



R. GARCIA CONSULTORES



A Reforma da Indústria do Gás Natural  
no Chile

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

<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>3</b>
<b>I. APRESENTAÇÃO DOS FATORES-CHAVE.....</b>	<b>5</b>
<b>II. A INDÚSTRIA CHILENA DE GÁS NATURAL ANTES DA REFORMA.....</b>	<b>6</b>
<b>III. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE REFORMA DA INDÚSTRIA GASÍFERA DO CHILE.....</b>	<b>15</b>
<b>IV. A ESTRUTURA ATUAL DA INDÚSTRIA CHILENA DE GÁS NATURAL .....</b>	<b>33</b>
<b>V. RESULTADOS E LIÇÕES .....</b>	<b>42</b>
<b>VI. ANEXOS .....</b>	<b>59</b>
VI.1. Setor Elétrico .....	59
VI.2. Meio Ambiente.....	63
VI.3. Processo de Desenvolvimento do Gasoduto <i>Gas Andes</i> .....	68
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>70</b>

## **INTRODUÇÃO**

O processo de reforma da indústria chilena de gás natural propicia ensinamentos importantes para países importadores do energético, os quais objetivam ampliar a participação do mesmo em suas respectivas matrizes energéticas.

Uma série de condições geográficas, entre elas a extensão e as dificuldades orográficas para o transporte por outros meios que não o marítimo, as escassas reservas de gás (2 TCF<sup>1</sup>) no Sul do país (restritas ao uso doméstico do energético na região) e o baixo potencial hídrico como fonte primária para a produção de eletricidade fizeram do Chile um importador líquido de energia. Da mesma forma, as dificuldades políticas e as disputas com seu país vizinho – Argentina –, por questões fronteiriças, foram obviamente um obstáculo ao aproveitamento das vantagens comparativas concernentes à sua localização.

Contudo, durante os anos 90, após a assinatura dos Protocolos de Integração Gasífera entre Chile e Argentina, em um curto período de tempo, foram realizadas importantes obras de infra-estrutura de interconexão entre o mercado chileno e as reservas argentinas de óleo e gás. Assim, na segunda metade dessa década, o gás natural e o petróleo provenientes da Argentina passaram a suprir os usuários finais do Chile<sup>2</sup>. Nesse contexto, a participação do gás como fonte primária de energia passou de 7%, em 1994, para 18%, em 2002.

Há vários fatores que ajudam a explicar os resultados atingidos por meio da reforma da indústria gasífera chilena, os quais são analisados neste trabalho. Entre os principais pontos, vale ressaltar as motivações políticas e institucionais para a penetração do gás natural; a estruturação e organização do setor com base em um modelo econômico liberal; a política de substituição de combustíveis caros e a diversificação da matriz energética, com vistas a diminuir o risco hidrológico; e a redução da grave contaminação ambiental, que afeta, principalmente, a região Central do Chile.

---

<sup>1</sup> TCF = *Trillion Cubic Feet*

<sup>2</sup> Há um oleoduto que parte da Argentina e fornece 74% do petróleo importado pelo Chile. Da mesma maneira, sete gasodutos provenientes da Argentina fornecem 75% de gás natural consumido no referido país.

No sentido de proceder-se à análise da experiência chilena, o trabalho encontra-se estruturado em seis capítulos.

No Capítulo I, são apresentados os fatores-chave, a partir dos quais são avaliados os resultados e as lições depreendidas da reforma da indústria de gás natural no Chile.

No Capítulo II, descreve-se o setor de energia antes deste processo, apontando-se os problemas e desafios iniciais relacionados ao mesmo.

A seguir, no Capítulo III, analisa-se a reforma da indústria gasífera chilena, processo no qual destacam-se, conforme mencionado previamente, diversos elementos importantes para a descrição do modelo *desregulamentado liberal* do setor: seu contexto político e institucional; os desafios enfrentados no processo de introdução de gás e de diversificação da matriz energética do país; e, a necessidade de solucionarem-se problemas ambientais significativos. Este Capítulo é finalizado com a breve exposição das regulamentações aplicadas às transações e aos serviços prestados no âmbito deste setor.

No Capítulo IV, aprecia-se a estrutura industrial atual (papéis dos agentes, grau de integração, participações cruzadas, dentre outros fatores) e os aspectos que caracterizam este modelo *desregulamentado liberal*, no qual a liberdade de preços, através do acesso negociado, é aplicada às transações tanto nos segmentos de natureza competitiva, como naqueles considerados monopólios naturais (atividades de transporte e distribuição).

No Capítulo V, são examinados os resultados e as lições aprendidas a partir da penetração de gás natural na matriz energética chilena; da criação de infra-estrutura de interconexão, de gasodutos de transporte domésticos e de redes de distribuição; da diminuição dos problemas ambientais; dos efeitos sobre os preços da energia elétrica e de gás aos usuários finais, dentre outros fatores.

Finalmente, o Capítulo VI encerra três anexos, por meio dos quais proporcionam-se maiores detalhes sobre a organização do setor elétrico chileno, a normativa ambiental vigente naquele país e o processo de desenvolvimento do Gasoduto *Gas Andes*.

## **I. APRESENTAÇÃO DOS FATORES-CHAVE**

As questões analisadas ao longo do presente documento permitem a obtenção de lições importantes quanto à estruturação e organização dos setores de gás natural e de energia elétrica.

O enfoque utilizado para avaliar tais resultados, de forma sistematizada, bem como para extrair as lições relevantes do caso chileno, corresponde à metodologia descrita na Fase I da “Proposta Técnica para a Elaboração de um Modelo de Desenvolvimento da Indústria Brasileira de Gás”. 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 Chileno

<b>Aspecto chave</b>	<b>Fator para avaliar o sucesso relativo do processo de transformação</b>
- Estrutura da indústria	- Grau de integração - 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 infraestrutura e <i>pricing</i>	- 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

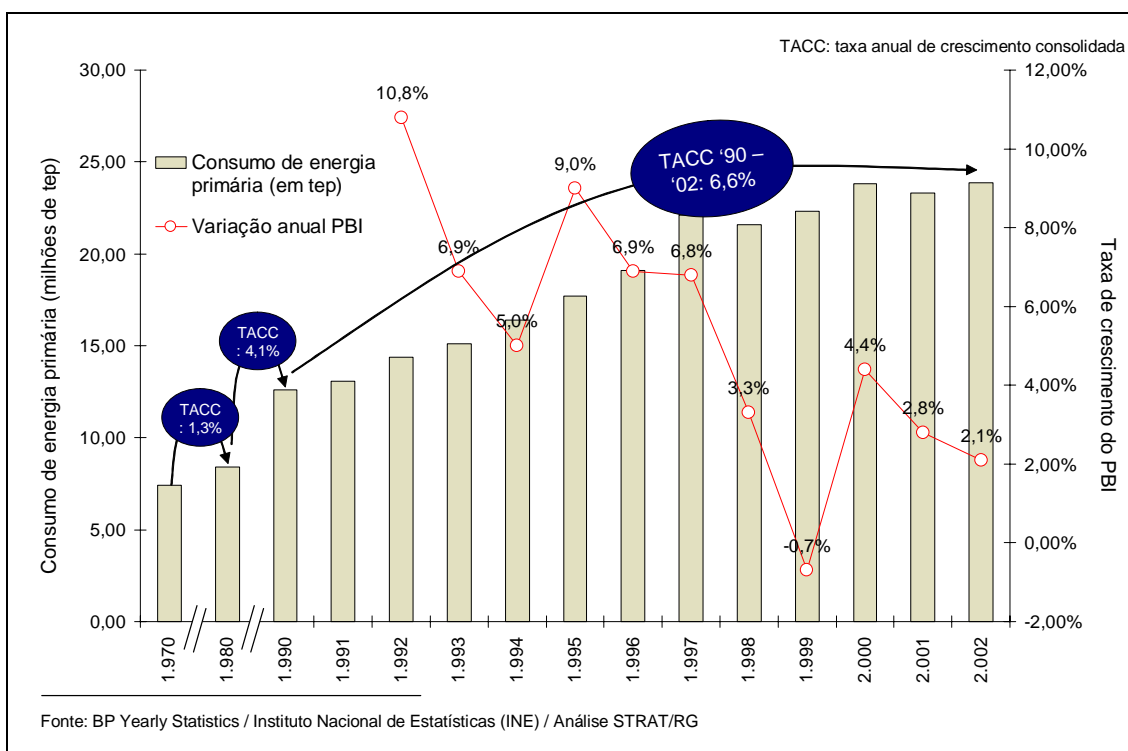
## II. A INDÚSTRIA CHILENA DE GÁS NATURAL ANTES DA REFORMA

A história do gás natural no Chile se inicia em 1961 com a construção, pela *Empresa Nacional del Petróleo* (ENAP), de mais de 1.600 km de gasodutos e redes de distribuição<sup>3</sup>, na região de *Magallanes*.

A partir da metade da década de 90, o Chile enfrentou seu principal desafio em matéria energética, qual seja, satisfazer o crescimento da demanda de energia em um país com escassez interna de recursos competitivos. O consumo de energia cresceu a uma taxa anual de cerca de 7%, no último decênio, e esperava-se que esse índice se mantivesse no futuro, em consequência do ainda reduzido consumo energético *per capita*.

A partir do Gráfico II-1, é possível observar a elevada e constante expansão do setor energético chileno durante a referida década e a sua relação com o crescimento econômico, medido em termos do PIB.

Gráfico II-1 – Evolução da Energia Primária e o PIB no Chile (1970-2002, em milhões de toneladas de petróleo equivalentes)

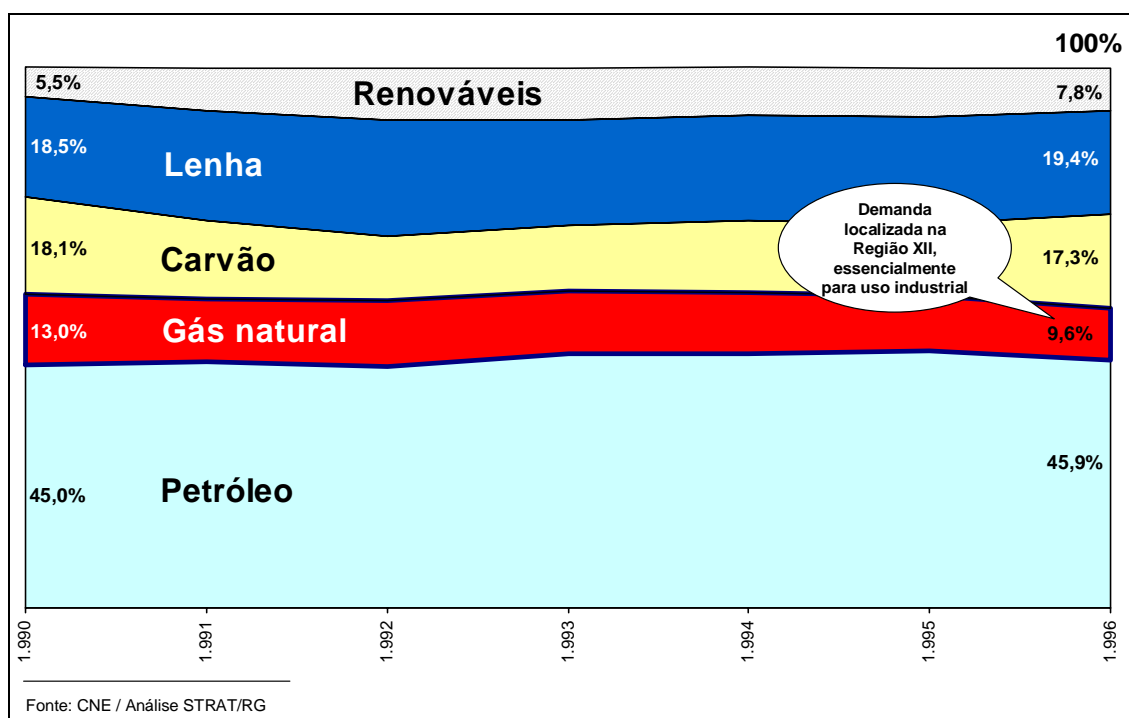


<sup>3</sup> A maior parte desta rede associava-se à exploração do gás natural das jazidas da região e ao seu processamento nas plantas de *Cullen* e *Posesión*. Em 1971, o Gasoduto *Posesión – Cabo Negro* (construído pela ENAP) iniciou as suas operações, com o objetivo de suprir os segmentos residencial e termoeletrico de Punta Arenas.

