



R. GARCIA CONSULTORES



A transformação da indústria do gás
natural na Espanha

Agência Nacional do Petróleo

*Estudo para Elaboração
de um Modelo de
Desenvolvimento da
Indústria Brasileira de
Gás Natural*
Contrato N°. 7039/03 –
ANP – 008.766



Rio de Janeiro, Agosto de 2004

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	3
I – APRESENTAÇÃO DOS FATORES-CHAVE.....	8
II. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA ESPANHA ANTES DA TRANSFORMAÇÃO	9
III. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE TRANSFORMAÇÃO DA INDÚSTRIA ESPANHOLA DE GÁS	18
IV. A ESTRUTURA ATUAL DA INDÚSTRIA.....	26
V. RESULTADOS E LIÇÕES.....	37
VI. ANEXOS.....	49
BIBLIOGRAFIA	77

INTRODUÇÃO

A participação do gás natural na matriz energética da Espanha apresentou um importante crescimento nas últimas duas décadas: dos 2% que o gás representava nesta matriz no começo dos anos 70, passou a 14% em 2002, sendo quase a metade deste crescimento ocorrido a partir de 1995. Em relação ao consumo total, os números também são expressivos, tendo aumentado cerca de 65% somente nos últimos cinco anos.

Neste período ocorreram alterações na estruturação e organização da indústria, dentro de um contexto político-institucional que facilitou essas mudanças e a importância do gás natural, como energético, nos vários setores da economia.

Entretanto, o desenvolvimento da indústria do gás na Espanha está longe de ser linear. A mera observação das normativas estabelecidas permite apreciar que sua estrutura institucional sofreu modificações importantes relacionadas com:

- o papel e grau de participação do governo, em função da organização da indústria escolhida;
- A participação do setor privado nos investimentos em infra-estrutura e serviços, com diferentes graus de integração das atividades ;
- A evolução do sistema tarifário, em função dos modelos de organização que evoluíram de uma fase orientada ao deslocamento de combustíveis concorrentes – por usos – em direção a outro, que privilegiou a transparência, a eliminação gradual de distorções tarifárias e as opções de serviço entre os usuários; entre outros.

Na análise fazem-se observações sobre as condições econômicas e os objetivos da política que acabaram sendo peças importantes para o sucesso das reformas, medido em seu indicador mais abrangente, que é o grau de penetração do gás.

Paralelamente ao exposto, destaca-se a interação de dois objetivos atuando em sincronia. Por um lado, a persistência do governo espanhol em disseminar o uso do gás natural, através dos diferentes modelos experimentados. Por outro, a influência da Diretiva de Gás do Mercado de Gás Europeu, estabelecendo condições voltadas para a organização e estruturação de um mercado de gás único e competitivo.

O caso da Espanha, como poderá ser visto neste documento, apresenta singularidades que são de interesse do objetivo desta Consultoria e que facilitarão o diagnóstico e a discussão de propostas de política energética para o Brasil.

A seguir é descrita resumidamente a estrutura deste relatório:

No primeiro capítulo, são apresentados os fatores-chave que constituem a base de um desenvolvimento competitivo da indústria de gás natural e que serão avaliados na análise.

No segundo capítulo é mostrada a situação do setor de gás natural na Espanha antes das reformas implementadas. Aspectos como o papel do Estado, o grau de integração vertical, os agentes envolvidos, o grau de concorrência, entre outros, são analisados.

No terceiro capítulo são mostrados os principais elementos subjacentes ao modelo de transformação espanhol; entre os quais se destacam a segmentação de atividades e a liberação de atividades competitivas, as restrições à verticalização dos agentes e o princípio de acesso aberto regulado.

No quarto capítulo é descrita a atual estrutura e a organização do setor a partir das reformas instituídas a partir de 1998.

A análise e a descrição do setor foram voltadas para destacar aqueles aspectos que mereceram ampla discussão no Brasil, desde 1998 até hoje, como a estruturação de tarifas, o tipo de acesso a terceiros nos gasodutos de transporte, os diferentes papéis assumidos pelo Estado e os princípios de atuação dos agentes do mercado.

A leitura de tal capítulo permite observar que o desenho regulatório foi se aperfeiçoando com mecanismos voltados a alcançar uma maior concorrência, buscando consolidar a atuação dos agentes e da autoridade regulatória sob os princípios de transparência e não-discriminação.

No quinto capítulo são descritos os resultados da reestruturação, os desafios pendentes e os ensinamentos que são comuns a estes processos. Em muitos casos, estes ensinamentos são particulares ao país em questão, mas os objetivos e princípios de cada uma das experiências analisadas podem ser compartilhados pelo restante dos países que também empreenderam estas transformações. Os

instrumentos utilizados, sua adequação, o *timing* de aplicação e a sincronia na atuação dos governos e das autoridades regulatórias demonstram a eficiência alcançada nestes processos, aprendendo-se importantes lições.

Finalmente, o sexto capítulo -Anexos é composto pelos Apêndices Normativos e Institucionais, nos quais contêm informações mais detalhadas sobre o processo de estruturação e organização e sobre seus resultados, o mapa da infra-estrutura de transporte de gás e a Bibliografia utilizada na realização do estudo.

I – APRESENTAÇÃO DOS FATORES-CHAVE

Os resultados que serão analisados no corpo do presente documento permitirão a obtenção de lições importantes em matéria de estruturação e organização dos setores.

A sistemática para a avaliação dos resultados corresponde à metodologia descrita na Fase I da Proposta Técnica, relativa ao Estudo para Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás Natural (Contrato N°. 7039/03 – ANP – 008.766). Nela são detalhados os fatores chave e os respectivos parâmetros que permitem medir o sucesso relativo destes processos, como é indicado no Quadro I-1:

QUADRO I-1 – FATORES CHAVE PARA O ESTUDO DO CASO ESPANHOL

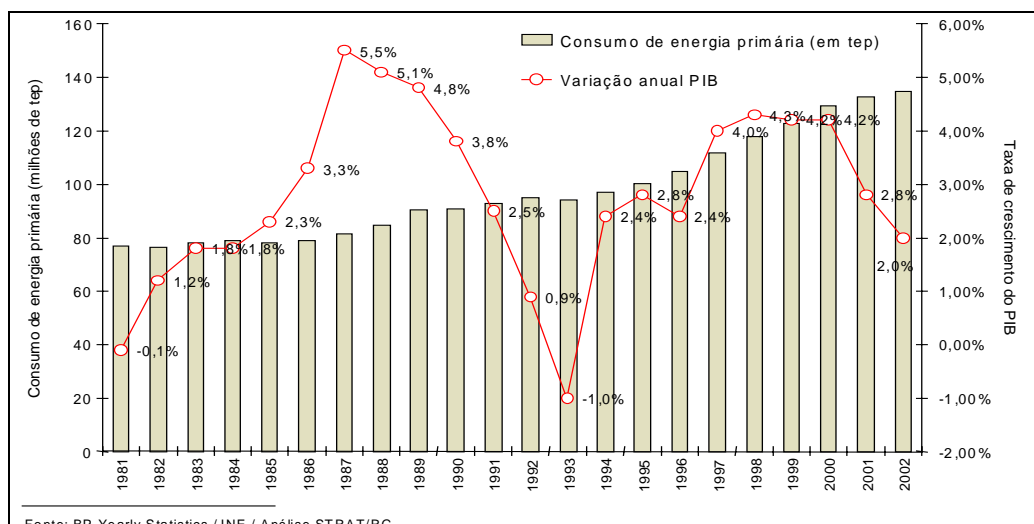
Aspecto chave	Fator para avaliar o sucesso relativo do processo de transformação
- Estrutura da indústria	- Grau de integração - Segmentação - Independência das decisões em cada segmento da cadeia
- Modelo regulatório	- Aspectos institucionais - Papéis dos setores público e privado - Maturidade, efetividade, independência e consistência intertemporal das políticas energéticas
- Mercados	- Competitividade - Abertura e opções aos usuários - Transparência - Interface entre segmentos regulados e abertos à concorrência
- Acesso à infra-estrutura e pricing	- Grau e tipo de conflito - Transparência e não discriminação
- Integração regional	- Acesso às interconexões - Compatibilidade das regulamentações domésticas e regionais
- Interface com outros atores	- Elétrico - Hidrocarbonetos - Grau de complementação / condicionamento ao crescimento do setor

II. A INDÚSTRIA DE GÁS NATURAL NA ESPANHA ANTES DA TRANSFORMAÇÃO

A Espanha experimentou um rápido crescimento econômico nas últimas décadas¹, que teve como conseqüências o aumento da taxa de industrialização e da demanda de energia (Quadro II-1):

Quadro II-1 – Evolução da demanda de energia primária na Espanha

Período 1970 – 1998 (em milhões de toneladas de petróleo equivalentes)



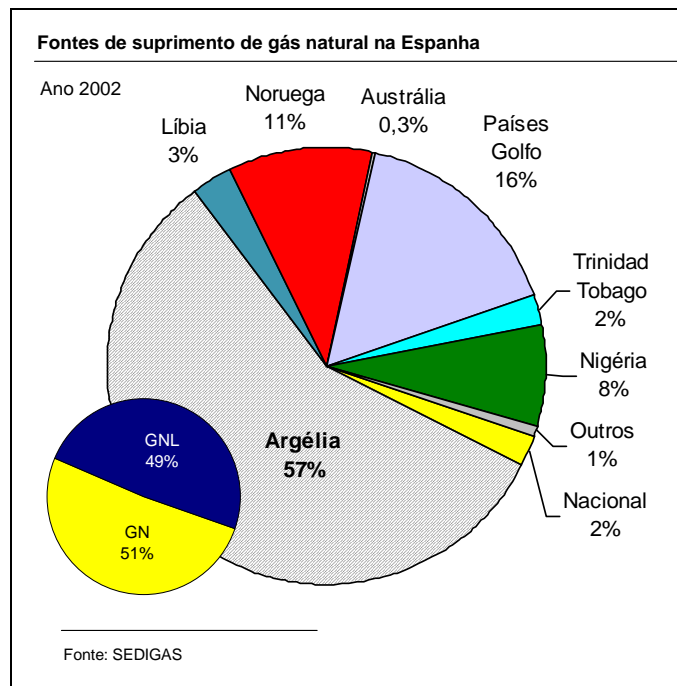
O país, com escassos recursos energéticos, é um tradicional importador de energia². No caso do gás natural, quase 98% de suas necessidades são supridas com importações, das quais 40% constituem-se de importações por gasodutos, sendo o restante abastecido por gás natural liquefeito - GNL. A Argélia é o principal exportador de gás natural para a Espanha, representando, cerca de 60% do total do volume importado (Quadro II-2):

¹ Como exemplo: a taxa de crescimento anual consolidada do período 1990-2000 foi de 3%. O PIB (a preços constantes) passou de 406 a 529 bilhões de Euros.

² As reservas provadas de gás natural da Espanha são de 0,009 TCF.

Quadro II-2 – Fontes de suprimento de gás natural na Espanha

Ano 2002



Neste contexto de crescimento da demanda de energia e forte dependência das importações de gás natural, construiu-se uma indústria de gás fortemente integrada. No Quadro II-3, mostra-se a cronologia dos principais eventos ocorridos anteriormente à reestruturação da indústria.

Quadro II-3 – Situação da indústria antes da transformação: marcos principais

1966	Criação da Catalana de Gás y Electricidad S.A.
1972	Criação da ENAGAS Sociedad del Estado ³
1974	O Conselho de Ministros determina que a ENAGAS seja o único comprador de gás para Espanha
1975	Publicação do Primeiro Plano de Gasificação ⁴
1985	Renegociação do contrato com a Argélia. Assinatura do Protocolo de Intenções para o Desenvolvimento do Gás na Espanha
1992	Criação da <i>Gas Natural</i> S.D.G. ⁵ com participação da <i>Repsol</i> (44.2%), La Caixa (25.5%) e acionistas da Bolsa (30.3%) ⁶ .
1993	O Grupo <i>Gas Natural</i> absorve a ENAGAS, que exercia, principalmente, as atividades de abastecimento, transporte e fornecimento a grandes clientes. Toma forma, assim, uma estrutura integrada de prestação de serviços por meio da propriedade majoritária.

No período anterior às reformas, a estrutura organizacional da indústria do gás na Espanha era caracterizada por uma alta integração vertical, sem nenhuma abertura à concorrência. É importante destacar as mudanças no papel que o Estado Espanhol assumiu paulatinamente antes das reformas; podendo ser identificadas duas diferentes sub-etapas dentro deste período. A primeira sub-etapa – 1972-1993 – se caracteriza pelo domínio dos segmentos de suprimento interno de gás e transporte pela ENAGAS- estatal e pela alta concentração de empresas na distribuição e comercialização. Já na segunda sub-etapa – 1993-1998 – verifica-se a atuação integrada do Grupo Gas Natural em todas as etapas da cadeia.

³ Decreto N° 623/1972: sua primeira atividade consistiria na realização dos estudos de viabilidade de um projeto focalizado no desenvolvimento de uma rede de gasodutos que se estendesse por todo o país.

⁴ Publicado em de 13 de novembro de 1975. Este Plano surge dos estudos de viabilidade do projeto de desenvolvimento do gás natural na Espanha e nele é publicada a concessão administrativa à ENAGAS para a construção da Rede de Gasodutos na qual se materializa o citado Plano.

⁵ Um dos marcos do processo de transformação do setor de gás natural na Espanha foi a criação da *Gas Natural* SDG em 1992, como resultado da fusão das companhias Catalana de Gas, Gas Madrid e dos ativos de distribuição de gás canalizado da Repsol.

Posteriormente, a *Gas Natural* SDG absorve a ENAGAS e, como consequência, começa a desenvolver também atividades nos segmentos de regasificação, armazenagem e transporte de gás natural.

Atualmente, o grupo *Gas Natural* opera em praticamente toda a cadeia da indústria do gás natural na Espanha: regasificação, armazenagem, transporte, distribuição e comercialização.

⁶ Fusão da Catalana de Gas y Electricidad S.A. , Gas de Madrid S.A. e ativos de distribuição de gás canalizado da Repsol.

O Quadro II-4 permite apreciar as atividades desenvolvidas em toda a cadeia de gás do sistema espanhol e os agentes envolvidos em cada uma delas, durante esta etapa antes das transformações.

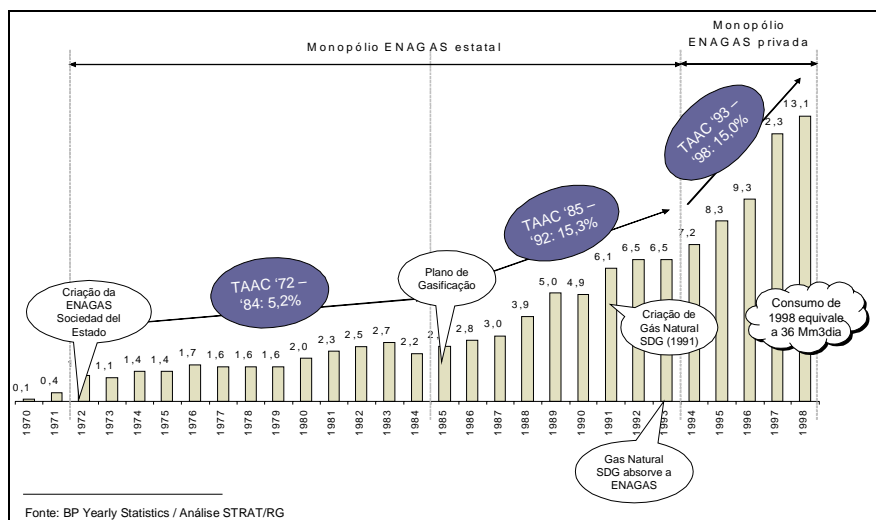
Quadro II-4 – Organização do setor de gás antes da transformação: agentes e atividades

	Sub-etapa 1 (1972 até 1993)	Sub-etapa 2 (1993-1998)
Abastecimento/ Importação	- ENAGAS – estatal.	- ENAGAS – privada, propriedade do Grupo Gas Natural.
Transporte		
Distribuição	- Distribuidoras privadas e públicas: Grupo Gas Natural com ampla participação ⁷ .	- Idem.
Comercialização		

Durante o período anterior às reformas, a demanda de gás natural experimentou um crescimento considerável, principalmente a partir do início da Sub-etapa 2 (Quadro II-5):

Quadro II-5 – Evolução do consumo de gás natural na Espanha

Período 1970 – 1998 (em bilhões de metros cúbicos)

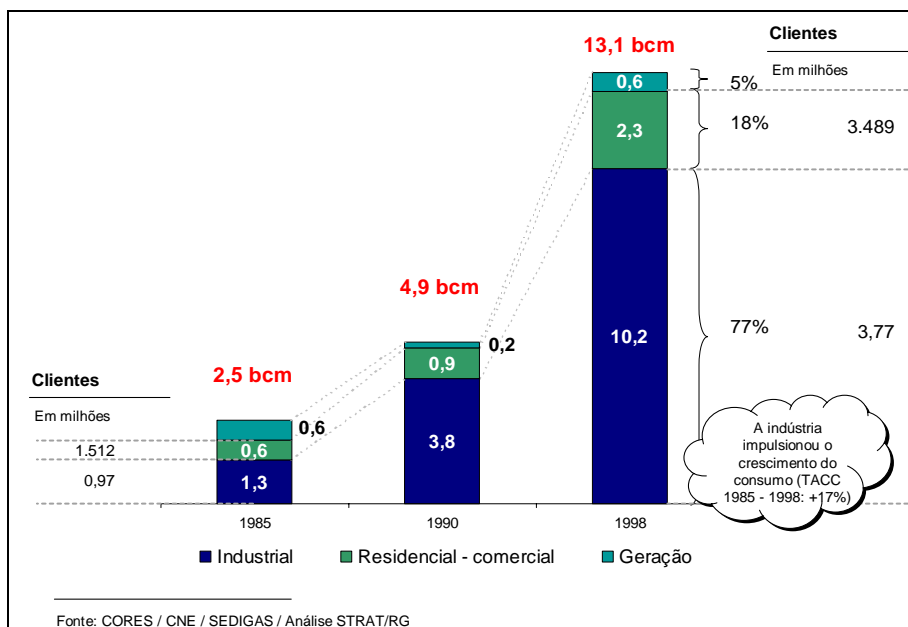


⁷ Participação no mercado durante 1985: Catalana de Gas y Electricidad 58%, Gas Madrid: 26% (a seguir estas empresas formam, em 1992, o Grupo Gas Natural SDG, acumulando 84% do mercado); Outras distribuidoras menores: Companhia Espanhola de Gas 6%; Hidroeléctrica Cantábrico: 1%; Sociedad de Gás Eskaudi: 1%.

O principal *driver* deste crescimento, conforme é observado no Quadro II-6, foi o setor industrial. Destaca-se também o crescimento no número de clientes residenciais: no período de 1985-1998 (o aumento registrado foi de 130%).

