia de um trimestre do ano civil, a participação especial devida neste trimestre será calculada com base no número de dias decorridos entre a data de início de produção e o último dia do trimestre e, para efeito das apurações subseqüentes da participação especial, o número de anos de produção passará a ser contado a partir da data de início do próximo trimestre do ano civil.

Conversão para Volume de Petróleo Equivalente

Art. 12. Consoante a definição do inciso IX do art. 3º do Decreto 2.705, de 1998, a conversão dos volumes de produção fiscalizada de petróleo e de gás natural, no período-base, em metros cúbicos de petróleo equivalente, a que se refere o *caput* do art. 11, será efetuada conforme a seguinte fórmula:

$$\text{VPF} = \text{VPF}_{p_1} + \text{VPF}_{p_2} + \text{VPF}_{p_3} + (\text{VPF}_{g_1} + \text{VPF}_{g_2} + \text{VPF}_{g_3}) \times \frac{\text{PCS}}{g} \div \frac{\text{PCS}}{p}$$

onde:

VPFp₁, VPFp₂ e VPFp₃ - são os volumes de produção fiscalizada de petróleo do campo, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;
VPFg₁, VPFg₂ e VPFg₃ - são os volumes de produção fiscalizada de gás natural, respectivamente, nos primeiro, segundo e terceiro meses do período-base, em metros cúbicos;

PCSg

- é o valor médio do poder calorífico superior do gás natural produzido no campo, no período-base, em megajoules por metro cúbico;

PCSp

- é o valor médio do poder calorífico superior do petróleo produzido no campo, no período-base, em megajoules por metro cúbico.

§ 1º Na conversão dos volumes de produção fiscalizada de petróleo e de gás natural em volume de petróleo equivalente, desde que previamente aprovado pela ANP, o concessionário poderá adotar o valor de 40.000 MJ/m³ (quarenta mil megajoules por metro cúbico) para o poder calorífico superior do petróleo, quando este não for conhecido ou não estiver disponível.

§ 2º Para os campos produtores exclusivamente de gás natural, adotar-se-á o valor de 40.000 MJ/m³ (quarenta mil megajoules por metro cúbico) para o poder calorífico superior do petróleo, na conversão do volume de produção fiscalizada de gás natural em volume de petróleo equivalente.

CAPÍTULO IV

Das Deduções da Receita Bruta da Produção

SEÇÃO I

Gastos Dedutíveis

Art. 13. Em cada período-base, poderão ser deduzidos da receita bruta da produção, para fins de apuração da respectiva receita líquida da produção:

I - os gastos incorridos pelo concessionário a título de pagamento do bônus de assinatura do contrato de concessão, quando for o caso;

II - os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão;

III - os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de desenvolvimento e de produção dos campos petrolíferos na área de concessão;

IV - os valores provisionados pelo concessionário, com prévia anuência da ANP, para cobrir as despesas futuras com o abandono e a restauração ambiental da área do campo;

V - os gastos efetivamente incorridos pelo concessionário em operações de abandono de poços durante a fase de produção, quando tais gastos não forem incluídos nos valores provisionados referidos no inciso anterior.

Parágrafo único. Os gastos de que tratam os incisos I e II deste artigo poderão ser acumulados e integralmente amortizados na apuração da receita líquida da produção, a partir da data de início da produção.

SEÇÃO II

Bônus de Assinatura

Art. 14. O bônus de assinatura, previsto no inciso I do art. 45 da Lei n.º 9.478, de 1997, corresponde ao montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural.

Parágrafo único. A dedução do dispêndio com o bônus de assinatura, para fins de apuração da receita líquida da produção, observará o critério de rateio estabelecido no § 4º do art. 16.

SEÇÃO III

Atividades de Exploração e Perfuração

Art. 15. Incluem-se nas atividades de exploração e perfuração, referidas no inciso II do art. 13, as seguintes operações realizadas pelo concessionário na área de concessão:

- I - a aquisição e processamento de dados geológicos e geofísicos;
- II - os estudos e levantamentos topográficos, aéreos, geológicos e geofísicos, incluindo a sua interpretação;
- III - a perfuração e abandono de poços exploratórios;
- IV - a execução de testes de formação e de produção para a avaliação da descoberta;
- V - a implantação de instalações utilizadas para apoiar os propósitos acima, incluindo serviços e obras de engenharia civil;
- VI - a perfuração e completação de poços produtores de petróleo e gás natural ou de poços de injeção, incluindo a reperfuração, aprofundamento e recompletação;
- VII - a execução de obras de infra-estrutura para apoiar os propósitos acima.

Gastos com Exploração de Jazidas e Perfuração

Art. 16. Compõem os gastos incorridos pelo concessionário nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão, de que trata o inciso II do art. 13, os dispêndios com:

- I - a aquisição de insumos consumidos nas operações;
- II - o pessoal, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações;
- III - os aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas operações;
- IV - os *royalties* comerciais;
- V - a assistência técnica, científica ou administrativa;
- VI - a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;
- VII - outros serviços relacionados com as atividades referidas no artigo anterior, contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima;
- VIII - os encargos de depreciação dos bens aplicados nas operações;
- IX - os encargos financeiros decorrentes de empréstimos ou financiamentos contraídos pelo concessionário, comprovadamente para a contratação de serviços ou para a aquisição ou construção de bens utilizados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão, referidas no *caput* deste artigo;
- X - os pagamentos realizados pela ocupação ou retenção de área, de que trata o inciso IV do art. 45 da Lei n.º 9.478, de 1997, na fase de exploração e no desenvolvimento da fase de produção;
- XI - os pagamentos de tributos, desde que diretamente relacionados às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão;
- XII - outros gastos relacionados às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão, cuja dedutibilidade, na apuração da receita líquida da produção, seja autorizada pela ANP.

§ 1º Os gastos incorridos nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços na área de concessão compreendem também os dispêndios com o apoio operacional e complementar às atividades, que incluem a administração da área técnica, a operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais, e o controle de impacto ambiental, desde que comprovada a sua relação com as referidas atividades.

§ 2º Não se incluem nos gastos de que trata este artigo as inversões de capital realizadas em instalações e equipamentos que serão posteriormente utilizados na fase de produção, para os quais será registrada quota de depreciação.

§ 3º Não serão dedutíveis, para a apuração da receita líquida da produção, gastos relacionados à prospecção e avaliação de reservas realizados fora da área de concessão, incluindo a aquisição de dados geológicos e geofísicos em bases não exclusivas, exceto quando tais dados forem adquiridos após a concessão e o concessionário comprovar, junto à ANP, ser a realização de tais gastos necessária à exploração das jazidas de petróleo e gás natural ou à perfuração de poços na área de concessão.

Rateio dos Gastos com Exploração de Jazidas e Perfuração de Poços

§ 4º Nos casos em que a atividade exploratória na área de concessão der origem a mais de um campo produtor, os gastos de que trata este artigo, relacionados com as atividades descritas nos incisos I a III do art. 15, serão rateados por tais campos na razão direta das suas respectivas reservas provadas.

§ 5º Não se incluem no critério de rateio constante do parágrafo anterior os gastos relacionados às atividades descritas nos incisos IV a VII do art. 15, que serão apropriados única e exclusivamente aos campos onde tais atividades forem desenvolvidas, bem como os referentes ao pagamento pela retenção ou ocupação de área no desenvolvimento da fase de produção, referido no inciso X deste artigo, que serão apropriados ao respectivo campo em desenvolvimento.

SEÇÃO IV

Atividades de Desenvolvimento e Produção

Art. 17. Consideram-se como atividades de desenvolvimento e produção, referidas no inciso III do art. 13, excluindo-se a perfuração de poços, as seguintes operações realizadas em cada campo produtor:

I - a construção de instalações de extração, coleta, tratamento, armazenamento e transferência de petróleo e gás natural, compreendendo plataformas marítimas, tubulações, unidades de tratamento de petróleo e gás natural, equipamentos e instalações para medição da produção fiscalizada, equipamentos para cabeça de poço, tubos de produção, linhas de fluxo, tanques e demais instalações exclusivamente destinadas à extração, bem como oleodutos e gasodutos, incluindo as respectivas estações de compressão e bombeio, ligados diretamente ao escoamento da produção, até o final do trecho que serve exclusivamente ao escoamento da produção, excluídos os ramais de distribuição secundários, feitos com outras finalidades;

II - a execução de obras de infra-estrutura para apoiar as atividades acima;

III - os estudos e projetos das instalações;

IV - as operações rotineiras de produção, compreendendo a produção de petróleo ou gás natural, por elevação tanto natural quanto artificial, tratamento, compressão, transferência, controle, medição, testes, coleta, armazenamento e transferência de petróleo, gás natural ou ambos;

V - as intervenções nos poços de produção e injeção e a manutenção e reparo de equipamentos e instalações de produção em geral.

Gastos com Atividades de Desenvolvimento e Produção

Art. 18. Compõem os gastos nas atividades de desenvolvimento e produção, de que trata o artigo anterior, os dispêndios com:

I - a aquisição de insumos consumidos nas referidas atividades;

II - o pessoal aplicado nas referidas atividades, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações de produção;

III - os aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e seguros de bens utilizados nas referidas atividades;

IV - os *royalties* comerciais;

V - os *royalties* sobre a produção de petróleo e gás natural previstos no inciso II do art. 45 da Lei n.º 9.478, de 1997;

VI - o pagamento pela ocupação ou retenção de área, durante a fase de produção, previsto no inciso IV do art. 45 da Lei n.º 9.478, de 1997;

VII - os pagamentos devidos aos proprietários de terra, durante a fase de produção, previsto no art. 52 da Lei n.º 9.478, de 1997, quando for o caso;

VIII - a assistência técnica, científica ou administrativa;

IX - a conservação, manutenção e reparo de bens e instalações;

X - outros serviços contratados pelo concessionário com terceiros, além dos já referidos acima;

XI - o valor equivalente a 1% (um por cento) da receita bruta da produção que o concessionário investir em programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento, nos termos do contrato de concessão;

XII - a amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base;

XIII - os encargos relacionados à depreciação dos bens aplicados no campo produtor;

XIV - os encargos financeiros decorrentes de empréstimos ou financiamentos contraídos pelo concessionário, comprovadamente para a contratação de serviços ou a aquisição ou construção de bens utilizados no campo produtor;

XV - os tributos diretamente relacionados às operações de produção de petróleo e gás natural;

XVI - outros gastos relacionados às atividades do campo produtor, cuja dedutibilidade, na apuração da receita líquida da produção, seja autorizada pela ANP.

§ 1º Os gastos relacionados ao campo produtor, compreendem também os dispêndios com o apoio operacional e complementar do campo, incluindo a administração da área técnica, operação de embarcações e aeronaves, a manutenção, inspeção e reparos de equipamentos, a inspeção, armazenamento, movimentação e transporte de materiais e o controle de impacto ambiental, desde que de comprovada relação com o campo produtor.

Rateio de Gastos entre Campos Produtores

§ 2º Os gastos referidos neste artigo, quando comuns a dois ou mais campos produtores, ainda que pertencentes a áreas de concessões distintas, serão rateados entre eles, proporcionalmente aos volumes de produção fiscalizada de petróleo e de gás natural de cada campo, no período-base, convertidos em volume de petróleo equivalente.

SEÇÃO V

Provisão de Gastos com Abandono

Art. 19. O concessionário poderá deduzir, em cada período-base, provisão para cobrir os futuros gastos com o abandono e a restauração ambiental do campo, referidos no inciso IV do art. 13, desde que estes gastos estejam previstos no plano de desenvolvimento pertinente aprovado pela ANP.

§ 1º Os gastos com o abandono e a restauração ambiental compreendem os dispêndios com o tamponamento, cimentação e demais operações necessárias ao fechamento seguro dos poços, assim como a desconexão e remoção das linhas e a retirada das unidades estacionárias e flutuantes de produção.

§ 2º O valor a ser provisionado em cada período-base corresponderá ao gasto total aprovado pela ANP dividido pelo número de trimestres civis ou fração previstos para a fase de produção.

SEÇÃO VI

Aquisição de Insumos e Outros Bens

Art. 20. Os gastos com a aquisição de insumos e outros bens aplicados ou consumidos tanto nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços, quanto nas atividades de desenvolvimento e produção, a que se referem, respectivamente, o inciso I do *caput* do art. 16 e o inciso I do art. 18, serão determinados com base no registro permanente de estoques ou no valor dos estoques existentes no início e no fim da fase de exploração e do desenvolvimento da fase de produção, no primeiro caso, e no início e no fim de cada período-base, no segundo.

§ 1º Ao final da fase de exploração, o concessionário deverá promover o levantamento e a avaliação dos seus estoques relativos à área de concessão para fins de apuração dos gastos incorridos referentes à exploração das jazidas de petróleo e gás natural e à perfuração de poços na referida área.

§ 2º Ao final de cada período-base, o concessionário deverá promover o levantamento e avaliação dos seus estoques relativos ao campo para fins de apuração do custo de produção.

§ 3º Na apuração do custo de produção ou dos gastos incorridos na exploração das jazidas de petróleo e gás natural e na perfuração de poços, os insumos e os bens em almoxarifado serão avaliados pelo custo de aquisição.

§ 4º Os dispêndios com desembaraço aduaneiro integram os gastos com a aquisição dos insumos e outros bens de que trata este artigo.

§ 5º Poderá ser registrada diretamente como custo os valores de aquisição de bens que sejam de consumo eventual, cuja vida útil não ultrapasse um ano ou cujo valor unitário não seja superior a R\$ 326,61 (trezentos e vinte e seis reais e sessenta e um centavos).

§ 6º Poderão também integrar os gastos a que se refere este artigo o valor das quebras ou perdas de estoque por deterioração, obsolescência ou pela ocorrência de riscos não cobertos por seguros, desde que comprovadas por certificado de autoridade competente, que especifique e identifique as quantidades destruídas ou inutilizadas e as respectivas razões.

§ 7º Não se incluem nos gastos com a aquisição dos insumos e outros bens os impostos recuperáveis através de créditos na escrita fiscal.

SEÇÃO VII

Gastos com Pessoal

Art. 21. Os gastos com o pessoal aplicado nas operações relativas à exploração das jazidas de petróleo e gás natural, à perfuração de poços e às atividades de desenvolvimento e de produção, inclusive de supervisão direta, manutenção e guarda das instalações de produção, referidos, respectivamente, no inciso II do art. 16 e no inciso II do art. 18, compreendem, além dos salários e respectivos encargos sociais:

I - os gastos relativos às gratificações pagas aos empregados, seja qual for a designação que tiverem, incluindo o abono pecuniário de férias;

II - os depósitos em conta vinculada para garantia do tempo de serviço dos empregados efetuados pelo concessionário nos termos da Lei n.º 8.036, de 11 de maio de 1990;

III - os gastos realizados pelo concessionário com serviços de assistência médica, odontológica, farmacêutica e social, desde que sejam prestados diretamente pelo concessionário, por entidades afiliadas para este fim constituídas com personalidade jurídica própria e sem fins lucrativos, ou, ainda, por terceiros especializados, como no caso da assistência médico-hospitalar;

IV - as contribuições patronais e outros encargos do concessionário com os demais benefícios complementares ou assemelhados aos da previdência oficial, quando pagos a entidades de previdência privada expressamente autorizadas a funcionar, ressalvado o disposto no artigo 37 do Decreto n.º 81.240, de 20 de janeiro de 1978, referente a empresas que mantinham plano de benefícios antes daquela data;

V - os gastos realizados pelo concessionário com a alimentação dos empregados;

VI - os gastos comprovadamente realizados pelo concessionário na concessão do vale-transporte a que se refere a Lei n.º 7.418, de 16 de dezembro de 1985;

VII - a importância destinada a constituir provisão, em cada período-base de apuração, para pagamento de remuneração correspondente a férias de seus empregados, inclusive os gastos incorridos com a remuneração de férias proporcionais e dos encargos sociais, cujo ônus cabe ao concessionário, sendo o limite do saldo da provisão determinado com base na remuneração mensal do empregado e no número de dias de férias a que já tiver direito no encerramento do período-base;

VIII - a importância destinada a constituir provisão, em cada período-base de apuração, para pagamento de remuneração correspondente ao 13º salário dos empregados, sendo o valor da provisão correspondente a 1/12 (um doze avos) da remuneração para cada mês do período-base, acrescido dos encargos sociais cujo ônus cabe à empresa.

Parágrafo único. As deduções previstas neste artigo abrangem somente os gastos efetuados pelo concessionário relativos aos seus empregados que estejam efetivamente trabalhando nas operações referidas no *caput* deste artigo.

SEÇÃO VIII

Aluguéis

Art. 22. A dedução de gastos com aluguéis, de que tratam o inciso III do art. 16 e o inciso III do art. 18, será admitida, para fins de apuração da receita líquida da produção, quando forem necessários para que o concessionário mantenha a posse, uso ou fruição do bem ou direito utilizado e se o aluguel não constituir aplicação de capital na aquisição do bem ou direito.

Parágrafo único. Não são dedutíveis os aluguéis pagos a pessoas físicas ou jurídicas vinculadas ao concessionário, em relação à parcela que exceder ao preço ou valor de mercado, observado o disposto no art. 27.

SEÇÃO IX

Arrendamento Mercantil

Art. 23. Na determinação da receita líquida da produção, são dedutíveis as contraprestações pagas ou creditadas pelo concessionário arrendatário por força de contrato de arrendamento mercantil de bens efetivamente aplicados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços ou nas atividades de desenvolvimento e produção, a que se referem, respectivamente, o inciso III do art. 16 e o inciso III do art. 18.

§ 1º A aquisição, pelo concessionário arrendatário, de bens arrendados em desacordo com as disposições da Lei n.º 6.099, de 12 de setembro de 1974, será considerada operação de compra e venda à prestação.

§ 2º No caso de contrato de arrendamento mercantil, exercida a opção de compra pelo concessionário arrendatário, o bem integrará o ativo do concessionário adquirente pelo seu custo de aquisição, como tal entendido o preço pago ao arrendador pelo exercício da opção de compra.

SEÇÃO X

Royalties Comerciais

Art. 24. A dedução de gastos com *royalties* comerciais, de que tratam o inciso IV do art. 16 e o inciso IV do art. 18, será admitida quando tais gastos forem necessários para que o concessionário mantenha a posse, uso ou fruição do bem ou direito intrinsecamente relacionado às atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços ou às atividades de desenvolvimento e produção, ressalvadas as situações descritas no art. 46.