Além do anteriormente exposto, cumpre mencionar que o Chile era um importador líquido de petróleo e carvão, os quais representavam 45,9% da matriz energética em 1996.

No que se refere propriamente à utilização do gás natural no país, cabe salientar que a localização das reservas gasíferas no Sul (região do Estreito de *Magallanes*), muito distante dos pólos consumidores, no Centro e no Norte, fazia com que o consumo da produção nacional se restringisse àquela região. Como se observa no Gráfico II-2, o gás representava, em 1996, aproximadamente, 10% da matriz energética.

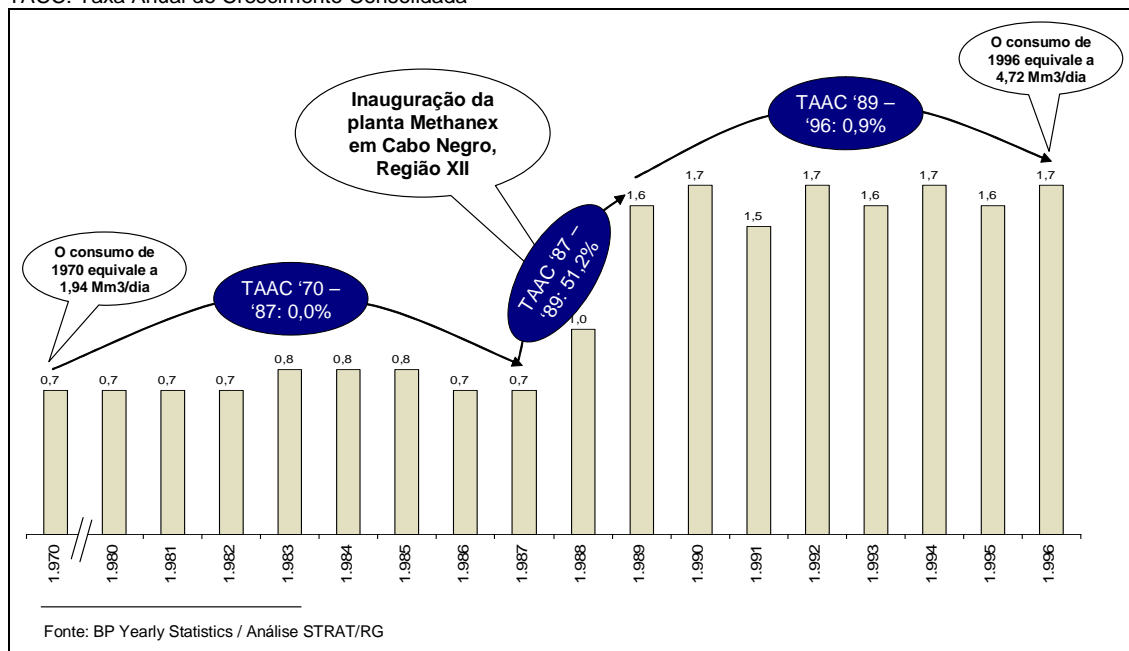
Gráfico II-2 – Evolução da Matriz Energética Primária no Chile (1990-1996)



Nesse mesmo ano, observou-se um consumo médio de 4,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás, fortemente vinculado ao seu uso pela planta da Methanex (produção de metanol a partir de gás natural<sup>4</sup>), na região XII do país (Gráficos II-3 e II-4).

Gráfico II-3 – Evolução do Consumo de Gás Natural no Chile (1970-1996, em bilhões de metros cúbicos)

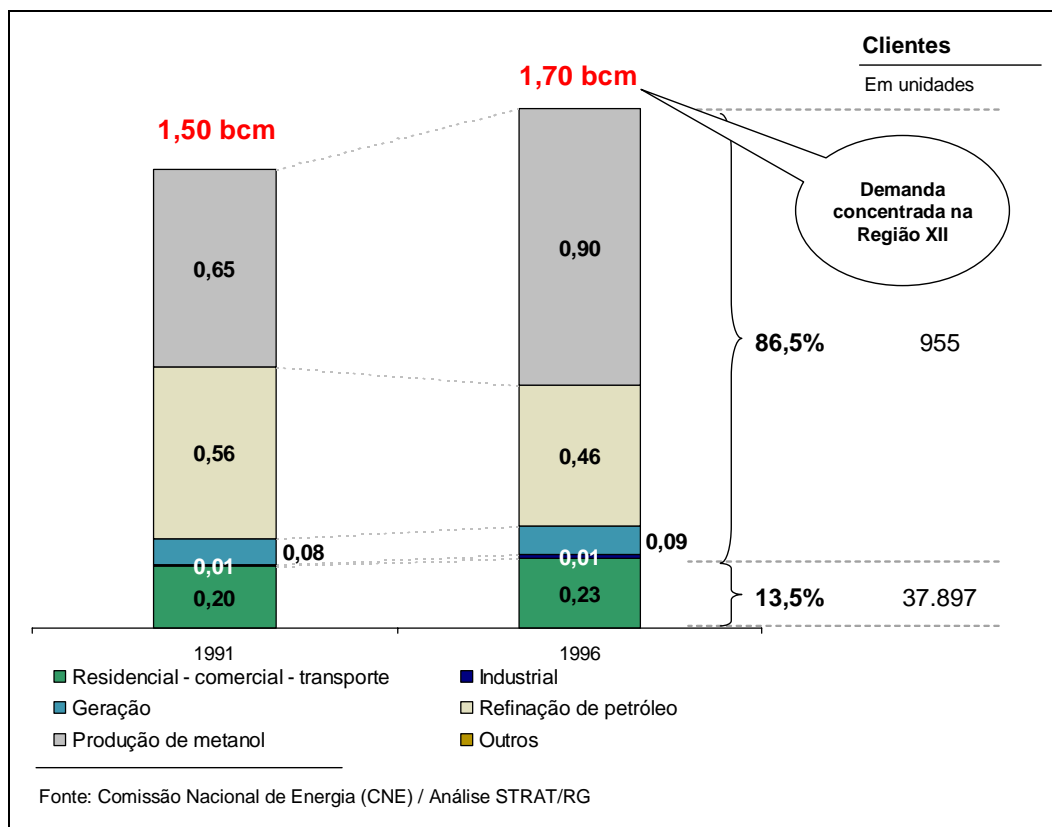
TACC: Taxa Anual de Crescimento Consolidada



<sup>4</sup> A empresa canadense Methanex possui uma de seus maiores plantas de produção de metanol em Punta Arenas - localidade chilena de 120.000 habitantes, e adquire cerca de 4 milhões de m<sup>3</sup>/ dia de gás argentino, a fim de utilizá-lo em suas linhas de produção.



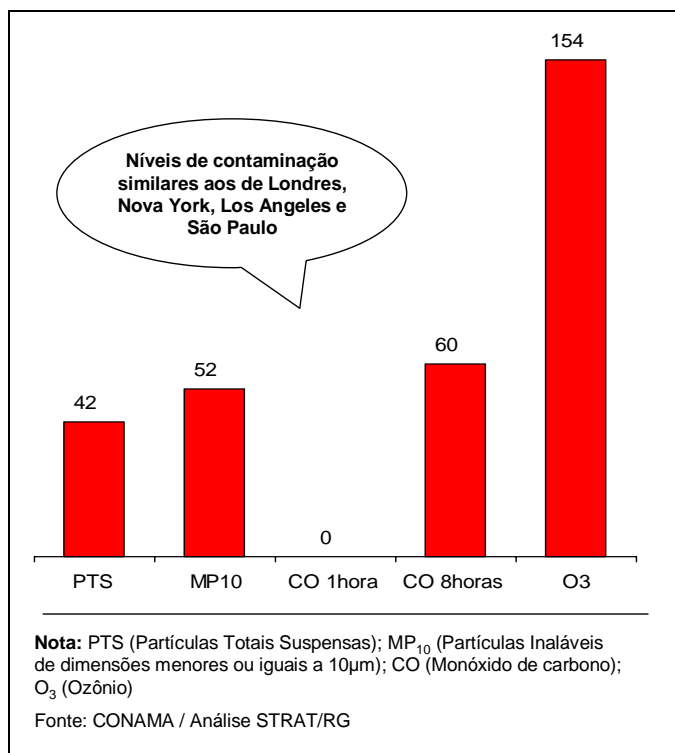
Gráfico II-4 – Consumo de Gás Natural no Chile por Segmento (1991 e 1996, em bilhões de metros cúbicos)



A utilização do petróleo e carvão, por sua vez, gerava fortes impactos sobre o meio ambiente. Em conseqüência, na metade da década de 90, Santiago apresentava índices de poluição similares àqueles verificados em cidades como Londres, Nova Iorque, Los Angeles e São Paulo<sup>5</sup>, conforme evidencia o Gráfico II-5.

<sup>5</sup> Números do Banco Mundial ("2002 World Development Indicators") indicam que Santiago apresentava concentrações de dióxido de Nitrogênio (NO<sub>2</sub>) similares às observadas em São Paulo, Nova York, Londres e Tóquio. No que se refere ao Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>), as concentrações assemelhavam-se às registradas em Nova York, Londres e Tóquio.

Gráfico II-5 – Número de Dias de Superação das Normas de Tolerância à Contaminação (ano de 1995, região Metropolitana)



Contribuíram, também, para esta situação fatores geográficos e climáticos favoráveis à dispersão de poluentes atmosféricos, especialmente no outono e no inverno.

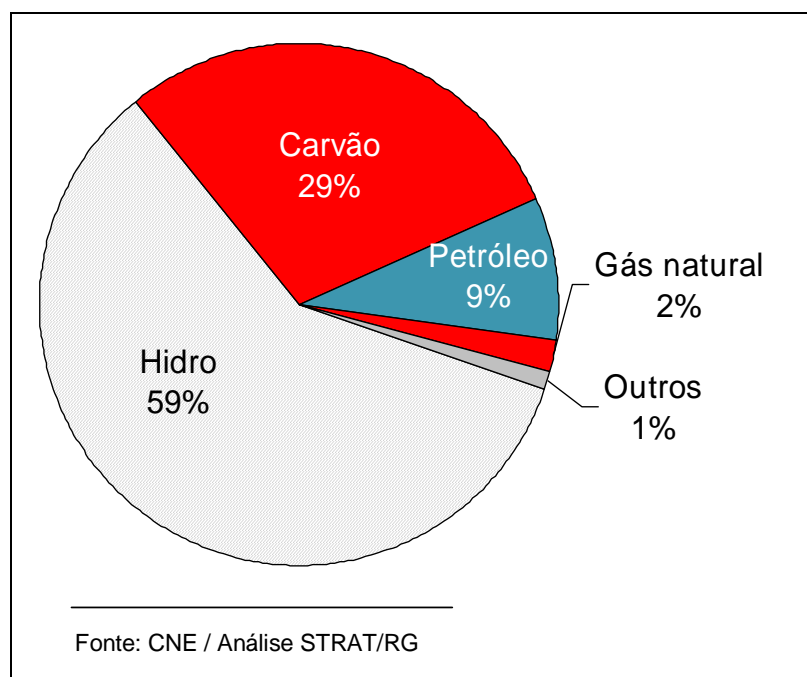
A geração elétrica, no país, por seu turno, dependia fortemente da hidroeletricidade, representando tal fonte 59% do total da geração elétrica nacional, no ano de 1994. De forma complementar, a eletricidade era produzida por plantas térmicas a carvão que, em conjunto com as hidroelétricas, respondiam por quase 90% da referida geração de energia elétrica (Gráfico II-6).

Contudo, havia fortes restrições econômico-ambientais atreladas à decisão sobre a expansão de novas plantas hidroelétricas e a carvão.

Ademais, a grande participação das hidroelétricas no parque gerador chileno poderia colocar em risco a segurança do fornecimento de energia no país, uma vez que condições climáticas desfavoráveis repercutiriam instantaneamente sobre a capacidade de geração e, portanto, sobre dita segurança do fornecimento elétrico.

Por outro lado, a utilização do carvão acarretava danos ambientais e, também, elevava os custos, pois era um combustível caro.