Quadro II-6 – Evolução do consumo de gás natural na Espanha por segmento

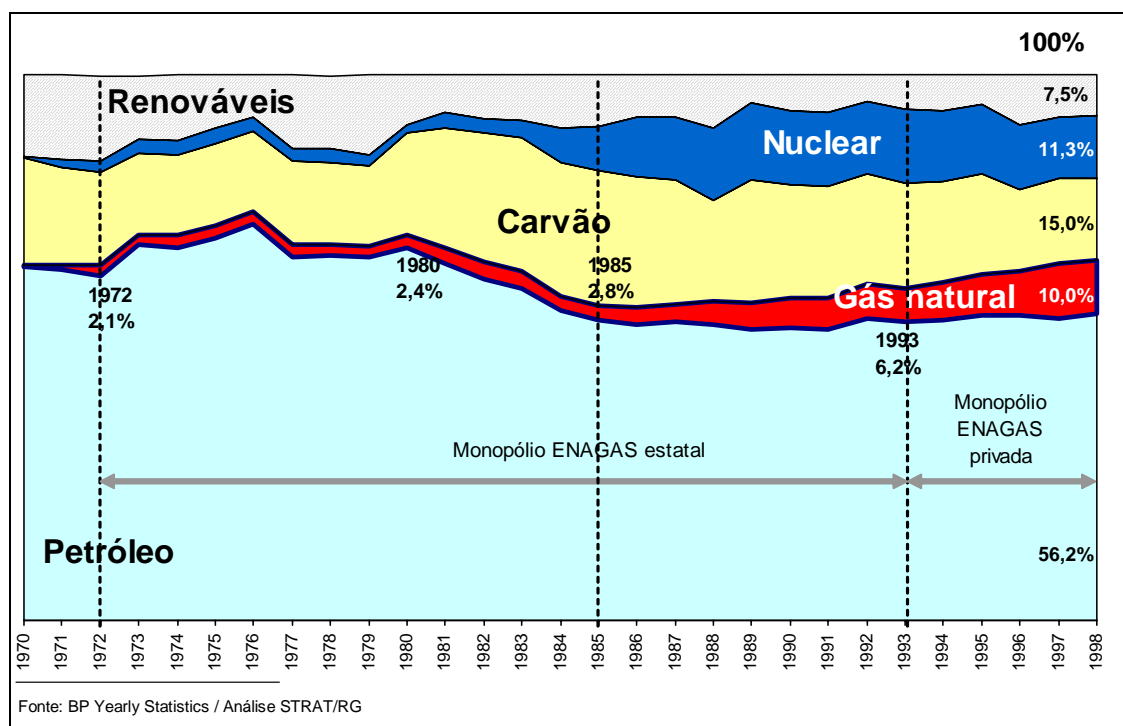
Anos 1985, 1990 e 1998 (em bilhões de metros cúbicos)



Em relação à matriz energética nacional, no período pré-reforma, a participação do gás natural passou de um percentual pouco significativo de 2%, em 1972, para 6%, em 1992, atingindo, já em 1998, 10% do total da energia primária consumida. (Quadro II-7).

Quadro II-7 – Evolução do consumo de gás natural na Espanha por segmento

Período 1970 – 1998



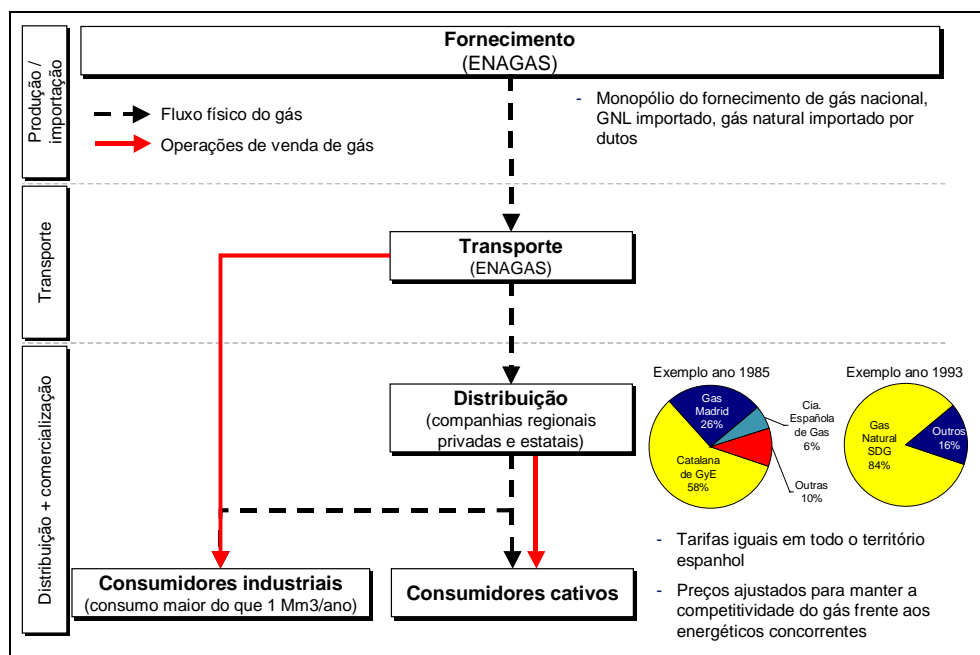
A primeira característica a ser mencionada para este período, com relação à estrutura de prestação do serviço, é o elevado nível de integração vertical observado. A empresa ENAGAS, a princípio estatal e depois privada, de propriedade do Grupo Gas Natural, foi a encarregada do abastecimento ou importação de gás e seu transporte (incluindo a regaseificação). Posteriormente, seguindo a cadeia, o gás era entregue pela ENAGAS às distribuidoras regionais, que por sua vez o distribuam e comercializavam até os usuários finais⁸.

No caso de alguns grandes usuários industriais, a ENAGAS os atendia diretamente, sem a intervenção das distribuidoras regionais⁹. Como conclusão, pode-se dizer que existia uma alta integração vertical entre abastecimento e transporte, por um lado, e entre distribuição e comercialização, por outro (Quadro II-8).

⁸ Cabe registrar que a partir de 1992, o Grupo Gas Natural passou a concentrar cerca de 84% deste mercado (distribuição e comercialização).

⁹ Reserva exclusiva em favor da ENAGAS para os consumos industriais superiores a 1 bilhão de m³. Na realidade, todos os usuários industriais eram abastecidos pela ENAGAS, com exceção da Catalunha e do País Basco, onde se destacavam a *Catalana de Gas*, *Electricidad S.A.* e *Sociedad de Gás Euskadi SA*.

Quadro II-8 – Estrutura de prestação do serviço antes da reforma



Outra característica a ser destacada, como citado previamente, foi a ausência de concorrência em atividades potencialmente competitivas como o suprimento / importação e comercialização.

No período 1972-1993, o Estado, através da ENAGAS, importava o gás e era o único fornecedor das distribuidoras. No caso da comercialização, os usuários eram cativos de suas distribuidoras regionais ou da própria ENAGAS. Portanto, a ENAGAS e as Distribuidoras regionais se constituíam em monopolistas nestes mercados de gás, no “upstream” e no “downstream”, respectivamente.

As tarifas de venda de gás ao público eram únicas para todo o território espanhol, sendo o preço do gás natural competitivo em relação às principais energias alternativas.

Dessa forma, o preço de venda para os consumidores domésticos e comerciais evoluía de acordo com os preços da eletricidade, do diesel e do GLP e, para os consumidores industriais, o preço era ajustado em função do óleo combustível e do restante das energias alternativas.

Em 1985 foi assinado o Protocolo de Intenções para o Desenvolvimento do Gás na Espanha, onde é possível verificar o importante papel que o Estado teve no crescimento do setor, neste período (Quadro II-9).

Quadro II-9 – Protocolo de Intenções para o Desenvolvimento do Gás Natural

Ano 1985

Temas chave	<ul style="list-style-type: none">- Objetivo: aumentar a participação do gás na matriz energética- Define uma política de preços de penetração do gás natural<ul style="list-style-type: none">• A tarifa final para cada segmento de usuários deve ser inferior aos preços dos energéticos substitutos• A margem para o transporte e distribuição é determinada de forma a permitir a expansão do sistema- Planejamento estatal de investimentos (Ministério da Indústria e Energia e autoridades regionais)- Relação de investimentos a serem realizados pela ENAGAS
-------------	--

O citado Protocolo fixou como objetivo governamental o aumento da participação do gás na matriz energética, encarregou a ENAGAS da tarefa de fornecimento de gás às distribuidoras regionais, e planejou uma série de investimentos em transporte, a cargo da ENAGAS.

Foi na primeira Sub-Etapa, até a privatização da ENAGAS, que o Estado Espanhol, através do Ministério da Indústria e Energia (em colaboração com as respectivas Administrações Autônomas), planejou e supervisionou a execução dos projetos de gasificação para o desenvolvimento do mercado.

O desenvolvimento básico dos novos mercados foi fomentado por uma série de projetos em infra-estrutura de transporte, assumidos pela ENAGAS¹⁰. Estes projetos procuravam atender os mercados industrial, doméstico e comercial, em relação ao planejamento das distribuidoras regionais.

As próprias distribuidoras, em suas respectivas concessões, assumiram os investimentos em suas redes de distribuição, razão pela qual a fixação das margens de distribuição – diferença entre o preço de venda do gás natural e o preço de cessão da matéria prima¹¹ – foi um elemento chave da política de gás, uma vez que determinava a rentabilidade dos recursos que eram aplicados em distribuição, nos

¹⁰ Gasoduto Burgos - Madri, com extensões até Palencia, Valladolid e Guadalajara; Gasoduto para Cantabria e Asturias; Planta de Regasificação em Huelva e Gasoduto Huelva - Sevilha; Planta de Regasificação em Cartagena; Gasoduto Calahorra - Pamplona; Plantas de Regaseificação na Ilha de Mallorca.

¹¹ Preço de Cessão Matéria Prima = custo médio de aquisição da MP (CIF) com destino ao mercado de tarifa + retribuição (aos transportadores correspondentes) da atividade de gestão de compra e venda de gás destinada ao mercado de tarifa + custo médio regasificação.

planos de expansão de redes¹². Desta maneira, as margens de distribuição seriam utilizadas na atração de recursos que financiassem os investimentos na infra-estrutura necessária para atender às necessidades dos contratos firmados com a Argélia.¹³

Por Ordem Ministerial de 17 de janeiro de 1985, foi aconselhada a introdução de um sistema de tarifas únicas, segundo o qual, por um período de transição de 3 anos, volumes idênticos de gás teriam o mesmo preço de venda em toda a Espanha.

Com base nisso, passou-se a fixar o preço de cessão de matéria prima por parte da ENAGAS, com diferenças para cada distribuidora. Com este sistema de preços de cessão (diferentes por distribuidora), criou-se um problema para a ENAGAS, corrigido com o estabelecimento do critério que, em qualquer caso, esta empresa deveria cobrir pelo menos seus custos variáveis.

A segunda sub-etapa do período pré-reformas é caracterizada pela passagem da ENAGAS para as mãos do grupo *Gas Natural*, que efetivamente já vinha se desenvolvendo na atividade de distribuição / comercialização, com grande participação em diversas distribuidoras regionais.

Tal privatização da ENAGAS, em 1993, aumentou a integração vertical da indústria. Apesar de a ENAGAS e suas distribuidoras regionais continuarem sendo empresas separadas, o mesmo ator privado, *Gas Natural*, possuía uma participação majoritária em grande parte destas distribuidoras.

Iniciou-se então, a partir daí, uma sub-etapa caracterizada por um quase monopólio privado, integrado verticalmente em toda a cadeia do gás, desde o suprimento até a comercialização aos usuários finais.

¹² Em 31 de outubro de 1985, as distribuidoras deveriam apresentar ao Ministério da Indústria e Energia seus planos de gasificação, com especificação dos investimentos e volumes projetados no período 1985-1992.

¹³ A ENAGAS assumiu os investimentos em infra-estrutura de transporte, enquanto às distribuidoras couberam os investimentos nas redes de distribuição dentro de sua área de concessão. Com esta solução, do investimento total previsto (da ordem de 120.000 milhões de Pesetas), coube às distribuidoras um total de 50.000 milhões de Pesetas.

III. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE TRANSFORMAÇÃO DA INDÚSTRIA ESPANHOLA DE GÁS

O Modelo da Transformação surge da publicação da Diretiva de Gás da União Européia de 1998, da Lei de Hidrocarbonetos do mesmo ano, e do pacote de medidas liberais e regulamentares que foram introduzidas desde o ano de 1999. Estas medidas podem ser apreciadas no Quadro III-1:

Quadro III-1 – Marcos principais que determinam o modelo de transformação da indústria

	Diretiva União Européia 1998/30/CE	Lei de Hidrocarbonetos 34/98	RD 6/1999 e RD 15/1999	RD 6/2000	RD 949/2001	Ordens do Ministério da Economia em 2002	RD 1434/2002
Objetivo geral	- Criar um mercado de gás competitivo e integrado na Europa	- Liberalizar o mercado de gás natural - Estado: papel regulador - Fomentar a livre iniciativa privada	- Acelerar o processo de liberalização de usuários - Conceder autorizações provisórias para a atividade de comercialização	- Acelerar a introdução da concorrência no setor de gás natural	- Regular o acesso aberto às instalações de caráter monopolista	- Regular os princípios estabelecidos no Real Decreto 949/2001	- Estabelecer princípios relacionados à definição das atividades de transporte, distribuição e comercialização
Temas chave	- Estabelece requisitos regulatórios mínimos que os países membros devem respeitar	- Constitui a resposta da Espanha à Diretiva 1998/30/EC - Estabelece as bases da nova configuração da indústria espanhola de gás natural	- Reduz o patamar para usuários qualificados	- Reduz o patamar para usuários qualificados - Restringe o nível de propriedade sobre o capital da ENAGAS - Libera 25% do gás procedente da Argélia - Estabelece um teto de participação no mercado de gás	- Estabelece modelos de contratos - Define diretrizes com respeito ao atendimento de solicitações de acesso - Indica as causas para negar acesso à rede - Consolida um sistema de tarifas e pedágios	- Retribuição de atividades reguladas deve ser fixadas cada quatro anos - Estabelece tarifa sujeita a interrupção - Determina três grupos de tarifas: tarifas finais, preços de cessão e pedágios por uso das redes	- Definição de cada atividade - Requisitos para a execução de cada uma das atividades

O objetivo da Diretiva Européia de 1998 foi criar um mercado único e competitivo de energia para toda a Europa, sobretudo através da liberalização de mercados, da separação vertical das empresas, da implementação de acesso aberto às instalações de escoamento e da aplicação de tarifas econômicas.

A Lei de Hidrocarbonetos espanhola aderiu a estes princípios da Diretiva Européia, tratando de liberalizar, introduzir concorrência e dar maior participação ao setor privado no desenvolvimento do setor de eletricidade e hidrocarbonetos líquidos e gasosos (os aspectos principais de ambas as normas são resumidas no Apêndice Normativo).

Posteriormente, o Governo Espanhol adotou uma série de medidas adicionais no sentido de atingir uma maior transparência nas transações, como acentuar a separação de propriedade nas atividades reguladas; reforçar o funcionamento do livre acesso regulado, de forma transparente e não discriminatória; determinar pedágios (uniformes e máximos) que refletissem os *drivers*¹⁵ dos custos da prestação de serviços em função dos parâmetros de pressão e volume (com exceção do que se refere à distância), diversificar a oferta através de limites de participação no mercado.

Vale destacar que a transformação do setor elétrico, iniciada em 1997, e aquela do setor de gás foram homogêneas nos princípios básicos que guiaram as estruturas pretendidas para essas indústrias.

No caso da reforma do setor elétrico, procurou-se, tal como na indústria do gás: (i) criar um mercado de eletricidade aberto e competitivo, (ii) introduzir mais opções para os grandes consumidores, e (iii) segmentar as atividades da indústria.

A complementaridade e a visão abrangente do Governo Espanhol nas reformas implementadas em ambos os setores ficaram claras, uma vez que ambas pautavam-se no mesmo princípio de que atingindo a liberalização do mercado do gás, seria obtido um aumento gradual da concorrência no setor elétrico¹⁶.

Neste sentido, é interessante também analisar a interface do setor de gás natural com o setor de hidrocarbonetos líquidos.

Apesar do consumo de petróleo, como energia primária, estar decrescendo, esta fonte de energia ainda apresenta um papel importante no consumo total do país.

Com uma dependência externa de petróleo de 99%, em 2003, o consumo interno desta energia primária¹⁷ representa cerca de 56% na matriz energética nacional, número este ainda várias vezes superiores aos do mercado de gás natural.

O Estado Espanhol controlou o setor do petróleo até 1993. Em 1992, com a publicação da Lei 34/92, as atividades de importação, distribuição e venda de petróleo,

¹⁵ Vetores ou parâmetros que afetam os custos de prestação de serviço.

¹⁶ Duas firmas, *Endesa* e *Iberdrola*, controlavam 76% do mercado de geração e havia restrições físicas para importar energia elétrica.

¹⁷ o consumo diário de petróleo chega a 1.5 milhões de barris, em 2003.

até então monopólio estatal, foram abertas ao setor privado. Para a operação do transporte de petróleo e derivados, incluindo o controle de dutos, instalações de estocagem, foi criada, em 1992, a *Compañía Logística de Hidrocarburos – CLH*, cuja a participação dos agentes privados é limitada a 25%.

A Repsol, privatizada em 1997, e posteriormente fundida com a YPF, ainda domina o segmento de downstream (refino e revenda de derivados de petróleo)..

Na interface petróleo-gás cabe destacar os aspectos a seguir:

1. A Espanha evitou a criação de um excesso de capacidade de refino - que é 1,3 MMbbl/dia-, *vis a vis* com outros países do Sul da Europa;
2. Atualmente a participação da *Repsol-YPF* no negócio do gás natural, direta ou indiretamente, é de menor importância em quase todos os seus segmentos:
 - a. A participação societária na *Gas Natural SDG*, cujas principais atividades atualmente são as de distribuidora e comercializadora de gás natural, diminuiu consideravelmente. De cerca de 45% das ações e maioria na Diretoria, em 1992, passou a ter 24%;
 - b. A sua participação societária indireta através da *Gas Natural* no transporte de alta pressão, deixou de ser relevante depois da Oferta Pública de Ações de 65% do grupo Gas Natural pela ENAGAS. Sua participação foi reduzida a 35%, e é esperado que em um futuro próximo chegue a apenas 5%;
 - c. Quanto aos contratos de importação de gás, a empresa não tem uma presença significativa, porém, possui planos em relação à importação de GNL e à construção das instalações de regasificação. Nestas atividades, a RepsolYPF concorre ou atua como associada, segundo o caso, não só com outros grupos do upstream do gás ou do petróleo como também com grupos originários da geração e distribuição de eletricidade.¹⁸

A seguir são destacadas as principais características do modelo de transformação do setor de gás natural espanhol, que são resumidas no Quadro III-2.

¹⁸ Ver “Limitações Cruzadas à Propriedade em Redes de Transporte. O caso da Espanha”. Trabalho de consultoria realizado para a ANP, 2001; e *Country Analysis Briefs*, IEA, Março 2003.

Quadro III-2 – Marcos principais que determinam o modelo de transformação da indústria

Segmentação de atividades e introdução da concorrência	<ul style="list-style-type: none"> - Atividades reguladas: regasificação, armazenamento, transporte e distribuição - Atividades abertas à concorrência: fornecimento e comercialização
Liberalização de usuários	<ul style="list-style-type: none"> - Todos os usuários desde Janeiro 2003
Limitações à integração vertical na cadeia	<ul style="list-style-type: none"> - Empresas ou entidades jurídicas separadas entre atividades reguladas e de comercialização - Contas contábeis separadas entre atividades reguladas - Limitação a qualquer pessoa física ou jurídica de possuir mais de 35% do capital da ENAGAS
Acesso aberto	<ul style="list-style-type: none"> - Regulado <ul style="list-style-type: none"> ▪ Modelos estabelecidos de solicitação de acesso e de contratos ▪ Tarifas e pedágios regulados
Outras ações pró - concorrência	<ul style="list-style-type: none"> - Teto para participação no suprimento do mercado de gás natural (70%) - 25% do gás natural da Argélia liberado
Ação institucional	<ul style="list-style-type: none"> - Estado como regulador e não intervindo diretamente no mercado - Criação da CNE com poder reduzido - Ministério da Economia: papel principal (determinação de tarifas, planejamento de longo prazo)

SEGMENTAÇÃO VERTICAL DE ATIVIDADES E INTRODUÇÃO DE CONCORRÊNCIA

Uma primeira característica a ser destacada no modelo de transformação espanhol diz respeito a segmentação vertical das atividades. A Lei de Hidrocarbonetos foi clara ao distinguir entre as atividades de abastecimento/importação, transporte, distribuição e comercialização.

Além disso, esta segmentação de atividades permitiu diferenciar, na mesma Lei de Hidrocarbonetos, aquelas atividades que continuavam sendo altamente reguladas como transporte – incluindo regasificação e armazenamento – e distribuição, e as atividades abertas à concorrência como abastecimento e comercialização.

Deste modo, com as reformas houve uma segmentação vertical de atividades para introduzir concorrência naquelas potencialmente competitivas, como abastecimento e comercialização. O transporte e a distribuição, por sua característica de alto poder monopolista, deveriam continuar sendo reguladas.

LIBERALIZAÇÃO DE USUÁRIOS

Outro aspecto a ser destacar do novo modelo se refere à implementação de um processo de liberalização gradual de usuários finais. Esta medida esteve intimamente ligada à liberalização da atividade de comercialização já mencionada. Ao abrir a concorrência à comercialização para os usuários finais, estes se tornaram capazes de escolher livremente seu fornecedor de gás natural.