SEÇÃO XI

Assistência Técnica, Científica ou Administrativa

Art. 25. Na apuração da receita líquida da produção, são dedutíveis as importâncias pagas ou creditadas pelo concessionário, quer fixas quer como percentagem da receita ou do lucro, por força de contrato de prestação de assistência técnica, científica, administrativa ou semelhante, a que se referem o inciso V do art. 16 e o inciso VIII do art. 18.

§ 1º As importâncias pagas a pessoas jurídicas ou físicas domiciliadas no exterior, para os fins referidos neste artigo, somente serão dedutíveis quando satisfizerem aos seguintes requisitos:

I - constarem de contrato registrado no Banco Central do Brasil;

II - corresponderem a serviços efetivamente prestados ao concessionário por meio de técnicos, desenhos ou instruções enviados ao Brasil, ou estudos técnicos realizados no exterior por conta do concessionário;

III - o montante anual dos pagamentos não exceder ao limite fixado pelo Ministério da Fazenda, de conformidade com a legislação específica.

Parágrafo único. Não serão dedutíveis os gastos referidos neste artigo, quando pagos ou creditados:

a) pela filial de concessionário com sede no exterior, em benefício da sua matriz;

b) pelo concessionário com sede no Brasil a pessoa domiciliada no exterior que mantenha, direta ou indiretamente, o controle de seu capital com direito a voto.

SEÇÃO XII

Conservação, Manutenção e Reparo de Bens e Instalações

Art. 26. São dedutíveis, para fins de apuração da receita líquida da produção, os gastos com conservação, manutenção e reparo, referidos, no inciso VI do art. 16 e no inciso IX do art. 18, quando destinados a manter, em condições eficientes de operação, os bens e instalações utilizados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços ou nas atividades de desenvolvimento e produção.

Parágrafo único. Os gastos incorridos com conservação, manutenção e reparo ou substituição de partes e peças de bens utilizados no campo produtor, de que resulte aumento de vida útil superior a um ano, são indedutíveis e serão incorporados ao valor do bem, para fins de depreciação, conforme o novo valor contábil ou o novo prazo de vida útil previsto para os bens recuperados.

SEÇÃO XIII

Serviços Contratados a Empresas Vinculadas

Art. 27. Os gastos relativos a aluguéis, afretamento, arrendamento mercantil e outros serviços prestados por empresas afiliadas ou que tenham algum vínculo de dependência com o concessionário, ou executados por meio de equipamentos ou bens de propriedade dessas empresas, somente serão dedutíveis, na apuração da receita líquida da produção, até os preços que não excedam aos valores praticados nos mercados nacional e internacional, para os mesmos serviços, em condições de livre concorrência, admitindo-se a apuração de tais valores por um dos seguintes métodos:

I - Método dos Preços Independentes Comparados - PIC: é definido como a média aritmética dos preços de bens, serviços ou direitos, idênticos ou similares, apurados no mercado brasileiro ou de outros países, em operações de compra e venda, em condições semelhantes de pagamento;

II - Método do Preço de Revenda menos Lucro - PRL: é definido como a média aritmética dos preços de revenda dos bens ou direitos, deduzidos:

- a) os descontos incondicionais concedidos;
- b) os impostos e contribuições incidentes sobre as vendas;
- c) as comissões e corretagens pagas;
- d) a margem de lucro de vinte por cento, calculada sobre o preço de revenda;

III - Método do Custo de Produção mais Lucro - CPL: é definido como o custo médio de produção de bens, serviços ou direitos, idênticos ou similares, no país onde tiverem sido originariamente produzidos, acrescido dos impostos e taxas cobrados pelo referido país na exportação e de margem de lucro de vinte por cento, calculada sobre o custo apurado.

§ 1º As médias aritméticas dos preços, de que tratam os incisos I e II, e o custo médio de produção, de que trata o inciso III deste artigo, serão calculados considerando-se os preços praticados e os custos incorridos durante todo o período de apuração da receita líquida da produção a que se referem os custos, despesas ou encargos.

§ 2º Para efeito da apuração da média aritmética dos preços, a que se refere o inciso I deste artigo, somente serão consideradas operações de compra e venda praticadas entre compradores e vendedores não vinculados.

§ 3º Para efeito da apuração da média aritmética dos preços, a que se refere o inciso II deste artigo, somente serão considerados os preços praticados pelo concessionário com compradores não vinculados.

§ 4º Se os valores apurados segundo os métodos referidos neste artigo forem superiores ao efetivamente desembolsado, constante dos respectivos documentos, a dedutibilidade fica limitada ao montante deste último.

§ 5º Na hipótese de utilização de mais de um método de determinação de preço, será considerado dedutível o maior valor apurado, observado o disposto no parágrafo anterior.

§ 6º Integram os gastos, para efeito de dedutibilidade, o valor do frete e do seguro, cujo ônus tenha sido do concessionário, e os tributos incidentes no caso de importação.

§ 7º A parcela dos gastos que exceder ao valor determinado de conformidade com este artigo não poderá ser deduzida para determinação da receita líquida da produção.

§ 8º A dedutibilidade dos encargos de depreciação ou amortização dos bens e direitos fica limitada, em cada período-base de apuração, ao montante calculado com base no preço determinado na forma deste artigo.

§ 9º O disposto neste artigo não se aplica aos serviços de assistência técnica, científica, administrativa ou assemelhada e aos *royalties* comerciais, os quais permanecem subordinados às demais condições de dedutibilidade constantes dos artigos 25 e 43, respectivamente.

SEÇÃO XIV

Encargos Financeiros

Art. 28. Na apuração da receita líquida da produção, poderão ser deduzidos os juros de empréstimos ou financiamentos contraídos pelo concessionário, para a prestação de serviços e para a aquisição ou construção de bens ou instalações utilizados exclusivamente nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços ou nas atividades de desenvolvimento e produção, de que tratam, respectivamente, o inciso IX do art. 16 e o inciso XIV do art. 18.

§ 1º Os juros de que trata este artigo se referem exclusivamente aos decorrentes de empréstimos ou financiamentos concedidos diretamente ao concessionário, pelo respectivo prestador dos serviços, fornecedor ou construtor dos bens ou instalações, na modalidade designada *supplier's credit*, e de outros tipos de empréstimos ou financiamentos contraídos pelo concessionário, que comprovadamente destinem-se a finalidades específicas na área de concessão.

§ 2º Os juros de empréstimos ou financiamentos contraídos pelo concessionário para a aquisição ou construção de bens utilizados na fase de produção serão apropriados, *pro rata tempore*, aos períodos-base a que competirem.

§ 3º Os juros de empréstimos ou financiamentos desembolsados durante a fase de exploração ou durante o desenvolvimento da fase de produção poderão compor o capital despendido na identificação dos recursos minerais de que trata o art. 16.

§ 4º Quando se tratar de operações entre empresas interdependentes ou afiliadas, os juros de que trata este artigo somente serão dedutíveis até o valor da taxa anual interbancária no mercado de Londres, designada como *London InterBank Offered Rate - LIBOR*, acrescida de 3% (três por cento) ao ano.

§ 5º São também dedutíveis, para fins de cálculo da receita líquida da produção, as variações cambiais passivas decorrentes dos empréstimos e financiamentos referidos neste artigo.

SEÇÃO XV

Amortização de Gastos realizados no Campo Produtor

Art. 29. Consoante o inciso XII do art. 18, poderá ser deduzida da receita líquida da produção, em cada período-base, a importância correspondente à amortização de gastos relacionados ao campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um período-base e na aquisição de direitos cuja existência ou exercício tenha duração limitada ou de bens cuja utilização pelo contribuinte tenha o prazo legal ou contratualmente limitado.

Parágrafo único. A amortização terá início a partir da data de utilização dos direitos ou a partir da data em que o bem for instalado, posto em serviço ou em condições de produzir.

Quota de Amortização

Art. 30. Os encargos de amortização serão apropriados, em cada período-base, em quotas trimestrais, determinadas mediante a aplicação de uma taxa trimestral de amortização sobre o valor original do gasto amortizável.

§ 1º Em nenhuma hipótese, o montante acumulado das quotas de amortização poderá ultrapassar o valor original do gasto.

§ 2º A quota de amortização, registrável em cada período-base, poderá ser determinada, opcionalmente, em função do prazo da fase de produção.

§ 3º Somente serão objeto de amortização os gastos realizados no campo produtor cujas quotas de amortização correspondentes tenham sido lançadas nas contas de produção pertinentes.

§ 4º Não será admitida amortização de gastos, para os quais seja registrada quota de depreciação.

Taxa Trimestral de Amortização

Art. 31. A taxa trimestral de amortização será fixada com base nos critérios previstos pela Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda para fins de regulamentação da apuração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas - IRPJ e tendo em vista:

I - o número de períodos-base restantes de existência do direito;

II - o número de períodos-base em que deverão ser usufruídos os benefícios decorrentes dos gastos registrados pelo concessionário.

SEÇÃO XVI

Depreciação de Bens

Art. 32. Em cada período-base, poderão ser deduzidas, no cálculo da receita líquida da produção do campo, os encargos da depreciação de bens utilizados nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços e nas atividades de desenvolvimento e produção, de que tratam respectivamente o inciso VIII do art. 16 e o inciso XIII do art. 18, decorrente do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência normal, desde que seja o concessionário quem suporte o encargo econômico do desgaste ou obsolescência, de acordo com as condições de propriedade, posse ou uso do bem.

§ 1º Os encargos de depreciação de um bem serão dedutíveis a partir da data em que o bem for instalado, posto em serviço ou em condições de produzir.

§ 2º É indedutível o valor não depreciado dos bens que se tomarem imprestáveis ou caírem em desuso.

§ 3º Não é admitida depreciação referente a terrenos, salvo em relação aos melhoramentos ou construções;

§ 4º Na depreciação de edifícios e construções, o valor das edificações deve estar destacado do valor do custo de aquisição do terreno, admitindo-se o destaque baseado em laudo pericial.

Quota de Depreciação

Art. 33. Os encargos de depreciação serão apropriados, em cada período-base, em quotas trimestrais, determinadas mediante a aplicação de uma taxa trimestral de depreciação sobre o custo de aquisição dos bens depreciáveis.

§ 1º Em nenhuma hipótese, o montante acumulado das quotas de depreciação poderá ultrapassar o custo de aquisição ou de construção do bem.

§ 2º A quota trimestral de depreciação será ajustada proporcionalmente, no caso de período-base com duração inferior a três meses ou de bem acrescido ou baixado no curso do período-base.

§ 3º No caso do parágrafo anterior, a depreciação será apropriada em quotas mensais, dispensado o ajuste da taxa para os bens postos em funcionamento ou baixados no curso de período inferior a um mês.

§ 4º A quota de depreciação, registrável em cada período-base, de bens utilizados na fase de produção em período inferior ao seu tempo de vida útil, poderá ser determinada, opcionalmente, em função do prazo da fase de produção.

§ 5º Somente serão objeto de depreciação os bens cujas quotas de depreciação correspondentes tenham sido lançados nas contas de operação pertinentes.

Taxa de Depreciação

Art. 34. A taxa trimestral de depreciação, a que se refere o *caput* do art. 33, será fixada em função do prazo de vida útil admissível do bem, durante o qual se possa esperar a sua utilização econômica pelo concessionário na sua atividade produtiva.

§ 1º O prazo de vida útil admissível, para cada espécie de bem, em condições normais ou médias de utilização, será aquele estipulado pela Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda para fins de regulamentação da apuração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas - IRPJ.

§ 2º São as seguintes as vidas úteis e as respectivas taxas trimestrais de depreciação admitidas para alguns dos bens utilizados, sob condições normais de uso e considerando, para o caso de bens móveis, um turno de oito horas diárias:

Bem	Vida Útil (em anos)	Taxa Trimestral de Depreciação (%)
Bens de Informática	5	5,00
Edifícios	25	1,00
Embarcações: navios, lanchas, chatas e rebocadores	20	1,25
Equipamentos e instalações de operação utilizados na perfuração marítima	10	2,50
Equipamentos e instalações de operação utilizados na perfuração terrestre	6 2/3	3,75
Equipamentos e instalações de operação utilizados na produção marítima	10	2,50
Equipamentos e instalações de operação utilizados na produção terrestre	10	2,50
Equipamentos e instalações de operação utilizados na exploração	7 11/12	60 / 19
Dutos	10	2,50
Máquinas e Equipamentos	10	2,50
Móveis e Utensílios	10	2,50
Veículos	5	5,00

§ 3º Quando o registro do bem for feito por conjunto de instalações ou equipamentos, sem especificação suficiente para se permitir a aplicação de diferente taxa de depreciação a cada equipamento ou instalação, e o concessionário não dispuser de elementos para justificar o emprego de uma taxa média para o conjunto, será obrigatória a adoção da taxa aplicável à instalação ou equipamento de maior vida útil que integra o conjunto.

§ 4º Nos casos de bens adquiridos usados, a taxa trimestral de depreciação será fixada tendo em vista o maior dos seguintes prazos:

- I - a metade da vida útil admissível para o bem adquirido quando em estado de novo;
- II - o restante da vida útil, determinada em relação à primeira instalação para utilização do bem.

Depreciação Acelerada

Art.35. O desgaste acelerado de bens móveis poderá ser levado em consideração, em função do turno ou do número de horas diárias de sua operação, multiplicando-se as taxas de depreciação a eles aplicáveis pelos seguintes coeficientes de depreciação acelerada:

Turnos de Operação	Coeficiente de Depreciação Acelerada
Um turno de oito horas diárias de operação	1,0
Dois turnos de oito horas diárias de operação	1,5
Três turnos de oito horas diárias de operação	2,0

Parágrafo único. Na classificação de bens móveis, adotar-se-ão os critérios estipulados pela Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda para fins de regulamentação da apuração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas – IRPJ.

SEÇÃO XVII

Depreciação Acelerada Incentivada

Art. 36. Com o fim de incentivar a implantação, renovação ou modernização de instalações e equipamentos ou de fomentar políticas de incentivo à aquisição de bens e equipamentos nacionais, poderão ser adotados coeficientes de depreciação acelerada incentivada, a vigorar durante prazos preestabelecidos.

§ 1º Somente serão aceitos coeficientes de depreciação acelerada incentivada estipulados pela Secretaria da Receita Federal do Ministério da Fazenda, para fins de regulamentação da apuração do Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas – IRPJ, ou pela ANP.

§ 2º O total da depreciação acumulada, incluindo a normal, a acelerada em função de turnos de trabalho e a acelerada incentivada, não poderá ultrapassar o custo de aquisição do bem.

§ 3º A depreciação acelerada incentivada de que trata este artigo não poderá ser utilizada cumulativamente com outras idênticas, exceto a depreciação acelerada em função dos turnos de trabalho.

Registro das Contas Depreciáveis

Art. 37. O concessionário deve manter escriturados registros que permitam identificar os bens depreciáveis e determinar a data de sua aquisição, o seu valor original e os posteriores acréscimos ao custo e baixas parciais a eles referentes.

§ 1º O registro na escrituração do concessionário, dos bens sujeitos à depreciação, deve ser mantido com observância de que tais bens sejam agrupados em subcontas distintas, segundo sua natureza e as taxas trimestrais de depreciação a eles aplicáveis.

§ 2º O valor original do bem, para fins de depreciação, é a importância, em moeda nacional, pela qual a aquisição fora registrada na escrituração do concessionário, sendo que os bens adquiridos em moeda estrangeira terão os seus valores convertidos à taxa de câmbio fixada pelo Banco Central do Brasil, para venda, em vigor na data dos respectivos desembarques aduaneiros.

§ 3º Integram o valor do bem as despesas de transporte e seguro, os impostos não recuperáveis devidos na aquisição ou importação, as despesas com desembarque aduaneiro e as despesas com a colocação do bem em condições de funcionamento.

§ 4º Se o registro do bem não satisfizer ao disposto neste artigo, os bens baixados serão considerados como os mais antigos na escrituração em que estiverem registrados.

SEÇÃO XVIII

Tributos

Art. 38. As obrigações referentes a tributos, referidas no inciso XI do art. 16 e no inciso XV do art. 18, poderão somente ser deduzidas, para fins de apuração da receita líquida da produção, quando diretamente relacionadas às atividades objeto do contrato de concessão, ressalvado o disposto no art. 48.

SEÇÃO XIX

Outros Gastos

Art. 39. Na determinação da receita líquida da produção, são dedutíveis os gastos incorridos pelo concessionário por força de suas obrigações e nos termos do contrato de concessão, tais como com a obtenção de permissões, servidões e desapropriação de imóveis e assemelhados.

CAPÍTULO V **Das Indedutibilidades**

SEÇÃO I **Regra Geral**

Art. 40. Na determinação da receita líquida da produção, são indedutíveis os gastos não intrinsecamente relacionados com as atividades objeto do contrato de concessão.

SEÇÃO II **Situações Especiais**

Bens de Pequeno Valor

Art. 41. O custo de aquisição de bens utilizados nas atividades do campo produtor, cuja vida útil ultrapasse o período de um ano, será indedutível, salvo se o bem adquirido tiver valor unitário não superior a R\$ 326,61 (trezentos e vinte e seis reais e sessenta e um centavos).

Parágrafo único. O custo dos bens adquiridos ou das melhorias realizadas, cuja vida útil ultrapasse o período de um ano, poderá ser depreciado.

Pagamento a Pessoa Física Vinculada

Art. 42. Os pagamentos, de qualquer natureza, a titular, sócio ou dirigente do concessionário, ou a parente dos mesmos, são indedutíveis na apuração da receita líquida da produção, se o concessionário não provar:

I - no caso de compensação por trabalho assalariado, autônomo ou profissional, a prestação efetiva dos serviços e que os mesmos foram destinados à área da concessão;

II - no caso de outros rendimentos ou pagamentos, a origem e a efetividade da operação ou transação.

Pagamentos Sem Causa ou a Beneficiário Não Identificado

Art. 43. Na determinação da receita líquida da produção, não são dedutíveis as importâncias declaradas como pagas ou creditadas a título de comissões, bonificações, gratificações ou semelhantes, quando não for indicada a operação ou a causa que deu origem ao rendimento e quando o comprovante do pagamento não individualizar o beneficiário do rendimento.

Remuneração dos Sócios, Diretores ou Administradores

Art. 44. Na apuração da receita líquida da produção, não são dedutíveis os gastos relativos à remuneração, gratificações ou participação no resultado atribuídas aos sócios, diretores ou administradores do concessionário e aos membros do conselho de administração e fiscal.

Indenizações

Art. 45. Na determinação da receita líquida da produção, são indedutíveis os gastos relacionados com custas processuais e indenizações decorrentes de decisão judicial.