Gráfico II-6 – Composição da Geração de Energia Elétrica no Chile (1994)



***Diagnóstico e Problemas do Setor Elétrico Reestruturado em 1997***

Além dos problemas ambientais e de segurança do abastecimento, mencionados de antemão, a estrutura do setor elétrico caracterizava-se pelo alto grau de concentração da propriedade de seus ativos, com a hegemonia da empresa *Endesa*, conforme ver-se-á a seguir.

***Estrutura e Propriedade do Setor de Geração e Barreiras à Entrada***

O processo de reforma do setor elétrico, iniciado em 1982, tinha como objetivo promover, por meio de sua estruturação e segmentação, uma maior eficiência operacional, bem como atrair investimentos privados para o setor. Todavia, na metade da década de 90, quando se concluiu o processo de privatização<sup>6</sup>, não existia, ainda, concorrência suficiente no mercado elétrico, devido à forte concentração no segmento de geração. Por conseguinte, os preços da energia mantiveram-se altos em relação aos padrões internacionais.

<sup>6</sup> Para maiores detalhes sobre o processo de reestruturação do setor elétrico, consultar o Anexo VI.1. do presente relatório.

### Integração Vertical na Indústria

A principal crítica ao processo de reforma do setor elétrico chileno refere-se à estrutura de mercado que emergiu da privatização, caracterizada por um significativo grau de integração vertical. A companhia geradora dominante no Sistema Interconectado Central (SIC) – a *Endesa* – dispunha, por exemplo, do controle do sistema de transmissão operado pela *Transelec*, e uma porcentagem considerável do segmento de distribuição de Santiago, através da *Chilectra*, a mais importante distribuidora nacional.

O Quadro II-1 apresenta a participação das empresas do setor em cada um dos elos da cadeia elétrica.

Quadro II-1 – Participação das Empresas nos Segmentos da Indústria Elétrica (1998)

	Geração		Transmissão		Distribuição	
	SIC	SING <sup>7</sup>	SIC	SING	SIC	SING
<i>Endesa (controlada pela Enersis)</i>	55%	5%	12%	4%	-	-
<i>Gener</i>	26%	18%	8%	8%	-	-
<i>Colbún</i>	15%	-	-	-	-	-
<i>Tocopilla</i>	-	40%	-	32%	-	-
<i>Edenor</i>	-	26%	-	29%	-	-
<i>Outros geradores</i>	4%	11%	4%	-	-	-
<i>Transec (propriedade da Endesa)</i>	-	-	70%	-	-	-
<i>Transet</i>	-	-	7%	-	-	-
<i>Linhas privadas de transmissão (minas)</i>	-	-	-	28%	-	-
<i>Chilectra (controlada pela Enersis)</i>	-	-	-	-	37%	-
<i>Chilquinta</i>	-	-	-	-	11%	-
<i>CGE</i>	-	-	-	-	17%	-
<i>Outras distribuidoras privadas</i>	-	-	-	-	35%	-
<i>Empresas estatais</i>	-	-	-	-	-	100%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fonte: CNE

*A Importância da Gestão dos “Direitos sobre a Água”*

Os direitos de propriedade sobre a água constituíam outra significativa fonte de conflitos entre os geradores em operação e os potenciais. É importante perceber que a configuração geográfica dos Andes favorece a geração de energia elétrica no Sul, onde as chuvas são abundantes. Entretanto, considerando que o país é estreito e que a água parte de 4000 metros de altitude até o nível do mar em menos de 160 km, as possibilidades de localização de usinas hidroelétricas são limitadas. Além disso, as

<sup>7</sup> SING = Sistema Interconectado do Norte Grande

condições meteorológicas, que tendem a ser erráticas, acarretam riscos hidrológicos significativos. Conseqüentemente, os “direitos sobre a água” são cruciais para o desenvolvimento dos projetos hidroelétricos.

Tais direitos, que pertenciam à *Endesa* quando esta era estatal, foram transferidos para a nova empresa privatizada, uma vez que a companhia encontrava-se em situação de vantagem frente aos seus concorrentes no segmento de geração<sup>8</sup>.

Tendo em vista que os preços eram determinados com base na disponibilidade da água, além de uma margem de segurança e, considerando que a *Endesa* detinha a maior parte dos “direitos sobre a água” e gerenciava as reservas hídricas, as empresas geradoras de energia elétrica menores também se queixavam, posto que tal situação restringia, sobremaneira, a concorrência no segmento de geração.

---

<sup>8</sup> A *Endesa* detinha 60% dos “direitos sobre a água” não consumidos, sendo que desse total desenvolveram-se somente 13%.

### **III. DESCRIÇÃO DO PROCESSO DE REFORMA DA INDÚSTRIA GASÍFERA DO CHILE**

#### **Contexto da Reforma**

Algumas características do Chile tornavam atrativa a importação de gás natural da Argentina. Em primeiro lugar, havia as dificuldades impostas pelas condições geográficas do Chile para o acesso a fontes próprias de energia. Adicionalmente, a emissão de poluentes, agravada pelos aspectos físico-atmosféricos próprios do país, ensejava a busca por uma energia mais “limpa”. Por fim, o mercado elétrico chileno apresentava problemas operacionais e organizacionais, traduzidos em preços elevados de energia, em um contexto de considerável crescimento econômico.

Tais elementos, entretanto, embora favoráveis, não foram suficientes para dar início ao desenvolvimento da infra-estrutura de interconexão e à transação de volumes significativos de gás natural entre os dois países.

Anteriormente à década de 90, houve tentativas de importar o gás natural da Argentina para a região Central do Chile, conduzidas pelo governo com a participação da *Gas del Estado* (empresa estatal argentina, privatizada em 1990, que monopolizava toda as atividades concernentes ao gás, com exceção da produção). Entretanto, esses esforços não foram bem sucedidos por diversos motivos, dentre eles, os reduzidos volumes contratados, e as condições políticas adversas (permanentes conflitos fronteiriços).

Durante o supracitado decênio, entretanto, alguns fatores tornaram possível o desenvolvimento da infra-estrutura de interconexão entre as indústrias de gás natural de ambos os países, a saber:

1. O restabelecimento da democracia (na Argentina, em 1983 e no Chile, em 1990) facilitou o diálogo entre os governos argentino e chileno e contribuiu para a melhora das relações político - institucionais entre as duas nações;
2. A solução de antigos conflitos fronteiriços;
3. As transformações ocorridas na Argentina, particularmente no setor energético, colocaram a iniciativa privada no centro das decisões de investimento e da tomada dos riscos econômico-comerciais correspondentes;
4. O processo de desregulamentação e privatização no Chile, muito anterior ao encetado na Argentina, determinou as bases para que, uma vez estabelecida a

reforma argentina, houvesse uma convergência entre os papéis dos setores público e privado nas duas economias; e

5. Em ambos os países, o papel a ser desempenhado pelo Estado, no que tange a interconexões, concentrou-se na criação de um marco jurídico institucional que facilitasse e garantisse os investimentos e as transações de energia. Prova disso foi a assinatura dos Protocolos de Integração, ratificados durante a década de 90.

No que se refere a estas questões, cabe ressaltar algumas ações determinantes para a entrada, no Chile, do gás proveniente da Argentina:

1. Os objetivos de política energética, claramente identificados e definidos nos Protocolos de Integração, os quais visavam a promover a segurança dos investimentos e das transações;
2. As regulamentações complementares do setor elétrico, as quais permitiram a incorporação de usinas térmicas a gás em um sistema notoriamente hidroelétrico; e
3. As medidas e normas ambientais, aliadas a uma fiscalização rigorosa quanto ao seu cumprimento.

### ***Os Objetivos da Política Energética, os Protocolos de Integração e o Marco Regulatório***

A reforma da indústria de gás do Chile colocou-se dentre os objetivos gerais da política energética do país, realizada a partir do começo da década de 1980, e cujos principais aspectos foram:

- Livre participação do setor privado;
- Introdução da concorrência nos mercados de energia; e
- Proteção ambiental.

A livre participação do setor privado no setor energético foi entendida em sentido amplo, no caso do gás, e motivou a implementação de regulamentações diferentes daquelas próprias de ambientes regulatórios, nos quais prevalece o entendimento de que o transporte e a distribuição são monopólios naturais.

No Chile, julgou-se que o preço mais alto dos combustíveis substitutos, em relação ao gás natural, promoveria a negociação de condições vantajosas tanto para os

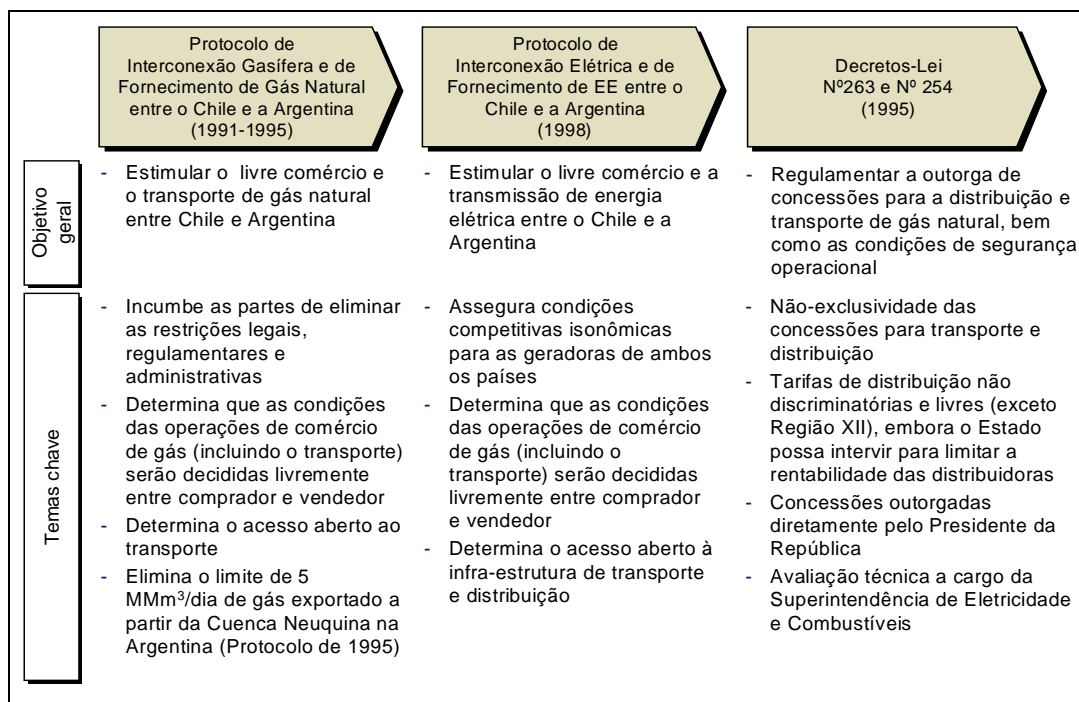


fornecedores do energético como para seus usuários, incentivando-se, dessa forma, a criação da infra-estrutura de conexão.

Vale destacar, também, que principalmente no caso do transporte (interno e internacional), consagrou-se o princípio de acesso aberto negociado, estabelecido com base nos Protocolos de Integração e no modelo de acesso aberto regulamentado, já existente na Argentina, quando da implementação de sua reforma.

Tal processo pode ser entendido a partir da análise dos Protocolos de Integração para o gás natural e a energia elétrica e de uma série de Decretos-Lei que terminaram por definir as condições de segurança necessárias à prestação dos serviços de fornecimento do energético, conforme esquematizado no Quadro III-1.

**Quadro III-1 – Principais Etapas da Reforma da Indústria de Gás Natural no Chile**



A análise dos Protocolos de Integração, firmados entre a Argentina e o Chile, denota como uma adequada regulação para a indústria do gás – por meio da qual estabelecem-se os objetivos e papéis de seus atores (Estado e agentes privados) – pode contribuir positivamente para o desempenho deste setor, a partir da promoção de investimentos em infra-estrutura e do incentivo ao desenvolvimento do setor elétrico, principal indústria relacionada ao mercado de gás.