LIMITAÇÕES À INTEGRAÇÃO VERTICAL NA CADEIA

Além disso, são destaques do novo modelo as restrições verticais aplicadas sobre os diferentes agentes do sistema. Neste sentido, a Lei de Hidrocarbonetos exigiu a constituição de empresas ou entidades jurídicas separadas entre comercialização – atividade aberta à concorrência – e as atividades reguladas.

Ao longo do tempo, o modelo espanhol foi implementando restrições maiores sobre os agentes. Assim, através das medidas publicadas em 2000, foi incluída uma limitação regulatória adicional: qualquer pessoa física ou jurídica não pode possuir mais de 35% das ações da transportadora ENAGAS¹⁹.

Finalmente, vale destacar que também se tentou limitar o poder dominante de qualquer grupo econômico na transportadora, sem importar se ela participa ou não da oferta ou demanda de gás. Neste caso, tentou-se limitar a participação dominante em sua carta de acionistas do grupo integrado verticalmente, Gas Natural, bem como de qualquer outro grupo

ACESSO ABERTO

Outro ponto relevante diz respeito à garantia de acesso aberto aos segmentos monopolistas de transporte e distribuição. A idéia subjacente consistiu em virtude de assegurar um nível adequado de concorrência na compra e venda de gás, no abastecimento e na comercialização, agentes diferentes, tais como os comercializadores e consumidores qualificados, deveriam ter garantido o acesso aberto não discriminatório às instalações.

Na já citada Lei de Hidrocarbonetos é mencionado que os titulares das instalações de transporte devem permitir sua utilização pelos consumidores qualificados, pelos comercializadores e pelos transportadores que cumprirem as condições exigidas, através da contratação separada ou conjunta dos serviços de transporte, regasificação e armazenamento, com base de princípios de não discriminação, transparência e

objetividade. Além disso, possibilitou-se a utilização das redes mediante o pagamento de pedágio estabelecido na regulamentação pertinente.

No caso de distribuição, foram aplicados os princípios de acesso aberto às suas instalações, em favor de comercializadores e consumidores qualificados, podendo ter acesso a elas por meio do pagamento de um pedágio regulado.

Vale destacar que o Modelo de Transformação Espanhol aderiu ao esquema de acesso aberto regulado, no qual o regulador CNE especifica os modelos de contratos, predetermina tarifas e regula os procedimentos para manejar as solicitações de capacidade, entre outros. Estes aspectos são desenvolvidos adiante mais detalhadamente.

OUTRAS MEDIDAS PRÓ CONCORRÊNCIA

O Modelo de Transformação aplicado implicou em algumas medidas pró concorrência adicionais, como a liberalização de 25% do gás procedente da Argélia pelo gasoduto de Magreb.

Desta forma se determinou que o titular do contrato de abastecimento procedente da Argélia pelo citado gasoduto, devia reservar 75% da capacidade para a ENAGAS fornecer às distribuidoras e suas vendas tarifadas, e os 25% restantes para comercializadores para sua venda a usuários qualificados.

Esta medida teve como objetivo permitir o acesso ao gás no *upstream*, a uma série de comercializadores diferentes do grupo dominante, *Gás Natural*²⁰.

Outra medida complementar compreendeu a determinação de que a partir de 2003 nenhum agente(s) pertencente(s) a um mesmo grupo de empresas poderia aportar mais de 70% do consumo de gás do país. Esta medida tinha como objetivo limitar o Grupo Gas Natural em sua posição dominante no mercado de gás, e favorecer a entrada de novos agentes na atividade de comercialização.

PAPEL DO ESTADO/ MUDANÇAS INSTITUCIONAIS

Neste sentido, a Lei de Hidrocarbonetos definiu como objetivo geral menor intervenção regulatória, na qual os poderes públicos salvaguardassem os interesses

¹⁹ Note-se que esta restrição tem o efeito de exigir a existência de uma empresa ou entidade legal separada para a transportadora (como o fazia a Lei de Hidrocarbonetos), mas não avança mais ao restringir, em nível de propriedade, uma participação majoritária em tal empresa.

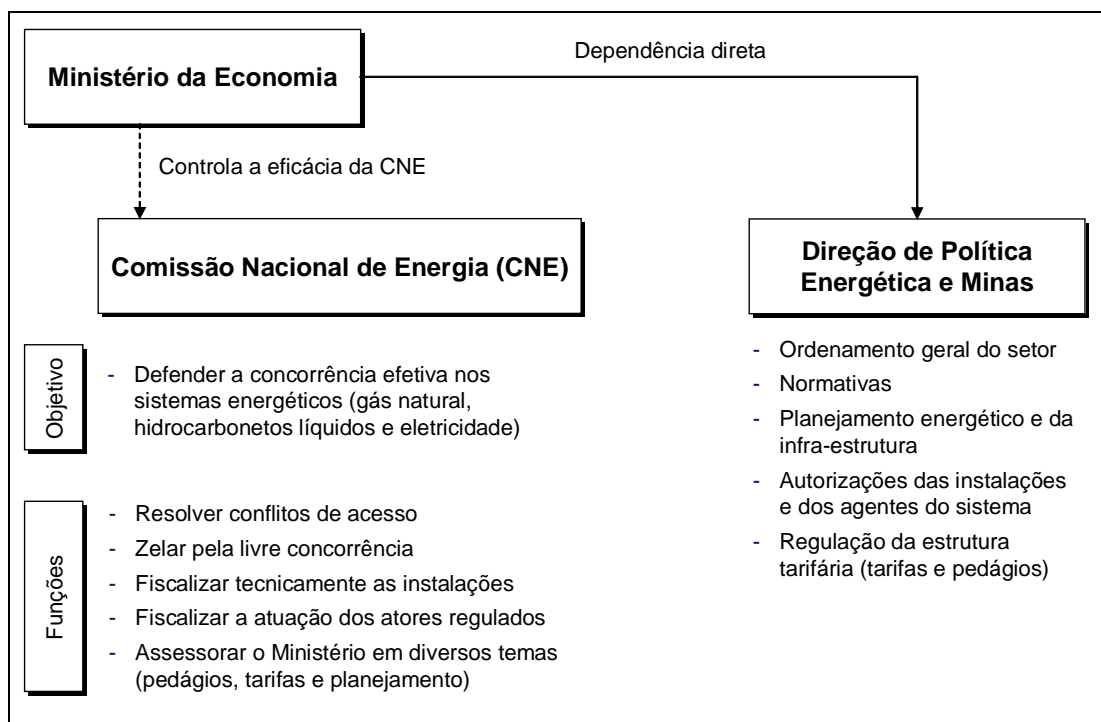
²⁰ Ver a *Orden Ministerial* de 29 de junho de 2001 no Apêndice Normativo (versa sobre a aplicação do Gás Natural procedente do contrato com a Argélia).

gerais, limitando sua ação direta nos mercados apenas em situações de emergência. Sustentou-se que tal regulação resultaria na ampliação da livre iniciativa empresarial.

Sem dúvida, é necessário destacar que o Executivo continua tendo um papel importante no planejamento do setor a longo prazo. A autoridade máxima é o Ministério da Economia, através da Direção Geral de Política Energética e Minas. Esta tem como funções básicas a elaboração de normativas e a elaboração de propostas de planejamento energético. É também a encarregada da fixação das tarifas.

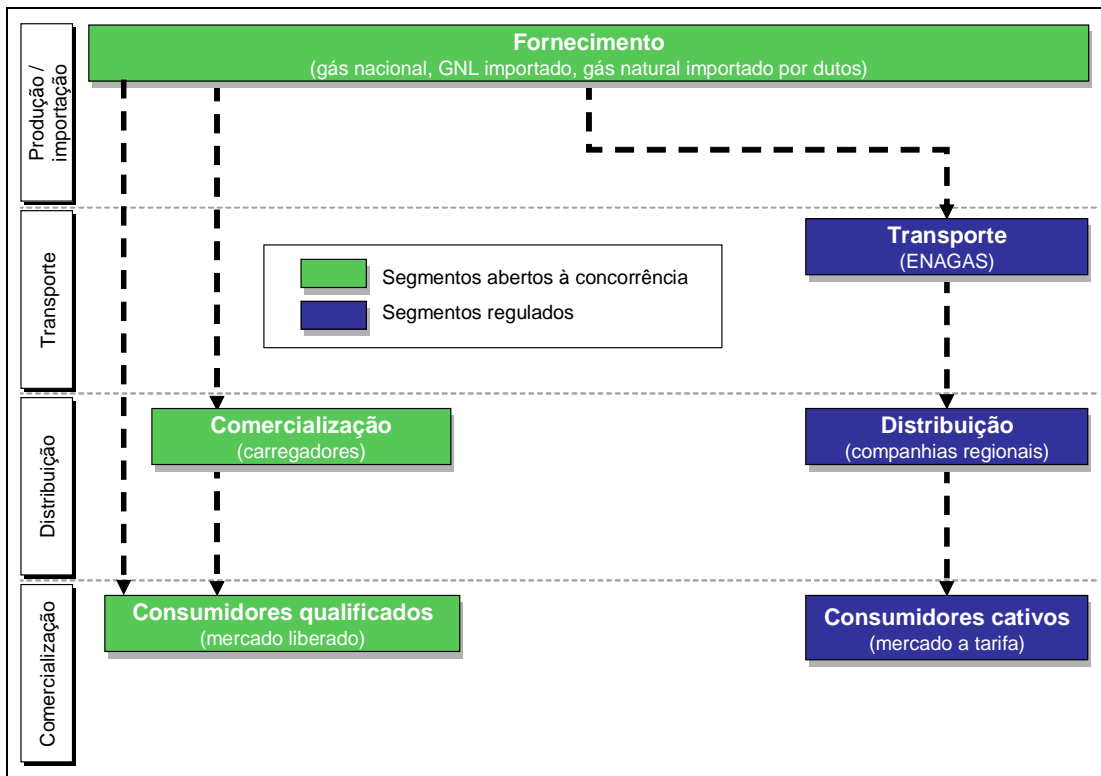
Através da Lei de Hidrocarbonetos foi criada também a CNE como autoridade regulatória do sistema energético. Sua função principal é a de zelar pela concorrência efetiva neste sistema e assessorar o Executivo. (Quadro III-3):

Quadro III-3 – Autoridades do setor de gás natural na Espanha (depois da transformação)



No Quadro III-4, é mostrada, de forma esquemática, a estrutura de prestação de serviços resultante do modelo de transformação:

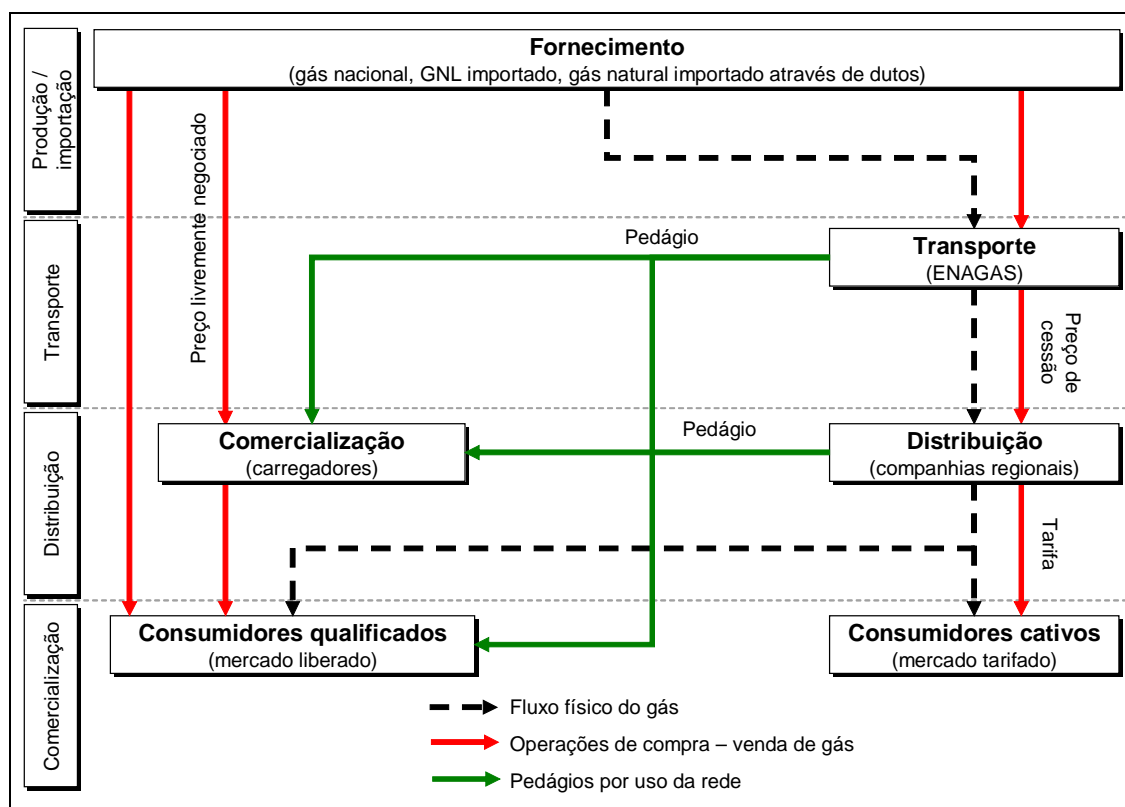
Quadro III-4 –Estrutura do setor de gás natural na Espanha (depois da transformação)



IV. A ESTRUTURA ATUAL DA INDÚSTRIA

O Quadro IV-1 apresenta o esquema de organização do setor de gás:

Quadro IV-1 – Estrutura atual do setor de gás natural na Espanha



A estrutura e a organização do setor de gás tem semelhanças com diversas das transformações ocorridas em outros países, nos anos 90. Separação das atividades de prestação de serviços caracterizadas por um monopólio natural – transporte, distribuição – que são fortemente reguladas, daquelas possivelmente competitivas – a comercialização – nas quais, como conseqüência, a regulação é menos intensa.

Agentes

Vários agentes intervêm no sistema: transportadores, distribuidores, comercializadores, consumidores qualificados e não qualificados, sendo posteriormente incorporada a figura de um novo agente, o Gestor do Sistema.

Os transportadores, que possuem uma Autorização *sine die*²¹, são os titulares de instalações de armazenamento, plantas de regasificação ou gasodutos de transporte de gás natural (com pressão superior a 16 *bars*, inclui rede de gasodutos primária e secundária). Os transportadores podem adquirir gás natural para ser vendido a outros transportadores ou aos distribuidores ao preço de transferência regulado para abastecer o que é chamado de mercado de tarifa – ou seja, o mercado constituído pelos usuários que não tenham exercido a opção de serem atendidos por um comercializador. . Atualmente, o principal transportador é a ENAGAS (95% da capacidade de transporte), que também é o Gestor do Sistema, atividade que é descrita mais adiante. .

Os distribuidores são os titulares de instalações de distribuição de gás natural (compressão menor ou igual a 16 *bars*, ou que alimentem um único consumidor). Compram o gás do transportador a um preço de transferência regulado e o vendem também a um preço regulado, aos clientes tarifados.

Os comercializadores adquirem o gás natural (dos produtores ou de outros comercializadores) e o vendem a seus clientes qualificados ou a outros comercializadores em condições livremente negociadas. .

Os clientes qualificados são os consumidores que podem adquirir o gás diretamente dos produtores ou dos comercializadores, em condições livremente negociadas. O nível de consumo mínimo estabelecido para ser um consumidor qualificado é regulado por Lei. Atualmente, todos os consumidores são liberados, conforme mencionado anteriormente..

Os clientes tarifados são aqueles que aderiram ao regime de tarifa. Assinam um contrato de fornecimento com uma distribuidora às quais pagam por tarifa estabelecida em Lei. Devido ao menor consumo por parte dos usuários residenciais e comerciais, é de se esperar que pelo menos este segmento continue sendo atendido pelos distribuidores, o que significa 20-30% do mercado.

A figura do Gestor do Sistema foi introduzida no ano 2000, com a finalidade de melhorar a gestão técnica do sistema. A transportadora ENAGAS foi designada para preencher tal função. É a responsável pela gestão técnica da rede básica e do

²¹ Sem limite de tempo.

transporte secundário, apresentando como objetivo garantir a continuidade e a segurança do fornecimento, o bom funcionamento técnico do sistema e a coordenação entre os agentes que utilizam o sistema sob os princípios de transparência, objetividade e independência.

No Quadro IV-2 são mostrados os atores em cada elo da cadeia, identificando a estrutura societária e a participação de mercado:

Quadro IV-2 – Atores do setor de gás natural na Espanha

	Participação de Mercado (%)	Estrutura acionária	%	Participações	%
Transportadoras²²					
ENAGAS	95	Capital na bolsa <i>Gas Natural SDG</i> <i>Bancaja</i> <i>CAM</i> <i>BP España S.A.</i> <i>Atalaya Inversiones</i>	45,8 40,9 5,0 3,2 3,0 2,0		
SOCIEDAD DE GAS EUSKADI	s.d. ²³	<i>Grupo EVE</i> <i>Gas Natural SDG</i>	79,5 20,5		
Distribuidoras²⁴					
GAS NATURAL SDG	80,4	<i>La Caixa</i> <i>Repsol-YPF</i> Investidores institucionais internacionais Investidores institucionais espanhóis Pequenos investidores espanhóis <i>Hisusa</i>	29,0 24,0 23,0 13,0 6,0 5,0	<i>Gas Natural Cega</i> <i>Gas Natural Andalucía</i> <i>Gas Natural Castilla – La Mancha</i> <i>Gas Galicia SDG</i> <i>Gas Natural Castilla y León</i> <i>Gas Natural Extremadura</i> <i>Gas Natural La Coruña</i> <i>Gas Navarra</i> <i>Gas Natural Rioja</i> <i>Gas Natural Murcia SDG</i> <i>Gas Natural Cantabria SDG</i> <i>Gas Aragón</i>	90,4 100,0 95,0 62,0 90,0 100,0 56,4 90,0 87,5 99,7 90,4 35,0

²² Transporte, regasificação e armazenagem.

²³ Sem dados.

²⁴ Vendas ao mercado regulado (“tarifado”).

	Participação de Mercado (%)	Estrutura acionária	%	Participações	%
Distribuidoras					
GRUPO EVE	14,9	s.d.		<i>Gas de Euskadi S.A.</i> <i>BilboGas</i> <i>DonostiGas</i> <i>Gasnalsa</i>	79,5 50,0 100,0 49,0
GRUPO ENDESA	3,1	Pequenos investidores espanhóis Investidores institucionais de Europa Continental Investidores institucionais de Estados Unidos Investidores institucionais do Reino Unido Investidores institucionais espanhóis <i>La Caixa</i> <i>Caja Madrid</i> Outros	24,7 19,6 17,5 13,9 13,8 5,0 5,0 0,5	<i>Gas Aragón S.A.</i> <i>Gesa Gas S.A.</i> <i>Gas Meridional S.A.U.</i> <i>Gas Alicante S.A.</i> <i>Distribuidora Regional del Gas S.A.</i> <i>Distribuidora y Comercializadora de Gas Extremadura S.A.</i> <i>Gasificadora Regional Canaria S.A.</i>	60,7 100,0 100,0 100,0 45,0 30,0 65,0
GAS DE ASTURIAS	1,3	s.d.		s.d.	
Comercializadoras					
GAS NATURAL Comercializadora	63,6	<i>Gas Natural</i>	100,0		
BP GAS ESPAÑA	11,9	<i>BP Amoco</i>	100,0		
IBERDROLA GAS	7,2	<i>Iberdrola</i>	100,0		
CEPSA	5,1	<i>CEPSA</i> <i>Totalfinaelf</i>	50,0 50,0		
SHELL ESPAÑA	3,9		100,0		
ENDESA ENERGÍA	3,4	<i>ENDESA</i>	100,0		
UNION FENOSA GAS	3,3	<i>UNION FENOSA</i>	100,0		
Hidrocantábrico Energia	1,4	s.d.			
EDISON GAS ESPAÑA	0,1	s.d.			