Royalties Comerciais

Art. 46. Ainda que atendam aos requisitos estipulados no art. 24, não são dedutíveis:

I - as importâncias pagas a terceiros para adquirir os direitos de uso de um bem e os pagamentos para extensão ou modificação do respectivo contrato, que constituirão aplicação do capital amortizável durante o prazo do contrato, referido no inciso XII do art. 18;

II - os *royalties* comerciais pagos a sócios, sejam eles pessoas físicas ou jurídicas, ou dirigentes de empresas, e a seus parentes ou dependentes;

III - os *royalties* comerciais pagos por um a outro co-concessionário, quando ambos operarem uma mesma área de concessão, via consórcio;

IV - os *royalties* comerciais pelo uso de patentes de invenção, processos e fórmulas de fabricação, ou pelo uso de marcas de indústria ou de comércio, quando:

- a) pagos pela filial no Brasil de empresa com sede no exterior, em benefício de sua matriz;
- b) pagos pela sociedade com sede no Brasil a pessoa com domicílio no exterior que mantenha, direta ou indiretamente, controle do seu capital com direito a voto, observado o disposto no parágrafo único deste artigo.

V - os *royalties* comerciais pagos ou creditados a beneficiário domiciliado no exterior pelo uso de patentes de invenção, processos e fórmulas de fabricação ou pelo uso de marcas de indústria e comércio, quando:

- a) não sejam objeto de contrato registrado no Banco Central do Brasil; ou
- b) os montantes excedam aos limites periodicamente fixados pelo Ministro da Fazenda para cada grupo de atividades ou produtos, segundo o grau de sua essencialidade, e em conformidade com a legislação específica sobre remessas de valores para o exterior.

Parágrafo único. O disposto na alínea *b* do inciso IV deste artigo não se aplica aos gastos decorrentes de contratos averbados no Instituto Nacional da Propriedade Industrial - INPI e registrados no Banco Central do Brasil, observados os limites e condições estabelecidos pela legislação em vigor.

Pagamento a Pessoa Jurídica Vinculada

Art. 47. Os gastos decorrentes de transações com sociedades controladas, subsidiárias integrais ou afiliadas, ou com as quais o concessionário tenha alguma relação de dependência, deverão atender às condições previstas no art. 27 e no § 4º do art. 28, para que sejam dedutíveis na apuração da receita líquida da produção.

Tributos

Art. 48. Não se incluem entre os tributos dedutíveis na apuração da receita líquida da produção, referidos no art. 38, o Imposto sobre a Renda e Proventos de Qualquer Natureza das Pessoas Jurídicas - IRPJ, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS, quando incidente sobre a venda de petróleo e gás natural, a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido das Pessoas Jurídicas - CSLL, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS, a Contribuição para o Programa de Integração Social - PIS e a Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público - PASEP.

Participação Especial

Art. 49. A participação especial não poderá ser deduzida na apuração da receita líquida da produção que lhe servir de base de cálculo.

Multas

Art. 50. Não são dedutíveis, para fins de cálculo da receita líquida da produção, as multas impostas por infrações fiscais de que resulte falta ou insuficiência de pagamento de tributo ou de participação governamental, as decorrentes de infrações a normas não tributárias e as de ofício aplicadas punitivamente.

Parágrafo único. São dedutíveis as multas fiscais de natureza compensatória e aquelas impostas por descumprimento de obrigações tributárias meramente acessórias, de que não resulte falta ou insuficiência de pagamento de tributo ou de participação governamental.

Despesas Financeiras

Art. 51. Os valores desembolsados a título de despesa financeira, salvo as referidas no art. 28 e as variações cambiais passivas decorrentes dos empréstimos e financiamentos citados no mesmo artigo, não são dedutíveis para fins de cálculo da receita líquida da produção.

CAPÍTULO VI

DOS CASOS DE valores Negativos da Receita Líquida da Produção

Art. 52. O concessionário poderá compensar a receita líquida da produção negativa apurada em um ou mais períodos-base com a receita líquida da produção positiva apurada em períodos-base subsequentes.

§ 1º A compensação poderá ser total ou parcial, em um ou mais períodos-base, à opção do concessionário.

§ 2º Os valores a serem compensados não sofrerão qualquer atualização até o período-base em que ocorrer a compensação.

CAPÍTULO VII

DAS Adições à Receita Bruta de Produção

Art. 53. Todas as adições prescritas por esta Portaria serão acrescidas à receita bruta da produção, quando da apuração da receita líquida da produção do período-base de sua ocorrência ou do primeiro período-base a partir da data de início da produção, se sua ocorrência se der anteriormente a essa data.

SEÇÃO I

Recuperação de Gastos

Art. 54. Todas as recuperações de gastos terão seus valores adicionados à receita bruta da produção.

§ 1º Consideram-se também recuperações de gastos as reversões dos saldos das provisões dedutíveis constituídas.

§ 2º Incluem-se também nas recuperações de gastos os valores recebidos da ANP pela Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, a título de remuneração pela transferência do acervo técnico constituído pelos dados e informações sobre as bacias sedimentares brasileiras de que trata o art. 22 da Lei n.º 9.478, de 1997, desde que tais dados e informações se refiram à área de concessão em questão.

SEÇÃO II

Variações Cambiais Ativas

Art. 55. Deverão ser adicionadas à receita bruta da produção na apuração da receita líquida da produção as variações cambiais ativas decorrentes dos empréstimos e financiamentos referidos no art. 28.

SEÇÃO III

Receitas Não Financeiras

Art. 56. Deverão ser adicionadas à receita bruta da produção na apuração da receita líquida da produção as receitas não financeiras auferidas pelo concessionário na área de concessão, exceto as decorrentes de alienação de bens do ativo permanente.

SEÇÃO IV

Reavaliação de Bens

Art. 57. O aumento de valor de bens do ativo permanente, em virtude de nova avaliação baseada em laudo nos termos do art. 8º da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, será adicionado à receita bruta da produção, na determinação da receita líquida da produção, em cada período-base, no montante do aumento que tenha sido objeto de depreciação no citado período.

§ 1º O laudo que servir de base ao registro de reavaliação de bens deve identificar os bens reavaliados pela conta em que estão escriturados e indicar as datas da aquisição e das modificações no seu custo original.

§ 2º O concessionário deverá discriminar na reserva de reavaliação os bens reavaliados que a tenham originado, em condições de permitir a determinação do valor depreciado em cada período-base.

§ 3º Se a reavaliação não satisfizer aos requisitos dos parágrafos anteriores, o montante do aumento será integralmente adicionado à receita bruta da produção do período-base, para efeito de determinar a receita líquida da produção.

CAPÍTULO VIII

DOS Contratos de Concessão Assinados em 6 de Agosto de 1998 Entre a Agência Nacional do Petróleo e a Petróleo Brasileiro S.A.

Gastos com Geologia e Geofísica e Custos de Poços

Art. 58. Para os campos objeto dos contratos de concessão assinados entre a ANP e a Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobras, em 6 de agosto de 1998, o valor contábil dos gastos despendidos até aquela data, nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços, de que tratam os artigos 15 e 16, será apurado consoante o disposto neste artigo.

Atualização Monetária

§ 1º Os gastos de que trata o *caput* deste artigo e as demonstrações financeiras do concessionário anteriores a 6 de agosto de 1998 serão atualizados para essa data, convertendo-se os valores em moeda nacional, em cada ano fiscal, para o dólar norte-americano, com base no valor médio anual das taxas diárias de câmbio para a venda da moeda norte-americana, fixadas pelo Banco Central do Brasil, e reconvertendo o valor assim apurado para moeda nacional, pela taxa de câmbio, para venda, fixada pelo Banco Central do Brasil na data de 6 de agosto de 1998.

§ 2º Para fins deste artigo, os gastos despendidos nas atividades de exploração das jazidas de petróleo e gás natural e de perfuração de poços de cada campo compreendem os gastos realizados, até 6 de agosto de 1998, com geologia e geofísica, com a perfuração de poços, independentemente da sua finalidade, e com o abandono dos poços.

Gastos com Geologia e Geofísica

§ 3º O valor contábil de um gasto com geologia ou geofísica, em 6 de agosto de 1998, será o valor original incorrido, constante das demonstrações contábil-financeiras do concessionário, excluída a sua amortização acumulada até esta mesma data.

§ 4º O concessionário apropriará os gastos com geologia e geofísica a cada campo, utilizando, para tanto, o quociente entre os gastos não relacionados a poços e os gastos totais com geologia e geofísica e os relacionados a poços.

Cálculo das Amortizações Anuais

§ 5º O concessionário considerará como taxa de amortização anual de um dado gasto com geologia ou com geofísica o percentual entre a produção anual verificada e a reserva provada do campo ao qual o gasto estiver associado.

§ 6º Na hipótese de não se identificar um dado gasto com geologia e geofísica com o campo correspondente, o concessionário, segundo o seu melhor julgamento, utilizará a taxa de amortização média anual de campos provavelmente ou potencialmente assemelhados.

§ 7º O início da amortização de cada gasto com geologia ou com geofísica ocorrerá a partir do ano seguinte àquele em que o gasto foi incorrido.

Custos de Poços

§ 8º O valor contábil de um poço, em 6 de agosto de 1998, seja ele exploratório, de avaliação, de produção, de injeção ou de outra finalidade, será o valor do seu custo apurado conforme os §§ 12 a 18 seguintes, excluída a sua depreciação acumulada até essa data.

Cálculo das Depreciações Anuais

§ 9º O concessionário considerará como taxa de depreciação anual, para todos os poços de um dado campo, o percentual entre a produção anual verificada e a reserva provada daquele campo.

§ 10. Na hipótese de não se identificar um dado poço com o campo correspondente, o concessionário deverá utilizar, segundo o seu melhor julgamento, a taxa de depreciação média anual de campos provavelmente ou potencialmente assemelhados.

§ 11. O início da depreciação de cada poço deverá ocorrer a partir do ano seguinte ao do término de sua perfuração.

Gastos Não Perfeitamente Recuperáveis

§ 12. Nos casos de poços cujos gastos originais não sejam perfeitamente recuperáveis, os seus custos serão atribuídos a partir dos registros contábeis do concessionário, consoante o disposto nos parágrafos seguintes.

§ 13. O concessionário deverá proceder ao levantamento dos dados físicos de todos os seus poços, identificando, dentre outros, a unidade operativa a qual o poço pertence, a data de início e o período da perfuração, a profundidade do poço e o campo correspondente.

§ 14. Para os poços terrestres ou marítimos, de cada unidade operativa, cujos custos totais efetivamente incorridos sejam conhecidos, o concessionário calculará o respectivo custo por metro linear perfurado, tomando como base a profundidade de cada poço.

§ 15. A partir dos dados obtidos conforme o parágrafo anterior, o concessionário determinará, para cada unidade operativa, o custo médio por metro perfurado, separadamente para os poços situados em campos terrestres e para os poços situados em campos marítimos.

§ 16. O custo total atribuído a cada poço terrestre ou marítimo, de uma unidade operativa, para o qual o concessionário não disponha de seu custo original, será o produto da sua metragem perfurada pelo respectivo custo médio por metro perfurado da unidade operativa correspondente, custo médio este determinado conforme os §§ 13 e 14 deste artigo.

§ 17. Com base na data de início da perfuração e no número de dias de perfuração de cada ano, o concessionário apropriará o custo total original de cada poço aos anos correspondentes, quando tal custo for recuperável, ou o custo atribuído, caso contrário, sendo este último obtido conforme o § 16 deste artigo.

Conciliação com as Demonstrações Financeiras

§ 18. Os valores declarados nas demonstrações contábil-financeiras de cada ano do concessionário, sob a rubrica de investimentos em prospecção ou outra de natureza equivalente, deverão obrigatoriamente coincidir com a adição do somatório dos gastos anuais com geologia e geofísica com os custos anuais dos poços, apurados conforme o disposto no artigo anterior, cabendo ao concessionário realizar os ajustes necessários para este fim.

CAPÍTULO IX DAS Obrigações do concessionário

SEÇÃO I Da Obrigação Principal

Art. 59. Para cada campo sujeito ao pagamento da participação especial, o concessionário deverá recolher o valor devido à Secretaria do Tesouro Nacional - STN, do Ministério da Fazenda, até o último dia útil do mês subsequente a cada período-base, consoante o art. 25 do Decreto n.º 2.705, de 1998.

SEÇÃO II Das Obrigações Acessórias

Art. 60. Sem prejuízo do pagamento da participação especial, todo concessionário de campo produtor apurará a receita líquida da produção de cada período base, nos termos desta Portaria.

§ 1º É facultado ao concessionário apurar a receita líquida da produção do período-base e a respectiva participação especial devida, sem aplicar qualquer dedução à receita bruta da produção.

§ 2º Caberá ao concessionário elaborar demonstração da apuração da receita líquida da produção de cada campo produtor, em cada período-base, nela discriminando os volumes da produção fiscalizada de petróleo e de gás natural e o correspondente volume de petróleo equivalente, a receita bruta da produção, os valores de cada uma das adições prescritas e das deduções autorizadas por esta Portaria e, quando devido, o valor da participação especial, ressalvado o disposto no § 1º deste artigo.

§ 3º Caberá ao concessionário encaminhar à ANP a demonstração referida no parágrafo anterior, acompanhada de documento comprobatório do pagamento da participação especial devida, até o quinto dia útil do segundo mês subsequente a cada período-base.

Art. 61. Sem prejuízo da apuração e do pagamento da participação especial, todo concessionário deverá adotar também os seguintes procedimentos:

I - manter registros financeiros e contábeis detalhados dos gastos efetuados em benefício das operações da área de concessão, de forma a refletir toda a sua movimentação financeira, utilizando, para tanto, as contas de operação correspondentes;

II - manter em dia o inventário e os registros de todos os bens, inclusive mas não limitados a instalações, construções, equipamentos, máquinas, materiais e suprimentos, que sejam necessários para as operações e sua execução, observando as disposições desta Portaria sobre o assunto, e encaminhar à ANP, até sessenta dias após o final de cada exercício financeiro, uma relação dos bens e produtos adquiridos no ano findo, indicando os respectivos valores, origens e data de aquisição;

III - manter em boa guarda e ordem, pelo prazo estipulado no art. 68 desta Portaria, todos os documentos que serviram de base para apurar os valores indicados no demonstrativo de apuração da receita líquida da produção, a que se refere § 2º do art. 60, e lançados nas contas de operação correspondentes.

Parágrafo único. A escrituração deverá abranger todos os gastos nas operações do concessionário em suas atividades na área de concessão, inclusive mas não limitados àqueles necessários à apuração da receita líquida da produção e da participação especial, nos termos do art. 60.

Contabilidade Não Centralizada

Art. 62. É facultado ao concessionário sujeito à apuração da receita líquida da produção, nos termos do art. 60, manter contabilidade centralizada, desde que esta possibilite individualizar as contas de cada campo produtor.

Falsificação da Escrituração

Art. 63. A falsificação, material ou ideológica, da escrituração e seus comprovantes, ou de demonstração financeira, que tenha por objeto eliminar ou reduzir o montante de participação governamental devida, ou diferir seu pagamento, submeterá o concessionário às penalidades previstas em Lei, independentemente da ação penal que couber.

CAPÍTULO X

Dos Métodos, Critérios e Princípios de Escrituração

Art. 64. Os registros contábeis que forem necessários para a observância de preceitos desta Portaria deverão estar suportados na escrituração comercial do concessionário.

§ 1º Os registros contábeis quando, por sua natureza, não constarem da escrituração comercial a que se refere este artigo, ou forem diferentes dos lançamentos dessa escrituração, serão lançados em livros auxiliares.

§ 2º Deverão ser arrolados, com especificações que facilitem sua identificação, os insumos e os bens em almoxarifado, bem como os estoques de petróleo e gás natural produzidos, existentes na data do balanço ou balancete patrimonial levantado ao fim de cada período-base de incidência.

Responsáveis pela Escrituração

Art. 65. A escrituração ficará sob a responsabilidade de profissional qualificado, nos termos da Lei n.º 6.404, de 1976.

Parágrafo único. A designação de pessoa não habilitada profissionalmente não eximirá o concessionário da responsabilidade pela escrituração.

Princípios Contábeis

Art. 66. Os registros de contabilidade de cada contrato de concessão serão mantidos pelo concessionário, nos termos do plano de contas estabelecido pela Portaria ANP n.º 11, de 13 de janeiro de 1999, e segundo a Lei n.º 6.404, de 1976, os princípios fundamentais da contabilidade, constantes da Resolução CFC n.º 750/91 do Conselho Federal de Contabilidade, em particular o princípio da competência do período-base, e as determinações do contrato de concessão.

Inobservância do Regime de Competência

Art. 67. A inexatidão quanto ao período-base de escrituração de qualquer dedução da receita líquida da produção só terá relevância, para fins da participação especial, quando resultar

em prejuízo para os beneficiários da mencionada participação governamental, traduzido em redução ou postergação de seu pagamento.

§ 1º O lançamento de diferença de participação especial, com fundamento em inexatidão quanto ao período-base de competência de receitas ou deduções, será feito pelo valor líquido, depois de compensada a participação especial em outro período-base a que o concessionário tiver direito.

§ 2º O disposto no parágrafo anterior não exclui a cobrança de multa de mora e juros de mora pelo prazo em que tiver ocorrido postergação de pagamento da participação especial em virtude de inexatidão quanto ao período de competência.

Conservação de Livros e Comprovantes

Art. 68. O concessionário é obrigado a conservar em boa ordem os registros, livros, documentos, papéis e comprovantes originais, relativos à sua atividade, ou que se refiram a atos ou operações que modifiquem ou possam vir a modificar sua situação patrimonial, em qualquer ano civil ou parte do mesmo, por um prazo de 60 (sessenta) meses a partir do término do referido ano.

CAPÍTULO XI

Das Disposições Finais

Art. 69. A ANP baixará as normas complementares que forem necessárias à efetiva implementação das disposições desta Portaria.

Art. 70. Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 71. Revogam-se todas as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

Publicada no DOU de 14/01/99

Republicada no DOU de 25/01/99

Republicada no DOU de 27/01/99

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA ANP Nº 11, DE 13 DE JANEIRO DE 1999 (*)

O DIRETOR GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO – ANP, no uso de suas atribuições legais, com base na Resolução de Diretoria RD n.º 007, de 12 de janeiro de 1999, torna público o seguinte:

Art. 1º Fica estabelecido o Plano de Contas anexo a ser observado pelos Concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo, gás natural ou ambos, para fins de classificação e registro contábil das referidas atividades.

Art. 2º As definições estabelecidas na Seção II do Capítulo III da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no Capítulo II do Decreto n.º 2.705, de 3 de agosto de 1998, ficam incorporadas a esta Portaria.