Princípios Gerais dos Protocolos de Integração

- Através destes instrumentos, os dois países comprometeram-se a estabelecer um regime jurídico que permitisse a livre comercialização, exportação, importação e transporte de gás natural;
- Em particular, no tocante à atividade de exportação, acordou-se não impor restrições aos produtores argentinos e a outros fornecedores de gás natural que desejassem exportar o energético, com base na comprovação de reservas disponíveis;
- Com o objetivo de fomentar e estimular a livre comercialização, estabeleceu-se que os supridores e consumidores poderiam negociar e contratar o preço de compra e venda de gás e de seu transporte, os prazos, os volumes envolvidos e outras condições comuns a este tipo de contrato;
- No que diz respeito ao transporte, as condições comerciais da prestação deste serviço seriam ajustadas à Legislação vigente em cada um dos países e, nesse sentido, as partes garantiriam que o mesmo seria efetuado, nos seus respectivos territórios, em condições econômicas e comerciais não discriminatórias para os diversos carregadores interessados<sup>9</sup>; e
- Neste contexto, determinou-se que a operação dos gasodutos deveria reger-se pelo sistema de acesso aberto, estabelecendo-se o princípio de não discriminação em relação aos interessados em contratar capacidade de transporte.

A partir do Protocolo de 1991, foram lançados projetos para a interconexão das reservas argentinas ao mercado consumidor da região Central do Chile.

A existência de empreendimentos alternativos (*Transgas* e *Gas Andes*), os quais são detalhados no Anexo VI.3., adicionada à necessidade de garantia de uma demanda tal que os tornasse viáveis, gerou um processo virtuoso de concorrência que ocasionou uma redução de 24% dos preços para os consumidores finais de gás natural, em relação aos preços estimados inicialmente. A partir desta redução, os preços finais da eletricidade sofreram uma queda de 10% (Anexo VI.3.).

---

<sup>9</sup> Os preços, tarifas e demais encargos aplicáveis, no território de uma das partes, aos serviços de transporte não incluiriam, em nenhuma hipótese, a recuperação de custos e/ou despesas econômicas e/ou financeiras e/ou benefícios de qualquer natureza imputáveis ao sistema de transporte localizado no território da outra parte.

No sentido de incrementar tal competição, fez-se essencial o Protocolo de Integração, assinado em Junho de 1995, através do qual os governos do Chile e da Argentina decidiram eliminar os volumes mínimos para a exportação de gás e permitiram a concorrência entre os projetos *Gas Andes* e *Transgas*.

Assim, com base nos Protocolos de Integração, o antigo conjunto de normas regulatórias para o setor, datado de 1931, foi complementado com novas normas que criaram um marco capaz de atrair a participação do capital privado no desenvolvimento da infra-estrutura de gás do país.

Dentre estes novos instrumentos, vale ressaltar:

1. As regras que permitiram, em primeiro lugar, o vínculo físico e, posteriormente, o transacional entre os mercados argentino e chileno; e
2. A regulamentação dos aspectos técnicos quanto às condições de prestação do serviço de fornecimento de gás canalizado.

Portanto, o conjunto de normas que constituem o marco regulatório aplicável à indústria chilena de gás é constituído pelos seguintes diplomas legais:

1. Decreto nº 323: Lei de Serviços de Gás (LSG), Diário Oficial nº 15.985 de 30 de Maio de 1931 e suas modificações (Lei nº 18.856 de 1989);
2. Decreto nº 263: Regulamento das Concessões Provisórias e Definitivas para a Distribuição e o Transporte do Gás, de 5 de maio de 1995;
3. Decreto nº 254: Regulamento de Segurança para o Transporte e Distribuição do Gás Natural, de 28 de Abril de 1995;
4. Protocolos Internacionais: “*Normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural entre la República de Chile y la República de Argentina*” - Substituição do Protocolo nº 2 (Decreto nº 1.187, de 23 de Novembro de 1995), e “*Normas para la Comercialización, Explotacion y Transporte de Hidrocarburos Líquidos - Petróleo Crudo, Gas Licuado y Productos Líquidos Derivados del Petróleo y Gas Natural*” - Substituição do Protocolo nº 8, adicional ao Acordo de Complementação Econômica, de 20 de Agosto de 1999.

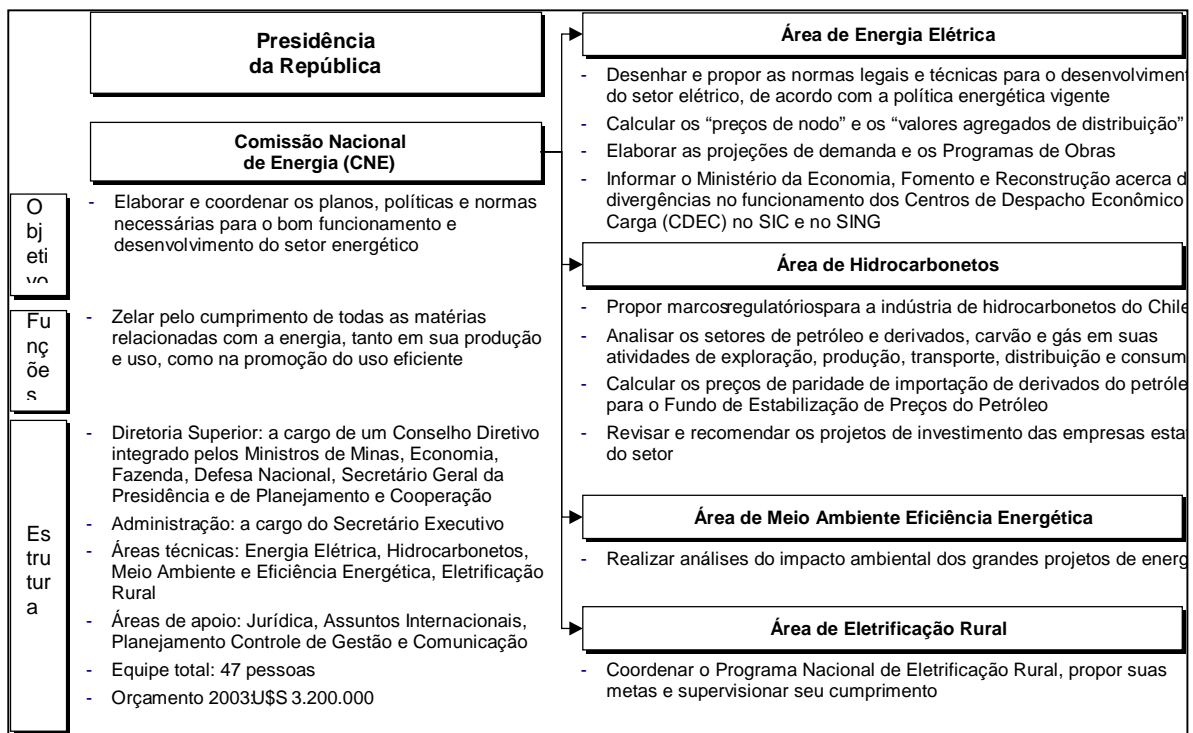
#### **Autoridades do Setor de Gás Natural**

O setor chileno de gás natural conta com diversas instituições que cuidam dos aspectos normativos referentes à defesa da concorrência e da fiscalização das atividades da indústria. A instituição governamental de maior importância no setor, em

função do seu papel de definição da política energética, é a Comissão Nacional de Energia (CNE).

A CNE é um órgão público e descentralizado, cujo presidente é o Ministro de Economia, Fomento e Reconstrução. O Conselho Diretor é formado pelos titulares de vários Ministérios: Mineração, Defesa Nacional, Fazenda, Secretaria Geral da Presidência e Planejamento e Cooperação. A principal incumbência da CNE é a elaboração e coordenação planos, políticas e normas necessárias para o bom funcionamento e desenvolvimento do setor energético do país, além do zelo pelo cumprimento de todas as questões relacionadas à energia, tanto na sua produção e utilização, como na promoção de seu uso eficiente. O Quadro III-2 contempla os objetivos e funções da CNE.

Quadro III-2 – Objetivos, Funções e Estrutura da Comissão Nacional de Energia (CNE)

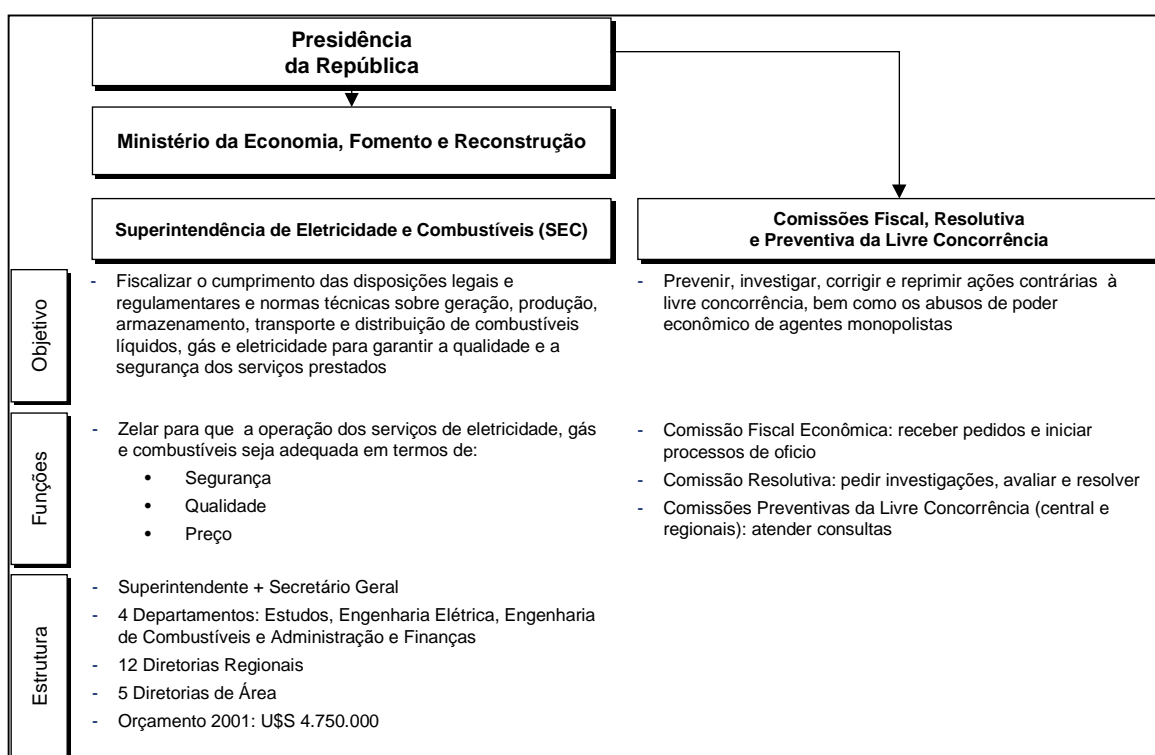


Subordinada ao Ministério da Economia, Fomento e Reconstrução, a Superintendência de Eletricidade e Combustíveis (SEC) exerce o controle e a fiscalização do cumprimento das normas técnicas atinentes à produção, transporte, armazenamento e distribuição de gás natural, no sentido de garantir-se e zelar-se pelos serviços prestados, no tocante à segurança, qualidade e preço.

No que se refere à política de defesa da concorrência, a Legislação chilena instituiu três organismos estatais descentralizados e independentes (Comissões Fiscal Econômica, Resolutiva e Preventiva da Livre Concorrência), os quais atuam na prevenção, investigação, correção e repressão de infrações contra a livre concorrência e/ou abusos de poder econômico dos agentes monopolistas.<sup>10</sup>

Os objetivos, funções e estrutura da SEC e dos organismos de defesa da concorrência são apresentados no Quadro III-3.