Compra e venda de gás

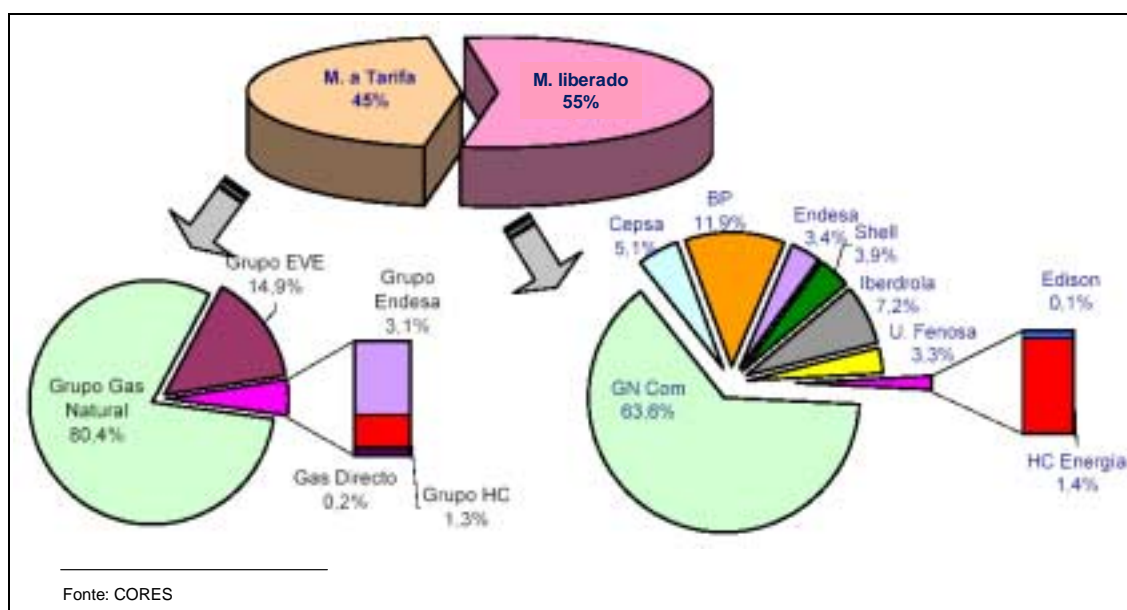
A atividade de fornecimento que a ENAGAS realiza para o mercado tarifado se dá, a partir dos contratos de gás natural anteriores à reestruturação do setor,

principalmente com a Argélia. Toda a atividade de comercialização é feita a partir de novas fontes de abastecimento – principalmente GNL – cujo destino é, predominantemente, o mercado elétrico (novas plantas de geração de ciclo combinado) e o industrial, que representam, somados, quase 80% do mercado.

Tal como é indicado no próprio Apêndice Normativo – Real Decreto 6/2000 e Ordem Ministerial de 29/06/2001, com a finalidade de incentivar a atividade de comercialização, foram distribuídos 25% do contrato de gás da Argélia em um leilão do qual participaram os comercializadores, com as restrições previstas na regulamentação²⁵. Embora na época todos os usuários tenham sido liberados, cerca de 55% encontram-se nessas condições, e destes, 63,6% são abastecidos pela *Gas Natural*. A participação unitária de outras comercializadoras neste mercado, *Endesa*, *Iberdrola*, *BP*, não passa de 12% (Ver Quadro IV-3).

Quadro IV-3 – Estrutura de agentes fornecedores de gás natural na Espanha

Ano 2002



O crescimento do mercado liberado foi expressivo entre os anos 2000 e 2003, mas ainda é significativa a participação da *Gas Natural* na totalidade do abastecimento, incluindo o mercado tarifado, ou seja, através de sua atividade como comercializadora e como distribuidora. Os preços do gás comercializado – tanto no que se refere ao abastecimento ou compra, como à sua revenda até a instalação do usuário – são

²⁵ Os comercializadores adjudicatários: *BP Gas España S.A* (25%), *Iberdrola Gas S.A.* (25%), *Unión Fenosa Gas Comercializadora S.A.* (20%), *Endesa Energía S.A.* (18%), *Hidrocarbónico Energía S.A.U.* (10%) e *Shell España S.A.* (2%).

livremente negociados. Os grandes usuários do mercado liberado receberam descontos de aproximadamente 15-20% em relação à tarifa final cobrada pelas distribuidoras.

A atividade de comercialização se desenvolveu principalmente em relação à expansão dos mercados elétrico e industrial. Um dos objetivos é afiançar o posicionamento no mercado elétrico, como é o caso das companhias de eletricidade que realizam a atividade de comercialização de gás (diversas das comercializadoras são empresas subsidiárias das empresas de geração e distribuição de eletricidade: *Iberdrola, Endesa e Unión FENOSA* entre outras).

Não há restrições à integração vertical da propriedade para este segmento, a não ser no que se refere à rede de transporte. De fato, a *Gas Natural SDG*, que funciona como a principal distribuidora de gás na Espanha, tem sua própria comercializadora de gás para atender o mercado liberado.

Foram inscritas cerca de 30 comercializadoras, das quais a metade efetivamente realiza operações.

Das atividades das diversas *holdings* energéticas que operam na Espanha, e a estruturação das empresas subsidiárias, nota-se uma forte relação entre suas atividade e a conseqüente integração vertical (comercialização, geração de ciclos combinados, planta de regasificação com fornecimento de GNL).

Acesso aberto

Geralmente, uma das justificativas para a utilização do sistema de acesso negociado à infra-estrutura baseia-se na necessidade de desenvolvê-la em mercados incipientes. A Espanha, entretanto, mesmo apresentando um mercado com infra-estrutura incipiente, optou por um acesso regulado à infra-estrutura de transporte, armazenamento, regasificação e distribuição.

A regulação em questão de acesso foi crescendo em detalhe como geralmente acontece em sistemas com: i) alto grau de integração vertical em questão de agrupamento de atividades sob uma mesma firma ou na participação do capital majoritário no restante dos segmentos da cadeia o que leva a conflitos por manobras anti-concorrência; ii) necessidade da certeza sobre a qualidade do produto ou

serviço que é passado de um segmento para o outro; e iii) sustentação principal nos contratos de serviço surgidos de modelos regulamentados.

As regras de acesso à infra-estrutura com base no “*first come-first served*” (FCFS) FCFS foram modificadas, em 2002, no sentido de promover um uso eficiente, não discriminatório, transparente e não abusivo.²⁶. De fato, as medidas responderam a uma série de conflitos e denúncias sobre monopólio e acesso não efetivo à capacidade de transporte.

No Apêndice Normativo são descritas as regras básicas aplicáveis ao FCFS atualmente. A revenda de capacidade por parte do carregador, não é tratada na normativa, e ela refere-se vagamente às condições sob as quais o carregador pode eventualmente renunciar à capacidade contratada.

Na questão do acesso às expansões de transporte de gás, o sistema difere de forma interessante daqueles onde a identificação dos carregadores é possível, e ela é feita a partir do procedimento de *Open Season*²⁷ que a própria transportadora organiza em função demanda por capacidade. A regra é simples: se houver contratos que remunerem o custo da ampliação (que podem surgir de um processo competitivo de designação da capacidade), ela ocorre efetivamente.

Planejamento de investimentos em infra-estrutura

No sistema espanhol, o planejamento de investimentos em infra-estrutura está imerso em um conceito de planejamento energético diferente do até então praticado.

O novo marco regulatório estabelece que o planejamento energético (eletricidade e gás) a cargo do Estado será, na maior parte, de natureza indicativa. Isto significa que servirá basicamente para determinar os parâmetros sob os quais se espera que o setor funcione, e assim facilitar as decisões de investimento dos agentes.

Os objetivos centrais do planejamento indicativo são estabelecer projeções sobre o comportamento futuro da demanda e os recursos necessários para satisfazê-la, a evolução das condições de mercado que garantam o fornecimento e os critérios de proteção ambiental.

²⁶ Ver Apêndice Normativo: Real Decreto números 949/2001 e 1434/2002 (Modifica o Real Decreto 949/2001 quanto ao acesso de terceiros) .

O Plano Energético 2002-2011 é de responsabilidade do Ministério da Economia (Direção Geral de Política Energética e Minas), com a colaboração da CNE e do restante dos agentes do sistema, e é submetido à Câmara de Deputados. A partir do citado plano, são definidos os investimentos em infra-estrutura que são de natureza obrigatória – vinculadora - e que portanto são incluídos no cálculo das tarifas, pedágios e taxas de acesso, tal como é previsto pelo sistema de retribuição vigente (Quadro IV-4).²⁸

²⁷ Refere-se a um período de tempo no qual todos os carregadores interessados em contratar capacidade em um gasoduto com acesso aberto oferecem, em condições de isonomia, as suas condições para a contratação da referida capacidade.

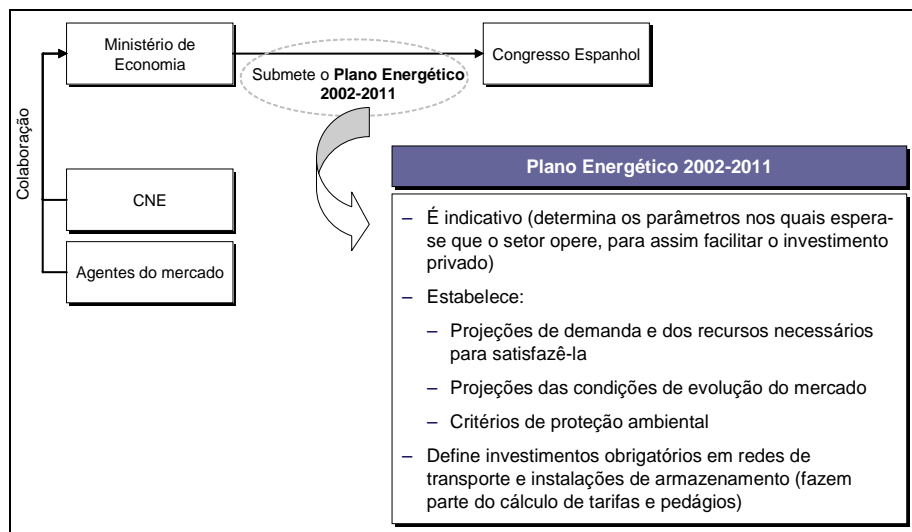
²⁸ A Lei de Hidrocarbonetos enumera os seguintes parâmetros para levar em conta na Planificação Energética:

- Previsão da demanda de longo prazo do período incluído na planificação;
- Previsões de desenvolvimento da rede básica de transporte de gás natural, com o objetivo de fornecer a demanda com critérios de otimização da infra-estrutura nacional;
- Definição das zonas de gasificação prioritária, expansão das redes e etapas de execução com o objetivo de executar um desenvolvimento homogêneo do sistema gasífero nacional;
- Previsões relativas às instalações de transporte e armazenagem de combustíveis gasosos, plantas de recepção e regasificação de gás natural liquefeito, com o objetivo de garantir a estabilidade do sistema gasífero e a regularidade e continuidade do suprimento dos gases combustíveis;
- Critérios de proteção do meio ambiente.

Em uma das últimas publicações da ENAGAS, de novembro 2003 ("Qual é o estado de desenvolvimento do plano de infra-estrutura? – A continuidade e segurança do suprimento do gás natural na Espanha"), enumeram-se os critérios básicos que foram (e são) levados em conta para o planejamento da infra-estrutura de gás: "Procura-se que a rede de gás espanhola tenha capacidade:"

- Para atender a demanda de ponta;
- Suficiente para enfrentar situações de maior crescimento sustentado da demanda;
- Para manter o suprimento em um dia inercial de atividade comercial, em caso de falha total de uma das entradas ao sistema;
- Para promover interconexões com os demais países da União Européia;
- Para estender o serviço de gás natural a todas as Comunidades Autônomas, e por gasoduto a todas as capitais provinciais;
- Para favorecer o desenvolvimento progressivo do sistema gasífero nas zonas que ainda não dispõem do serviço de gás natural;
- Para promover a repartição flexível do esquema de fornecimento (GN ou GNL) que garantisse a concorrência entre fornecedores e permita otimizar o preço do gás natural.

Quadro IV-4 – Processo de planejamento da infra-estrutura no setor de gás natural na Espanha



À luz do exposto, resta claro o objetivo de liberalizar os segmentos de geração / abastecimento e comercialização e, por outro lado, de conservar o controle sobre as infra-estruturas centrais do sistema energético nacional (por seu caráter de monopólios naturais).

²⁹ A Lei de Hidrocarbonetos enumera os seguintes parâmetros para levar em conta na Planificação Energética:

- Previsão da demanda de longo prazo do período incluído na planificação;
- Previsões de desenvolvimento da rede básica de transporte de gás natural, com o objetivo de fornecer a demanda com critérios de otimização da infra-estrutura nacional;
- Definição das zonas de gasificação prioritária, expansão das redes e etapas de execução com o objetivo de executar um desenvolvimento homogêneo do sistema gasífero nacional;
- Previsões relativas às instalações de transporte e armazenagem de combustíveis gasosos, plantas de recepção e regasificação de gás natural liquefeito, com o objetivo de garantir a estabilidade do sistema gasífero e a regularidade e continuidade do suprimento dos gases combustíveis;
- Critérios de proteção do meio ambiente.

Em uma das últimas publicações da ENAGAS, de novembro 2003 ("Qual é o estado de desenvolvimento do plano de infra-estrutura? – A continuidade e segurança do suprimento do gás natural na Espanha"), enumeram-se os critérios básicos que foram (e são) levados em conta para o planejamento da infra-estrutura de gás: "Procura-se que a rede de gás espanhola tenha capacidade:"

- Para atender a demanda de ponta;
- Suficiente para enfrentar situações de maior crescimento sustentado da demanda;
- Para manter o suprimento em um dia invernal de atividade comercial, em caso de falha total de uma das entradas ao sistema;
- Para promover interconexões com os demais países da União Européia;
- Para estender o serviço de gás natural a todas as Comunidades Autônomas, e por gasoduto a todas as capitais provinciais;
- Para favorecer o desenvolvimento progressivo do sistema gasífero nas zonas que ainda não dispõem do serviço de gás natural;
- Para promover a repartição flexível do esquema de fornecimento (GN ou GNL) que garantisse a concorrência entre fornecedores e permita otimizar o preço do gás natural.

Especialistas do setor coincidiram em indicar que o sistema vigente – que com certeza é diferente do argentino, canadense, americano e outros que operam sob semelhantes princípios de acesso regulado – é apropriado para garantir o crescimento da infraestrutura e assegurar uma rentabilidade correspondente ao risco (segundo as mesmas fontes, a taxa de rentabilidade antes dos impostos sobre o ativo, que acaba de acrescentar 1,5% à taxa média de bônus do Estado a 10 anos, é de cerca de 8,5% - 9%).

O Plano Energético 2002-2011 prevê um investimento de 6,58 bilhões de euros correntes.

Tarifas

Os pedágios dos segmentos monopolistas são regulados (transporte, distribuição, armazenamento e regasificação), e os preços finais pagos pelos usuários são ou não regulados, dependendo de sua opção por se manterem no sistema de tarifa ou fazerem parte do mercado liberalizado, onde o preço é livremente decidido entre as partes.

A estruturação das tarifas de forma segmentada é a prática internacional observada em quase todos os países que transformaram sua indústria no sentido de diferenciar atividades, em concordância com os princípios de transparência e com a finalidade de evitar comportamentos abusivos ou discriminatórios.

No caso espanhol, as modalidades tarifárias, tanto no mercado tarifado, como nos pedágios de utilização da infra-estrutura, procuram refletir os principais drivers de custo. Sua estrutura, com componentes fixos e variáveis, é disposta em uma planilha na qual a tarifa varia em proporção inversa ao nível de pressão (da mais alta para a mais baixa) e ao volume entregue, este último como reflexo das economias de escala que o desenho dos dutos indica.

As tarifas, que únicas e máximas, são de natureza postal, não refletindo adequadamente o *driver* distância. .

Cabe observar, entretanto, que o atual esquema de tarifação continua sendo objeto de discussão.

A determinação das tarifas baseia-se na metodologia de *cost plus* e é relativamente recente - ver Apêndice Normativo e com mais detalhes, as respectivas ordens

ministeriais – e utiliza os esquemas de padronização de custos e de indexação dos valores tarifários. São previstas revisões das tarifas a cada quatro anos.

Integração vertical

Com relação à integração vertical, o atual esquema sustenta a separação legal entre empresas dedicadas a atividades reguladas (regasificação, armazenamento, transporte e distribuição) e empresas que atuam em mercados competitivos (abastecimento e comercialização). Além disso, é exigido das empresas reguladas, manter contabilidades separadas para as diferentes atividades.

Por outro lado, não é permitido que pessoa física ou jurídica possua mais de 35% do capital acionário da companhia de transporte ENAGAS. Esta restrição será ainda maior se for aprovada este ano, na lei orçamentária, que tal participação seja menor de 5%.

V. RESULTADOS E LIÇÕES

V.A. Resultados

A avaliação do desempenho é realizada de duas formas: a primeira com relação às normas estabelecidas pela Diretiva Européia como um *benchmark* a partir do qual é medido o progresso institucional nacional e a segunda em termos de crescimento, concorrência e outros parâmetros, em referência à evolução do setor no país.

O grau de cumprimento das Diretivas da União Européia

As mudanças regulatórias cumpriram com folga as exigências da Diretiva de Gás da União Européia.

No que se refere à liberação mínima de usuários, desde 2003 todos os clientes na Espanha encontram-se na categoria de qualificados ou livres. Vale lembrar que a nova Diretiva de Gás da União Européia de 2003, que acelera o processo de liberação, tem exigências menores³⁰

No que diz respeito a adesão ao princípio de acesso aberto, a Espanha optou pelo esquema de acesso aberto regulado, conforme disposto na nova Diretiva de 2003. (Quadro V-1).

Quadro V-1 – Comparação da Diretiva 2003 da União Européia e as transformações realizadas na indústria espanhola de gás natural

	Diretiva Gás 2003 EU	Espanha
Liberalização de usuários	<ul style="list-style-type: none">▪ Desde julho 2004, todos os usuários devem estar liberados, com exceção dos residenciais.	<ul style="list-style-type: none">▪ Desde 2003, todos os usuários estão liberados.
Acesso aberto	<ul style="list-style-type: none">▪ Regulado	<ul style="list-style-type: none">▪ Regulado.

No caso da separação vertical, pode-se dizer que a normativa espanhola respeitou os requerimentos mínimos exigidos pela Diretiva de Gás.

³⁰ A liberação dos consumidores na D2003CE está prevista em duas etapas: até 7/2004 todos os consumidores, com exceção dos residenciais e até 7/2007 todos os consumidores.

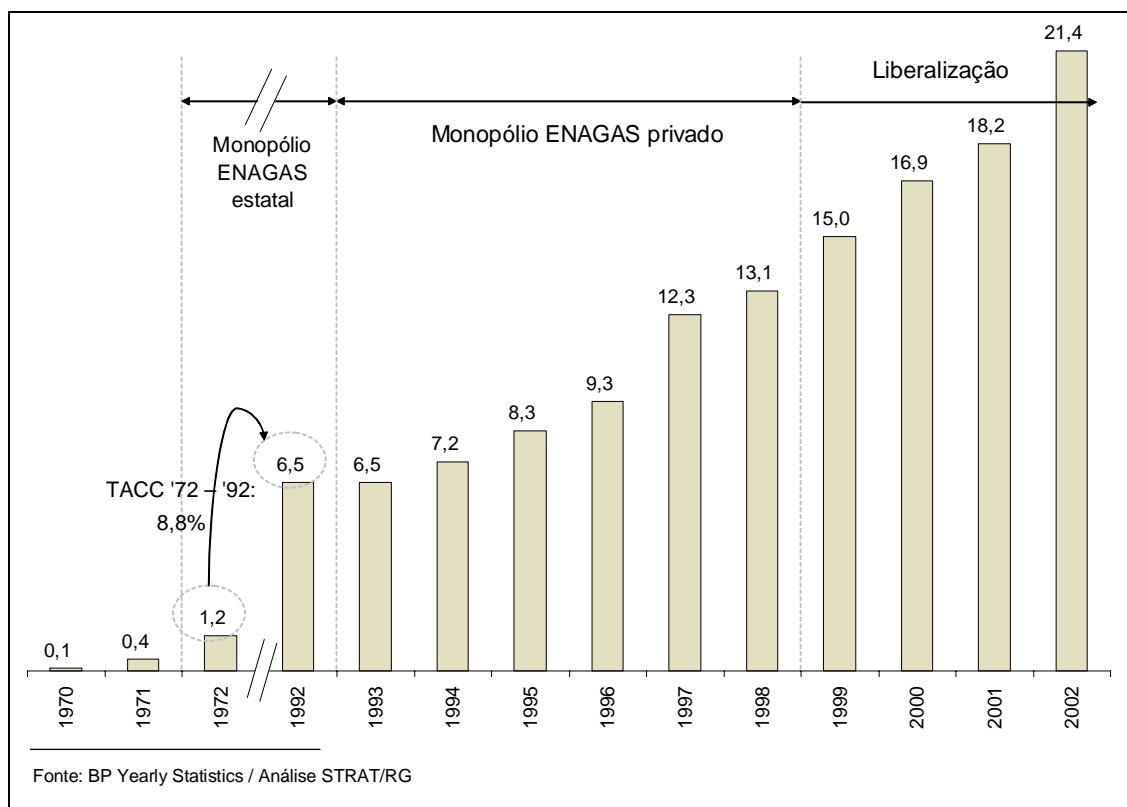
Mercado e Concorrência no Setor

Mercado Atual da Indústria de Gás Natural

A taxa de penetração do gás natural na Espanha foi considerável no passado recente. O consumo de gás natural apresentou um incremento significativo no período de mercado liberalizado, 1999 – 2002, tendo atingindo, neste último ano, 21,4 bcm, equivalente a 57 MM m³/dia, conforme se pode observar no Quadro V-2.