Parágrafo único: Para os fins e efeitos desta Portaria, valerão adicionalmente as seguintes definições:

I - Área de Concessão: é o bloco original objeto do contrato de concessão ou as parcelas deste bloco que permaneçam sob tal contrato, depois de efetuadas as devoluções nele previstas, incluindo todas as áreas de exploração, as Áreas de Desenvolvimento e os campos estabelecidos e retidos pelo Concessionário nos termos do mencionado contrato de concessão;

II - Área de Desenvolvimento: é qualquer parcela da Área de Concessão separada para desenvolvimento nos termos do contrato de concessão;

III - Concessionário: é, individual e coletivamente, uma empresa ou um grupo de empresas pertencentes a um consórcio e cada um de seus eventuais cessionários, todos solidariamente responsáveis pela exploração e produção de petróleo, gás natural ou ambos em uma Área de Concessão, nos termos do contrato de concessão celebrado com a ANP, sem prejuízo do direito ou da obrigação de cada um deles de praticar individualmente os atos a que assim lhes obrigue ou faculte a Lei ou o contrato de concessão;

IV - Fase de Exploração: é o período de tempo estabelecido para Exploração, definido nos termos do contrato de concessão;

V - Fase de Produção: é, para cada campo, o período de tempo estabelecido para Produção, definido nos termos do contrato de concessão;

VI - Operações: são todas e quaisquer atividades, quer de exploração, desenvolvimento ou produção, realizadas, em seqüência, em conjunto ou isoladamente pelo Concessionário, sob e para os propósitos do contrato de concessão.

Art. 3º Todos os gastos incorridos com relação e para a execução das operações da Área de Concessão serão registrados em contas mantidas pelo Concessionário sob as denominações de conta de exploração, conta de desenvolvimento e conta de produção, referidas, isoladamente ou em conjunto, por contas de operação.

§ 1º Os registros nas contas de operação dos gastos despendidos pelo Concessionário na Área de Concessão deverão ser mantidos em subcontas distintas segundo a sua natureza.

Conta de Exploração

§ 2º A conta de exploração inclui todos os gastos diretos e indiretos incorridos pelo Concessionário na Fase de Exploração e terá que refletir, separadamente, os gastos referentes ao programa exploratório mínimo aprovado pela ANP e, se aplicável, a qualquer programa de trabalhos exploratórios adicionais, na Área de Concessão, além daqueles incluídos em quaisquer planos e programas já aprovados nos termos do contrato de concessão, de modo a permitir que a ANP fiscalize esses gastos e, inclusive, promova eventuais reduções ou o cancelamento da respectiva garantia financeira prevista no referido contrato.

§ 3º Cada Área de Exploração deverá ter a sua própria conta de exploração, de modo a refletir, de forma individualizada, os gastos nela incorridos.

Conta de Desenvolvimento

§ 4º A conta de desenvolvimento inclui todos os gastos diretos e indiretos incorridos pelo Concessionário no desenvolvimento de uma ou mais descobertas e terá que refletir, separadamente, os gastos referentes a cada plano de desenvolvimento aprovado pela ANP e, se aplicável, a qualquer programa de trabalhos de desenvolvimento adicionais, na Área de Concessão, além daqueles incluídos em quaisquer planos ou programas já aprovados nos termos do contrato de concessão, de modo a permitir à ANP a fiscalização desses gastos.

§ 5º Cada Área de Desenvolvimento deverá ter a sua própria conta de desenvolvimento, de modo a refletir, de forma individualizada, os gastos nela incorridos.

Conta de Produção

§ 6º A conta de produção inclui todos os gastos diretos e indiretos incorridos pelo Concessionário nas operações de produção de petróleo e gás natural, durante a Fase de Produção do campo, e deverá refletir, separadamente, os gastos referentes a cada programa de produção aprovado pela ANP e, se aplicável, a qualquer programa de trabalhos de produção adicionais, além daqueles incluídos em quaisquer planos ou programas já aprovados nos termos do contrato de concessão, de modo a permitir à ANP a fiscalização desses gastos.

§ 7º Cada campo produtor deverá ter a sua própria conta de produção, de modo a refletir, de forma individualizada, os gastos nele incorridos.

Art. 4º Os registros na contabilidade do Concessionário estão sujeitos a verificação pela ANP, que terá pleno acesso aos livros e documentos da escrituração, podendo ainda solicitar informações e esclarecimentos ao Concessionário ou a terceiros, ou se louvar em qualquer outro elemento de prova.

Art. 5º A ANP poderá determinar ao Concessionário a apresentação, a custo deste, de relatórios firmados por auditor independente sobre as suas contas de operação.

Parágrafo único. Todo ajuste decorrente de auditoria deve efetuar-se imediatamente na conta de operações correspondente, salvo se o Concessionário comprovar à ANP que o ajuste proposto é desnecessário ou inadequado.

Art. 6º A escrituração mantida com observância das disposições legais faz prova a favor do Concessionário dos fatos nela registrados e comprovados por documentos hábeis, segundo sua natureza, ou assim definidos em preceitos legais.

Art 7º Qualquer modificação pelo Concessionário no Plano de Contas estabelecido por esta Portaria, ainda que para atendimento de legislação superveniente, será objeto de autorização específica da ANP.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 9º Revogam-se as disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN
Diretor-Geral

(*) Republicado por ter saído com incorreções, do original, no DOU nº 9-E, de 14/01/99, Seção 1, páginas 19 a 23.

Publique-se:

FERNANDO TEIXEIRA MENDES FILHO
Superintendente de Gestão Interna

**ANEXO À PORTARIA ANP N.º 11 DE 13 DE JANEIRO DE 1999
PLANO DE CONTAS - CONTAS DE EXPLORAÇÃO**

CÓDIGO	DESCRIÇÃO
6.01	Pessoal
6.01.1	Exploração
6.01.1.1	Salários, Vantagens, e Encargos
6.01.1.1.1	Salários e Vantagens
6.01.1.1.1.1	Salários
6.01.1.1.1.2	Adicionais
6.01.1.1.1.3	Gratificações
6.01.1.1.1.4	Auxílios
6.01.1.1.1.5	Serviços Extraordinários
6.01.1.1.2	Previdência e Assistência Social
6.01.1.1.3	Encargos Sociais e Trabalhistas
6.01.1.1.3.1	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS
6.01.1.1.3.2	13º Salário
6.01.1.1.3.3	Férias
6.01.1.1.3.4	Aviso Prévio e Indenizações
6.01.1.1.3.5	Auxílio Doença
6.01.1.1.3.6	Contribuição Previdenciária Privada
6.01.1.1.3.7	Gratificação de Férias
6.01.1.1.3.8	Multa de 40% - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS
6.01.1.1.3.9	Auxílios Educacionais
6.01.1.1.3.10	Outros Encargos Sociais e Trabalhistas
6.01.1.1.4	Pessoal Cedido
6.01.1.1.4.1	Pessoal Cedido de Outros Órgãos ou Empresas
6.01.1.1.4.2	Pessoal Cedido para Outros Órgãos ou Empresas
6.11	Material
6.11.1	Exploração
6.11.1.1	Materiais, Combustíveis, Lubrificantes e Gêneros Alimentícios
6.11.1.1.1	Materiais
6.11.1.1.1.1	Materiais de Consumo com Trânsito pelo Almoxarifado
6.11.1.1.1.2	Produtos Químicos com Trânsito pelo Almoxarifado
6.11.1.1.1.3	Materiais e Produtos Químicos de Consumo Imediato
6.11.1.1.1.4	Utilidades
6.11.1.1.2	Combustíveis e Lubrificantes
6.11.1.1.2.1	Gasolina
6.11.1.1.2.2	Óleo Diesel
6.11.1.1.2.3	Óleo Combustível
6.11.1.1.2.4	Lubrificantes
6.11.1.1.2.5	Alcool
6.11.1.1.2.6	Combustível e Lubrificantes de Consumo Imediato
6.11.1.1.2.7	Outros Combustíveis e Lubrificantes
6.11.1.1.3	Gêneros Alimentícios

6.21	Serviços de Terceiros
6.21.1	Exploração
6.21.1.1	Serviços Técnicos
6.21.1.1.1	Pesquisa, Lavra e Produção
6.21.1.1.2	Engenharia
6.21.1.1.3	Operações Submarinas
6.21.1.1.4	Processamento de Dados
6.21.1.1.5	Outros Serviços Técnicos
6.21.1.2	Obras Empreitadas
6.21.1.3	Serviços de Portos e Embarcações
6.21.1.3.1	Movimentação de Cargas
6.21.1.3.2	Serviços de Cais, Portos e Canais
6.21.1.3.3	Vistoria de Embarcações
6.21.1.3.4	Operação de Navios de Terceiros
6.21.1.4	Utilidades e Serviços Públicos
6.21.1.4.1	Serviço Postal
6.21.1.4.2	Serviços de Telecomunicações
6.21.1.4.3	Energia Elétrica
6.21.1.4.4	Água
6.21.1.4.5	Gás
6.21.1.4.6	Energia Térmica Adquirida
6.21.1.4.7	Outras Utilidades e Serviços Públicos
6.21.1.5	Serviços Gerais
6.21.1.5.1	Alimentação e Transporte de Pessoal
6.21.1.5.2	Transporte Operacional
6.21.1.5.3	Conservação e Reparo de Imóveis e Vias de Acesso
6.21.1.5.4	Conservação e Reparo de Equipamentos e Instalações
6.21.1.5.5	Outros Serviços de Transporte na Aquisição de Produtos e Materiais
6.21.1.5.6	Outros Serviços de Transporte na Movimentação de Produtos e Materiais
6.21.1.5.7	Comissões de Afretamento e Agenciamento
6.21.1.5.8	Outros Serviços Gerais
6.31	Aluguéis e Encargos Gerais
6.31.1	Exploração
6.31.1.1	Encargos de Locação
6.31.1.1.1	Aluguéis e Taxas de Imóveis
6.31.1.1.2	Aluguéis de Máquinas e Equipamentos
6.31.1.1.3	Outros Aluguéis
6.31.1.2	Encargos Legais
6.31.1.2.1	Multas
6.31.1.2.1.1	Multas Fiscais Compensatórias
6.31.1.2.1.2	Outras Multas
6.31.1.2.2	Outros Encargos Legais
6.31.1.2.2.1	Contribuição Sindical
6.31.1.2.2.2	Vale-Transporte
6.31.1.2.2.3	Contribuições Compulsórias
6.31.1.2.2.4	Outros

6.31.1.3	Prêmios de Seguros
6.31.1.3.1	Seguro contra Incêndio
6.31.1.3.2	Seguro de Transporte
6.31.1.3.3	Seguro de Cascos
6.31.1.3.4	Seguro de Riscos de Petróleo (<i>Offshore</i>)
6.31.1.3.5	Outros Seguros
6.31.1.4	Passagens e Diárias
6.31.1.4.1	Passagens e Diárias no País
6.31.1.4.2	Passagens e Diárias no Exterior
6.31.1.5	Taxas e Encargos Portuários
6.31.1.6	Outros Encargos Gerais
6.41	Impostos, Taxas e Contribuições
6.41.1	Exploração
6.41.1.1	Impostos, Taxas e Contribuições Federais
6.41.1.1.1	Imposto de Renda sobre Remessas de Juros ao Exterior
6.41.1.1.2	Imposto sobre Operações Financeiras
6.41.1.1.3	Imposto de Renda sobre Aplicações Financeiras
6.41.1.1.4	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF
6.41.1.1.5	Outros Impostos, Taxas e Contribuições Federais
6.41.1.2	Impostos, Taxas e Contribuições Estaduais
6.41.1.2.1	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS
6.41.1.2.2	Outros Impostos e Taxas Estaduais
6.41.1.3	Impostos, Taxas e Contribuições Municipais
6.41.1.4	Participações Governamentais
6.41.1.4.1	Lavra em Terra
6.41.1.4.1.1	Bônus de Assinatura
6.41.1.4.1.2	Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área
6.41.1.4.1.3	Royalties
6.41.1.4.1.4	Participação Especial
6.41.1.4.2	Lavra na Plataforma Continental
6.41.1.4.2.1	Bônus de Assinatura
6.41.1.4.2.2	Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área
6.41.1.4.2.3	Royalties
6.41.1.4.2.4	Participação especial
6.51.	Encargos Financeiros
6.51.1	Exploração
6.51.1.1	Encargos de Financiamentos Concedidos por Fornecedores (<i>Supplier's Credits</i>)
6.51.1.1.1	Juros sobre Financiamentos
6.51.1.1.2	Comissões sobre Financiamentos
6.51.1.1.3	Variações Cambiais Passivas
6.51.1.2	Encargos de Outros Financiamentos
6.51.1.2.1	Juros sobre Financiamentos
6.51.1.2.2	Comissões sobre Financiamentos
6.51.1.2.3	Variações Cambiais Passivas
6.51.1.3	Outros Encargos Financeiros

6.61	Depreciação e Amortização
6.61.1	Exploração
6.61.1.1	Depreciação
6.61.1.1.1	Equipamento e Instalação utilizado em Exploração
6.61.1.1.2	Equipamento e Instalação Utilizado em Perfuração Terrestre
6.61.1.1.3	Equipamento e Instalação Utilizado em Perfuração Marítima
6.61.1.1.4	Equipamento e Instalação Utilizado em Produção Terrestre
6.61.1.1.5	Equipamento e Instalação Utilizado em Produção Marítima
6.61.1.1.6	Outros
6.61.1.2	Amortização
6.61.1.3	Amortização de Gastos na Exploração de Jazidas e na Perfuração de Poços
6.71	Alocações
6.71.1	Exploração
6.71.1.1	Alocações para Outros Órgãos
6.71.1.2	Alocações de Outros Órgãos
6.71.1.2.1	Utilidades
6.71.1.2.2	Manutenção
6.71.1.2.3	Transporte
6.71.1.2.4	Sobrestadia
6.71.1.2.5	Outras Alocações
6.71.1.3	Recuperações de Gastos
6.71.1.3.1	Reversão dos Saldos das Provisões Constituídas
6.71.1.3.2	Receitas Financeiras
6.71.1.3.3	Variações Cambiais Ativas
6.71.1.3.4	Outras Receitas Operacionais
6.71.1.3.5	Receitas Não Operacionais
6.71.1.4	Alocações para Terceiros

6.01	Pessoal
6.01.2	Desenvolvimento da Produção
6.01.2.1	Salários, Vantagens e Encargos
6.01.2.1.1	Salários e Vantagens
6.01.2.1.1.1	Salários
6.01.2.1.1.2	Adicionais
6.01.2.1.1.3	Gratificações
6.01.2.1.1.4	Auxílios
6.01.2.1.1.5	Serviços Extraordinários
6.01.2.1.2	Previdência e Assistência Social
6.01.2.1.3	Encargos Sociais e Trabalhistas
6.01.2.1.3.1	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS
6.01.2.1.3.2	13º Salário
6.01.2.1.3.3	Férias
6.01.2.1.3.4	Aviso Prévio e Indenizações
6.01.2.1.3.5	Auxílio Doença
6.01.2.1.3.6	Contribuição Previdenciária Privada
6.01.2.1.3.7	Gratificação de Férias
6.01.2.1.3.8	Multa de 40% - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS
6.01.2.1.3.9	Auxílios Educacionais
6.01.2.1.3.10	Outros Encargos Sociais e Trabalhistas
6.01.2.1.4	Pessoal Cedido
6.01.2.1.4.1	Pessoal Cedido de Outros Órgãos ou Empresas
6.01.2.1.4.2	Pessoal Cedido para Outros Órgãos ou Empresas
6.11	Material
6.11.2	Desenvolvimento da Produção
6.11.2.1	Materiais, Combustíveis, Lubrificantes e Gêneros Alimentícios
6.11.2.1.1	Materiais
6.11.2.1.1.1	Materiais de Consumo com Trânsito pelo Almoxarifado
6.11.2.1.1.2	Produtos Químicos com Trânsito pelo Almoxarifado
6.11.2.1.1.3	Materiais e Produtos Químicos de Consumo Imediato
6.11.2.1.1.4	Utilidades
6.11.2.1.2	Combustíveis e Lubrificantes
6.11.2.1.2.1	Gasolina
6.11.2.1.2.2	Óleo Diesel
6.11.2.1.2.3	Óleo Combustível
6.11.2.1.2.4	Lubrificantes
6.11.2.1.2.5	Alcool
6.11.2.1.2.6	Combustível e Lubrificantes de Consumo Imediato
6.11.2.1.2.7	Outros Combustíveis e Lubrificantes
6.11.2.1.3	Gêneros Alimentícios

6.21	Serviços de Terceiros
6.21.2	Desenvolvimento da Produção
6.21.2.1	Serviços Técnicos
6.21.2.1.1	Pesquisa, Lavra e Produção
6.21.2.1.2	Engenharia
6.21.2.1.3	Operações Submarinas
6.21.2.1.4	Processamento de Dados
6.21.2.1.5	Outros Serviços Técnicos
6.21.2.2	Obras Empreitadas
6.21.2.3	Serviços de Portos e Embarcações
6.21.2.3.1	Movimentação de Cargas
6.21.2.3.2	Serviços de Cais, Portos e Canais
6.21.2.3.3	Vistoria de Embarcações
6.21.2.3.4	Operação de Navios de Terceiros
6.21.2.4	Utilidades e Serviços Públicos
6.21.2.4.1	Serviço Postal
6.21.2.4.2	Serviços de Telecomunicações
6.21.2.4.3	Energia Elétrica
6.21.2.4.4	Água
6.21.2.4.5	Gás
6.21.2.4.6	Energia Térmica Adquirida
6.21.2.4.7	Outras Utilidades e Serviços Públicos
6.21.2.5	Serviços Gerais
6.21.2.5.1	Alimentação e Transporte de Pessoal
6.21.2.5.2	Transporte Operacional
6.21.2.5.3	Conservação e Reparo de Imóveis e Vias de Acesso
6.21.2.5.4	Conservação e Reparo de Equipamentos e Instalações
6.21.2.5.5	Outros Serviços de Transporte na Aquisição de Produtos e Materiais
6.21.2.5.6	Outros Serviços de Transporte na Movimentação de Produtos e Materiais
6.21.2.5.7	Comissões de Afretamento e Agenciamento
6.21.2.5.8	Outros Serviços Gerais
6.31	Aluguéis e Encargos Gerais
6.31.2	Desenvolvimento da Produção
6.31.2.1	Encargos de Locação
6.31.2.1.1	Aluguéis e Taxas de Imóveis
6.31.2.1.2	Aluguéis de Máquinas e Equipamentos
6.31.2.1.3	Outros Aluguéis
6.31.2.2	Encargos Legais
6.31.2.2.1	Multas
6.31.2.2.1.1	Multas Fiscais Compensatórias
6.31.2.2.1.2	Outras Multas
6.31.2.2.2	Outros Encargos Legais
6.31.2.2.2.1	Contribuição Sindical
6.31.2.2.2.2	Vale-Transporte
6.31.2.2.2.3	Contribuições Compulsórias
6.31.2.2.2.4	Outros