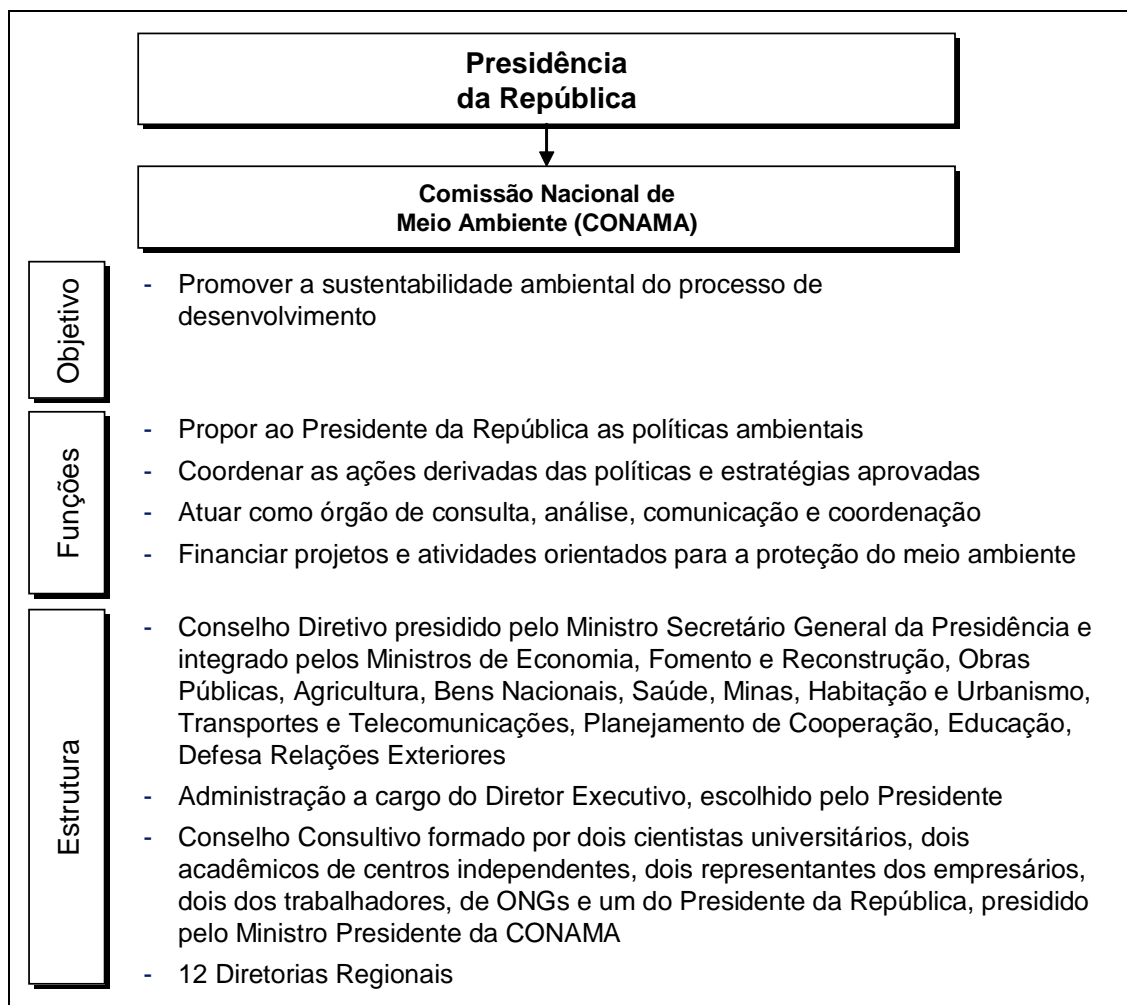
**Quadro III-3 – Objetivos, Funções e Estrutura da SEC e das Comissões Fiscal, Resolutiva e Preventiva da Livre Concorrência**



Quanto aos aspectos ambientais, a Comissão Nacional do Meio Ambiente (CONAMA) é a agência governamental, de jurisdição nacional, competente para deliberar sobre todas as questões do setor relacionadas ao meio ambiente. A sua missão é promover a sustentabilidade ambiental do processo de desenvolvimento. No Quadro III-4, são expostos mais detalhes sobre os seus objetivos, funções e estrutura.

<sup>10</sup> Decreto-Lei nº 211 de 1973 - Normas para a defesa da livre concorrência- e a sua modificação, Lei nº 19.610, de 1999.

Quadro III-4 – Objetivos, Funções e Estrutura da CONAMA



As referidas instituições tiveram papel preponderante, ao longo da etapa de definição das regras da indústria chilena de gás. A CNE assumiu uma função muito importante na promoção da transparência no processo de outorga da concessão ao Grupo *Gas Andes*, indicando claramente ao mercado os princípios concorrenciais a serem respeitados no setor. Este sinal manifestou-se em duas etapas decisivas do projeto:

1. Quando as autoridades argentinas anunciaram seu interesse na readequação do Protocolo de Integração, de modo a fortalecer a concorrência, a CNE valeu-se desta oportunidade para inibir a *Enersis* de se transformar em um “mega-monopólio” de gás e eletricidade no Chile (Anexo VI.3.); e
2. A escolha entre os projetos alternativos *Transgas* e *Gas Andes* levou em conta, essencialmente, aspectos técnicos e sociais.

Ademais, tanto o governo chileno como o argentino viabilizaram a participação do capital privado no setor, a partir da disponibilização de alternativas de fornecimento e

mercado para compradores e vendedores, ainda que não tenham subsidiado os mesmos.

## **Regras Aplicáveis aos Segmentos de Transporte e Distribuição**

### Caracterização das Atividades

- As atividades de transporte e de distribuição são Serviços Públicos, fazendo-se necessária para a prestação das mesmas a obtenção de concessão outorgada pelo Presidente da República<sup>11</sup>.
- No intuito de auferir tal concessão, os interessados devem apresentar uma série de documentos legais, técnicos e econômicos sobre seus respectivos projetos;
- As referidas concessões podem ser provisórias ou definitivas:
  - As concessões provisórias facultam ao concessionário o direito de obter, junto ao juiz competente, a permissão para realizar, em terrenos públicos ou particulares, as medições e estudos necessários para a elaboração de projetos definitivos relacionados à construção da infra-estrutura de escoamento; e
  - As concessões definitivas, por seu turno, são outorgadas por prazo indeterminado e autorizam o concessionário a prestar o serviço entre um ponto de origem e um ponto de destino, bem como a construir, manter e operar as instalações de transporte ou de distribuição correspondentes.

### Exclusividade

- As concessões de transporte e de distribuição não implicam direito de exclusividade àqueles que as receberem;
- Há a possibilidade de outorga de novas concessões, definitivas ou provisórias, para a prestação dos serviços de transporte e de distribuição em áreas objeto de concessões assentidas previamente<sup>12</sup>;

---

<sup>11</sup> No que se refere à expiração das concessões, caso a mesma seja declarada em função do não cumprimento das obrigações do concessionário, o Presidente da República, se houver interesse geral, poderá determinar a expropriação dos bens da concessão. Uma vez que o Estado tome posse dos bens expropriados, deve-se determinar uma Licitação Pública para a concessão. Contudo, antes de promulgar-se o Decreto de Expropriação, o concessionário poderá solicitar ao Presidente da República a autorização para alienar, a um terceiro, os bens da concessão, sob determinadas circunstâncias observadas na regulamentação pertinente.

<sup>12</sup> Deve-se esclarecer a diferença entre uma área de concessão e uma área de serviço: estas últimas constituem os locais, dentro da área de concessão, onde se presta o serviço de distribuição. Exemplo: É possível existir uma concessão para toda a cidade de *Temuco*, porém tenham sido definidas áreas de serviço somente para uma parte da cidade, na qual o gás natural é efetivamente distribuído.

- O detentor da primeira concessão possui a prioridade no desenvolvimento de uma nova área de serviço (zonas dentro de uma área de concessão, nas quais o serviço é efetivamente levado a efeito). Exemplo: Caso uma companhia distribuidora A disponha de concessão para exercer a atividade em uma determinada cidade, onde possui diversas áreas de serviço definidas nas quais ainda não distribui, e uma empresa B, que detenha concessão outorgada ulteriormente, desejar desenvolver alguma das referidas áreas de serviço, a SEC consentirá a preferência à companhia A para que, no prazo de 30 dias, a mesma apresente um plano de investimento. Caso o faça, operará em dita área de serviço, independente do plano da companhia B mostrar-se superior.

#### Tarifas e Acesso ao Transporte

- As tarifas de transporte são determinadas livremente, constando dos contratos para a prestação dos serviços de transporte ratificados pelas partes interessadas;
- Quanto ao acesso às instalações de transporte, estabelece-se o acesso aberto negociado, havendo, portanto, a possibilidade de todos os agentes interessados contratarem junto às transportadoras seus serviços de transporte, em igualdade de condições econômicas, comerciais, técnicas e de informações em relação à capacidade disponível;<sup>13</sup>
- Na prática, o acesso aberto tem sido operado de forma tal que todos os contratos de transporte são celebrados mediante processos de *Open Season*.

#### Tarifas de Distribuição<sup>14</sup>

- No que concerne particularmente às tarifas de distribuição, salienta-se que as mesmas podem ser fixadas pelo Ministério da Economia, Fomento e Reconstrução em casos especiais, nos quais identifiquem-se prejuízos à competição;
- O mecanismo através do qual o governo, por meio do supracitado Ministério, pode determinar os preços máximos para a distribuição, é utilizado na ocorrência de denúncias ou a partir de sua própria atuação fiscal, caso a distribuidora aufera receitas monopolistas, assim definidas nos termos da Lei. A taxa de custo de capital, a ser utilizada nestas circunstâncias, será calculada pelo referido órgão e deverá considerar o risco sistêmico das atividades próprias das empresas do serviço de distribuição em relação ao mercado, a taxa de rentabilidade livre de

<sup>13</sup> Artigo nº 11 do Decreto Supremo nº 263/95

<sup>14</sup> Decreto nº 323: Lei de Serviços de Gás (LSG), Diário Oficial nº 15.985 de 30 de Maio de 1931 e suas modificações (Lei nº 18.856 de 1989)



- risco e o prêmio de risco do mercado. Em qualquer caso, a taxa de custo de capital não poderá ser inferior a 6% ao ano;
- Em circunstâncias normais, as distribuidoras devem aplicar tarifas iguais aos usuários inseridos na mesma faixa e classe de consumo, de modo a evitar-se o tratamento discriminatório dos mesmos;
  - O Decreto nº 323/1931 determina que, caso as distribuidoras alterem as tarifas cobradas aos consumidores, devem publicá-las em jornais de grande circulação e avisá-los previamente por meio do boleto de cobrança;
  - O Estado pode determinar tarifas aplicáveis a qualquer consumidor de uma determinada área de concessão que, individualmente, consuma menos de 2,560 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Para tanto, é necessário demonstrar que o sistema tarifário estabelecido pela empresa concessionária lhe permite obter uma taxa de rentabilidade econômica 5% superior à taxa de custo de capital estabelecida pela autoridade competente.<sup>15</sup>

\*\*\*

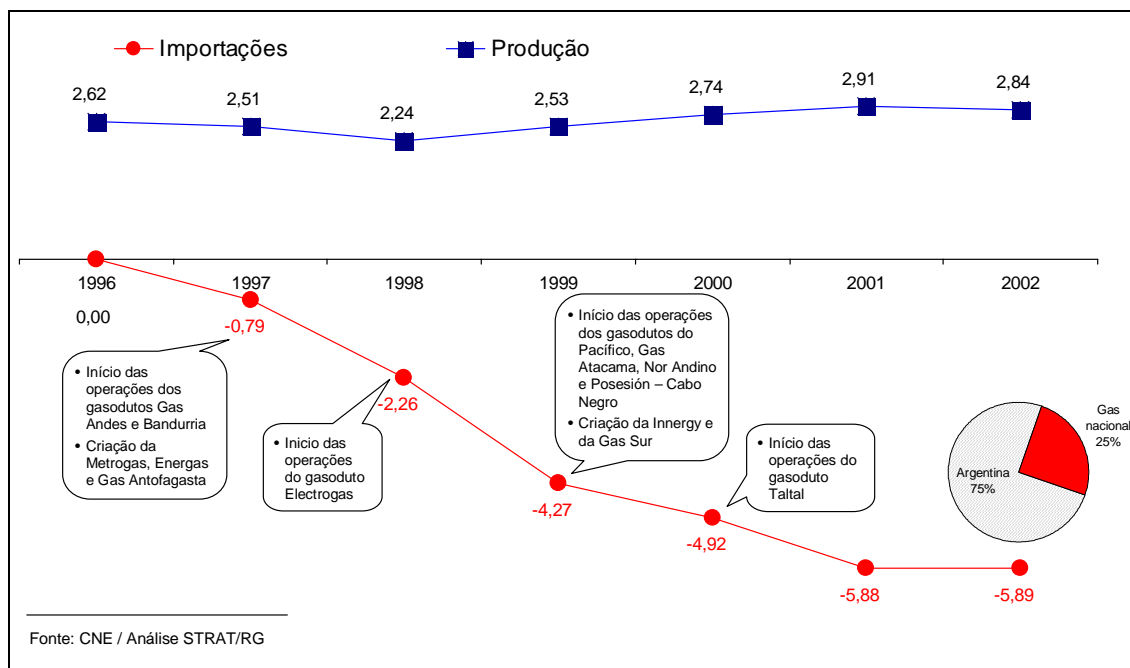
Diante do exposto neste Capítulo, cabe ressaltar que a convergência entre os marcos regulatórios de Argentina e Chile formou as bases de um importante crescimento da infra-estrutura de interconexão entre os dois países, possibilitando que, em poucos anos, o gás natural representasse um percentual significativo na matriz energética chilena.