Quadro V-2 – Evolução do consumo de gás natural na Espanha

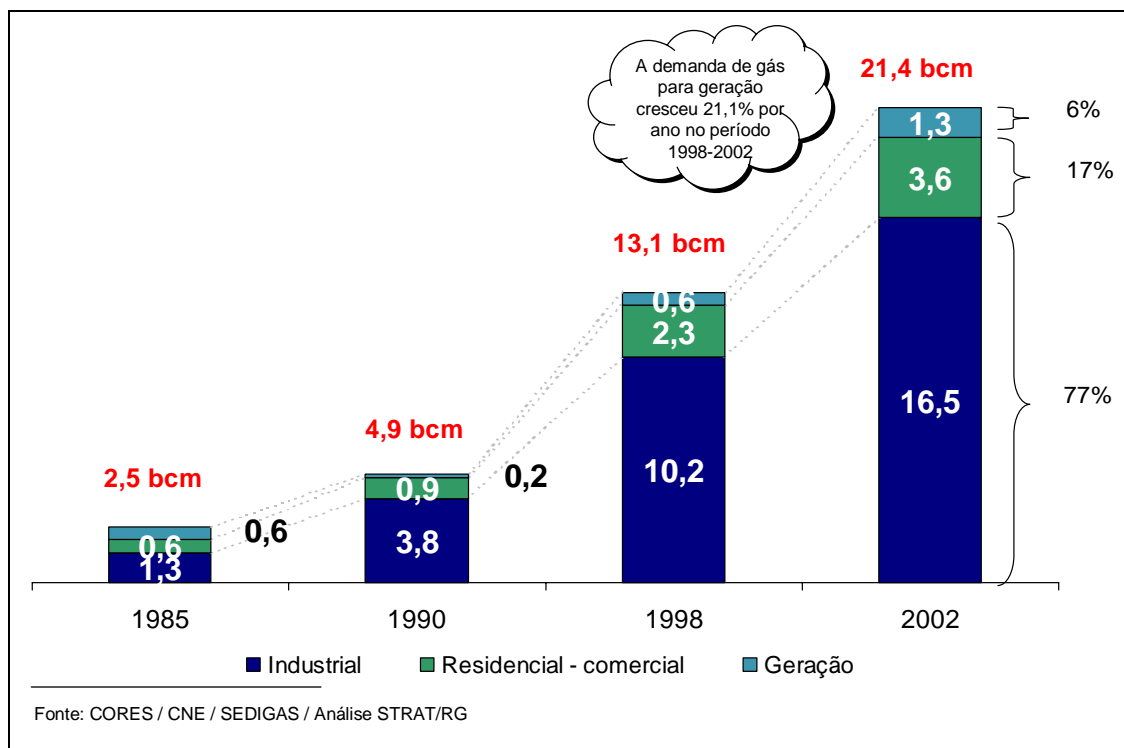
Anos 1970 até 1972; 1993-2002 (em bilhões de metros cúbicos)



Neste mesmo período, a termelétricidade foi o segmento no qual mais se consumiu gás, com uma taxa anual de 21,1%, entre 1998 e 2002. No segmento industrial, o consumo de gás aumentou em média 12,8%, e nos segmentos residencial e comercial a uma taxa de 11,9% no mesmo intervalo de tempo. (Quadro V-3).

Quadro V-3 – Consumo de gás natural na Espanha por segmento

Anos 1985, 1990, 1998 e 2002 (em bilhões de metros cúbicos)



Pode-se observar nos quadros seguintes (Quadros V-4 e V-5) a evolução de alguns indicadores que mostram o desempenho do gás natural: número de clientes e quilômetros de redes de alta, média e baixa pressão.

Quadro V-4 – Evolução de quilômetros da rede de gás natural na Espanha

Período 1993 -2002 – em quilômetros.

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Alta pressão	5,722	6,023	6,412	7,438	8,407	9,910	10,957	11,989	12,294	13,188
Pressão Média	6,137	7,196	8,352	10,095	11,474	13,289	16,017	17,993	20,569	21,085
Baixa Pressão	6,013	6,281	6,398	6,637	7,141	6,932	6,646	7,040	7,250	10,038
Total	17,872	19,500	21,162	24,170	27,022	30,131	33,620	37,022	40,113	44,311

Fonte: Sedigas

Quadro V-5 – Número de clientes de gás natural na Espanha

Ano 1985, 1990, 1995, período 1998-2002.

Tipo	1985	1990	1995	1998	1999	2000	2001	2002
Residenciais	1,475,758	1,894,586	2,720,237	3,425,582	3,772,684	4,121,818	4,516,830	4,840,403
Comerciais	36,365	43,135	52,450	63,306	68,892	76,950	84,327	89,866
Industriais	972	2,180	2,924	3,772	4,077	4,617	5,178	5,515
Total	1,513,095	1,939,901	2,775,611	3,492,660	3,845,653	4,203,385	4,606,335	4,935,784

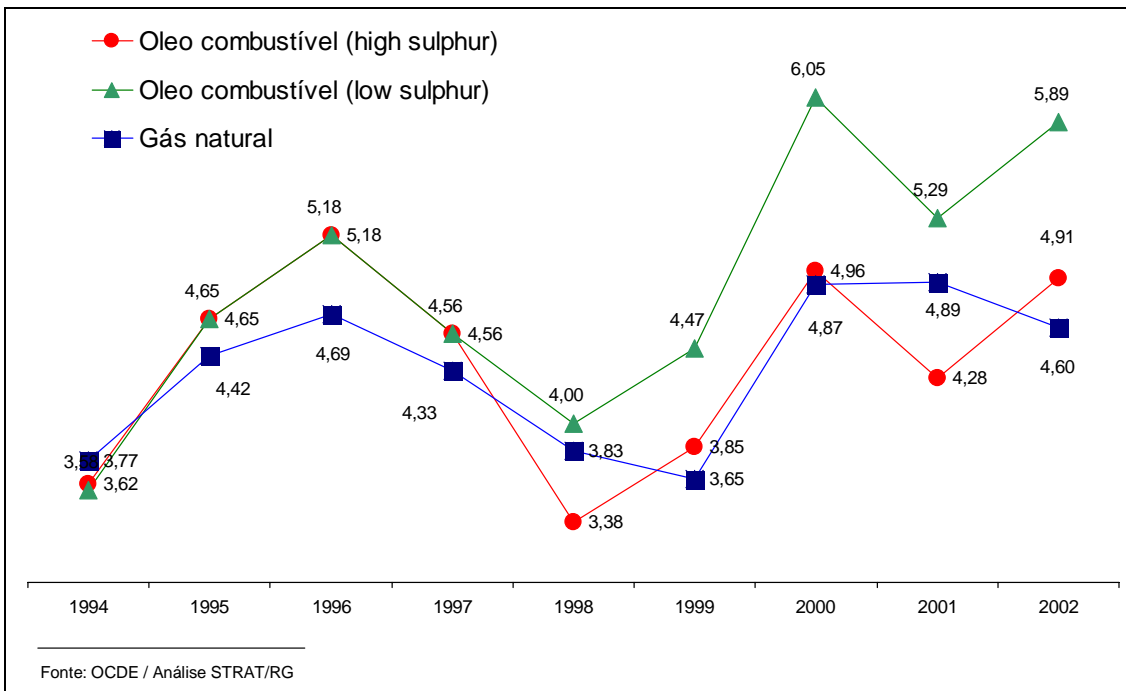
Fonte: Sedigas

O crescimento da demanda por gás foi muito superior ao da demanda por energia e, claramente, ainda maior do que o da economia nos últimos anos. O aumento na participação na matriz energética é função direta deste resultado, somado à interrupção do crescimento de outras formas de energia primária, tais como a hídrica e o carvão, entre outras. Quando da privatização da ENAGAS, em 1993, o gás natural representava 6,2% na matriz energética do país, passando a 10% em 1998, no início do processo de reestruturação do setor, tendo atingido cerca de 14%, em 2002.

Embora supondo uma elasticidade-produto para a demanda de gás que permita duplicar a taxa de crescimento desta última com relação à taxa de crescimento da economia, está claro que outros fatores devem explicar o forte crescimento observado. O impulso para a penetração do gás dado pelo Governo, o diferencial de preços sustentado com o restante dos combustíveis (Ver Quadro V-7) e as reformas estruturais explicam os resultados alcançados.

Quadro V-7 – Evolução de preços de gás natural e energéticos concorrentes em Espanha – segmento INDUSTRIAL

Período 1994 – 2002 (em US\$ por milhão de BTU)



A introdução do gás natural teve um carácter massivo englobando praticamente todos os segmentos. Desta forma, o mercado residencial (que representa 17%) registrou um crescimento nos últimos anos que supera os 300.000 usuários / ano.

No que se refere a preços, os descontos no mercado liberalizado estão em torno de 15%, para o que contribuiu a venda de 25% do gás da Argélia.

No entanto, e apesar da participação de novos agentes e comercializadores e do tamanho do segmento liberalizado, a presença da *Gas Natural* ainda é muito significativa. Em 2002, a empresa detinha participação de 63,6% do mercado, denotando elevada concentração do mesmo.

No segmento de venda de gás tarifado, a presença da *Gas Natural* durante 2002 foi significativa, tendo respondido pelo abastecimento de 80,4% dos clientes, dispondo de 74% da extensão das redes na Espanha.

O Quadro V-8 exhibe um resumo dos resultados e desafios da reforma na Espanha nos campos da integração regional (cumprimento das diretivas europeias) e da abertura à concorrência.

Quadro V-8 – Resumo dos resultados e desafios das reformas nos campos da integração regional e abertura à concorrência

	Resultados	Desafios / interrogações
Integração regional (Grau de cumprimento dos objetivos das Diretivas da União Européia)	<ul style="list-style-type: none"> – A liberalização de usuários superou as metas impostas pela Diretiva 1998/30/EC – O nível alcançado neste aspecto na Espanha, cumpre inclusive com os requisitos da nova Diretiva 2003 – O acesso aberto regulado cumpre com as diretrizes da nova Diretiva 2003 – No caso da separação vertical, as reformas na Espanha atingiram os requisitos mínimos da Diretiva 1998/30/EC 	<ul style="list-style-type: none"> – A integração com o mercado europeu trará benefícios (sinergias) para o setor espanhol de gás natural? – Os ganhos de eficiência na Europa terão um impacto no mercado espanhol? – GNL mais importante que conexão com Europa – Resolver problemas de congestão nos dutos de interconexão
Mercados (Abertura à concorrência)	<ul style="list-style-type: none"> – Introdução de novos agentes nos segmentos abertos à concorrência – Criação de um "level playing field" na indústria – Diminuição de 15% nos preços de fornecimento aos clientes qualificados 	<ul style="list-style-type: none"> – O Grupo Gas Natural ainda concentra 63,5% do mercado livre – O teto de 70% para o suprimento do mercado de gás não é um limite prático para gerar maior concorrência – Qual será o grau de conflito para introduzir concorrência quando o mercado não estiver crescendo?

Integração vertical e acesso

O processo de reestruturação da indústria envolveu três mudanças principais no que diz respeito à separação vertical da propriedade:

- Abertura de 65% do capital acionário da ENAGAS (antes propriedade da *Gas Natural*), a maior empresa transportadora e Gestor do Sistema;
- Alocação de 25% da capacidade das plantas de regasificação para contratos de curto prazo;
- Desestímulo ao acúmulo de capacidade através da constituição de fianças³¹ no procedimento de acesso FCFS.

Não resta dúvida de que todas essas medidas têm como efeito estimular a concorrência, diminuindo as possibilidades de abusos de posição dominante e de tratamentos discriminatórios entre os carregadores e os usuários de gás. Estas medidas também são uma resposta aos conflitos que normalmente surgem em uma indústria na qual a reestruturação implica perda de mercado para a empresa

³¹ Com o objetivo de fomentar a utilização da capacidade contratada, ou desalentar o entesouramento da capacidade, os solicitantes de acesso deverão constituir, a favor do titular da instalação, uma fiança anual igual a doze vezes da parcela fixa (Tfr – valor mensal por unidade de capacidade) do pedágio correspondente (de regasificação, transporte, distribuição ou armazenagem) sobre 85% da capacidade contratada.

dominante, *Gas Natural*, com simultânea aparição de concorrentes, especialmente comercializadores. A relevância deste último fator é clara levando-se em conta que os principais comercializadores, sejam esses originários do setor elétrico ou do setor de hidrocarbonetos, controlam projetos importantes de gasificação através da geração de eletricidade.

Tarifas

No que tange ao aspecto tarifário, vale ressaltar o respeito aos princípios econômicos, o que se constitui num avanço notável, porém ainda carente de aperfeiçoamentos. Neste sentido, cabe citar a experiência de troca de um sistema caracterizado por categorias de uso por outro sistema no qual as categorias tarifárias são estruturadas de acordo com volumes e níveis de pressão de entrega, tanto para pedágios de transporte como de distribuição (mercado tarifado), refletindo os *drivers* de custo na oferta de serviços.

Transações

O esquema de transações na indústria tende, sem dúvida, a se aperfeiçoar, uma vez que a nova estrutura do sistema e as regulações – de tendência mais liberalizante – são relativamente recentes. .

Ainda não há um sistema ágil, tipicamente de mercado, voltado para o gerenciamento dos excessos / insuficiências de capacidade, o que se deve basicamente a: i) inexistência de um mercado de revenda de capacidade; ii) o fato das interrupções de fornecimento só ocorrerem de acordo com contratos interruptíveis preestabelecidos; e, iii) a utilização da parcela ociosa de um contrato de transporte firme assinado entre o transportador e um carregador, depende da decisão da transportadora de exercer a opção que ela tem de reduzir o volume do contrato assinado com o carregador, e transferi-lo a outro carregador interessado nessa capacidade³².

O Quadro V-9 exhibe um resumo dos resultados e desafios da reforma na Espanha nos campos da integração vertical e acesso, tarifas e transações.

Quadro V-9 – Resumo dos resultados e desafios das reformas nos campos da integração vertical e acesso, tarifas e transações.

	Resultados	Desafios / interrogações
Estrutura da indústria (Integração vertical e acesso à infra-estrutura)	<ul style="list-style-type: none"> – Introdução de regulação forte para garantir acesso aberto <ul style="list-style-type: none"> ▪ Venda de 65% das ações do Grupo Gas Natural em ENAGAS ▪ Necessidade de apresentar fianças no procedimento de acesso "first come, first served" 	<ul style="list-style-type: none"> – Instrumentação do teto de 5% na participação accionária no capital de ENAGAS – Separação das propriedades de transporte e distribuição de alguns dos agentes do setor
Tarifas	<ul style="list-style-type: none"> – A estruturação de tarifas e pedágios em função da pressão e do consumo constitui um grande avanço no sentido de adaptar as tarifas a princípios econômicos (maior consumo, menor tarifa) – Não existência de tarifas especiais por segmento (ex: petroquímica) 	<ul style="list-style-type: none"> – Discussão do driver distância, na determinação das tarifas
Transações	<ul style="list-style-type: none"> – Mercado liberado, estrutura segmentada e acesso regulado implica: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Criação de opções para os usuários ▪ Mercado a tarifa é opção de máximo preço 	<ul style="list-style-type: none"> – Implementação do código de operações "Network Code" (ainda provisória) – Necessidade de um sistema para o manejo de excedentes e falta de capacidade (não existe mercado de revenda de capacidade)

Infra-estrutura

Houve significativa preocupação por parte das autoridades e dos atores com relação à necessidade de uma infra-estrutura adequada para acompanhar o crescimento da economia e os objetivos de política de penetração do gás. Embora o Plano seja recente, a sua estruturação facilita e diminui a incerteza relacionada ao processo de concretização de investimentos.

No Quadro V-10 mostra-se o incremento nos investimentos em infra-estrutura após da reforma do setor.

Quadro V-10 – Evolução dos investimentos em infra-estrutura no setor de gás na Espanha

Período 1994 – 2002 - Em milhões de Euros correntes.

1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
376	567	626	500	614	759	912	801	781

Fonte: SEDIGAS

Aspecto Institucional

³² Ver Real Decreto 1.434/02

A CNE tem exercido, de forma intensa, funções de jurisdição, de fiscalização e assessoria e consulta. Outras funções tão ou mais importantes quanto, como as funções normativas e de fixação de tarifas, são exercidas pelo próprio Governo através do Ministério da Economia. Neste sentido, são facilmente detectáveis os seguintes problemas de organização: i) desnecessária duplicação e burocratização de tarefas; ii) falta de sinergia no exercício das tarefas no caso das funções acima mencionadas – com exceção da política energética – serem exercidas de forma simultânea;

O Quadro V-11 apresenta um resumo dos resultados e desafios da reforma na Espanha nos campos da integração vertical e acesso, tarifas e transações.

Quadro V-11 – Resumo dos resultados e desafios das reformas nos campos da infraestrutura e aspectos institucionais

	Resultados	Desafios / interrogações
Infra-estrutura	<ul style="list-style-type: none">– O Plano Energético 2002-2011 facilita o processo de investimento oferecendo certeza à política energética do governo	<ul style="list-style-type: none">– Sobre-dimensionamento da infra-estrutura?
Aspectos institucionais	<ul style="list-style-type: none">– CNE com funções limitadas em comparação com outros organismos similares em outros mercados	<ul style="list-style-type: none">– O Ministério da Economia retém as funções normativas e de determinação de tarifas:<ul style="list-style-type: none">– Gera duplicação de tarefas com a CNE– Dificulta a geração de sinergias– Eventuais conflitos de interesse (cria incerteza para os investidores privados)

Perspectivas do setor

Com base nas mudanças efetuadas no setor, espera-se que a taxa de crescimento continue elevada durante a próxima década. Algumas estimativas prevêem que a taxa de crescimento esteja em torno de 8.6% anual, devido, principalmente, ao aporte das centrais geradoras movidas a gás natural a partir de GNL.