6.31.2.3	Prêmios de Seguros	
6.31.2.3.1	Seguro Contra Incêndio	
6.31.2.3.2	Seguro de Transporte	
6.31.2.3.3	Seguro de Cascos	
6.31.2.3.4	Seguro de Riscos de Petróleo (<i>Offshore</i>)	
6.31.2.3.5	Outros Seguros	
6.31.2.4	Passagens e Diárias	
6.31.2.4.1	Passagens e Diárias no País	
6.31.2.4.2	Passagens e Diárias no Exterior	
6.31.2.5	Taxas e Encargos Portuários	
6.31.2.6	Outros Encargos Gerais	
6.41	Impostos, Taxas e Contribuições	
6.41.2	Desenvolvimento da Produção	
6.41.2.1	Impostos, Taxas e Contribuições Federais	
6.41.2.1.1	Imposto de Renda sobre Remessas de Juros ao Exterior	
6.41.2.1.2	Imposto sobre Operações Financeiras	
6.41.2.1.3	Imposto de Renda sobre Aplicações Financeiras	
6.41.2.1.4	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF	
6.41.2.1.5	Outros Impostos e Taxas Federais	
6.41.2.2	Impostos, Taxas e Contribuições Estaduais	
6.41.2.2.1	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços	
6.41.2.2.2	Outros Impostos e Taxas Estaduais	
6.41.2.3	Impostos, Taxas e Contribuições Municipais	
6.41.2.4	Participações Governamentais	
6.41.2.4.1	Lavra em Terra	
6.41.2.4.1.2	Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área	
6.41.2.4.1.3		
6.41.2.4.1.4	Participação Especial	Royalties
6.41.2.4.2	Lavra na Plataforma Continental	
6.41.2.4.2.2	Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área	
6.41.2.4.2.3		
6.41.2.4.2.4	Participação Especial	Royalties
6.51.	Encargos Financeiros	
6.51.2	Desenvolvimento da Produção	
6.51.2.1	Encargos de Financiamentos Concedidos por Fornecedores (<i>Supplier's Credits</i>)	
6.51.2.1.1	Juros sobre Financiamentos	
6.51.2.1.2	Comissões sobre Financiamentos	
6.51.2.1.3	Variações Cambiais Passivas	
6.51.2.2	Encargos de Outros Financiamentos	
6.51.2.2.1	Juros sobre Financiamentos	
6.51.2.2.2	Comissões sobre Financiamentos	
6.51.2.2.3	Variações Cambiais Passivas	
6.51.2.3	Outros Encargos Financeiros	

6.61	Depreciação e Amortização
6.61.2	Desenvolvimento da Produção
6.61.2.1	Depreciação
6.61.2.1.1	Equipamento e Instalação Utilizado em Exploração
6.61.2.1.2	Equipamento e Instalação Utilizado em Perfuração Terrestre
6.61.2.1.3	Equipamento e Instalação Utilizado em Perfuração Marítima
6.61.2.1.4	Equipamento e Instalação Utilizado em Produção Terrestre
6.61.2.1.5	Equipamento e Instalação Utilizado em Produção Marítima
6.61.2.1.6	Outros
6.61.2.2	Amortização
6.61.2.3	Amortização de Gastos na Exploração de Jazidas e na Perfuração de Poços
6.71	Alocações
6.71.2	Desenvolvimento da Produção
6.71.2.1	Alocações para Outros Órgãos
6.71.2.2	Alocações de Outros Órgãos
6.71.2.2.1	Utilidades
6.71.2.2.2	Manutenção
6.71.2.2.3	Transporte
6.71.2.2.4	Sobrestadia
6.71.2.2.5	Outras Alocações
6.71.2.3	Recuperações de Gastos
6.71.2.3.1	Reversão dos Saldos das Provisões Constituídas
6.71.2.3.2	Receitas Financeiras
6.71.2.3.3	Variações Cambiais Ativas
6.71.2.3.4	Outras Receitas Operacionais
6.71.2.3.5	Receitas não Operacionais
6.71.2.4	Alocações para Terceiros

6.01	Pessoal
6.01.3	Produção
6.01.3.1	Salários, Vantagens, e Encargos
6.01.3.1.1	Salários e Vantagens
6.01.3.1.1.1	Salários
6.01.3.1.1.2	Adicionais
6.01.3.1.1.3	Gratificações
6.01.3.1.1.4	Auxílios
6.01.3.1.1.5	Serviços Extraordinários
6.01.3.1.2	Previdência e Assistência Social
6.01.3.1.3	Encargos Sociais e Trabalhistas
6.01.3.1.3.1	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS
6.01.3.1.3.2	13º Salário
6.01.3.1.3.3	Férias
6.01.3.1.3.4	Aviso Prévio e Indenizações
6.01.3.1.3.5	Auxílio Doença
6.01.3.1.3.6	Contribuição Previdenciária Privada
6.01.3.1.3.7	Gratificação de Férias
6.01.3.1.3.8	Multa de 40% - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS
6.01.3.1.3.9	Auxílios Educacionais
6.01.3.1.3.10	Outros Encargos Sociais e Trabalhistas
6.01.3.1.4	Pessoal Cedido
6.01.3.1.4.1	Pessoal Cedido de Outros Órgãos ou Empresas
6.01.3.1.4.2	Pessoal Cedido para Outros Órgãos ou Empresas
6.11	Material
6.11.3	Produção
6.11.3.1	Materiais, Combustíveis, Lubrificantes e Gêneros Alimentícios
6.11.3.1.1	Materiais
6.11.3.1.1.1	Materiais de Consumo com Trânsito pelo Almoxarifado
6.11.3.1.1.2	Produtos Químicos com Trânsito pelo Almoxarifado
6.11.3.1.1.3	Materiais e Produtos Químicos de Consumo Imediato
6.11.3.1.1.4	Utilidades
6.11.3.1.2	Combustíveis e Lubrificantes
6.11.3.1.2.1	Gasolina
6.11.3.1.2.2	Óleo Diesel
6.11.3.1.2.3	Óleo Combustível
6.11.3.1.2.4	Lubrificantes
6.11.3.1.2.5	Alcool
6.11.3.1.2.6	Combustível e Lubrificantes de Consumo Imediato
6.11.3.1.2.7	Outros Combustíveis e Lubrificantes
6.11.3.1.3	Gêneros Alimentícios

6.21	Serviços de Terceiros
6.21.3	Produção
6.21.3.1	Serviços Técnicos
6.21.3.1.1	Pesquisa, Lavra e Produção
6.21.3.1.2	Engenharia
6.21.3.1.3	Operações Submarinas
6.21.3.1.4	Processamento de Dados
6.21.3.1.5	Outros Serviços Técnicos
6.21.3.2	Obras Empreitadas
6.21.3.3	Serviços de Portos e Embarcações
6.21.3.3.1	Movimentação de Cargas
6.21.3.3.2	Serviços de Cais, Portos e Canais
6.21.3.3.3	Vistoria de Embarcações
6.21.3.3.4	Operação Navios- Terceiros
6.21.3.4	Utilidades e Serviços Públicos
6.21.3.4.1	Serviço Postal
6.21.3.4.2	Serviços de Telecomunicações
6.21.3.4.3	Energia Elétrica
6.21.3.4.4	Água
6.21.3.4.5	Gás
6.21.3.4.6	Energia Térmica Adquirida
6.21.3.4.7	Outras Utilidades e Serviços Públicos
6.21.3.5	Serviços Gerais
6.21.3.5.1	Alimentação e Transporte de Pessoal
6.21.3.5.2	Transporte Operacional
6.21.3.5.3	Conservação e Reparo de Imóveis e Vias de Acesso
6.21.3.5.4	Conservação e Reparo de Equipamentos e Instalações
6.21.3.5.5	Transporte- Outros Serviços de Aquisição de Produtos e Materiais
6.21.3.5.6	Transporte- Outros Serviços de Movimentação de Produtos e Materiais
6.21.3.5.7	Comissões de Afretamento e Agenciamento
6.21.3.5.8	Outros Serviços Gerais
6.31	Aluguéis e Encargos Gerais
6.31.3	Produção
6.31.3.1	Encargos de Locação
6.31.3.1.1	Aluguéis e Taxas de Imóveis
6.31.3.1.2	Aluguéis de Máquinas e Equipamentos
6.31.3.1.3	Afretamento de Plataformas e outros Equipamentos
6.31.3.1.4	Outros Aluguéis
6.31.3.2	Encargos Legais
6.31.3.2.1	Multas
6.31.3.2.1.1	Multas Fiscais Compensatórias
6.31.3.2.1.2	Outras Multas
6.31.3.2.2	Outros Encargos Legais
6.31.3.2.2.1	Contribuição Sindical
6.31.3.2.2.2	Vale- Transporte
6.31.3.2.2.3	Contribuições Compulsórias
6.31.3.2.2.4	Outros

6.31.3.2.3	Pagamento aos Proprietários de Terras
6.31.3.2.4	Programas e Projetos de Pesquisa e Desenvolvimento
6.31.3.3	Prêmios de Seguros
6.31.3.3.1	Seguro Incêndio
6.31.3.3.2	Seguro Transporte
6.31.3.3.3	Seguro Cascos
6.31.3.3.4	Seguro Riscos de Petróleo (<i>Offshore</i>)
6.31.3.3.5	Outros Seguros
6.31.3.4	Passagens e Diárias
6.31.3.4.1	Passagens e Diárias no País
6.31.3.4.2	Passagens e Diárias no Exterior
6.31.3.5	Taxas e Encargos Portuários
6.31.3.6	Outros Encargos Gerais
6.41	Impostos, Taxas e Contribuições
6.41.3	Produção
6.41.3.1	Impostos, Taxas e Contribuições Federais
6.41.3.1.1	Imposto de Renda sobre Remessas de Juros ao Exterior
6.41.3.1.2	Imposto sobre Operações Financeiras
6.41.3.1.3	Imposto de Renda sobre Aplicações Financeiras
6.41.3.1.4	Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF
6.41.3.1.5	Outros Impostos e Taxas Federais
6.41.3.2	Impostos, Taxas e Contribuições Estaduais
6.41.3.2.1	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
6.41.3.2.2	Outros Impostos e Taxas Estaduais
6.41.3.3	Impostos, Taxas e Contribuições Municipais
6.41.3.4.	Participações Governamentais
6.41.3.4.1	Lavra em Terra
6.41.3.4.1.2	Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área
6.41.3.4.1.3	Royalties
6.41.3.4.1.4	Participação Especial
6.41.3.4.2	Lavra na Plataforma Continental
6.41.3.4.2.2	Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área
6.41.3.4.2.3	Royalties
6.41.3.4.2.4	Participação Especial
6.51.	Encargos Financeiros
6.51.3	Produção
6.51.3.1	Encargos de Financiamentos Concedidos por Fornecedores (<i>Supplier's Credits</i>)
6.51.3.1.1	Juros sobre Financiamentos
6.51.3.1.2	Comissões sobre Financiamentos
6.51.3.1.3	Variações Cambiais Passivas
6.51.3.2	Encargos de Outros Financiamentos
6.51.3.2.1	Juros sobre Financiamentos
6.51.3.2.2	Comissões sobre Financiamentos
6.51.3.2.3	Variações Cambiais Passivas
6.51.3.3	Outros Encargos Financeiros

6.61	Depreciação e Amortização
6.61.3	Produção
6.61.3.1	Depreciação
6.61.3.1.1	Equipamento e Instalação Utilizado em Exploração
6.61.3.1.2	Equipamento e Instalação Utilizado em Perfuração Terrestre
6.61.3.1.3	Equipamento e Instalação Utilizado em Perfuração Marítima
6.61.3.1.4	Equipamento e Instalação Utilizado em Produção Terrestre
6.61.3.1.5	Equipamento e Instalação Utilizado em Produção Marítima
6.61.3.1.6	Outros
6.61.3.2	Amortização
6.61.3.3	Amortização de Gastos na Exploração de Jazidas e na Perfuração de Poços
6.71	Alocações
6.71.3	Produção
6.71.3.1	Alocações para Outros Órgãos
6.71.3.2	Alocações de Outros Órgãos
6.71.3.2.1	Utilidades
6.71.3.2.2	Manutenção
6.71.3.2.3	Transporte
6.71.3.2.4	Navios Tanque para Armazenagem Petróleo
6.71.3.2.5	Sobrestadia
6.71.3.2.6	Outras Alocações
6.71.3.3	Recuperações de Gastos
6.71.3.3.1	Reversão dos Saldos das Provisões Constituídas
6.71.3.3.2	Receitas Financeiras
6.71.3.3.3	Variações Cambiais Ativas
6.71.3.3.4	Outras Receitas Operacionais
6.71.3.3.5	Receitas não Operacionais
6.71.3.4	Alocações Para Terceiros

CLASSIFICAÇÃO DOS COMPONENTES DAS CONTAS DE OPERAÇÃO

RUBRICA	CÓDIGO	FUNÇÃO
Pessoal	6.01	
Salários e Vantagens	6.01.x.1.1	Destina-se à contabilização das obrigações perante empregados, referentes à folha de pagamento mensal. Incluirá, além da remuneração a cargo da empresa, gratificações como a de chefia e outras, horas extras, auxílios e adicionais devidos (tempo de serviço, periculosidade, noturno, insalubridade, etc.)
Previdência e Assistência Social	6.01.x.1.2	Destina-se à contabilização das contribuições vinculadas ao Instituto Nacional de Seguro Social - INSS e outras que venham a ser instituídas por lei.
Encargos Sociais e Trabalhistas	6.01.x.1.3	Destina-se à constituição da provisão dos encargos sociais compulsórios devidos por lei, vinculados ou não à folha de pagamento, tais como: férias, gratificação de férias, abono de férias, 13º salário, contribuição previdenciária privada, reclamações trabalhistas e FGTS (multa de 40%).
Pessoal Cedido	6.01.x.1.4	Destina-se à contabilização das despesas de pessoal, derivadas de serviços técnicos prestados por pessoas físicas vinculadas a outros órgãos da mesma empresa ou a outras empresas do mesmo grupo econômico.
Material	6.11	Destina-se à contabilização das despesas decorrentes do consumo de material nas operações. Compreende o material de consumo e produtos

		químicos com trânsito ou não pelo almoxarifado, utilidades (água e vapor), combustíveis, lubrificantes e gêneros alimentícios.
Serviços de Terceiros	6.21	
Serviços Técnicos	6.21.x.1	Destina-se à contabilização dos serviços contratados com terceiros de assistência técnica, consultoria, elaboração de estudos e/ou projetos, desenvolvimento de software, etc., no País e no exterior, serviços estes realizados em função das operações.
Obras Empreitadas	6.21.x.2	Destina-se à contabilização das despesas decorrentes da prestação de serviços, por parte de terceiros e em função das operações, de obras de construção civil, tais como: instalações prediais, diques de descarte, aterramento, etc.
Serviços de Portos e Embarcações	6.21.x.3	Destina-se à contabilização das despesas decorrentes da prestação de serviços por parte de terceiros em portos e/ou com embarcações. Enquadram-se nesta rubrica as despesas portuárias com a movimentação e o armazenamento de cargas, com os serviços de despachantes aduaneiros, vistorias e operações de embarcações da empresa.
Utilidades e Serviços Públicos	6.21.x.4	Destina-se à contabilização das despesas com o recebimento da utilidade ou a prestação do serviço, e compreende as contas de energia elétrica, água, telefone, telex, correio e malotes, reprodução, etc.
Serviços Gerais	6.21.x.5	Destina-se à contabilização das despesas com serviços de apoio às operações e que não se enquadram nas rubricas acima, tais como: segurança, higiene, manutenção de equipamentos, alimentação e transporte de pessoas e materiais.
Aluguéis e Encargos Gerais	6.31	
Encargos de Locação	6.31.x.1	Destina-se à contabilização das despesas com a contratação de empréstimos onerosos de bens, incluindo arrendamentos mercantis, aluguéis e afretamentos.
Encargos Legais	6.31.x.2	Destina-se à contabilização das despesas com multas, outros encargos legais, pagamento aos proprietários de terras e com programas e projetos de pesquisa e desenvolvimento.
Multas	6.31.x.2.1	Destina-se à contabilização das despesas com multas em geral, com os desdobramentos abaixo.
Multas Fiscais Compensatórias	6.31.x.2.1.1	Destina-se à contabilização das despesas com multas fiscais de natureza compensatória e aquelas impostas por descumprimento de obrigações tributárias meramente acessórias, de que não resulte falta ou insuficiência de pagamento de tributo ou de participação governamental.
Outras Multas	6.31.x.2.1.2	Destina-se à contabilização das despesas com multas impostas por infrações fiscais de que resulte falta ou insuficiência de pagamento de tributo ou de participação governamental, multas decorrentes de infrações a normas não tributárias e multas de ofício aplicadas punitivamente.
Outros Encargos Legais	6.31.x.2.2	Destina-se à contabilização de outras despesas que não as constantes dos itens 6.31.x.2, 6.31.x.2.1, 6.31.x.2.1.1 e 6.31.x.2.1.2 acima.
Prêmios de Seguros	6.31.x.3	Destina-se à contabilização das despesas decorrentes dos seguros contratados em função das operações. Deverão ser informados à ANP anualmente os ativos, responsabilidades ou interesses cobertos e os montantes respectivos, especificados por modalidade.