O Gráfico III-1 apresenta uma linha do tempo na qual estão situados os projetos de interconexão e a evolução das importações de gás natural proveniente da Argentina, resultante destes empreendimentos.

---

<sup>15</sup> Para efeitos de aplicação, supõe-se que a empresa obtém uma taxa de rentabilidade superior à estabelecida pelo Estado, se for superior a zero o fluxo líquido entre as receitas e a soma dos custos anuais de exploração, investimentos e impostos sobre o lucro, no ano calendário anterior ao ano em que se realiza a verificação da rentabilidade.

Gráfico III-1 – Balança Comercial de Gás Natural no Chile (1996-2002, em bilhões de metros cúbicos)



Em 1996, iniciaram-se as operações do Gasoduto *Bandurria*, na Terra do Fogo, sendo este o primeiro duto de interconexão de gás entre a Argentina e o Chile, o qual tornou possível atender às exigências para a ampliação da planta Methanex. Em 1999, com a mesma finalidade, encetaram-se as obras de expansão do Gasoduto *Posesión - Cabo Negro*, no Estreito de *Magallanes*.

Posteriormente, em Agosto de 1997, principiaram as importações de gás natural argentino para a região Central do Chile através do Gasoduto *Gas Andes*, que, desde então, passou a transportar gás oriundo da *Bacia de Neuquén* para o suprimento da companhia distribuidora de Santiago (região Metropolitana) e de três centrais térmicas do SIC. Além disso, o abastecimento da região V (*Valparaíso* e arredores), desde o *city gate*<sup>16</sup> do *Gas Andes*, foi viabilizado pelo gasoduto doméstico *Electrogas*.

Em 1999, no Norte do país (região I), foram iniciadas as operações dos Gasodutos *Gás Atacama* e *Nor Andino*. Ambos transportam gás desde a Argentina até as centrais de ciclo combinado localizadas no SING, e aos centros industriais e de mineração da região. Também no mesmo ano, o Gasoduto do Pacífico iniciou as atividades de transporte de gás desde a *Bacia de Neuquén*, na Argentina, até a região VII (*Concepción* e arredores) para suprir, principalmente, as indústrias e residências

<sup>16</sup> Ponto em que a companhia distribuidora de gás recebe o energético da transportadora.

daquela localidade. Como complemento a este gasoduto na região, foi criado o Gasoduto *Innergy* para abastecer novos clientes industriais.

Finalmente, durante o ano de 2000, entrou em operação o Gasoduto *Taltal*, com a finalidade de fornecer gás às centrais geradoras da região Norte. O desenvolvimento da infra-estrutura de transporte objetivou, sobretudo, satisfazer a demanda das centrais térmicas a gás.

Destaca-se que tais sistemas de transporte foram complementados por redes de distribuição, construídas por empresas distribuidoras, majoritariamente privadas, com o intuito de captar clientes residenciais, comerciais e industriais, dentre outros.

### ***A introdução de usinas térmicas a gás no sistema elétrico chileno e a complementação de políticas regulatórias em dois setores relacionados: energia elétrica e gás natural***

Conforme será visto adiante, o desenvolvimento da indústria chilena de gás natural contribuiu para uma mudança positiva na estrutura e no funcionamento da indústria elétrica do país.

Esperava-se que a implementação dos projetos térmicos a gás, com impacto direto sobre a geração da energia elétrica, ocasionasse:

1. Concorrência;
2. Redução de Custos; e
3. Segurança no Fornecimento.

Desta maneira, o gás natural foi considerado, pelas autoridades energéticas, como um elemento-chave para eliminar as barreiras à entrada e promover a concorrência no segmento de geração, uma vez que se determinou que o mesmo fosse utilizado, em igualdade de condições, por qualquer gerador elétrico. Neste particular, o regime de *Open Season* na alocação da capacidade dos gasodutos construídos, no período 1996-1999, teve um papel muito importante.

### **Mecanismo de Formação do Preço no Mercado Elétrico**

O procedimento de retribuição da energia no mercado gerador, explicado a seguir, contribuiu para o desenvolvimento do setor de gás no país, dado que a sua estruturação, baseada em critérios econômicos, possibilitaria igualdade de condições

entre as diferentes fontes de energia (água, óleo combustível, diesel, gás, dentre outras) para a geração de eletricidade.<sup>17</sup>

Abaixo, resumem-se os aspectos mais relevantes que permitiram a entrada em operação das plantas de ciclo combinado e ciclo aberto, a partir de 1997:

- A realização do despacho, levando-se em consideração uma classificação baseada no mérito econômico, através da qual inserir-se-iam, no sistema, os geradores mais eficientes;
- O componente do preço para a reserva do pico calculado, contemplando-se os níveis de capacidade exigidos para ampliar a potência do sistema de geração durante as horas de maior demanda, utilizando-se a geradora térmica mais econômica e eficiente e sendo usada, deste modo, uma turbina a gás de 50 MW para determinar o componente de reserva no preço<sup>18</sup>; e
- O estabelecimento, pela Legislação, do pagamento por potência firme aos geradores do sistema, independentemente de gerarem, de fato, energia ou não. Além disso, promoveu-se um nível de sobre-instalação do sistema, determinado através da denominada Margem de Reserva Teórica (MRT). Esta margem, aplicada anualmente ao balanço de potência firme realizado pelo *Centro de Despacho Econômico de Cargas* (CDEC), permitiu a definição dos déficits ou excedentes dos geradores em relação aos seus compromissos, dando-se, assim, origem a pagamentos por transferência firme entre geradores.

#### *A Entrada em Operação dos Projetos Térmicos a Gás em 1997 e as Mudanças na Estrutura e no Funcionamento da Geração Elétrica*

As novas regras implementadas permitiram alterar a composição da tecnologia utilizada, introduzindo, a partir de 1997, o gás natural como insumo, através do incentivo aos operadores térmicos e hídricos para que utilizassem o referido energético. As razões econômicas da utilização do gás natural para a geração de eletricidade são explicadas a seguir.

De acordo com a CNE, o custo da eletricidade gerada numa turbina de ciclo combinado a gás era de 2,08 centavos U\$S/Kwh, preço significativamente menor do que aquele associado à geração térmica a carvão: 3,6 centavos/Kwh. E, embora os

---

<sup>17</sup> Deve-se esclarecer que a Lei de 1982 foi complementada pelo Regulamento da Lei Geral de Serviços Elétricos de 12 de dezembro de 1997, que não modificou os princípios econômicos do procedimento de remuneração da eletricidade definidos na primeira.

custos hidroeletricidade fossem ainda menores – 1,87 centavos/Kwh –, a incerteza hidrológica, somada a regras ambientais mais rigorosas na construção das represas, levou as empresas a equilibrar seu sistema de geração. Prova disso foi o fato da capacidade térmica – que, na metade de 1997, representava 25% da capacidade instalada de geração – ter aumentado para 38% no ano seguinte.

Algumas das companhias do segmento incorporaram turbinas de ciclo combinado a gás, como por exemplo, a *Endesa* e a *Colbún*, que, no fim de 1997, eram hidroelétricas em 89% e 100% respectivamente, e diminuíram essas porcentagens para 79% e 60% um ano depois. A *Gener*, por sua vez, manteve sua característica essencialmente térmica, representando a hidroeletricidade apenas 14% da energia total gerada pela empresa no período.

No que se refere à controvertida questão da integração vertical na indústria, especialmente quanto ao SIC<sup>19</sup>, a construção de novas centrais térmicas de ciclo combinado, próximas aos centros de consumo, aliada à decisão da *Colbún* de construir seu próprio sistema de transmissão, diminuiu o impacto do monopólio que a empresa dominante mantinha na geração.

Finalmente, no que tange ao temor dos operadores de que a *Endesa* pudesse utilizar os “direitos sobre a água” como uma barreira à concorrência no segmento, salienta-se que essa situação passou a depender da disponibilidade de fontes alternativas para o processo. Neste sentido, a importação de gás natural argentino para a produção de energia térmica atenuou o peso de tais direitos como fator de ampliação do poder monopolista de dita empresa.<sup>20</sup>

---

<sup>18</sup> As termelétricas determinam o custo marginal de curto prazo da geração no sistema (ver, no Anexo VI.1., a comparação de custos de geração por tecnologia disponível).

<sup>19</sup> Quatro empresas operavam no SING: Electroandina, Edelnor, Celta (subsidiária da *Endesa*) e Norgener (subsidiária da *Gener*). Embora este sistema fosse quase tão concentrado quanto o SIC, apresentava menores barreiras de entrada por muitas razões: 1) quase 100% termoelétrico; 2) as distribuidoras não tinham relação com os geradores, 3) as minas e os geradores possuíam as suas próprias linhas de transmissão, 4) os grandes usuários desregulamentados representavam 70% da demanda, contra 30% no SIC.

<sup>20</sup> Em 1996, a Comissão Anti-Monopólio aconselhou à Agência encarregada da outorga dos “direitos sobre a água” que recusasse os requerimentos feitos pelas empresas, a não ser que os mesmos fossem feitos e utilizados finalmente para um projeto específico. Nesse sentido, também se recomendou não outorgar “direitos sobre a água” adicionais à *Endesa*. Os dois fatos mencionados levaram ao cancelamento, por parte desta companhia, do projeto hidroelétrico de *Neitume*, projetado para 1996-1998 com um custo aproximado de 300 milhões de dólares.

## **A Questão Ambiental como Impulso da Demanda de Gás: o Plano de Descontaminação da Região Metropolitana (PPDA)**

O firme compromisso das autoridades governamentais chilenas de incrementar a utilização do gás natural pautou-se, dentre outros fatores, na necessidade de melhorar a situação ambiental, a partir da substituição de combustíveis prejudiciais ao meio ambiente.

Neste particular, enfatiza-se que o gás é um combustível limpo, ao passo que o carvão e o petróleo, ao contrário, são compostos por moléculas mais complexas, com uma proporção maior de carbono e nitrogênio e de enxofres e sulfetos. Isto significa que, ao entrar em combustão, o carvão e o petróleo geram níveis mais elevados de emissões nocivas, incluindo-se uma grande quantidade de carbono, óxidos de nitrogênio (NOx) e dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>). Tais energéticos também emitem partículas de cinzas na atmosfera (material inalável, como por exemplo, o PM10<sup>21</sup>), substâncias que não são queimadas e que contribuem para a poluição. Pelo contrário, o gás natural emite quantidades muito baixas de SO<sub>2</sub> e de NOx, virtualmente nenhuma cinza (material inalável) e baixos níveis de anidrido carbônico (CO<sub>2</sub>) e de monóxido de carbono (CO).

As medições da qualidade do ar, realizadas em 1996 pelo Serviço de Saúde do Ambiente da região Metropolitana de Santiago, detectaram uma deterioração significativa dos níveis primários de qualidade ambiental na capital chilena nos últimos anos.

Ademais, a análise detalhada da informação meteorológica da região Metropolitana permitiu definir toda a bacia atmosférica da região Metropolitana como área saturada de MP10, CO, PTS<sup>22</sup> e O<sub>3</sub> e latente para NO<sub>2</sub>.<sup>23</sup>

Em função dos elevados níveis de poluição da referida região, estabeleceu-se, por meio do Decreto Supremo nº 16/98, um Plano de Prevenção e Descontaminação Atmosférica (PPDA) para a mesma, com o objetivo de recuperarem-se os níveis adequados de qualidade do ar. Para alcançar tal fim, o PPDA definiu, para cada poluente incluído no plano (PM10, CO, NOx, COV<sup>24</sup>, SO<sub>2</sub>), metas parciais e globais de emissão. O mesmo Decreto dispôs que a complexidade do PPDA obrigava-o a ser um processo dinâmico, com revisões e atualizações periódicas.