Em setembro de 2002, o Governo aprovou um plano energético de 10 anos, no qual tentou prever a forma como o país poderia suprir suas necessidades energéticas futuras. O Plano supunha uma utilização maior do gás natural, por suas vantagens

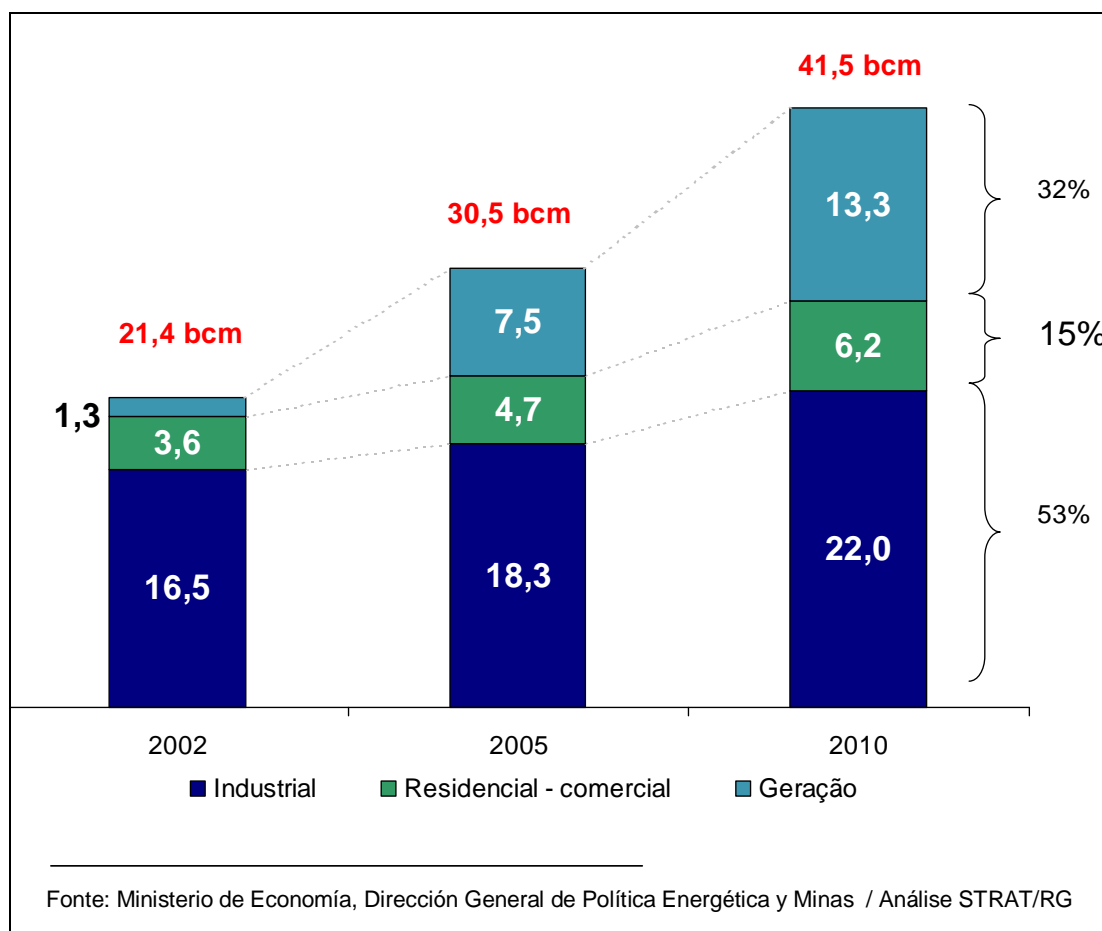
comparativas com relação a outros energéticos, e o desenvolvimento da infra-estrutura de gás e eletricidade necessária.

Espera-se que a participação do gás natural na matriz energética espanhola continue crescendo – principalmente através da regaseificação das importações de LNG e em menor medida através de dutos – partindo de 14% em 2002 para 18% em 2011, segundo o Plano Energético 2002-2011.

Conforme as previsões do Plano, os 21.4 bcm de gás vendidos em 2002 seriam quase duplicados em 2010, atingindo-se os 41.5 bcm (Ver Quadro V-12). De tal aumento, 60% correspondem à demanda de gás por ciclos combinados para geração. Dessa forma, a venda de gás para a geração de energia elétrica passaria de apenas 6% para 32% do total vendido. É de se esperar que a geração termoelétrica cresça ainda mais nas próximas décadas, como resultado das exigências de cumprimento dos parâmetros ambientais do Protocolo de Kyoto.

Quadro V-12 – O gás natural no plano energético do governo espanhol

Evolução esperada do consumo por segmento (em bilhões de metros cúbicos)



Alguns comentários a respeito destas previsões podem ser formulados. Primeiramente, não se espera que haja crescimento do consumo das demais fontes primárias para a geração de energia elétrica, tais como: nuclear, hídrica e carvão. Além disso, o Governo inclui, através do Plano de Infra-estrutura, uma série de plantas de regasificação de GNL que atenderão, principalmente, o crescimento da demanda de gás para os ciclos combinados e para o mercado industrial. Finalmente, vale ressaltar que o planejamento conjunto da infra-estrutura para o mercado elétrico e de gás oferece segurança ao processo de investimento.

V.B. Lições

Algumas lições podem ser retiradas deste processo de transformação do setor gasífero espanhol:

1. A firme manutenção, ao longo do tempo, do objetivo de política de penetração do gás natural na matriz energética, o que implicou a sustentação e aprofundamento da própria política, apesar da mudança de administrações e de modelos muito diferentes de organização da indústria. Foi acertada a escolha do gás natural como fonte de diversificação de fornecimento, com efeitos de longo prazo na segurança de abastecimento, melhorando o ambiente, e no desenvolvimento de um mercado competitivo, particularmente, através das reduções de custo ocorridas no abastecimento de GNL;
2. Visão abrangente por parte do governo quanto ao crescimento do mercado em todos os segmentos até chegar ao usuário final. Através dela, foram abordadas simultaneamente a oferta, a demanda e sua ligação, a infra-estrutura de transporte. ;
3. No que concerne ao planejamento, tentou-se garantir a segurança e a confiabilidade do fornecimento, estimulando um processo de investimento que previa um rendimento seguro e razoável;
4. A Espanha traz como lição, a transição de um sistema caracterizado por integração vertical – seja em sua propriedade ou em um conjunto de atividades – para outro de prestação de serviços segmentada com interfaces regulatórias e de concorrência, sustentada por:

- a) Uma regulação detalhada e transparente, o que facilita os vínculos contratuais entre os segmentos de prestação de serviços, em outras palavras, o *unbundling*, e também todas as decisões associadas ao processo de investimento; a aplicação de fortes restrições para garantir o acesso aberto à infra-estrutura. A principal, e de natureza estrutural, é a exigência de participação não majoritária no principal transportador e gestor do sistema. De fato, existe hoje um projeto de lei para diminuir ainda mais a participação do grupo principal; outras, de caráter organizacional, têm a ver com assuntos pontuais de adequar a normativa de acesso;
 - b) Autorizações administrativas para transporte e distribuição (que diferem de maneira singular das concessões) acompanhadas de normas regulatórias que garantem o acesso livre à infra-estrutura de transporte e distribuição.
5. O sistema desverticalizado com maior regulação nos segmentos monopolistas de infra-estrutura não impediu, pelo menos nesta etapa, o desenvolvimento de projetos de geração a gás, o que parecia ao mesmo tempo ser facilitado por uma atividade de comercialização com poucas restrições;
6. A introdução da concorrência foi um processo gradual, levando-se em conta o grau de concentração existente no mercado, destacando-se a implementação de medidas para tal e uma atuação regulatória efetiva que as torne vigentes e controladas em sua execução.

VI. ANEXOS

VIA. APÊNDICE NORMATIVO

Diretivas de Gás da União Européia

Estas diretivas são constituídas pela 1998/30/CE de 22 de junho de 1998 e sua emenda 2003/55/CE de 26 de junho de 2003. Esta última diretiva deve ser aplicada pelos Estados membros, no mais tardar, até 1 de julho de 2004.

O objetivo geral dos referidos instrumentos é criar um mercado de gás integrado e competitivo na Europa. Para tanto, é fixada uma série de requisitos regulatórios mínimos que os países integrantes devem respeitar, relativos principalmente a:

- Liberação de usuários;
- Acesso aberto;
- Separação vertical.

No Quadro VI-1, pode ser visto um resumo do que é determinado por ambas diretivas com relação a estes pontos chave:

Quadro VI-1– Resumo de requerimentos mínimos: Diretivas do gás da União Européia

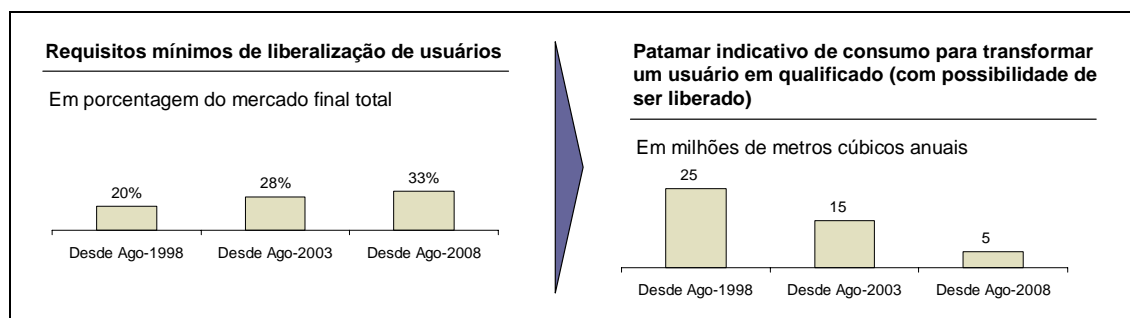
	Diretiva 1998	Diretiva 2003
Liberação de usuários	<ul style="list-style-type: none"> • 8/1998 \geq 20% • 8/2003 \geq 28% • 8/2008 \geq 33% 	<ul style="list-style-type: none"> • 7/2004 Todos exceto residenciais • 7/2007 Todos
Acesso aberto	<ul style="list-style-type: none"> • Regulado ou negociado 	<ul style="list-style-type: none"> • Amplamente regulado, salvo exceções (armazenamento e “upstream facilities”) que continuam como antes.
Separação vertical	<ul style="list-style-type: none"> • Contas de contabilidade separadas para transporte e distribuição 	<ul style="list-style-type: none"> • Entidade legal, organização e gerenciamento separados para transporte e distribuição.

Liberação progressiva de usuários

Nas Diretivas se menciona como objetivo proporcionar aos usuários finais a opção de escolher livremente seu supridor de gás. Na realidade, apóia-se um plano gradual para permitir que os sistemas de gás se adaptem ao novo esquema de maior concorrência.

Na Diretiva de 1998, determina-se uma liberação de usuários mínima progressiva e em 3 etapas, baseada em porcentagens de liberação do mercado final total: 20% a partir de agosto de 1998, 28% a partir de agosto de 2003 e 33% a partir de agosto de 2008 (Ver Quadro VI-2).

Quadro VI-2 – Requisitos mínimos de liberalização de usuários da Diretiva 1998/30/EC



São mencionados também patamares mínimos de consumo indicativos, para que um consumidor passe a ser qualificado: 25 MM m³/ano, 15 MM m³/ano e 5 MM m³/ano para as três etapas de liberação citadas.

No entanto, os Estados membros são obrigados a reduzir os patamares de consumo mínimo no caso de as porcentagens de liberação não permitirem alcançar as porcentagens de mercado mínimas mencionadas. Além disso, caso as porcentagens de liberação venham a exceder 30%, 38% e 43% respectivamente, para as três etapas, os Estados membros podem aumentar os patamares de consumo mínimo exigidos para se transformarem em consumidores qualificados, se assim desejarem.

Na Diretiva de 2003, o processo de liberação de usuários é acelerado. A partir de julho de 2004 todos os usuários não residenciais devem converter-se a categoria de qualificados, e a partir de julho de 2007 todos os usuários têm que passar à categoria de qualificados.

Para efeito de integração energética em igualdade de condições para os diversos países da União Européia, está incluída uma cláusula de reciprocidade que é aplicada quando um cliente qualificado de um país deve utilizar redes de transporte de dois países diferentes e está qualificado ou livre em uma única jurisdição. Neste caso, a reciprocidade pode levar a que, avaliando-se o caso particular, seja determinada extensão da liberação do usuário aos dois âmbitos territoriais.

Acesso aberto de terceiros, regulado ou negociado

A Diretiva de 1998 determina que os Estados membros devem garantir um acesso aberto de terceiros às instalações da rede, de modo a evitar tratamento discriminatório entre agentes e fomentar a concorrência nos mercados de gás. Neste sentido, os países membros podem optar entre aderir a um esquema de acesso aberto regulado e um esquema alternativo de acesso aberto regulado.

O caso do acesso aberto regulado implica que o terceiro tem direito ao acesso sobre a base de tarifas já fixadas e publicadas. Por outro lado, no acesso aberto negociado, as companhias de transporte devem publicar suas condições comerciais apenas, negociando livremente entre as partes as condições de acesso, com o regulador intervindo em caso de conflito.

Na Diretiva de 1998 também é mencionada uma série de casos excepcionais nos quais se justificaria negar o acesso de terceiros à rede, como sejam: falta de capacidade disponível,³³ quando o acesso ao sistema vier a implicar na colocação em risco do fornecimento do serviço público que o Estado membro é obrigado a oferecer, e quando o acesso ocasionar sérias dificuldades econômicas ou financeiras com contratos do tipo “take-or-pay”.

Também se permitem exceções na Diretiva de 1998 ao princípio do acesso aberto no caso dos mercados emergentes até 10 anos depois das primeiras entregas de gás, e para mercados isolados enquanto permanecerem desconectados de outros mercados de gás da União Européia.

A inovação com a nova Diretiva de 2003 é que há uma tendência maior em direção ao acesso regulado em detrimento do acesso negociado, mesmo ainda permitindo a opção entre esses regimes, para as instalações de transporte do upstream (“off-shore”) e aquelas de armazenamento..

Assim, é mencionado que o acesso de terceiros à rede de transporte, distribuição e instalações de GNL deve se basear em tarifas publicadas aplicáveis, a todos os clientes qualificados ou submetidas a metodologias fixadas a priori pela autoridade regulatória. Na verdade, a Diretiva

Uma segunda inovação desta Diretiva de 2003 é que ela permite, em uma análise caso a caso, e cumprindo determinados critérios, a suspensão das regulações de acesso aberto em projetos novos de infra-estrutura consideráveis, como interconexões entre países, terminais de GNL e instalações de armazenamento. Entre as condições que devem ser cumpridas, são mencionadas, entre outras, que o nível de risco inerente ao investimento seja tal que ele não será realizado caso não se conceda a isenção, e que o investimento deve favorecer a concorrência no fornecimento de gás e melhorar a segurança do fornecimento.

Separação vertical

Na Diretiva de 1998 é exigido que as companhias de gás integradas verticalmente mantenham, no mínimo, contabilidade separadas para suas atividades de transporte, distribuição, armazenamento e suas atividades não relacionadas com o gás.

³³ Se não houver capacidade e a expansão for viável economicamente ou suportada pelo terceiro, não se pode negar o acesso por indisponibilidade.

A Diretiva de 2003 vai mais além , exigindo que as empresas integradas verticalmente criem empresas separadas legalmente, organizacionalmente e em gestão, para suas atividades de transporte e distribuição. Ou seja, exigem-se empresas separadas, mas sem restrições em nível de propriedade entre as atividades reguladas e liberadas.

Nesta Diretiva, é exigida a implementação de um código de conduta e confidencialidade que restrinja a capacidade das firmas integradas para obter vantagens em relação a seus concorrentes. Assim, as companhias de rede devem ter *staffs* separados e um controle total sobre seus próprios ativos. A Diretiva também exige das companhias integradas que especifiquem explicitamente as regras usadas para alocar ativos, passivos, rendimentos e gastos entre as diferentes atividades; que prestem contas de operações de monta com empresas afiliadas; e que mantenham a confidencialidade com relação à informação comercial que possa prejudicar seus concorrentes.

No caso das empresas de distribuição, os Estados membros podem decidir que estas exigências não sejam aplicadas no caso das companhias integradas que forneçam gás a menos de 100.000 clientes conectados.

Lei de Hidrocarbonetos 34/98 de 7 de outubro de 1998

Esta Lei adapta a normativa de regulação espanhola à Diretiva de gás da União Européia que tenta criar um mercado de gás mais competitivo.

Objetivo da Lei

O objetivo geral da lei é de liberalizar, dando ao Estado um papel de regulador em vez de intervir diretamente nos mercados, e incentivar a atuação do setor privado neles. Assim, na exposição dos motivos da lei é mencionado: “Pretende-se, portanto, conseguir uma regulação mais aberta, na qual os poderes públicos salvaguardem os interesses gerais através da própria normativa, limitando sua intervenção direta nos mercados, quando existirem situações de emergência. (Quadro VI-3).

Quadro VI-3 – Resumo de Lei de Hidrocarbonetos 34/98

Objetivo	<ul style="list-style-type: none"> – Liberalizar o mercado – Papel do Estado como regulador (sem intervenção direta nos mercados) – Permitir a livre iniciativa empresarial 												
Segmentação de atividades e introdução de concorrência	<ul style="list-style-type: none"> – Atividades reguladas: regasificação, armazenamento, transporte e distribuição – Atividades abertas à concorrência: fornecimento e comercialização – Separação legal entre atividades reguladas e atividades de comercialização 												
Liberalização de usuários (patamar de consumo para ser usuário qualificado)	<p>Patamar de consumo para o usuário se transformar em qualificado</p> <p>Em milhões de metros cúbicos anuais</p> <table border="1" style="margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th>Ano</th> <th>Consumo (milhões de metros cúbicos anuais)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1998</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>2000</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>2003</td> <td>5</td> </tr> <tr> <td>2008</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>2013</td> <td>0</td> </tr> </tbody> </table>	Ano	Consumo (milhões de metros cúbicos anuais)	1998	20	2000	15	2003	5	2008	3	2013	0
Ano	Consumo (milhões de metros cúbicos anuais)												
1998	20												
2000	15												
2003	5												
2008	3												
2013	0												
Acesso aberto	<ul style="list-style-type: none"> – Regulado 												
Sistema econômico	<ul style="list-style-type: none"> – Sistema de tarifas e pedágios de transporte e distribuição – Remunerações permitem retribuir investimentos e custos de operação 												
Regulador	<ul style="list-style-type: none"> – Criação da "Comisión Nacional de Energía" (CNE) 												

Segmentação de atividades e introdução de concorrência

Propõe-se segmentar atividades monopolistas e potencialmente competitivas, de modo a abrir estas últimas à concorrência. Assim, na exposição de motivos é mencionada a necessidade de diferenciar entre a propriedade das conexões físicas, nas quais não tem sentido econômico a duplicação, e seu uso ou o serviço prestado por meio de tal infra-estrutura .

Nos seus artigos (Art. 60, “Funcionamento do Sistema”), a lei diferencia entre atividades reguladas como a regasificação, o armazenamento, o transporte e a distribuição, daquelas abertas à concorrência, como a comercialização.

No que se refere ao abastecimento, é mencionado –no Art. 61- que podem adquirir gás livremente para seu consumo na Espanha:

- Os transportadores para vender a outros transportadores ou aos distribuidores, para que estes forneçam aos usuários tarifados;
- Os comercializadores para venda a outros comercializadores ou a clientes qualificados, ou os próprios clientes qualificados.

Além disso, é mencionado que estes agentes autorizados a adquirir gás terão direito de acesso às instalações de regasificação, armazenamento, transporte e distribuição.

Como se pode observar, o transportador pode realizar uma atividade de comercialização de gás, mesmo que restrita a um determinado segmento do mercado. A escolha deste esquema teve a ver com dificuldades institucionais relacionadas com o abastecimento de gás através de contratos de longo prazo e dirigidos pela ENAGAS.

Liberação de usuários

A lei determina um esquema gradual de liberação de usuários. Denomina-se cliente qualificado aquele que pode adquirir gás dos comercializadores em condições livremente decididas, ou diretamente por sua conta.

Sobre este aspecto, vale lembrar que a Diretiva de Gás de 1998 estabelecia exigências mínimas de liberação que esta normativa espanhola superou com folga.

Também vale mencionar que medidas liberalizantes posteriores aceleraram o processo de liberalização, como se pode ver mais adiante.

Separação vertical

A Lei espanhola excedeu os requerimentos mínimos estabelecidos pela Diretiva de Gás de 1998, uma vez que esta exigia apenas contas separadas, enquanto que através desta normativa, exigiam-se empresas separadas entre a comercialização e as atividades reguladas. Além disso, a Lei espanhola exigiu adicionalmente contas separadas entre as atividades reguladas.

Poderá ser visto mais adiante, ao analisar as medidas liberalizantes aplicadas posteriormente à Lei de Hidrocarbonetos, como os requerimentos de separação vertical foram mais além ao estabelecer restrições em nível de propriedade para a integração vertical.

Também é preciso levar em conta, como mencionado anteriormente, ao analisar a nova Diretiva de Gás da União Européia de 2003, que a partir de julho de 2004, será exigido a separação legal das empresas ou entidades para as atividades de rede, transporte e distribuição.