Passagens e Diárias	6.31.x.4	Destina-se à contabilização das despesas de viagens a serviço de funcionários no País e no exterior
Taxas e Encargos Portuários	6.31.x.5	Destina-se à contabilização das despesas portuárias com o despacho aduaneiro, para que o bem importado seja disponibilizado à empresa compradora, tais como: imposto de importação, IPI vinculado à importação, ICMS na importação, AFRMM, etc.
Outros Encargos Gerais	6.31.x.6	Destina-se à contabilização das despesas com outros serviços que não os constantes das rubricas acima.
Impostos, Taxas e Contribuições	6.41	
Impostos, Taxas e Contribuições Federais, Estaduais e Municipais	6.41.x.1/2/3/4	Destina-se à contabilização das obrigações tributárias do concessionário junto à União, Estados e Municípios, relativos a impostos, taxas, contribuições e participações governamentais.
Encargos Financeiros	6.51	
Encargos de Financiamentos Concedidos pelo Fornecedor (Supplier's Credit)	6.51.x.1	Destina-se à contabilização das despesas de juros, comissões e perdas cambiais decorrentes de empréstimos contraídos pelo concessionário para financiar a aquisição ou construção de bens ou a prestação de serviços, ou seja, empréstimos concedidos pelo fornecedor do bem ou prestador do serviço diretamente ao concessionário ou mesmo outros empréstimos comprovadamente contraídos pelo concessionário para financiar a aquisição ou construção de bens ou a prestação de serviços em benefício das operações do campo produtor.
Encargos de Outros Financiamentos	6.51.x.2	Destina-se à contabilização das despesas com juros, comissões e perdas cambiais, outros que não os constantes do item 6.51.x.1 acima.
Outros Encargos Financeiros	6.51.x.3	Destina-se à contabilização de outras despesas financeiras que não as constantes dos itens 6.51.x.1 e 6.51.x.2 acima.
Depreciação e Amortização	6.61	
Depreciação	6.61.x.1	Destina-se à contabilização da perda de valor dos bens resultante do desgaste pelo uso, ação da natureza ou obsolescência. O concessionário deverá manter registros individuais para cada componente do seu ativo imobilizado. A manutenção do registro individual deve possibilitar a identificação do valor de aquisição e acréscimos posteriores do bem, taxa de depreciação, depreciação acumulada e saldo final, informações estas que deverão ser enviadas anualmente à ANP.
Amortização	6.61.x.2	Destina-se à contabilização das quotas de amortização dos recursos aplicados em gastos diretamente relacionados às atividades do campo produtor que contribuam para a formação do resultado de mais de um exercício.
Amortização de Gastos na Exploração de Jazidas e na	6.61.x.3	Destina-se à contabilização das despesas com gastos incorridos na exploração de jazidas e na perfuração de poços, compreendendo: gastos com geologia e geofísica, com poços exploratórios e com instalações utilizadas para apoiar estes propósitos, incluindo serviços e obras de

Perfuração de Poços		engenharia civil e pagamentos realizados pela ocupação e retenção de área nas fases de exploração e de desenvolvimento da produção, apropriados ao campo.
Alocações	6.71	
Alocações para Outros Órgãos	6.71.x.1	Destina-se à contabilização dos custos de ressarcimento por apropriação de mão- de- obra e outras despesas de pessoal próprio alocado na realização de serviços para outros órgãos da mesma empresa ou de terceiros.
Alocações de Outros Órgãos	6.71.x.2	Destina-se à contabilização dos custos por apropriação de mão- de- obra, utilidades, transporte, etc., na realização de serviços por outros órgãos da mesma empresa
Recuperações de Gastos	6.71.x.3	Destina-se à contabilização das recuperações de gastos de qualquer natureza decorrentes das operações do campo, incluindo as variações cambiais ativas e as receitas não financeiras.
Alocações para Terceiros	6.71.x.4	Destina-se à contabilização dos custos oriundos de ressarcimento por apropriação de mão- de- obra e outras despesas, de pessoal próprio alocado, na realização de serviços para outras empresas.

Observação:

O segundo nível do código contábil, exemplificado como x, refere-se à:

- 1 - Gastos com Exploração
- 2 - Gastos com Desenvolvimento
- 3 - Gastos com Produção

**MINISTÉRIO DA FAZENDA
GABINETE DO MINISTRO
PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 11, DE 28 DE JANEIRO DE 1999**

ANEXO (RETIFICAÇÃO)

TABELAS DE PREÇOS DE VENDA À VISTA AO CONSUMIDOR

PRODUTO: ÓLEOS COMBUSTÍVEIS

TIPO "ATE"		TIPO "BTE"	
CLASSE	R\$/kg	CLASSE	R\$/kg
1 A	0.1281	1 B	0.1590
2 A	0.1238	2 B	0.1566
3 A	0.1140	3 B	0.1493
4 A	0.1087	4 B	0.1415
5 A	0.1001	5 B	0.1351
6 A	0.0940	6 B	0.1302
7 A	0.0849	7 B	0.1250
8 A	0.0781	8 B	0.1187
9 A	0.0693	9 B	0.1152

- Preços à vista sujeitos à incidência do ICMS e demais tributos.
- Preços à vista, básicos, sujeitos aos acréscimos de fretes e tributos.
- Para consumidores na área cidade de municípios com base de distribuição, a venda será feita ao preço de faturamento do distribuidor naquele município.
- Nas vendas e revendas de óleos combustíveis são permitidos as cobranças de taxa de pedágio, travessia de balsa, aquecimento e descarga, esta última quando for imprescindível o uso de moto-bomba.
- Para cálculo do custo de transporte será utilizado a Tabela de Frete Máximo de Entrega a Longa Distância ou de Frete Máximo Ferroviário aprovadas pela ANP.
- O ponto de referência da contagem de distância de uma base de distribuição será o ponto central da sede do Município dessa base.
- A Margem de Revenda Máxima do TRR para os óleos combustíveis é de R\$ 0,012/Kg.

PRODUTO	UNIDADE	R\$
ÓLEO COMBUSTÍVEL TIPO "C"	kg	0.1523
ÓLEO COMBUSTÍVEL TIPO EPM (NAVY SPECIAL)	kg	0.0925

- Preços à vista de faturamento na refinaria produtora sujeitos à incidência do ICMS e demais tributos.

PRODUTO	PROPANO R\$/Kg	BUTANO R\$/kg
SALVADOR -- BA	0,6776	0,6776
MANAUS -- AM	0,6776	0,6776

- Preços à vista sujeitos à incidência do ICMS.
- Os preços acima estão sujeitos ao acréscimo do frete entre a base de distribuição e o ponto de destino, qualquer que seja a localização deste.

PRODUTO	R\$ / l
GASÓLEO P/ INDÚSTRIA PETROQUÍMICA	0.1192
GASÓLEO P/ FABRICAÇÃO DE VASELINA	0.1046
GASÓLEO P/ OUTROS FINS	0.2897

- Preços à vista de faturamento na refinaria produtora e sujeitos à incidência de ICMS

PRODUTO	R\$ / l
NAFTA P/ GERAÇÃO DE GÁS	0.1141

NAFTA P/ OUTROS FINS	0.2823
----------------------	--------

- Preços à vista de faturamento na refinaria produtora e sujeitos à incidência de ICMS

TABELA DE PREÇOS À VISTA MÁXIMOS DE FATURAMENTO DE REFINARIA
PRODUTO: GÁS NATURAL

U S O S	R\$/1000m ³ (1)
PARA FINS COMBUSTÍVEIS (2)	90.9242
PARA FINS AUTOMOTIVOS (2)	82.8891
PARA FINS PETROQUÍMICOS	59.5830

(1) Preços à vista considerados nos pontos de entrega pré-fixados da PETRÓLEO BRASILEIRO S/A - PETROBRÁS, referidos à pressão absoluta de 1,033 kgf/cm², temperatura de 20°C e poder calorífico superior de 9.400 kcal/m³.

(2) Preços à vista de faturamento da Petrobrás para as empresas concessionárias de gás canalizado.

Preços à vista sujeitos à incidência do ICMS.

**MINISTÉRIO DA FAZENDA
GABINETE DO MINISTRO
PORTARIA INTERMINISTERIAL Nº 12, DE 29 DE JANEIRO DE 1999**

OS MINISTROS DE ESTADO DA FAZENDA E DE MINAS E ENERGIA, no uso das atribuições que lhes são conferidas pelo art. 87, parágrafo único, inciso II, da Constituição, e tendo em vista o disposto no art. 3º, inciso III, da Lei n.º 8.178, de 1º de março de 1991, no inciso II, do art. 70, da Lei n.º 9.069, de 29 de junho de 1995, no art. 69, da Lei n.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, no Decreto n.º 1.849, de 29 de março de 1996, no art. 4º, inciso III, da Portaria MF n.º 463, de 6 de junho de 1991, e na Portaria Interministerial n.º 008, de 28 de janeiro de 1999, resolvem:

Art. 1º Ficam sujeitos ao regime de preços liberados, de que trata o art. 4º, inciso III, da Portaria MF n.º 463/91, os preços das gasolinas automotivas e do álcool hidratado para fins carburantes, inclusive aditivados, nas unidades de comércio atacadista e varejista.

Parágrafo único. O disposto neste artigo não se aplica aos preços das gasolinas automotivas, inclusive aditivadas, nos Estados do Acre, Amapá, Roraima, Rondônia (excetuando-se o município de Porto Velho), Amazonas (excetuando-se o município de Manaus) e Pará (excetuando-se a Região Metropolitana de Belém).

Art. 2º Os preços máximos de venda das gasolinas automotivas, inclusive aditivadas, nos postos revendedores situados nos Estados do Acre, Amapá, Roraima, Rondônia, Amazonas e Pará são aqueles constantes da tabela anexa a esta Portaria.

§ 1º Os preços de que trata este artigo incluem o Imposto Sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação - ICMS e demais tributos.

§ 2º Ficam liberados os preços dos fretes e as margens de distribuição e revenda, observados os preços máximos de venda nos postos revendedores dos produtos de que trata este artigo.

Art. 3º Esta Portaria entra em vigor a partir de zero hora do dia 1º de fevereiro de 1999, ficando revogada a Portaria Interministerial n.º 324, de 30 de novembro de 1998.

PEDRO SAMPAIO MALAN
Ministro de Estado da Fazenda
RODOLPHO TOURINHO NETO
Ministro de Estado de Minas e Energia

**ANEXO
TABELA DE PREÇOS MÁXIMOS DE VENDA DE GASOLINA AO CONSUMIDOR**

ESTADOS	MUNICÍPIOS	REAL/LITRO
RO	ALTA FLORESTA D'OESTE	0.949
RO	ALTO PARAISO	0.879
RO	ALVORADA D'OESTE	0.927
RO	ARIQUEMES	0.860
RO	CABIXI	0.935
RO	CACAIEIROS	0.942
RO	CACAULANDIA	0.878
RO	CACOAL	0.928
RO	CAMPO NOVO DE RONDONIA	0.890
RO	CANDEIAS DO JAMARI	0.813
RO	CASTANHEIRAS	0.966
RO	CEREJEIRAS	0.937
RO	COLORADO DO OESTE	0.925
RO	CORUMBIARA	0.941
RO	COSTA MARQUES	0.979
RO	ESPIGAO DO OESTE	0.944
RO	GOVERNADOR JORGE TEIXEIRA	0.894

RO	GUAJARA-MIRIM	0.902
RO	JAMARI	0.840
RO	JARU	0.884
RO	JI-PARANA	0.902
RO	MACHADINHO D'OESTE	0.899
RO	MINISTRO ANDREAZZA	0.954
RO	MIRANTE DA SERRA	0.915
RO	MONTE NEGRO	0.873
RO	NOVA BRASILANDIA D'OESTE	0.960
RO	OURO PRETO DO OESTE	0.891
RO	PIMENTA BUENO	0.937
RO	PRESIDENTE MEDICI	0.912
RO	RIO CRESPO	0.876
RO	ROLIM DE MOURA	0.952
RO	SANTA LUZIA D'OESTE	0.941
RO	SAO MIGUEL DO GUAPORE	0.949
RO	SERINGUEIRAS	0.967
RO	THEOBROMA	0.895
RO	URUPA	0.927
RO	VALE DO PARAISO	0.906
RO	VILA NOVA MAMORE	0.885
RO	VILHENA	0.906
AC	ACRELANDIA	0.911
AC	ASSIS BRASIL	0.966
AC	BRASILEIA	0.935
AC	BUJARI	0.880
AC	CAPIXABA	0.900
AC	CRUZEIRO DO SUL	0.903
AC	EPITACIOLANDIA	0.932
AC	FEIJO	0.848
AC	JORDAO	0.848
AC	MANCIO LIMA	0.903
AC	MANOEL URBANO	0.930
AC	MARECHAL TAUMATURGO	0.848
AC	MARIO LOBAO	0.750
AC	PLACIDO DE CASTRO	0.902
AC	PORTO ACRE	0.891
AC	RIO BRANCO	0.880
AC	SANTA ROSA	0.848
AC	SENA MADUREIRA	0.848
AC	SENADOR GUIOMARD	0.880
AC	TARAUACA	0.848
AC	XAPURI	0.922
AM	ALVARAES	0.816
AM	AMATARI	0.764
AM	AMATURA	0.839
AM	ANAMA	0.801
AM	ANORI	0.802
AM	APUI	0.974
AM	ATALAIA DO NORTE	0.852
AM	AUTAZES	0.801
AM	AUXILIADORA	0.764
AM	AXINIM	0.764
AM	BARCELOS	0.810

AM	BARREIRINHA	0.808
AM	BELEM DO SOLIMÕES	0.764
AM	BENJAMIN CONSTANT	0.849
AM	BERURI	0.803
AM	BITTENCOURT	0.764
AM	BOA VISTA DO RAMOS	0.805
AM	BOCA DO ACRE	0.863
AM	BORBA	0.806
AM	CAAPIRANGA	0.801
AM	CABORI	0.764
AM	CAIMBE	0.764
AM	CAMARUA	0.764
AM	CAMPINAS	0.764
AM	CANAMARI	0.764
AM	CANUTAMA	0.850
AM	CARAUARI	0.853
AM	CAREIRO	0.798
AM	CAREIRO DA VARZEA	0.795
AM	CAVIANA	0.764
AM	COARI	0.809
AM	CODAJAS	0.805
AM	CUCUI	0.764
AM	EIRUNEPE	0.863
AM	ENVIRA	0.863
AM	ESTIRAO DO EQUADOR	0.764
AM	FONTE BOA	0.824
AM	GUAJARA	0.863
AM	HUMAITA	0.871
AM	IAUARETE	0.764
AM	IPIRANGA	0.764
AM	IPIXUNA	0.863
AM	IRANDUBA	0.781
AM	ITACOATIARA	0.840
AM	ITAMARATI	0.863
AM	ITAPIRANGA	0.804
AM	JAPURA	0.829
AM	JURUA	0.832
AM	JUTAI	0.829
AM	LABREA	0.860
AM	LIMOEIRO	0.764
AM	MANACAPURU	0.790
AM	MANAQUIRI	0.797
AM	MANICORE	0.816
AM	MARAA	0.823
AM	MAUES	0.805
AM	MOCAMBO	0.764
AM	MOURA	0.764
AM	MURITUBA	0.764
AM	NHAMUNDA	0.825
AM	NOVA OLINDA DO NORTE	0.803
AM	NOVO AIRAO (EX-AIRAO)	0.798
AM	NOVO ARIPUANA	0.811
AM	PALMEIRAS	0.764
AM	PARINTINS	0.810

PA	CAMETA	
PA	CAPANEMA	0.808
PA	CAPITAO POÇO	0.814
PA	CASTANHAL	0.828
PA	CHAVES	0.795
PA	COLARES	0.820
PA	CONCEICAO DO ARAGUAIA	0.803
PA	CONCORDIA DO PARA	1.016
PA	CUMARU DO NORTE	0.808
PA	CURIONOPOLIS	0.944
PA	CURRALINHO	0.863
PA	CURUCA	0.807
PA	DOM ELIZEU	0.809
PA	ELDORADO DOS CARAJAS	0.820
PA	FARO	0.857
PA	GARRAFAO DO NORTE	0.853
PA	GOIANESIA DO PARA	0.833
PA	GURUPA	0.878
PA	IGARAPE-ACU	0.855
PA	IGARAPE-MIRI	0.804
PA	INHANGAPI	0.794
PA	IPIXUNA DO PARA	0.797
PA	IRITUIA	0.838
PA	ITAITUBA	0.818
PA	ITUPIRANGA	0.832
PA	JACAREACANGA	0.846
PA	JACUNDA	0.922
PA	JURUTI	0.862
PA	LIMOEIRO DO AJURU	0.850
PA	MAE DO RIO	0.806
PA	MAGALHAES BARATA	0.821
PA	MARABA	0.807
PA	MARACANA	0.837
PA	MARAPANIM	0.816
PA	MEDICILANDIA	0.813
PA	MELGACO	0.890
PA	MOCAJUBA	0.810
PA	MOJU	0.809
PA	MONTE ALEGRE	0.866
PA	MUANA	0.847
PA	NOVA ESPERANCA DO PIRIA	0.804
PA	NOVA TIMBOTEUA	0.839
PA	NOVO PROGRESSO	0.810
PA	NOVO REPARTIMENTO	1.021
PA	OBIDOS	0.882
PA	OEIRAS DO PARA (EX-ARATICU)	0.846
PA	ORIXIMINA	0.807
PA	OUREM	0.823
PA	OURILANDIA DO NORTE	0.822
PA	PACAJA	0.930
PA	PALESTINA DO PARA	0.878
PA	PARAGOMINAS	0.831
PA	PARAUAPEBAS	0.849
PA	PAU D'ARCO	0.873
		0.914

PA	PEIXE-BOI	0.812
PA	PONTA DE PEDRAS	0.803
PA	PORTEL	0.811
PA	PORTO DE MOZ	0.824
PA	PRAINHA	0.849
PA	PRIMAVERA	0.821
PA	REDENCAO	0.919
PA	RIO MARIA	0.909
PA	RONDON DO PARA	0.834
PA	RUROPOLIS	0.872
PA	SALINOPOLIS	0.828
PA	SALVATERRA	0.803
PA	SANTA BARBARA DO PARA	0.787
PA	SANTA CRUZ DO ARARI	0.805
PA	SANTA ISABEL DO PARA	0.787
PA	SANTA LUZIA DO PARA	0.820
PA	SANTA MARIA DAS BARREIRAS	0.961
PA	SANTA MARIA DO PARA	0.803
PA	SANTANA DO ARAGUAIA	1.001
PA	SANTAREM	0.821
PA	SANTAREM NOVO	0.817
PA	SANTO ANTONIO DO TAUUA	0.791
PA	SAO CAETANO DE ODIVELAS	0.804
PA	SAO DOMINGOS DO ARAGUAIA	0.849
PA	SAO DOMINGOS DO CAPIM	0.828
PA	SAO FELIX DO XINGU	0.958
PA	SAO FRANCISCO DO PARA	0.799
PA	SAO GERALDO DO ARAGUAIA	0.878
PA	SAO JOAO DE PIRABAS	0.822
PA	SAO JOAO DO ARAGUAIA	0.849
PA	SAO MIGUEL DO GUAMA	0.811
PA	SAO SEBASTIAO DA BOA VISTA	0.805
PA	SENADOR JOSE PORFIRIO	0.862
PA	SOURE	0.803
PA	TAILANDIA	0.817
PA	TERRA ALTA	0.798
PA	TERRA SANTA	0.820
PA	TOME-ACU	0.827
PA	TRAIRAO	0.850
PA	TUCUMA	0.933
PA	TUCURUI	0.890
PA	ULIANOPOLIS	0.832
PA	URUARA	0.847
PA	VIGIA	0.800
PA	VISEU	0.855
PA	VITORIA DO XINGU	0.841
PA	XINGUARA	0.892
AP	AMAPA	0.869
AP	AMAPARI	0.844
AP	CALCOENE	0.900
AP	CUTIAS	0.833
AP	FERREIRA GOMES	0.831
AP	ITAUBAL	0.825
AP	LARANJAL DO JARI	0.811