---

<sup>21</sup> Material Particulado Respirável

<sup>22</sup> PTS = *Persistent Toxic Substances*

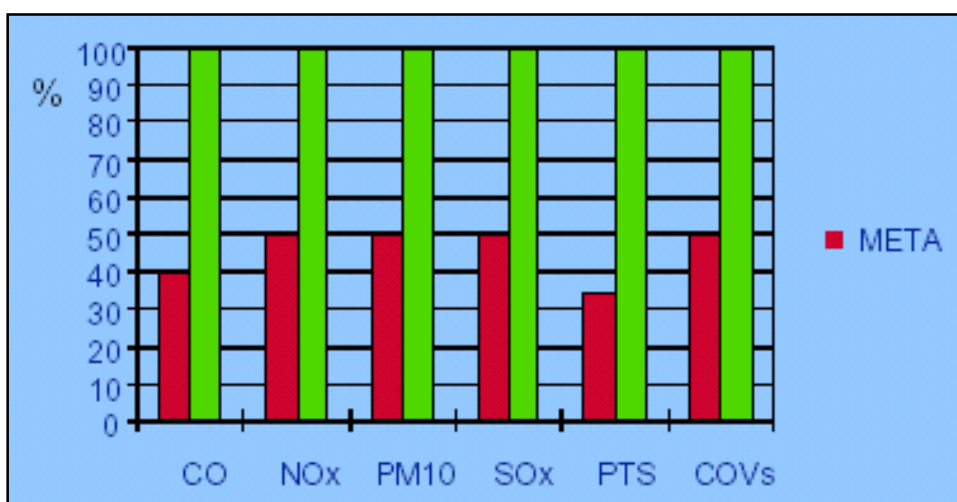
<sup>23</sup> Decreto Supremo nº 131/1996

<sup>24</sup> COV = Componentes orgânicos voláteis

As metas de redução foram estabelecidas como porcentagens das emissões correspondentes a 1997, sendo escalonadas para os anos de 2000, 2005, e 2011. No ano de 2000, fixou-se uma diminuição de 7,5% para todos os poluentes. Para 2005, definiram-se as seguintes retrações: 25% para o CO, 30,3% para os NOX, COV e SO2. Finalmente, para 2011, determinaram-se quedas de 50% para MP10, NOX, COV e SO2, 60% para o CO e 65% para as PTS.

Gráfico III-2 – Metas de redução de poluentes (ano 2011, em % dos níveis de emissão no ano de 1997)

Verde = 100; Base 1997



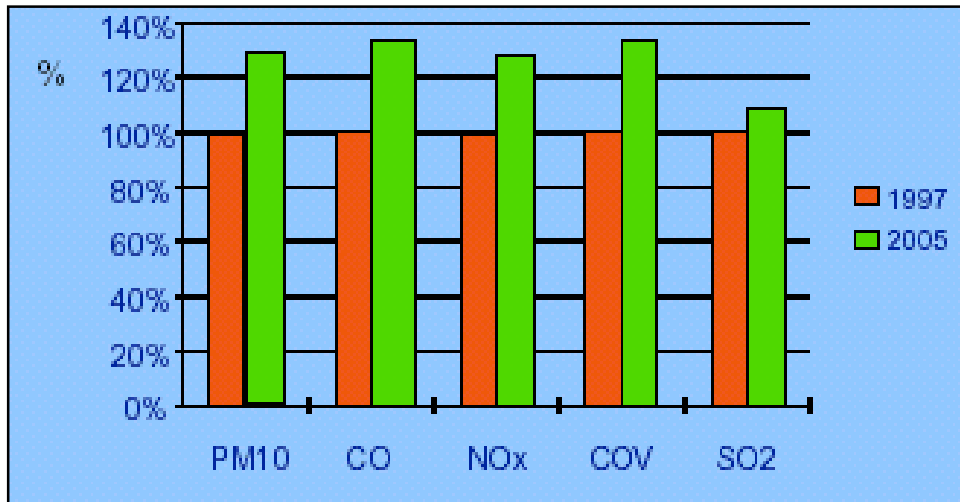
Fonte: CEPIS-OPS-OMS (1998)

Sujeitaram-se ao PPDA o transporte, a indústria, o setor da construção, as atividades agrícolas e as emissões de poeira no ambiente (Anexo VI.2.).

As autoridades competentes acreditavam que a imposição de normas ambientais mais exigentes incentivaria as empresas a introduzir e adaptar suas tecnologias, no sentido de utilizarem-se energéticos menos poluentes, como, por exemplo, o gás natural.

No Gráfico III-3, são apresentados os aumentos do nível de emissões calculados pelas autoridades ambientais para o ano de 2005, em um cenário de não implementação do PPDA.

Gráfico III-3 – Acréscimo no Nível de Poluição Estimado para 2005 no Cenário de Não Implementação do PPDA (aumentos estimados no ano de 2005, em % dos níveis de emissão do ano de 1997)



Fonte: CEPIS-OPS-OMS (1998)

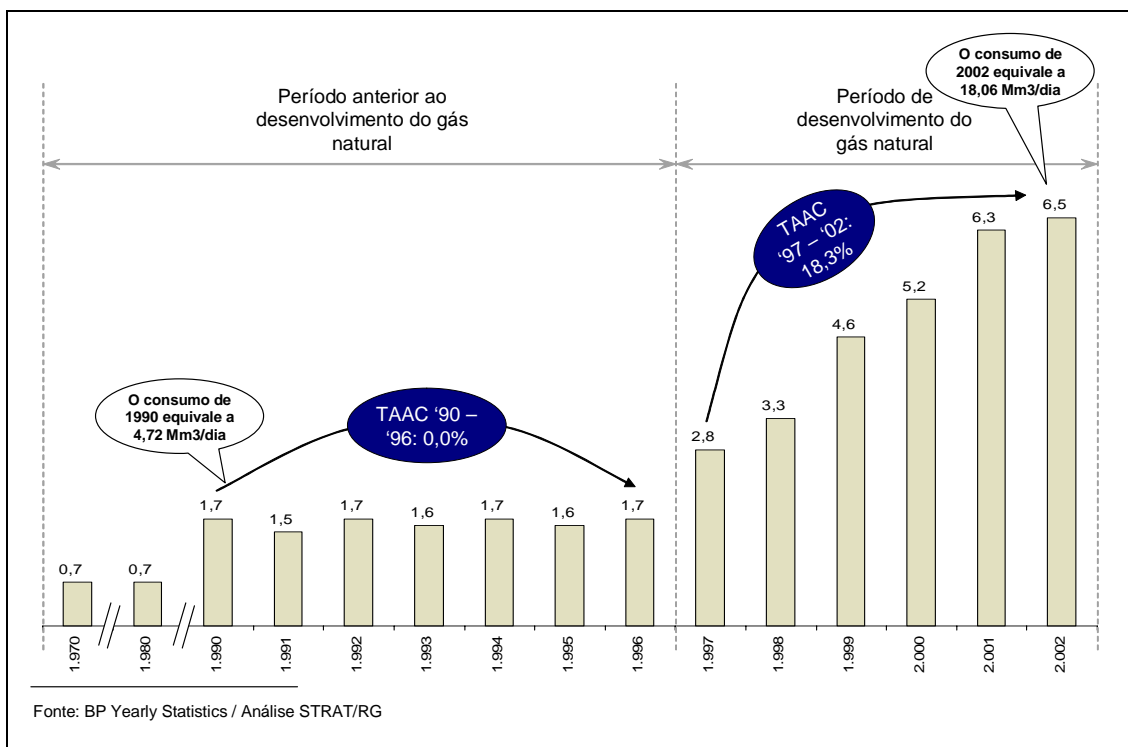


#### IV. A ESTRUTURA ATUAL DA INDÚSTRIA CHILENA DE GÁS NATURAL

A reforma do setor gasífero chileno e o processo de importação do gás natural argentino, apresentados no capítulo anterior, geraram um rápido desenvolvimento do mercado do energético no país, o que se traduziu em uma taxa de crescimento do mesmo de 18,2% a.a., registrada no período 1997-2002, conforme apresentado no Gráfico IV-1.

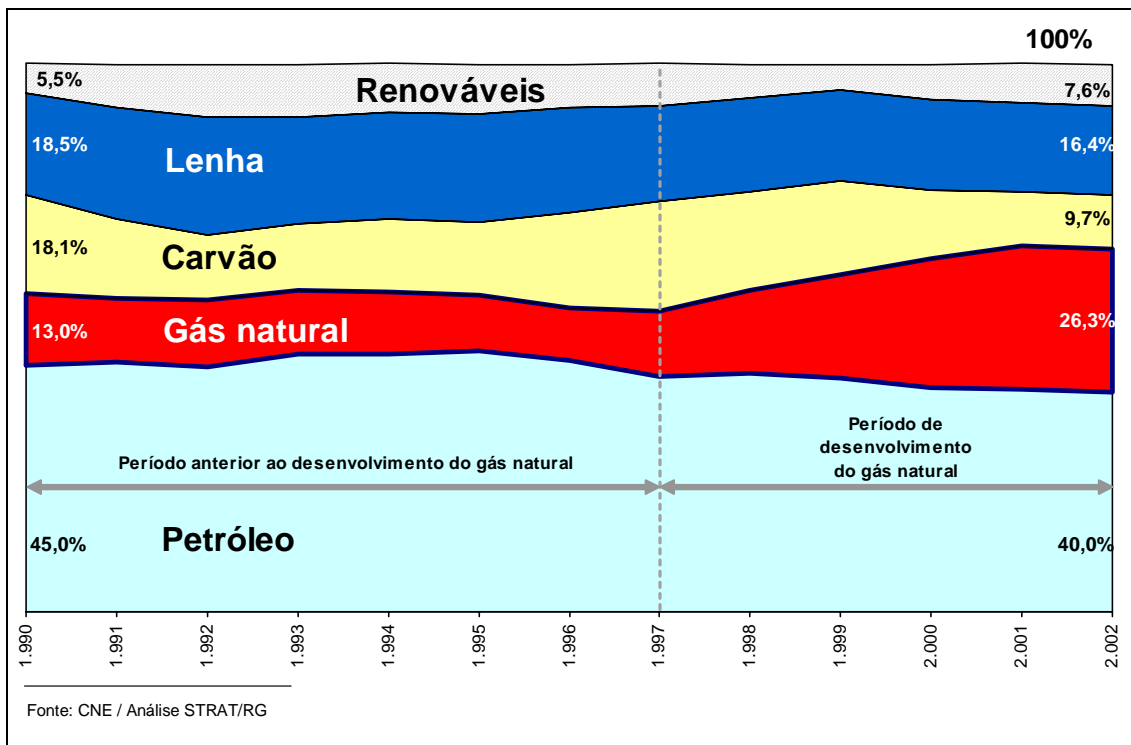
Gráfico IV-1 – Evolução do Consumo de Gás Natural no Chile (1970-2002, em bilhões de metros cúbicos)

TACC: Taxa Anual de Crescimento Consolidada



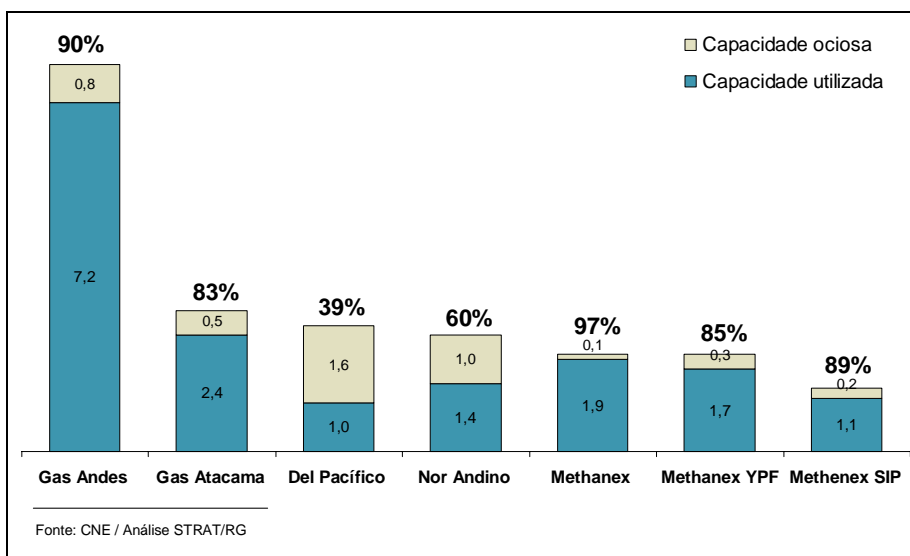
Em 2002, o consumo médio diário de gás natural atingiu o patamar de 18,1 milhões de m<sup>3</sup>/dia, potencializando sua participação na matriz energética primária do Chile, conforme se observa no Gráfico IV-2.