Acesso aberto

É mencionado que os titulares das instalações de transporte devem permitir a utilização das mesmas aos consumidores qualificados, aos comercializadores e aos transportadores que cumprirem as condições exigidas, mediante a contratação separada ou conjunta dos serviços de transporte, regasificação e armazenamento, com a base nos princípios de não discriminação, transparência e objetividade. Além disso, o preço pela utilização das redes será dado por um pedágio fixado de forma regulamentar.

Adota-se o esquema de acesso aberto regulado em vez do negociado, mencionando-se que será definido em normativas posteriores um conteúdo mínimo dos contratos.

Os casos em que se justifica a negativa de proporcionar acesso, são os mesmos já mencionados na Diretiva da União Européia de 1998.

No caso de distribuição, aplica-se o mesmo tipo de princípios de acesso aberto às suas instalações a favor de comercializadores e consumidores qualificados, podendo ter acesso a estas instalações por meio do pagamento de um pedágio regulado.

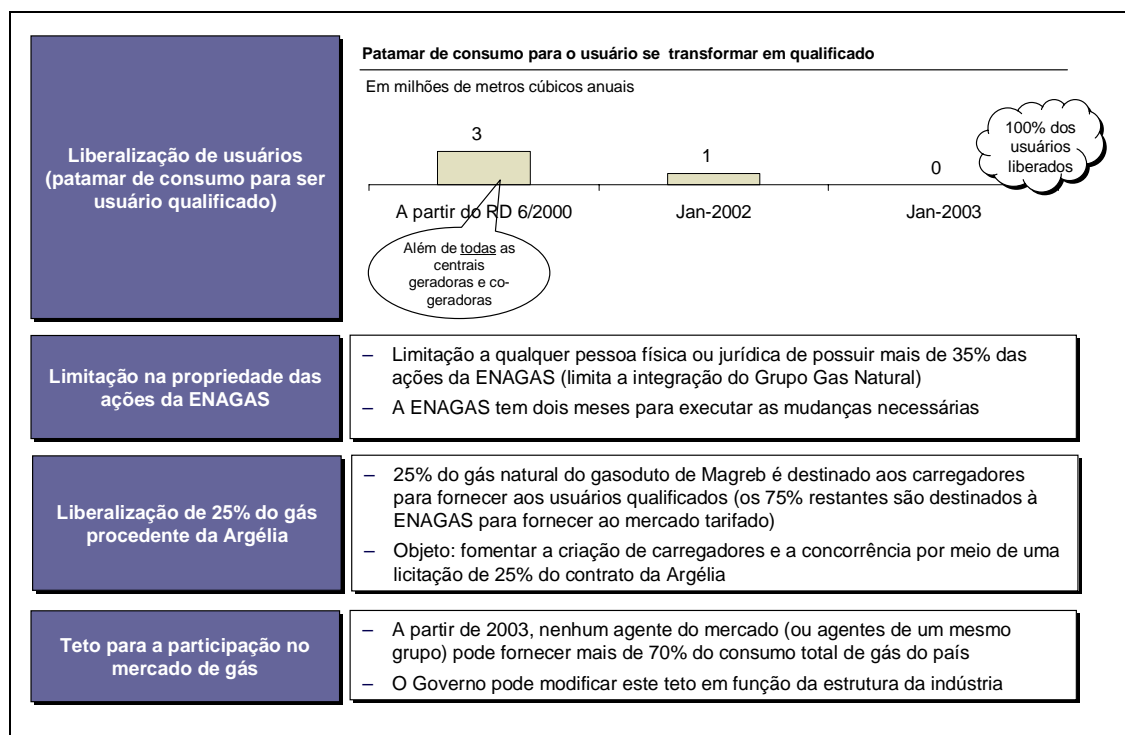
Medidas liberalizantes posteriores à Lei de Hidrocarbonetos

Posteriormente à Lei de Hidrocarbonetos foi emitida normativa que acelerava o processo de liberalização e concorrência.

O RD 6/1999 acelerou o processo de liberação de usuários determinado na Lei de Hidrocarbonetos – baixando os patamares de elegibilidade³⁴- enquanto que o RD 15/1999 permitiu que fossem concedidas autorizações provisórias para desenvolver a atividade de comercialização.

O RD 6/2000 de medidas urgentes de intensificação de concorrência em mercados de bens e serviços foi mais além, estabelecendo um conjunto de ações voltadas a esta finalidade (Ver Quadro VI-4):

Quadro VI-4 – Resumo do Real Decreto 6/2000



O RD 6/2000 em seu Art. 11 reduz ainda mais os patamares para os consumidores tornassem qualificados ou livres . No quadro-resumo destas medidas liberalizantes podem ser observados os patamares mínimos determinados pelo decreto, para passar a usuário qualificado.

Outra medida a ser destacada no RD 6/2000 é a restrição ao nível de propriedade das ações da ENAGAS, Gestor do Sistema e principal transportador do país. Estabeleceu-se que nenhuma pessoa física ou jurídica poderá participar direta ou indiretamente da ENAGAS S.A. em uma proporção superior a 35% do capital social ou dos direitos de voto da entidade.

³⁴ 10 MMm3/ano em 04/1999, a 5 MMm3/ano em 01/01/00, a 3 MMm3/ano em 01/01/03. Em 01/01/08 todos serão qualificados.

Para efeitos de cálculo da participação no citado pacote acionário, deve-se atribuir a uma mesma pessoa física e jurídica:

- As ações possuídas pelas entidades pertencentes ao mesmo grupo;
- As ações possuídas pelas pessoas que atuem em seu próprio nome, mas por conta do grupo;
- As ações possuídas pelos sócios daquelas pessoas.

A empresa deveria apresentar um Plano no prazo de 2 meses para planejar como seria realizada esta mudança de titularidade das ações, sendo a CNE a entidade autorizada legalmente para tornar efetivo o cumprimento da limitação.

Vale lembrar que 65% das ações da ENAGAS já circula na bolsa de valores espanhola, uma vez que o Grupo *Gas Natural* teve que se desfazer da porcentagem de ações necessária para cumprir com a restrição.

Note-se que esta restrição tem o efeito de não apenas exigir uma empresa ou entidade legal separada para a transportadora como fazia a Lei de Hidrocarbonetos, mas avança ainda mais, ao restringir em nível de propriedade, uma participação majoritária em tal empresa.

Um aspecto controvertido é que fica limitado o poder dominante de qualquer grupo econômico na transportadora, não importando se participa ou não na oferta ou demanda de gás. Neste caso, a medida teve o efeito de limitar a participação dominante como acionista, do grupo integrado verticalmente *Gas Natural*, mas na realidade limita também os grupos não integrados verticalmente.

Outra medida pró-concorrência aplicada foi a liberalização de 25% do gás procedente da Argélia pelo gasoduto de Magreb -Art. 15-. Com este artigo, foi determinado que o titular do contrato de abastecimento procedente da Argélia pelo gasoduto do Magreb devia reservar 75% do mesmo para a ENAGAS para fornecer às suas companhias de distribuição e suas vendas tarifadas, e os 25% restantes para comercializadores para venda a usuários qualificados.

No mesmo Art. 15 determinava-se que a reserva desta proporção de 25% deveria ser feita de maneira transparente e não discriminatória entre os comercializadores; que deveria ser pago o custo da matéria prima mais um conceito de gastos de gestão; que

cada comercializador não deveria ter acesso a mais de 25% do segmento liberado; que poderia ser considerada a exclusão de um comercializador em função de sua participação relativa no mercado; e que se poderia reservar o gás não pedido por comercializadores para a ENAGAS para fornecimento ao mercado tarifado. Esta medida é, no entanto, provisória por três anos apenas e perderá a validade em 2004.

A medida teve como objetivo fomentar o surgimento de comercializadoras e fazê-las competir em uma licitação que oferecia um prêmio sobre o preço de aquisição de 25% do gás do contrato da Argélia -e que representava aproximadamente 10% do mercado de gás nesse momento.

Como complementação da medida anterior de diversificação das fontes de fornecimento, fica estabelecido que a partir de 2003 nenhum agente (ou agentes) pertencente a um mesmo grupo de empresas podem aportar mais de 70% do consumo de gás do país.

Além disso, fica estabelecido que o Governo – através do Real Decreto – pode variar ao longo do tempo as porcentagens, em função da estrutura empresarial do setor.

Estas medidas tiveram como objetivo limitar o Grupo *Gas Natural* em sua posição dominante do mercado de gás, e favorecer a entrada de novos agentes na atividade de comercialização. Mas evidentemente, a capacidade de 70% é elevada para que se torne uma restrição importante para o desenvolvimento da concorrência, que é o objetivo final.

Nova Regulamentação do Contrato com a Argélia - Ordem Ministerial do dia 29 de junho de 2001³⁵

O contrato de importação de gás natural da Argélia, através do gasoduto Magreb, foi assinado entre as empresas ENAGAS S.A. e Sonatrach (Argélia) no dia 8 de junho de 1992. Posteriormente, o contrato foi transferido à empresa Sagane S.A. (pertencente ao grupo *Gas Natural*).

Aspectos principais da nova Regulamentação do Contrato com a Argélia:

- Construiu-se uma fórmula para determinar o preço que deve receber o exportador (preço de aquisição do gás). A fórmula considera os custos de aquisição da matéria-prima no ponto de entrada ao sistema espanhol, além de uma retribuição correspondente a custos de gestão. Em resumo, o preço correspondente ao preço do gás no ponto de entrega compreende todos os custos: matéria prima, perdas, e os custos necessários para a sua colocação no ponto mencionado. Também fixou-se um preço mínimo de 5,4459 US\$/MWh;
- Estabeleceu-se um processo de adjudicação, seja via concurso ou leilão, entre os comercializadores de gás natural que cumpram os requerimentos. Existiram algumas restrições para entrar no processo de adjudicação:
 - Quantidades solicitadas: mínimo 468 MMm³ / máximo: 1.170,5 MMm³ = 25% do gás destinado ao mercado liberado;
 - Não podem participar comercializadores que tenham, direta ou indiretamente, uma participação no mercado nacional de gás natural superior a 50%;
 - Os comercializadores que pertencem ao mesmo grupo empresarial podem apresentar apenas uma única solicitação..
- Processo de avaliação de ofertas recebidas:
 - Selecionam-se propostas que estejam de acordo com os objetivos da medida: aumento do mercado liberado e da concorrência, para o qual consideram-se os seguintes parâmetros:

³⁵ Regulamenta a aplicação do gás natural procedente do contrato com a Argélia

- Compromissos de aporte de GN ao sistema nacional a partir de 2003 (volume, procedência, contribuição à segurança e diversificação do suprimento);
 - Vendas por zonas geográficas;
 - Número previsível de clientes destinatários do gás adjudicado.
-
- Oferta econômica: prêmio percentual sobre o preço de aquisição do gás;
 - As quantidades totais solicitadas serão adjudicadas segundo o prêmio ofertado (de maior a menor) até alcançar a quantidade alocada ao mercado liberado, alocando à última empresa adjudicatária o restante do volume até alcançar o total;
 - Preço da adjudicação = preço de aquisição do gás * prêmio ofertado * coeficiente que permita que o preço médio ponderado da adjudicação seja igual ao preço de aquisição do gás natural;
 - Se as quantidades solicitadas pelos comercializadores são inferiores ao volume total alocado ao mercado liberado, a diferença é absorvida pela ENAGAS.

Real Decreto 949/2001 (Regulamenta o livre acesso)

O **Real Decreto 949/2001** regulamenta o livre acesso às instalações de caráter monopolista, completando a normativa neste aspecto. Vale lembrar que na Lei de Hidrocarbonetos era mencionada uma série de enunciados gerais sobre o acesso aberto de terceiros (Ver Quadro VI-5):

Quadro VI-5 – Resumo do Real Decreto 949/2001

Instalações sujeitas ao acesso aberto	<ul style="list-style-type: none">- Plantas de recepção, armazenamento e regasificação de GNL- Armazenamentos- Instalações de transporte- Instalações de distribuição, incluindo plantas satélites de GNL- Gasodutos de interconexão internacional- Gasodutos de interconexão com jazidas e armazenamentos estratégicos
Sujeitos com direito ao livre acesso	<ul style="list-style-type: none">- Consumidores qualificados- Carregadores- Companhias de transporte (venda a outros transportadores ou aos distribuidores para fornecer ao mercado tarifado)
Atendimento de solicitudes	<ul style="list-style-type: none">- Ordem cronológica (first come, first served)- Procedimento fixo para solicitar acesso- Em caso de negação ou conflito, a CNE deve resolver a questão num prazo máximo de 2 meses
Outros requisitos	<ul style="list-style-type: none">- Os contratos devem ser normalizados de acordo com o desenho da CNE- 25% da capacidade disponível deve ser aplicada em contratos de curto prazo, os 75% restantes devem estar em contratos de longo prazo- Obrigatoriedade de publicar trimestralmente a capacidade disponível nas instalações- Detalhe de razões para a negação de acesso a terceiros

As solicitações devem ser atendidas por ordem cronológica -“*first come, first served*”.

Existe um procedimento fixo para solicitar o acesso e tempos de resposta definidos por parte dos transportadores, que têm 24 dias úteis, no total, para responder à solicitação. Destes, 6 dias para informar ao Gestor Técnico do Sistema e outros donos de instalações que possam ser envolvidos. Nos 12 dias posteriores o relatório de viabilidade técnica tem que estar pronto. Seis dias depois, a solicitação tem que ser respondida. Se a solicitação for aceita, há 24 dias para assinar o respectivo contrato. Se a solicitação for negada, a transportadora deve informar a CNE e a DGPEM (Direção Geral de Política Energética e Minas). Caso surja um conflito em torno do acesso, ele deve ser resolvido pela CNE em um prazo máximo de 2 meses.

Existe a possibilidade de reduzir a reserva de capacidade, em caso de subutilização e falta da mesma.

Exige-se que 25% da capacidade total de entrada no sistema seja destinada a contratos de curto prazo, com período inferior a 2 anos. Cada comercializador pode acessar, no máximo, 50% dessa capacidade. O 75% restantes de capacidade devem ser aplicados em contratos de longo prazo. Estes contratos podem incluir um regime de prorrogação que seja livremente acordado entre as partes, devendo informá-las com um prazo de antecedência de 6 meses.

Os titulares das instalações de regasificação, armazenamento e transporte são obrigados a publicar trimestralmente a capacidade contratada e disponível em cada instalação, diferenciando entre contratos de prazos inferiores e superiores a 2 anos.

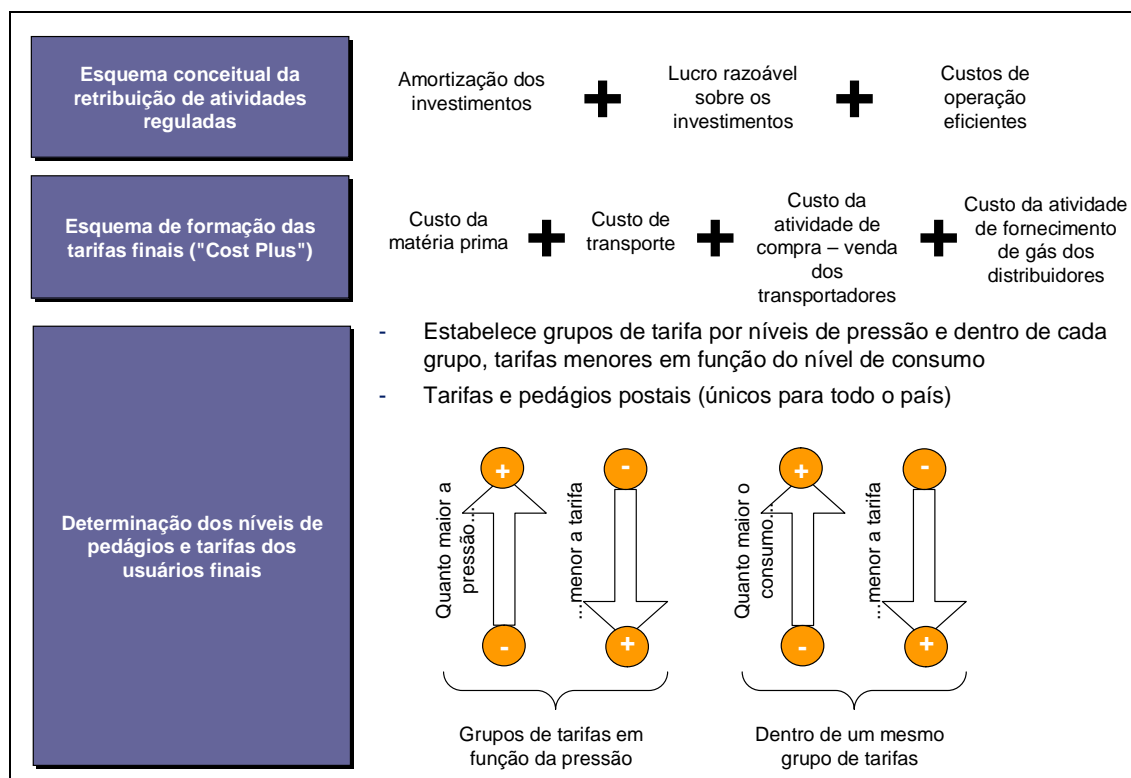
Fica estabelecida uma série de causas pelas quais se pode negar o acesso aberto:

- Falta de capacidade disponível;
- Por reciprocidade com outros países. No caso de o país do carregador que solicita acesso não conceder o mesmo direito de livre acesso;
- Por contratos *take-or-pay* pelo gás de transportadores que possam originar “custos incorridos não recuperáveis”. Neste caso, é preciso haver conformidade prévia da CNE e deve-se avaliar as condições particulares do caso;
- O Gestor Técnico do Sistema garantirá a continuidade e segurança do fornecimento e a adequada coordenação do sistema. Após um ano de efetuada a reserva de capacidade (reserva inicial, ou se ocorreu, desde que foi feita a última modificação), o Gestor Técnico do Sistema poderá pedir a redução da mesma se observado:
 - Uma contínua infra-utilização da capacidade;
 - E uma negação ao acesso de terceiros apesar de contar com capacidade ociosa;
 - Além disso, o Gestor Técnico do Sistema proporá os desenvolvimentos da rede básica e de transporte.

Sistema econômico: retribuições e tarifas e pedágios

Nas considerações do Real Decreto 949/2001, são mencionados como objetivos da política energética e sua aplicação no setor de gás natural: a garantia de um desenvolvimento suficiente das infra-estruturas através de um sistema capaz de assegurar uma rentabilidade adequada dos investimentos; desenho de um sistema de tarifas e pedágios baseado em custos incorridos com o sistema, imputados a cada consumidor(Quadro VI-6).

Quadro VI-6 – Resumo do sistema econômico de retribuições e tarifas e pedágios



Ordens do Ministério da Economia Ano 2002

Retribuição a atividades reguladas (ECO/301/2002)

A retribuição das atividades reguladas deve permitir a recuperação dos investimentos realizados ao longo da vida útil das mesmas; permitir uma razoável rentabilidade dos recursos investidos; e determinar a retribuição dos custos de exploração de maneira que seja incentivada uma gestão eficaz dos mesmos.

Os sistemas de atualização das retribuições devem ser fixados para períodos de 4 anos.

Estão sujeitas à retribuição:

- Regasificação, armazenamento e transporte;
- Compra e venda de gás pelos transportadores;
- Distribuição por suas instalações;
- Distribuidores, pelo fornecimento tarifado;
- Gestão técnica do sistema.

A retribuição das atividades de regasificação, armazenamento e transporte é calculada individualmente para cada instalação. A retribuição total para uma companhia é obtida somando as retribuições de cada instalação pertencente a ela. Pode conter um elemento fixo – correspondente ao custo das instalações fixas - e um variável – em função do volume regasificado no ano³⁶. Para as instalações novas, determinam-se também valores unitários de custos reconhecidos de forma regulatória segundo o tipo de instalação, que influem na base de capital reconhecida a ser coberta com as retribuições.

No caso de instalações de distribuição, fica estabelecida para o conjunto das instalações de uma mesma distribuidora, podendo conter, da mesma forma que o caso do transporte, um elemento fixo e um variável.

O Ministro da Economia, de acordo com informe da CNE, estabelece todos os anos antes de 31 de janeiro, a retribuição que cabe a cada companhia receber pela realização da atividade regulada no ano em curso.