AM	PAUINI	
AM	PEDRAS	0.863
AM	PORTO TERMINAL	0.764
AM	PORTO URUCU	0.764
AM	PRESIDENTE FIGUEIREDO	0.764
AM	RIO PRETO DA EVA	0.820
AM	SANTA ISABEL DO RIO NEGRO	0.789
AM	SANTO ANTONIO DO ICA	0.819
AM	SAO GABRIEL DA CACHOEIRA	0.835
AM	SAO PAULO DE OLIVENCA	0.830
AM	SAO SEBASTIAO DO UATUMA	0.842
AM	SILVES	0.805
AM	SUCUNDURI	0.805
AM	TABATINGA	1.007
AM	TABOCAL	0.850
AM	TAMANIQUEA	0.764
AM	TAPAUA	0.764
AM	TEFE	0.829
AM	TONANTINS	0.816
AM	UARINI	0.834
AM	URUCARA	0.819
AM	URUCURITUBA	0.805
RR	ALTO ALEGRE	0.802
RR	BOA VISTA	0.784
RR	BONFIM	0.761
RR	CARACARAI	0.787
RR	MUCAJAI	0.733
RR	NORMANDIA	0.755
RR	SAO JOAO DA BALIZA	0.802
RR	SAO LUIZ	0.768
PA	ABAETETUBA	0.765
PA	ABEL FIGUEIREDO	0.789
PA	ACARA	0.861
PA	AFUA	0.812
PA	AGUA AZUL DO NORTE	0.840
PA	ALENQUER	0.914
PA	ALMEIRIM	0.846
PA	ALTAMIRA	0.826
PA	ANAJAS	0.856
PA	AUGUSTO CORREA	0.816
PA	AURORA DO PARA	0.839
PA	AVEIRO	0.826
PA	BAGRE	0.860
PA	BAIAO	0.808
PA	BARCARENA	0.811
PA	BOM JESUS DO TOCANTINS	0.778
PA	BONITO	0.850
PA	BRAGANCA	0.812
PA	BRASIL NOVO	0.827
PA	BREJO GRANDE DO ARAGUAIA	0.868
PA	BREU BRANCO	0.860
PA	BREVES	0.896
PA	BUJARU	0.810
PA	CACHOEIRA DO ARARI	0.792
		0.803

AP	MACAPA	0.798
AP	MAZAGAO	0.833
AP	OIAPOQUE	0.974
AP	PORTO GRANDE	0.821
AP	PRACUUBA	0.886
AP	SANTANA	0.798
AP	SERRA DO NAVIO	0.845
AP	TARTARUGALZINHO	0.852
AP	VITORIA DO JARI	0.811

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 28, DE 5 DE FEVEREIRO DE 1999

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais, consoante o disposto nos Arts. 53 e 54 da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, e tendo em vista a Resolução da Diretoria RD nº 48, de 2 de fevereiro de 1999, torna público o seguinte ato:

Art. 1º Fica condicionado à prévia e expressa autorização da ANP o exercício das atividades de construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural.

Parágrafo único. Para os fins previstos neste artigo, considera-se como ampliação de capacidade qualquer modificação de instalação industrial que:

I - aumente a capacidade de processamento de petróleo e de gás natural;

II - altere o perfil de produção ou a qualidade final dos produtos;

III - represente impacto ambiental ou altere as condições de higiene e segurança da instalação industrial.

Art. 2º A autorização mencionada no Art. 1º será concedida pela ANP para a construção, ampliação de capacidade e operação, nas condições estabelecidas em Termo de Compromisso a ser assinado pelas empresas ou consórcio de empresas.

§ 1º O Termo de Compromisso estabelecerá as datas de apresentação de documentos e relatórios pertinentes previstos no Regulamento Técnico anexo a esta Portaria, ajustadas às fases previstas na regulamentação do licenciamento ambiental (Licenças Prévia, de Instalação e de Operação).

Art. 3º As empresas ou consórcios de empresas que atendam às disposições do Art. 5º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, estarão habilitadas a solicitar a autorização mencionada no Art. 1º desta Portaria.

Art. 4º O pedido de autorização de que trata o Art. 1º desta Portaria será elaborado e instruído de acordo com o Regulamento Técnico ANP nº 1/99, anexo a esta Portaria, que estabelece o procedimento padrão para a formalização do pedido de autorização e apresentação de dados e informações pelas empresas ou consórcios de empresas, interessados na construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural.

Art. 5º O pedido de autorização será analisado, pela ANP, no prazo máximo de 90 (noventa) dias consecutivos, contados da data do seu protocolo na ANP.

§ 1º A ANP não concederá nova autorização a empresas ou a consórcios de empresas que, anteriormente, tenham deixado de realizar a construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural de maneira injustificada ou tenham apresentado justificativa julgada improcedente pela ANP.

§ 2º A ANP poderá solicitar às empresas ou aos consórcios de empresas interessados, dados e informações complementares àqueles já apresentados, caso em que, o prazo indicado no "caput" do presente artigo passará a ser contado da data de entrega desses dados e informações.

§ 3º A ANP publicará no Diário Oficial da União o sumário do projeto descrito no pedido de autorização para o oferecimento de comentários e sugestões, no prazo de 30 (trinta) dias, preservando o sigilo das informações classificadas como confidenciais no Regulamento Técnico.

§ 4º A outorga de autorização para a execução das atividades de que trata a presente Portaria não tem caráter de concessão e exclusividade de exercício da atividade, seja relativamente ao tempo ou seja em relação à localização do projeto.

Art. 6º A ANP comunicará às empresas ou ao consórcio de empresas interessados, sobre o deferimento, indeferimento ou exigência de retificação do pedido de autorização, no prazo mencionado no caput do Art. 5º desta Portaria.

Art. 7º As operações de construção e ampliação da capacidade de refinaria e de unidade de processamento de gás natural serão, obrigatoriamente, realizadas de acordo com o cronograma físico estabelecido no respectivo pedido de autorização.

§ 1º Ocorrendo atraso no cronograma físico estabelecido, esse será comunicado imediatamente à ANP, com as devidas justificativas.

§ 2º A ANP se pronunciará sobre a procedência das justificativas apresentadas pelas empresas ou consórcios de empresas autorizados, em um prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados da data do seu protocolo.

Art. 8º A obtenção das licenças e autorizações exigidas pelos órgãos federais, estaduais e municipais, necessárias à execução das atividades de que trata a presente Portaria, será de responsabilidade da empresa ou do consórcio de empresas.

Art. 9º As empresas ou consórcios de empresas, autorizados pela ANP, serão integralmente responsáveis por quaisquer danos materiais ou pessoais causados a terceiros ou que venham acarretar riscos à saúde pública e ao meio ambiente, devendo comunicá-los, imediatamente à ANP e aos órgãos pertinentes, obrigando-se a adotar as providências necessárias para sanar ou reduzir o seu impacto.

Art. 10 A redução temporária ou permanente da capacidade de processamento de refinaria ou de unidade de processamento de gás natural que venha a ser programada deverá ser previamente autorizada pela ANP.

§ 1º O pedido de autorização para redução da capacidade de processamento de refinaria ou de unidade de processamento de gás natural será instruído com as respectivas justificativas.

§ 2º A ANP se manifestará sobre o pedido mencionado no parágrafo anterior, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, contados da data do seu protocolo.

Art. 11 Na hipótese de haver redução não intencional da capacidade de processamento de refinaria ou de unidade de processamento, essa será comunicada à ANP, com a respectiva justificativa, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, contados da data da ocorrência.

Art. 12 Os Terminais Marítimos e Dutos de Transferência ou Transporte, que transponham os limites das refinarias, deverão ter sua construção e operação autorizadas nos termos da Portaria ANP nº 170, de 26 de novembro de 1998, ou na legislação que venha a substituí-la.

Art. 13 As empresas ou consórcios de empresas cuja titularidade tenha sido ratificada pela Autorização nº 03, de 2 de fevereiro de 1998, publicada no D.O.U. em 6 de fevereiro de 1998, ficam obrigados a entregar à ANP os dados e informações relacionados no Regulamento Técnico anexo, no prazo máximo de 180 (cento e oitenta) dias, contados da publicação desta Portaria.

Parágrafo único. A empresas mencionadas no *caput* entregarão, à ANP, no prazo máximo de 90 (noventa) dias, os dados e informações relacionados no Regulamento Técnico, referentes às ampliações de refinarias e unidades de processamento de gás natural, realizadas no período compreendido entre o dia 6 de fevereiro de 1998 e a data da publicação da presente Portaria.

Art. 14 Qualquer transferência ou alteração da titularidade e dos direitos de que trata esta Portaria será previamente submetida à aprovação da ANP, consoante o disposto no Art. 54 da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, observando-se as normas e critérios ora fixados, bem como o disposto no Art. 5º e demais dispositivos da mencionada Lei.

Art. 15 Sem prejuízo da aplicação das penalidades previstas na legislação pertinente, as autorizações de que trata esta Portaria serão imediatamente canceladas nos seguintes casos:

I - liquidação ou falência decretada;

II - extinção, judicial ou extrajudicial, da empresa ou do consórcio de empresas;

III - requerimento da empresa ou do consórcio de empresas autorizado;

IV - descumprimento de dispositivo desta Portaria ou de disposições legais aplicáveis.

Art. 16 As dúvidas e controvérsias suscitadas na aplicação da presente Portaria serão dirimidas pela ANP, no prazo máximo de 60 (sessenta) dias, a contar da data do seu protocolo.

Art. 17 Revogam-se as disposições em contrário, inclusive as Resoluções n.º 3, de 14 de maio de 1959 e n.º 10 de 5 de outubro de 1971, do extinto Conselho Nacional do Petróleo.

Art. 18 Esta portaria entra em vigor na data de sua publicação.

DAVID ZYLBERSZTAJN

ANEXO
REGULAMENTO TÉCNICO Nº 1/99

O Regulamento Técnico está descrito no Procedimento Padrão N.º PP-24, da Superintendência de Refino e Processamento de Gás Natural, apresentado a seguir, na formatação do Sistema da Qualidade interno.

	Procedimento Padrão SISTEMA DE REGULAÇÃO DO REFINO E PROCESSAMENTO DE GÁS NATURAL		Nº. PP-24
	Título: Requisitos técnicos, econômicos e jurídicos para a construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias e de unidades de processamento de gás natural.		Origem: SRP
	Emissão //	Ver. //	Aprovação
Palavras-chaves: regulação, autorização, refino, gás, compromisso, qualificação, portaria			
Referências: 1. Lei nº 9478 de 6 de agosto de 1997 - Lei do Petróleo			
2. Lei nº 8666 de 21 de junho de 1993 (Licitações e Contratos)			
Indicador de Revisão: Versão 0 - 02/02/99			

1. OBJETIVO:

Este Procedimento Padrão estabelece normas e orientações para a formalização do pedido e obtenção da autorização, pelas empresas ou consórcio de empresas interessados na construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias de petróleo e de unidades de processamento de gás natural.

2. APLICAÇÃO:

Este Procedimento Padrão é de cumprimento obrigatório para a formalização de pedido e obtenção de autorização da ANP, pelas empresas ou consórcio de empresas interessados na construção, ampliação de capacidade e operação de refinarias de petróleo e de unidades de processamento de gás natural.

3. NORMAS APLICÁVEIS:

As unidades de medida eventualmente utilizadas no pedido deverão obedecer a normas aprovadas pela ABNT.

4. DEFINIÇÕES:

Para efeito do disposto no presente Regulamento, complementarmente às Definições Técnicas contidas no Art. 6º da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997, são definidos:

Capacidade nominal. É a máxima capacidade em m³/dia e t/dia, definidas pelo projeto, de carga processável por uma unidade de uma refinaria de petróleo ou planta de processamento de gás natural.

Carga. Petróleo ou produto intermediário, que é processado/tratado em uma unidade de uma refinaria de petróleo ou planta de processamento de gás natural.

Fator Operacional Anual (FOA) = $d \times 100 / n$ (onde, d = Nº de dias de operação no ano e n = N.º de dias no ano corrente);

Fator Operacional Efetivo (FOE) = $d \times 100 / e$ (onde, e = Nº de dias no ano efetivamente disponíveis para operar);

Fator de Utilização Efetivo (FUE) = $c \times 100 / C$ (onde, c = carga efetiva média diária no ano corrente e C = capacidade nominal).

Projeto Básico. É o conjunto de elementos necessários e suficientes, com nível de precisão adequado, para definir os equipamentos e serviços necessários à execução da obra.

Projeto de Processo. É o conjunto de elementos necessários e suficientes, com nível de precisão adequado, para definição do fluxograma das unidades que compõem a planta industrial.

5. CONSÓRCIO DE EMPRESAS:

Os consórcios de empresas que pretendam requerer junto à ANP a autorização de que trata este Regulamento Técnico, deverão comprovar a qualificação técnica do consórcio nos termos do quadro B.3 do item 6 deste Regulamento. As empresas reunidas em consórcio deverão, individualmente, comprovar habilitação jurídica, regularidade fiscal e capacidade econômico - financeira, nos termos elencados nos quadros B.1, B.2, B.4 e B.5 do item 6 deste Regulamento, atendendo ao disposto no Art. 5º da Lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997.

6. Dados e Informações:

O requerimento de pedido de autorização também será instruído com os dados e informações apresentados na formatação e nos prazos indicados nos quadros dispostos à seguir:

- Para cada um dos itens devem ser informados os aspectos mais relevantes, tanto para a fase de implantação como para a fase de operação. Onde couber, apresentar dados numéricos pertinentes.
- Todos os itens dos Blocos B, C e E e os itens D2 e D3 são utilizados nos estudos de autorização da solicitação, constituindo-se, portanto em informações de caráter restritivo (indicados por *INF. RESTRITIVA*). Os demais itens, de caráter informativo, não restritivo, são utilizados em análises de planejamento e formação de banco de dados da ANP.
- Os itens A4, A5, A7, todos do item B, C4, D1, D3, D5, todos os itens do bloco E e os itens G1 e G2 são considerados confidenciais (indicados por *CONF.*), razão pela qual não serão publicados para o oferecimento para comentários e sugestões.
- Os prazos de entrega das informações, naqueles itens onde não há indicação no presente regulamento técnico, serão definidos no Termo de Compromisso.

A - IDENTIFICAÇÃO

A.1 - Denominação, Sigla e Nome do Proprietário da Instalação - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	
A.2 - Localização (Macro e Micro. End. Completo, Latitude e longitude da origem das coordenadas) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	
A.3 - Resumo Histórico (Antecedentes, Evolução da Capacidade de Carga, etc.) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	
A.4 - Descrição (<i>CONF</i>) (Resumo Executivo sobre o projeto: objetivos, características gerais e configuração industrial básica dos processos unitários, análises iniciais e plano de execução) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	
A.5 - Investimento (<i>CONF</i>) (Total Estimado) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	A.6 - Datas Previstas (Início e Término da Obra) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>
A.7 - Cronograma Físico (<i>INF. RESTRITIVA</i>) (Datas dos principais eventos, desde o começo das obras até o início dos procedimentos de operação das unidades de produção da refinaria) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	
A.8 - Estrutura de responsabilidades (<i>CONF</i>) (Nomes e endereços para contatos) - Prazo: <i>Na formulação do pedido.</i>	

B - HABILITAÇÃO JURÍDICA, REGULARIDADE FISCAL, QUALIFICAÇÃO TÉCNICA E CAPACIDADE ECONÔMICO-FINANCEIRA

B.1 - Habilitação Jurídica (<i>INF. RESTRITIVA</i>) - (Razão social, endereço completo, estatuto ou contrato social acompanhado da última alteração, devidamente registrados, bem como o documento de eleição de seus administradores, quando se tratar de sociedade por ações.) Prazos: <i>Na formulação do pedido.</i>
B.2 - Regularidade Fiscal (<i>INF. RESTRITIVA</i>) - (Prova de Inscrição no Cadastro Geral de

Contribuintes - CGC, Prova de inscrição no cadastro de contribuintes estadual ou municipal, se houver, relativo a sua sede, pertinente ao seu ramo de atividade e compatível com o objeto contratual, Prova de regularidade para com a Fazenda Federal, Estadual e Municipal na sua sede, Prova de regularidade relativa à Seguridade Social e ao Fundo de Garantia por Tempo de Serviço (FGTS), demonstrando situação regular no cumprimento dos encargos sociais instituídos por lei. - Prazo: *Na formulação do pedido.*

B.3 - Qualificação Técnica (INF. RESTRITIVA) - (Constituir-se, ter no consórcio ou contratar empresa com experiência anterior comprovada, para assumir a operação de refinaria de petróleo e planta de processamento de gás natural. Comprovação de ter contratado, ou possuir em seu quadro de empregados, profissional devidamente reconhecido pela respectiva entidade profissional, detentor de atestado de responsabilidade técnica que o capacite a realizar as obras e serviços, bem como a operação das instalações que são objeto da autorização de que trata este Regulamento Técnico.) - Prazo: *Na formulação do pedido.*

B.4 - Capacidade Econômico-Financeira (INF. RESTRITIVA) - (Balanço patrimonial e demonstrações contábeis do último exercício social, já apresentados na forma da lei, que comprovem sua boa situação financeira, sendo vedada a sua substituição por balancetes ou balanços provisórios, Certidão negativa de falência ou concordata expedida pelo distribuidor de sua sede; Fontes de recursos) - Prazo: *Na formulação do pedido.*

B.5 - Consórcio de Empresas (INF. RESTRITIVA) - (Documento de constituição do consórcio, subscrito pelas partes, registrado na forma do Art. 279 da Lei nº 6404, de 15 de dezembro de 1976; Indicação da empresa líder responsável pelo consórcio e da empresa responsável pelas operações do complexo industrial.) - Prazo: *Na formulação do pedido.*

C - SAÚDE OCUPACIONAL, SEGURANÇA INDUSTRIAL E MEIO AMBIENTE

C.1 - Nºs. das Licenças do Órgão Ambiental (INF. RESTRITIVA) - Citar

C.2 - Laudo Técnico de Controle de Segurança (INF. RESTRITIVA) (Apresentar relatório sucinto mantendo em arquivo: Operação Segura, Emergência, Programa de Treinamento de Pessoal, Análises de Risco, Vulnerabilidade e Consequências, Mapas de Risco e de Ruído, Relatórios de Inspeção do Corpo de Bombeiros e da Defesa Civil e Plano de Emergência Interno e Externo)

C.3 - Inventário das substâncias tóxicas emitidas (INF. RESTRITIVA) (Água, ar e solo)

C.4 - Catalisadores químicos a serem utilizados (CONF) (INF. RESTRITIVA) (Nome e composição genérica)

D - ENGENHARIA

D.1 - Dados de Processo (CONF) (Fluxograma básico, perfil de produção e balanço global de massa, volume e energia)

D.2 - Normas de Engenharia a serem utilizadas (INF. RESTRITIVA) (Projeto e Construção, Fabricação de Tubos, Torres e Vasos, Reatores, Compressores e Equipamentos Rotativos, Elétricas) (Citar)

D.3 - Parque de Tanques (CONF) (INF. RESTRITIVA) (Apresentar as seguintes informações e mantendo as demais em arquivo, em observação à Resolução CNP 8/71 - DOU de 12/10/71: Item 1.3-Norma Aplicada NBR 7821; Item 2.2.2 - Memorial descritivo das obras e instalações a serem executadas; Item 2.2.5.1 - Tanques de armazenamento (dimensão, volume e produto armazenado); Item 2.2.8 - Planta geral indicando tanques, bacias de contenção, vias de acesso e do sistema adotado de combate a incêndio)

D.4- Contribuições para o desenvolvimento tecnológico (Incorporação de "know how" internacional, tecnologias de ponta envolvidas, integração com a indústria internacional, Centros de Pesquisa, Universidades, etc.) (Comentar)

D.5 - Licenciador e Companhia responsável pelo projeto de processo (CONF) (Citar)

E - OPERACIONAIS

E.1 - Medidas e providências a serem adotadas para aumento ou manutenção da continuidade operacional (CONF) (INF. RESTRITIVA) (Citar)

E.2 - Influência da nova instalação sobre o perfil de produção (CONF) (INF. RESTRITIVA)
(Em caso de ampliação de refinarias. Descrever)

E.3 - Itens de Acompanhamento Operacional (CONF) (INF. RESTRITIVA) (Nos casos de unidades existentes. Médias mensais e anuais de FOA., FOE. e FUE.)