Tarifas e Ordem de pedágios e taxas (ECO/302 e 303/2002)

É estabelecido uma série de objetivos que o sistema tarifário deve permitir atingir:

- Permitir às atividades reguladas, atingir a retribuição fixada para elas;
- Reservar de forma equitativa entre os diferentes consumidores conforme sua faixa de pressão, nível de consumo e fator de carga, os custos imputáveis a cada tipo de fornecimento;
- Incentivar os consumidores a um uso eficaz para fomentar uma melhor utilização do sistema de gás;
- Não produzir distorções entre o sistema em regime de tarifas e o excluído do mesmo.

Com relação ao desenho da estrutura tarifária e de pedágios, fica determinado que as tarifas e pedágios são únicos para todo o território nacional -tarifas postais-. São substituídas as tarifas por usos (Residencial, Comercial e Industrial) por tarifas por níveis de pressão e consumo.

As tarifas e pedágios são adicionalmente máximos, devendo as companhias de gás suportar, por sua conta, os eventuais descontos que venham a oferecer.

Ficam liberalizados os preços do GNL a partir de plantas de regasificação.

Existem 3 grupos de tarifas: tarifas finais, preços de cessão e pedágios pelo uso das redes.

Tarifas finais

São determinadas através de um sistema baseado em custos totais de prestação de serviços, constituído pelos seguintes componentes:

- Custo da matéria prima;
- Custos de condução;
- Custos da atividade de compra e venda de gás pelos transportadores para fornecimento às distribuidoras;
- Custos da atividade dos distribuidores para fornecimento de gás reservado a cada uma das tarifas;
- Desvios resultantes do regime de liquidações do ano anterior.

As tarifas são compostas de um fator fixo, que depende do tipo de tarifa, e um fator variável, que é função do volume de gás consumido.

O custo do gás é função do preço de uma série de contratos de importação ligada ao mercado tarifado. O preço é adaptado a cada 3 meses em função da evolução de preços do último semestre. Do mesmo modo, o custo do gás pode mudar, se mudar a ponderação de cada contrato no total.

³⁶ Este volume será parametrizado em função de seu equivalente em kWh (unidade energética de referência adotada pela CEE para a determinação das tarifas)

No que diz respeito às tarifas em si, são estabelecidos grupos por níveis de pressão, e dentro de cada um deles, diferentes preços em função do consumo:

- Grupo 1: Pressão máxima superior a 60 bars;
- Grupo 2: Superior a 4 bars e inferior ou igual a 60 bars;
- Grupo 3: Inferior ou igual a 4 bars;
- Grupo 4: Usuários de natureza interruptível.

A característica principal destas tarifas finais é que quanto maior o nível de pressão e maior o consumo, menor é a tarifa média, com o que objetiva com que os preços regulados reflitam os custos que os usuários originam para o sistema, e incentivar o consumo de gás.

Outra característica a ser destacada é que as tarifas finais são do tipo postal, únicas para todo o âmbito do país.

As tarifas interruptíveis podem ser aplicadas a todo usuário que utilize o gás natural como combustível em atividades e/ou processos industriais cuja natureza particular permita a interrupção do serviço e/ou consumos intermitentes de gás, e que além disso, mantenha operacional outra fonte de energia.

Para contratar este serviço, o consumo de gás natural não pode ser menor a 8,600,000 m³/ano o 26,000 m³/dia. Ademais podem contratar este serviço consumidores conectados a gasodutos cuja pressão seja menor quw 4 bar.

Preços de Cessão

O preço de cessão do gás de um transportador para outro transportador ou para um distribuidor será determinado de acordo com o custo CIF da matéria prima , mais a retribuição correspondente à atividade de compra e venda do gás destinada ao mercado tarifado feita pelas transportadoras, mais o custo médio de regasificação respectivo.

Pedágios

Existe uma série de pedágios regulados: para regasificação, de transporte e distribuição, e de armazenamento subterrâneo e de GNL - chamados de taxas nestes casos.

Os pedágios são de natureza postal, não variando em função da distância e sendo os mesmos para todo o país. Os pedágios são fixados como tetos, sendo modificados anualmente, ou se casos especiais (determinados previamente) o justificarem.

O pedágio de regasificação inclui o direito ao uso das instalações necessárias para:

- A descarga de navios;
- O transporte aos tanques de GNL;
- A regasificação ou carga de cisternas de GNL;
- A armazenagem do GNL durante um período equivalente a 10 dias da capacidade contratada diária.

O pedágio de regasificação é calculado mensalmente, e é composto por um termo fixo e um termo variável, sendo este último uma função da quantidade de energia equivalente (em KWh) ao volume de gás natural efetivamente regasificado ou armazenado como GNL nas cisternas.

- O custo de armazenamento de GNL é relacionado com a quantidade contratada de GNL armazenada acima da quantidade do armazenamento operativo, incluída no pedágio de regasificação;
- Se o armazenamento de GNL é subterrâneo, o custo do serviço é função da quantidade contratada de armazenamento de gás.

O pedágio de transporte e distribuição inclui o direito ao uso das instalações necessárias para transportar o gás desde o ponto de entrada no sistema de transporte até o ponto de fornecimento ao consumidor qualificado, bem como a utilização de um armazenamento operacional correspondente a 5 dias da capacidade de transporte e distribuição contratada.

É formado por um termo de reserva de capacidade – fixo – que é faturado pela empresa transportadora titular das instalações do ponto de entrada do gás³⁷, e outro

³⁷ O serviço é 100% pago por capacidade. O Ship or Pay é pago pelo 85% do volume.

termo chamado de condução – que é função dos distintos níveis de pressão,³⁸ composto por um termo fixo e outro variável – faturado pela empresa distribuidora titular das instalações do ponto de entrega de gás natural ao consumidor qualificado.

Regulação de atividades / Fornecimento / Procedimentos de autorização de instalação de gás – Real Decreto 1434/2002-

(inclui modificações do RD 949/2001)

Regulação de atividades – Transporte, Distribuição, Comercialização.

Estabelecem-se princípios relacionados com a definição de cada atividade, os requisitos para o seu exercício (capacidade legal, técnica e econômica), direitos e obrigações.

Fornecimento

Os distribuidores têm a obrigação de realizar o fornecimento tarifado e expandi-lo a todos os consumidores que assim o solicitarem, dentro do âmbito do contrato.

Os períodos de faturamento e pagamento, o conteúdo mínimo das faturas e as condições de interrupção do fornecimento estão regulados.

Autorização para a construção, ampliação, modificação e exploração das instalações

Os Atos Administrativos requeridos para a autorização de instalações são:

- Autorização prévia;
- Aprovação do projeto detalhado ou da execução;
- Autorização de exploração.

No que se refere a Modalidades de Autorização, basicamente, foram estabelecidas duas:

- Procedimento de concorrência (especialmente para as instalações previstas no planejamento);
- Forma direta.

³⁸ Para o termo de condução são estabelecidos, da mesma forma que com as tarifas finais, grupos por níveis de pressão, e por sua vez, em cada um destes grupos, diferentes pedágios por nível de consumo: Grupo 1: Pressão de desenho superior a 60 bars; Grupo 2: Superior a 4 bars e inferior ou igual a 60 bars; y Grupo 3: Inferior ou igual a 4 bars. Não se estabelece um pedágio interruptível.

Acesso de terceiros: Modificações introduzidas (Real Decreto 949/2001)

Com o objetivo principal de tentar solucionar os problemas de congestionamento do sistema, foram estabelecidas diversas medidas, entre as quais destacam-se:

- O titular da instalação deverá enviar solicitações de acesso à CNE;
- Os solicitantes deverão depositar fiança equivalente a um ano de reserva de capacidade;
- Diminuição automática da capacidade – e perda da fiança – se transcorridos 6 meses desde a data do início do suprimento estipulada no contrato, ou de efetuada qualquer mudança na capacidade a capacidade efetivamente utilizada for menor de 80% da contratada;
- Caso se observe sub-utilização continuada pelo Gestor do Sistema que possa inviabilizar pedidos de acesso, a capacidade será reduzida na mesma proporção, além da perda da fiança³⁹;
- Para cada transportador, aplicar-se-ão 25% destinado a contratos de curto prazo à soma das suas capacidades de regasificação, armazenamento e entrada ao sistema de transporte e distribuição;
- A CNE deverá elaborar modelos padronizados para a publicação da capacidade contratada e disponível e a metodologia da sua determinação.

³⁹ É importante salientar que as autoridades outorgaram um período de três meses, a partir da entrada em vigência do Real Decreto 1434/2002, com o objetivo de que os titulares das reservas de capacidade pudessem pedir reduções de capacidade – em volume e tempo – sem necessidade de maiores entraves e sem custos. Para maiores detalhes, ver a 10 Disposição Transitória, que versa sobre “Reduções de Capacidade e Fiança”.

VI.B. APÊNDICE INSTITUCIONAL

Esta seção trata do ente regulador criado pela Lei de Hidrocarbonetos – a CNE – tanto no que se refere ao seu desenho institucional como às suas funções.

Desenho Institucional

A CNE é o ente regulador dos sistemas energéticos, criado pela Lei de Hidrocarbonetos e regulamentado pelo RD 1339/1999.

Seu objetivo é defender a competição efetiva nos sistemas energéticos. Além do gás natural, também se incluem os mercados elétrico e de hidrocarbonetos líquidos.

A CNE configura-se como um organismo público com personalidade jurídica e patrimônio próprio.

Anualmente, a CNE prepara um projeto prévio de orçamento consoante a estrutura determinada pelo Ministério da Fazenda, e o envia a esse Ministério para que seja obtido o acordo do governo e posterior envio às Cortes Gerais (Parlamento Espanhol) já integrado ao Orçamento Geral do Estado.

O controle econômico e financeiro da CNE é realizado através da Intervenção Geral da Administração do Estado.

A CNE está vinculada ao Ministério da Economia que exerce o controle de eficácia sobre a sua atividade.

A seleção do pessoal, exceto os cargos de diretoria, é feita através de concurso público e de acordo com procedimentos baseados nos princípios da igualdade, mérito e capacidade

Funções da CNE

Foi atribuída à CNE uma série de funções, atuando também como órgão consultivo em questões energéticas, tanto da Administração Geral do Estado como das Comunidade Autônomas.

Podemos observar que o seu poder em relação ao Executivo é reduzido; cabendo à mesma resolver conflitos de acesso, zelar pela livre concorrência e lhe proporcionar

assessoria em diversos assuntos. Entretanto, no que se refere à determinação das retribuições, tarifas e pedágios que devem ser aplicadas a cada ano, somente presta assessoria ao Ministério da Economia que está encarregado de decidir esses assuntos.

No RD 1339/1999 são mencionadas diversas funções normativas, de proposta e executivas de competência da CNE.

Normativas:

- Emitir Circulares para a implementação das normas contidas nos Reais Decretos e Ordens do Ministério da Economia.

A Lei outorga à CNE a faculdade de fazer propostas nos casos a seguir:

- Elaboração de disposições gerais que afetem os mercados energéticos e, em particular, o desenvolvimento regulamentado da Lei de Hidrocarbonetos.
- Planejamento energético;
- Elaboração dos projetos sobre determinação de tarifas, pedágios e retribuição das atividades energéticas.

Como órgão consultivo nas questões a seguir:

- Informa de maneira preceptiva nos expedientes de autorização de instalações energéticas quando elas são competência da Administração Geral do Estado;
- Emite relatórios que lhe são solicitados pelas Comunidades autônomas no exercício das suas competências em questões energéticas;
- Informa de maneira preceptiva sobre as operações de concentração de empresas ou tomada de controle de uma ou várias empresas energéticas por outra que realize atividades no mesmo setor quando as referidas empresas devam ser submetidas à decisão do Governo de acordo com a legislação vigente em matéria de competência;
- Informa, quando lhe for requerido, os expedientes de sanção abertos pelas diversas Administrações Públicas.

Executivas:

- Determina os agentes a cuja atuação sejam imputadas deficiências no fornecimento aos usuários, propondo as medidas que se devem adotar;

- Acorda a abertura dos expedientes de sanção e faz a instrução deles, quando sejam competência da Administração Geral do Estado;
- Autoriza as participações de sociedades nas atividades que sejam consideradas reguladas.

De defesa da concorrência:

- Zela para que os agentes que atuam nos mercados energéticos realizem a sua atividade respeitando os princípios da livre concorrência.

De resolução de conflitos:

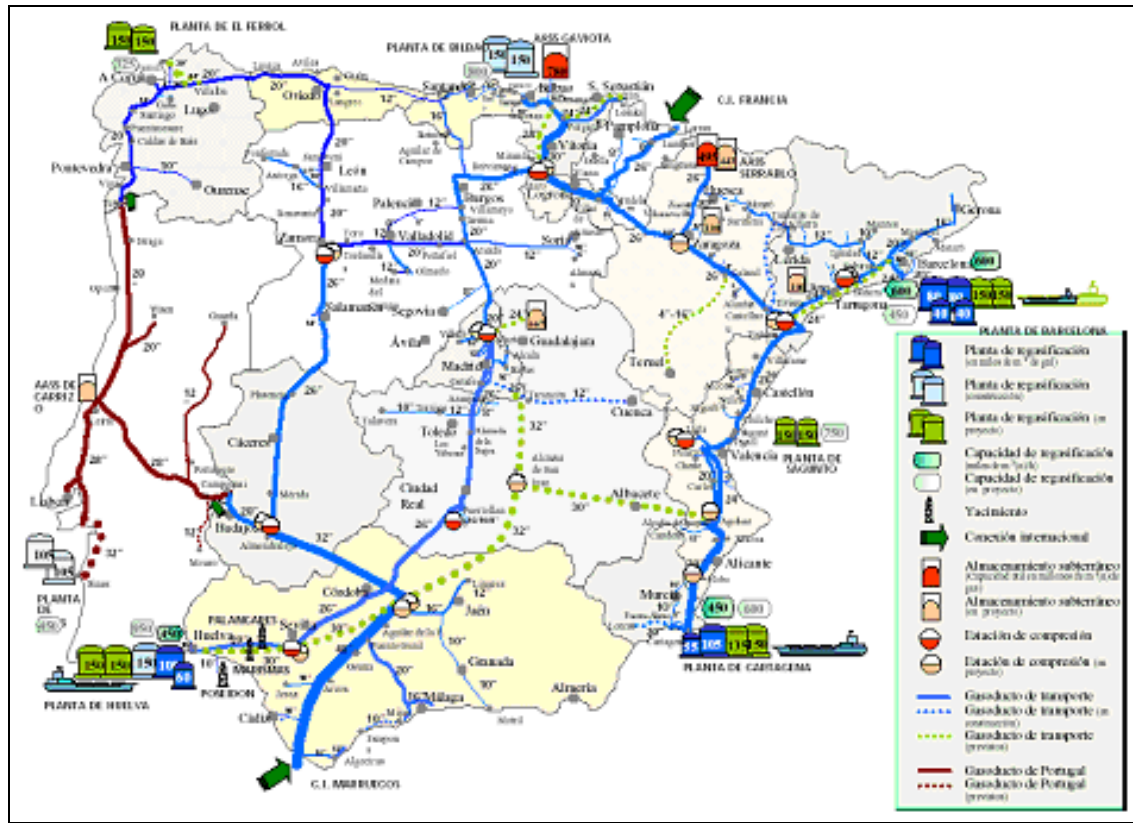
- Resolve os conflitos que lhe sejam apresentados em relação aos contratos relativos ao acesso das redes de transporte e, se for o caso, da distribuição nos termos estabelecidos no regulamento;
- Atua como órgão de arbitragem nos conflitos surgidos entre os agentes que realizem atividades no setor elétrico ou no setor de hidrocarbonetos, assim como nos conflitos surgidos entre os consumidores qualificados e os referidos agentes;
- No que se refere ao setor de gás, resolve os conflitos que lhe sejam apresentados em relação à gestão do sistema.

De fiscalização:

- As condições técnicas das instalações;
- O cumprimento dos requisitos estabelecidos nas autorizações;
- As condições econômicas e atuações dos agentes no que elas possam afetar à aplicação das tarifas e critérios de remuneração das atividades energéticas;
- O faturamento correto e as condições de venda das empresas distribuidoras e comercializadoras para consumidores e clientes qualificados;
- A qualidade do serviço;
- A separação efetiva destas atividades quando for exigida;
- Pode realizar as inspeções que considere necessárias, com o objetivo de confirmar a veracidade da informação que lhe seja enviada em cumprimento do disposto nas suas Circulares.

VIC. INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE GÁS NATURAL

Quadro VI-7 – Rede básica de gasodutos e transporte secundário de gás na Espanha
Rede em Janeiro 2003 e previsões de novas obras até 2006.



Fonte: CNE

Quadro VI-8 – Infra-estrutura de distribuição por distribuidora

Ano 2001 – em quilômetros de rede.

Distribuidora	Alta pressão	Meia pressão	Baixa pressão	Total
<i>Bilbogas</i>		254,0	6,0	260,0
<i>Cegas</i>	11,1	1.572,3	466,9	2.050,3
<i>Dist. y Comerc. Gas Extremadura</i>	33,5	192,0		225,5
<i>Dist. Regional del Gas</i>	25,0	135,0		160,0
<i>Donostigas</i>	9,3	136,9	123,0	269,2
<i>Gas Alicante</i>	0,3	43,7		44,0
<i>Gas Aragón</i>	32,6	745,2		777,8
<i>Gas de Asturias</i>	35,0	730,7	128,2	893,9
<i>Gas Directo</i>	2,5	18,9		21,4
<i>Gas Figueres</i>		5,0	71,0	76,0
<i>Gas Galicia</i>	4,5	665,0		669,5
<i>Gas Hernani</i>		20,7		20,7
<i>Gas Natural Andalucía</i>	0,1	820,7	622,7	1.443,5
<i>Gas Natural Cantabria</i>	4,6	366,9	122,7	494,2
<i>Gas Natural Castilla León</i>	34,6	1.810,8	49,6	1.895,0
<i>Gas Natural Castilla La Mancha</i>	44,1	632,0		676,1
<i>Gas Natural de Alava</i>		301,0		301,0
<i>Gas Natural La Coruña</i>		131,7		131,7
<i>Gas Natural Murcia</i>	56,8	210,7	24,2	291,7
<i>Gas Natural Rioja</i>	29,0	256,2		285,2
<i>Gas Natural SDG</i>	5.166,8	9.380,5	5.089,7	19.637,0
<i>Gas Navarra</i>	175,0	770,5		945,5
<i>Meridional del Gas</i>	0,3	85,5		85,8
<i>Soc. Gas Euskadi</i>				1.982,0
<i>Tolosa Gas</i>		20,6		20,6

FONTE:

SEDIGAS

BIBLIOGRAFIA

1. ASOCIACION ESPAÑOLA DEL GAS (SEDIGAS). *Sección Legislación*. Madri: 2003;
2. CENTRAL INTELLIGENCE UNIT (CIA). *2003 CIA World Factbook*. Washington D.C.: 2003;
3. COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE). *Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica y Gas Natural y su Cobertura*. Madri: 2001. 84 p;
4. ENAGAS. *Informe Anual 2002*. Madri: 2002. 63 p;
5. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Spain Country Brief*. Washington D.C.: 2003. 12 p;
6. EUROSTAT. *Gas Prices for EU Households*. Bruxelas: 2003;
7. EUROSTAT. *Gas Prices for EU Industries*. Bruxelas: 2003;
8. GAS NATURAL SDG. *Informe Anual 2002*. Madri: 2002. 105 p;
9. MINISTERIO DE ECONOMIA. *Desarrollo de las Redes de Transporte 2002 – 2011*. Madri: 2002;
10. MINISTERIO DE ECONOMIA. *La Energía en España 2002*. Madri: 2002;
11. MORENO, JUAN A. *The Liberalization of the Spanish Market*. Madri: 2002;
12. ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). *Regulatory Reform in Spain. Regulatory Reform in the Electricity Sector*. Paris: 2003. 49 p;
13. ORGANIZATION FOR ECONOMIC CO-OPERATION AND DEVELOPMENT (OECD). *Regulatory Reform. European Gas Market*. Paris: 2000. 72 p;
14. PEÑALBA, ANTONIO. *Situación Reglamentaria del Gas en España*. Madri: *Comisión Nacional de Energía (CNE)*. 2003. 27 p.