F - AMBIENTE EXTERNO

F.1 - Influência sobre o desenvolvimento sócio-econômico local (Geração de empregos, transferência de tecnologia no treinamento de pessoal local, técnicas e práticas inovativas de gerência, associação a outros setores da economia) (Comentar)

F.2 - Influências sobre o patrimônio cultural local (Comentar)

G - DADOS PARA PLANEJAMENTO DO ABASTECIMENTO

G.1 - Dados gerais das interligações (CONF) (com terminais, portos, clientes, e Cias. Distribuidoras)

G.2 - Recebimento e Carregamento (CONF) (Informar modalidades, número de plataformas e respectivas vazões)

G.3 - Mercado a ser atendido (Apresentar resumo)

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO

PORTARIA Nº 29, DE 9 DE FEVEREIRO DE 1999

O DIRETOR-GERAL da AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO - ANP, no uso das suas atribuições legais tendo em vista o disposto na Resolução de Diretoria RD nº 56, de 4 de fevereiro de 1999, torna público o seguinte ato:

Das Disposições Gerais

Art. 1º A atividade de distribuição de combustíveis líquidos derivados de petróleo, álcool combustível e outros combustíveis automotivos, considerada de utilidade pública, será exercida exclusivamente por empresa sediada no País, organizada de acordo com as leis brasileiras, mediante autorização conferida com observância ao disposto nesta Portaria.

Art. 2º A atividade de distribuição caracteriza-se pela comercialização autorizada dos produtos relacionados no artigo anterior, seu armazenamento, mistura, aditivação, transporte, e controle de qualidade.

Art. 3º O exercício da atividade de distribuição depende do atendimento das seguintes exigências:

I - possuir autorização para o exercício da atividade de distribuição, expedida pela Agência Nacional do Petróleo - ANP;

II - dispor de instalações próprias ou de terceiros, devidamente aprovadas pela ANP, para o recebimento e armazenagem dos produtos;

III - solicitar, adquirir e retirar os produtos exclusivamente de fornecedores autorizados, observados os volumes mensais autorizados pela ANP ou pelo órgão responsável pela política de comercialização do álcool combustível, ou definidos em contratos cujos extratos deverão ser, obrigatoriamente, remetidos à ANP.

Da Autorização para Exercício da Atividade de Distribuição

Art. 4º O pedido de autorização para o exercício da atividade de distribuição deverá ser acompanhado da seguinte documentação:

I - requerimento da interessada;

II - Ficha Cadastral - FC, devidamente preenchida conforme modelo aprovado pela ANP;

III - Cópia do Cartão do Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) da matriz e das filiais;

IV - ato constitutivo, estatuto ou contrato social em vigor, devidamente registrado no Registro do Comércio do local onde se encontra sediada a empresa, e em se tratando de sociedade por ações, acompanhado de documentos de eleição de seus administradores ou diretores;

V - prova de inscrição nas Fazendas Federal, Estadual e Municipal, da matriz e das filiais;

VI - certidões de quitação de tributos e contribuições Federais, Estaduais e Municipais onde atua a empresa;

VII - prova de regularidade relativa à Seguridade Social- INSS e ao Fundo de Garantia de Tempo de Serviço - FGTS;

VIII - certidões dos cartórios de distribuição civil e criminal, das Justiças Federal e Estadual, dos cartórios de registro de protestos das comarcas da sede da empresa e de suas filiais, do domicílio do sócio quotista majoritário e do acionista controlador;

IX- indicação dos nomes e qualificação dos representantes ou prepostos da distribuidora perante a ANP;

X - Autorização de operação de instalações próprias, ou contratos de cessão ou locação de espaço em instalações de terceiros ou de arrendamento ou locação de instalações, autorizadas na ANP, devidamente registrados em cartório, na forma de extrato, se for o caso.

Art. 5º A interessada deverá comprovar capital social integralizado no início da operação de, no mínimo, R\$ 600.000,00 (seiscentos mil reais), a serem corrigidos, periodicamente, a critério da ANP.

Art. 6º A Empresa, por si ou por seus sócios acionistas, deverá comprovar capacidade financeira para honrar todas as obrigações da distribuidora relacionadas ao exercício da atividade.

§ 1º A comprovação de capacidade financeira exigida no caput deste artigo dar-se-á através da apresentação de patrimônio próprio ou seguro ou carta de fiança bancária.

§ 2º Esta comprovação será valorada em montante proporcional ao volume de vendas real ou projetadas.

§ 3º O valor acima especificado nunca deverá ser inferior ao montante de tributos devidos, decorrentes do exercício da atividade e não recolhidos até o final do mês que anteceda a apresentação desta comprovação.

§ 4º O início das atividades somente será autorizado após a comprovação de que trata o caput deste artigo..

Art. 7º A ANP emitirá parecer autorizando o exercício da atividade de distribuição, no prazo de até 90 (noventa) dias, contados a partir da data da protocolização do requerimento da interessada.

§ 1º A não manifestação da ANP, no prazo previsto no caput, acarretará o deferimento do pedido de Autorização.

§ 2º A Autorização somente será concedida após a aprovação pela ANP de toda a documentação exigida no artigo anterior.

§ 3º A ANP poderá solicitar da interessada informações ou documentos adicionais, e, neste caso, o prazo mencionado no caput deste artigo será contado a partir da data de atendimento das solicitações, devidamente protocoladas na ANP.

§ 4º Não será concedida autorização a interessada de cujo quadro de administradores, sócios cotistas ou acionistas participe pessoa física ou jurídica que, nos últimos cinco anos, tenha sido administrador de distribuidora, que, obedecido o devido processo legal, não tenha liquidado débitos decorrentes do programa de subsídios.

Art. 8º A transferência da titularidade da autorização para o exercício da atividade de distribuição será permitida, mediante prévia e expressa aprovação da ANP, desde que o novo titular satisfaça os requisitos dispostos na presente Portaria.

Art. 9º A introdução ou substituição de administradores ou sócios cotistas de uma distribuidora deverá ser previamente comunicada à ANP através do envio e da protocolização do conjunto de documentos relacionados nos incisos VI, VII e VIII do Art. 4º.

Da Autorização para Construção, Operação e Ampliação de Instalações de Armazenamento

Art. 10º O pedido de autorização para construção ou ampliação de instalações de armazenagem de combustíveis deverá ser acompanhado:

I - da documentação relacionada no artigo 4º desta portaria;

II - de memorial descritivo do projeto com a indicação do engenheiro responsável, com anotações de responsabilidade técnica (ART) registradas no CREA, apresentando o serviço pretendido, capacidade de movimentação e armazenagem e dados técnicos básicos;

III - dos documentos de projeto compreendendo os seguintes itens:

a- Planta geral das instalações contendo as indicações e identificações de tanques de armazenamento (dimensão, volume e produto armazenado), edificações e equipamentos de processo (tubulações, bombas, compressores, caldeiras e bicos de enchimento);

b- Especificações técnicas dos equipamentos de processo;

c -Planta detalhada de cada tanque ou tipo de tanque;

d -Planta geral indicando tanques, bacias de contenção, vias de acesso e do sistema adotado para combate a incêndio;

e -Planta de seção transversal da bacia de contenção dos tanques, quando for o caso, com as indicações das alturas e perfis dos diques, dimensões, incluindo o cálculo da capacidade da bacia;

f -Planta geral de instalações elétricas;

g -Plantas gerais de drenagem.

IV - de cronograma de implantação;

V - de Licença de construção emitida pela Prefeitura local;

VI - de Licença de Instalação, expedida pelo órgão ambiental competente;

VII - comprovação de propriedade de terreno, através do registro de imóveis e contrato de arrendamento, devidamente registrado em cartório se for o caso.

Parágrafo Único. O pedido de autorização para construção ou ampliação de instalações de armazenagem de combustíveis das distribuidoras que já possuem Autorização para o exercício da atividade de distribuição, deverá ser acompanhado da documentação relacionada nos incisos II a VII deste artigo, bem como aqueles relacionados nos incisos I e II do Art. 4º.

Art. 11º A documentação relacionada no artigo anterior será analisada no prazo de até 60 (sessenta) dias, contados a partir da data de sua protocolização na ANP.

§ 1º A não manifestação da ANP no prazo previsto no *caput* implicará em aceitação da documentação apresentada.

§ 2º A ANP poderá solicitar da interessada informações ou documentos adicionais, e, neste caso, o prazo mencionado no *caput* deste artigo será contado a partir da data do atendimento das solicitações devidamente protocoladas na ANP.

§ 3º Aprovados os projetos e a documentação apresentada, a ANP emitirá a autorização de construção ou ampliação, sendo exigido o registro das anotações de responsabilidade técnica (ART) no CREA do engenheiro responsável.

Art. 12º Após a conclusão das obras, a interessada deverá apresentar à ANP pedido de autorização de operação acompanhado de licença de operação expedida pelo Órgão ambiental competente e Atestado de Comissionamento da obra, expedido por entidade técnica especializada, societariamente independente da empresa solicitante, enfocando a segurança das instalações e certificando que as mesmas foram construídas segundo as normas técnicas adequadas.

§ 1º A Autorização de operação será concedida pela ANP, no prazo de até 30 (trinta) dias, contados a partir da data da protocolização dos documentos relacionados neste artigo.

§ 2º A não manifestação da ANP no prazo previsto no *caput*, acarretará o deferimento da Autorização.

§ 3º A ANP, caso entenda necessário, solicitará da interessada informações ou documentos adicionais e neste caso, o prazo mencionado no parágrafo anterior será considerado a partir da data de atendimento das solicitações devidamente protocoladas na ANP.

Art. 13º O distribuidor autorizado deverá apresentar à ANP, os contratos de cessão ou locação de espaço em instalações de terceiros ou de arrendamento ou locação de instalações, devidamente registrados em cartório, na forma de extrato, bem como a Ficha de Cadastro de Tancagem - FCT, devidamente preenchida pela empresa locadora, em modelo próprio aprovado pela ANP.

§ 1º A ANP terá até 60 (sessenta) dias para autorizar a operação dessas instalações.

§ 2º A não manifestação da ANP no prazo previsto no parágrafo anterior, acarretará o deferimento da Autorização.

§ 3º A ANP poderá solicitar da interessada informações ou documentos adicionais e, neste caso, o prazo mencionado no parágrafo primeiro passa a ser contado a partir da data da protocolização dos documentos ou informações solicitados.

Art. 14º A ANP poderá, a qualquer tempo, vistoriar as instalações de armazenagem de combustíveis, que, estando estas em desacordo com as normas e legislações vigentes, poderá interditá-las até o integral cumprimento das exigências cabíveis e sem prejuízo das demais penalidades previstas no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999.

Art. 15º As instalações para armazenamento de combustíveis cuja operação esteja aprovada pela ANP são denominadas Bases de Distribuição.

Da Comercialização

Art. 16º Os pedidos dos volumes mensais de combustíveis a serem adquiridos pela distribuidora, sujeita ao regime de cotas, serão autorizados pela ANP, respeitada as normas pertinentes.

§ 1º Os volumes correspondentes aos pedidos autorizados serão, obrigatoriamente, entregues pelo fornecedor autorizado e retirados pelas distribuidoras.

§ 2º Ficam desobrigadas do previsto no *caput* deste artigo, as distribuidoras que firmarem contratos de fornecimento com fornecedores autorizados.

§ 3º A atribuição de novas cotas para distribuidora em cada base obedecerá a disponibilidade de produtos naquela base, levando-se em conta o somatório das cotas atribuídos pela ANP ao volume de contratos negociados com fornecedor autorizado.

Art. 17º São condições obrigatórias para a comercialização dos produtos de que trata esta Portaria:

I - estar o produto de acordo com as especificações e condições de registro determinadas pela ANP;

II - manter informado o consumidor a respeito do uso, da nocividade e da periculosidade dos produtos;

III - não ter sido adicionada ao produto adquirido de fornecedor autorizado, qualquer substância cuja mistura não tenha sido previamente autorizada pela ANP;

Art. 18º Durante o período de transição estabelecido no Art. 69 da Lei nº 9.478, de 06 de agosto de 1997, fica proibida a comercialização de derivados de petróleo e álcool combustível entre distribuidoras.

Das Informações

Art. 19º As Distribuidoras obrigam-se a apresentar à ANP a totalidade de suas movimentações de combustíveis e demais derivados de petróleo através de Demonstrativo de Controle de Produtos - DCP's, conforme o estabelecido pela norma vigente.

§ 1º A não apresentação dos DCP's implicará em aplicação das penalidades previstas no Decreto nº 2.953, de 28 de janeiro de 1999.

§ 2º Para os efeitos do disposto neste artigo, será considerada inadimplente a Distribuidora que encaminhar seu DCP, em desacordo com as normas da ANP.

Das Obrigações da Distribuidora

Art. 20º A Distribuidora obriga-se à:

I - solicitar ao fornecedor autorizado, atestado de qualidade do produto, no ato da sua aquisição;

II - fornecer combustíveis automotivos aditivados ao preço dos similares não aditivados, na falta eventual deste produto;

III - garantir a qualidade e a quantidade dos combustíveis, quando transportados sob sua responsabilidade ou quando armazenados em instalações próprias ou de terceiros;

IV - observar e respeitar as normas que regem a ordem econômica, o controle do meio ambiente e a segurança do consumidor;

V - informar à ANP o término do exercício da atividade de distribuição;

VI - informar à ANP o término da operação de instalação, ou de contrato de cessão, arrendamento ou locação de espaço de tancagem que mantenha com terceiros;

VII - permitir o livre acesso dos agentes fiscalizadores da ANP e dos Órgãos credenciados às suas instalações e documentação;

VIII - informar à ANP, no prazo máximo de 30 (trinta) dias, alterações nos dados cadastrais, mediante apresentação de requerimento, acompanhado dos documentos pertinentes.

IX - apresentar à ANP, a cada 6(seis) meses, as certidões de quitação de tributos Federais, Estaduais e Municipais, bem como a comprovação de regularidade junto à Seguridade Social e ao Fundo de Garantia de Tempo de Serviço.

Das Disposições Transitórias

Art. 21º Até a edição de norma regulamentando o Atestado de Comissionamento mencionado no Art. 11, aplicam-se as normas e procedimentos estabelecidos no Art. 21 desta Portaria.

Art. 22º Após a conclusão das obras, a distribuidora deverá solicitar à ANP a vistoria das instalações e a emissão da autorização de operação.

§ 1º A Autorização de operação será concedida pela ANP no prazo de até 30 (trinta) dias, contados a partir da data da vistoria, se aprovadas as instalações, ou no prazo de 30 (trinta) dias após o atendimento das irregularidades identificadas.

§ 2º Por ocasião da vistoria, deverão estar disponíveis, no canteiro de obras, os seguintes documentos:

- I - Alvará de Funcionamento emitido pela Prefeitura Municipal;
- II - licença de operação emitida pelo órgão de meio ambiente competente;
- III - Projeto de combate a incêndio aprovado pelo Corpo de Bombeiros local;
- IV - Apresentação das anotações de responsabilidade técnica (ART) do projeto e das obras de construção e montagem expedidas pelo CREA local;
- V - Certificados de Arqueação dos tanques de produtos emitidos pelo INMETRO;
- VI - Aprovação do projeto elétrico e de aterramento pela concessionária de energia elétrica local, quando exigida pela mesma. Na falta desta aprovação deverão ser respeitados os critérios estabelecidos norma NBR-5418;
- VII - Testes hidrostáticos dos tanques (recalques), conforme norma NBR-7821; (Norma Brasileira)
- VIII - Testes hidrostáticos das linhas, conforme norma ANSI B31.3; (American National Standards Institute)
- IX - Certificados de qualificação dos soldadores;
- X - Radiografias e respectivos laudos das soldas (tetos e costados dos tanques e linhas), teste e laudo das soldas do fundo dos tanques, laudo da resistência da malha de aterramento, conforme normas NBR-7821 e NBR-7824;

§ 3º Deverá ser integral a obediência ao projeto aprovado.

§ 4º Cópia dos documentos citados nos incisos I, II, III e IV deverão ser incorporados ao pedido de vistoria encaminhado à ANP.

Art. 23º As Distribuidoras em operação terão o prazo de 90 (noventa) dias para se adequarem às disposições constantes da presente Portaria, contados a partir de sua publicação no Diário Oficial da União.

Art. 24º Os pedidos de autorização para exercício da atividade de distribuição já protocolizados na ANP, serão analisados de acordo com o disposto nesta Portaria.

Art. 25º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

Art. 26º Revogam-se as Portarias MME nº 008 de 16 de janeiro de 1997, ANP nº 202, de 28 de dezembro de 1998 e demais disposições em contrário.

DAVID ZYLBERSZTAJN