Gráfico IV-2 – Evolução da Matriz Energética Primária do Chile (1990-2002)



Embora o gás procedente da Argentina atenda cerca de 70% da demanda chilena por este energético, os gasodutos de interconexão ainda possuem capacidade ociosa (Gráfico IV-3).

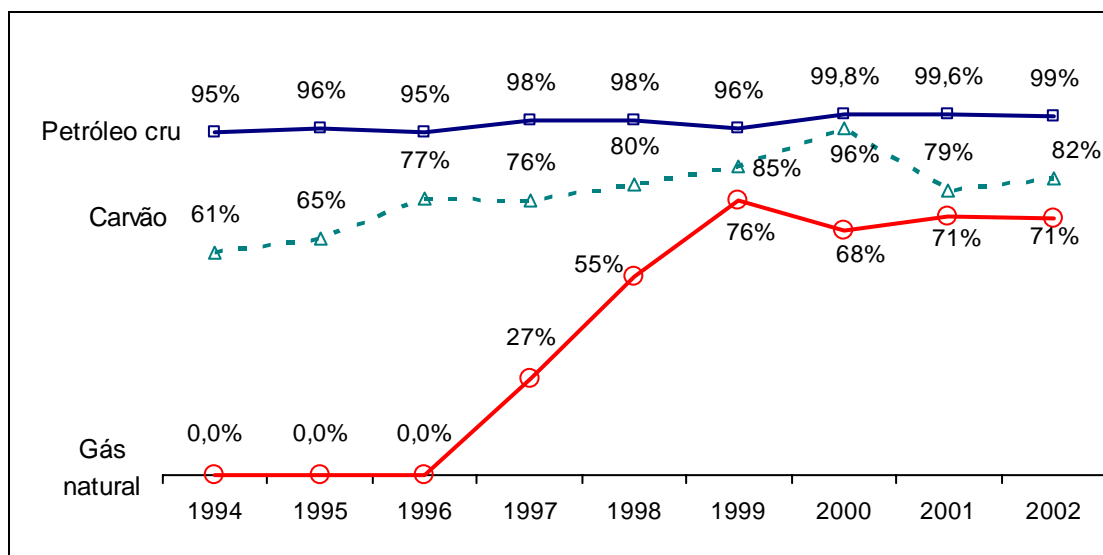
Gráfico IV-3 – Porcentagem de Utilização da Infra-estrutura de Transporte de Gás Natural no Chile (2002 – capacidade utilizada calculada sobre o fluxo transportado total)



Importante destacar, também, que a produção nacional, a qual alcançou 2.073 milhões m<sup>3</sup> em 2001, diminuiu quase 35% entre 1997 e 2002. Embora, neste último ano, a região XII (Sul do país) tenha mantido-se responsável por 46% da demanda total do país, segundo projeções da CNE, em 2011, a sua participação reduzir-se-á a 30%, em função do avanço estimado para o consumo das termoeletricas no total do consumo do país, que passaria do índice atual de 35,8% para 51% no ano em tela.

O desenvolvimento do mercado doméstico de gás natural potencializou a dependência energética do Chile em relação ao exterior, a qual é significativa para as diversas fontes energéticas, conforme pode ser notado a partir do Gráfico IV-4.

Gráfico IV-4 – Dependência Energética do Chile (em % da demanda suprida com importações)



Fonte: CNE

### **Aspectos da Estrutura do Setor**

#### Agentes e Seus Papéis na Indústria

- A ENAP, maior empresa energética chilena, não foi preponderante no desenvolvimento da infra-estrutura de escoamento de gás natural, conforme o fizera na indústria de petróleo e seus derivados, participando, apenas minoritariamente, em alguns gasodutos e distribuidoras;
- Coube à iniciativa privada este papel, a partir da realização de investimentos nas atividades de transporte (construção e operação dos gasodutos) e de distribuição (companhias distribuidoras). Neste particular, destaca-se que tal setor privado é proprietário de quase 100% das transportadoras e distribuidoras do país.

Integração da Cadeia (Vertical / Horizontal)

- A regulamentação vigente não prevê limitações à integração vertical entre os diversos segmentos da cadeia de valor do gás;
- Há uma notável integração entre os negócios de gás natural e eletricidade. Muitos grupos elétricos detêm participações acionárias em gasodutos de transporte e em redes de distribuição;
- Algumas empresas distribuidoras de GLP são acionistas de companhias distribuidoras de gás natural, comprometendo-se, assim, a competitividade deste último frente aos combustíveis substitutos;

Quadro IV-1 – Composição Acionária das Companhias Atuantes nos Segmentos de Transporte e Distribuição de Gás Natural

**AAaa** = companhias do setor elétrico  
**AAaa** = companhias distribuidoras de GLP

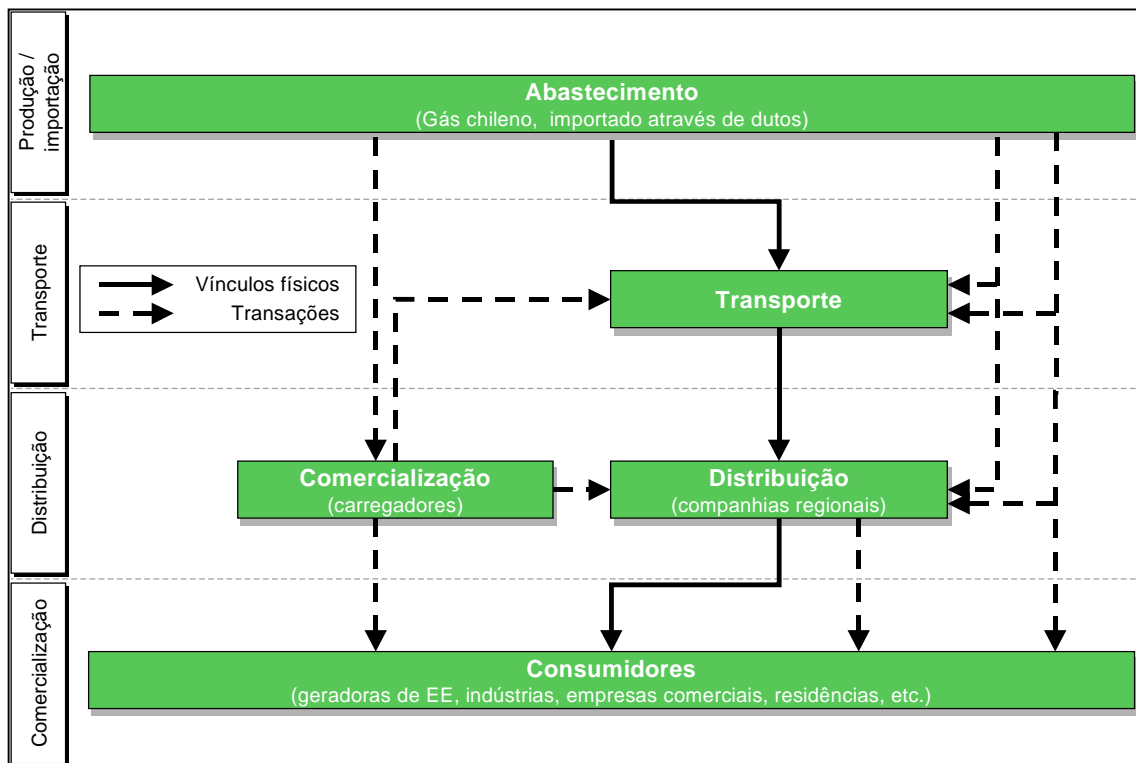
Transportadores	Composição acionária	%	Distribuidoras	Composição acionária	%
<b>Gas Andes</b>	Total Fina Elf	56,5%	<b>Metrogas</b>	Gasco	51,8%
	Cía. General de Combustibles	17,5%		Copec / Abastible	39,8%
	Metrogas	13,0%		Trigas	8,3%
	Gener	13,0%			
<b>Pacífico</b>	TransCanada	30,0%	<b>Gas Valpo</b>	Australian Gas & Light Co.	100,0%
	El Paso	21,8%	<b>Energas</b>	Chilquinta Energía	99,9%
	Gasco	20,0%		Compañía Eléctrica del Litoral	0,1%
	ENAP	18,2%	<b>Gas Sur</b>	Gasco	70,0%
	YPF	10,0%		Sask Energy International	30,0%
<b>Electrogas</b>	Endesa Chile	42,5%	<b>Innergy</b>	TransCanada	30,0%
	Colbún	42,5%		Gasco	30,0%
	ENAP	15,0%		ENAP	25,0%
				Enagas	15,0%
<b>Atacama</b>	Endesa Chile	50,0%	<b>Gasco Magallanes</b>	Gasco	100,0%
	CMS	50,0%	<b>Gas Antofagasta</b>	ENAP	33,0%
<b>Nor Andino</b>	Tractebel	68,0%		Lipigas	s/d
	Energía del Pacífico	32,0%		Tractebel	s/d
<b>Taital</b>	Endesa Chile	50,0%	<b>Distrinor</b>	Tractebel	s/d
	CMS	50,0%		Electroandina	s/d
			<b>Progas</b>	Gas Atacama	s/d

Fonte: Portais Eletrônicos das Companhias Distribuidoras de Gás Natural / Análise TRAT/RG

- As concessões, sejam elas de transporte ou de distribuição, não são exclusivas, conforme mencionado previamente. No entanto, o caso de *Valparaíso*, onde algumas distribuidoras competiam na mesma área, com superposição de infra-estrutura, fez com que a CNE interviesse, no sentido de que as mesmas estabelecessem sub-zonas de operação.

No Quadro IV-2, são apresentadas, de forma esquemática, a estrutura e a organização do setor de gás no Chile.

Quadro IV-2 – Estrutura e Organização Atual do Setor de Gás Natural no Chile



### **Aspectos de Conduta e Funcionamento do Setor**

#### Consistência Contratual – Normativa

- Há uma grande liberdade contratual, em um ambiente de intervenção regulatória incipiente. Desta forma, são os contratos que proporcionam as regras necessárias a serem cumpridas pelas partes envolvidas nas transações; e
- No que toca ao grau de consistência entre o marco regulatório do país e a realidade do setor, cabe ressaltar que o ambiente “desregulado” facilitou, principalmente, o desenvolvimento dos negócios de transporte. Em uma indústria nascente, a não limitação à integração vertical dos agentes atuantes nos diferentes elos da cadeia de valor do gás diminuiu a percepção de risco dos interessados em investir na estruturação dos serviços relacionados ao energético.

Política Tarifária dos Prestadores, Liberdade de Preços e Contratação do Serviço

- Há a possibilidade de negociarem-se as condições contratuais que determinam as modalidades e tarifas dos serviços de transporte e distribuição;
- Todas as questões vinculadas às tarifas, como regras de ajustes e resolução de conflitos, são estabelecidas contratualmente;
- As alternativas de fornecimento em potencial para os usuários finais são múltiplas, haja vista a não proibição ao *by pass* comercial ou físico;
- A política de penetração (venda de gás e de serviços) por parte dos prestadores sempre se pautou na competitividade do gás natural frente aos combustíveis substitutos, para cada grupo de usuários. Segundo fontes privadas consultadas<sup>25</sup>, o diferencial de preços, atualmente, é de menos de 5%, mas já foi maior em alguns casos, chegando a 15%, como será visto adiante;
- No caso dos usuários residenciais da região de Santiago, o gás natural substitui principalmente o GLP, enquanto que, na indústria, o combustível substituído depende do tipo de atividade e do volume de energia consumido. Os energéticos concorrentes do gás são o GLP, o diesel, o óleo combustível, o coque e o carvão, dentre outros;
- A estrutura tarifária, considerando-se as questões apontadas previamente, apresenta similaridades àquelas aplicadas em outros ambientes regulatórios, como por exemplo na Espanha, onde a tarifa para o segmento residencial é significativamente mais alta do que a observada no mercado industrial. O Quadro IV-3 apresenta a tarifa média para o consumidor residencial, bem como para diversas faixas de consumo, no segmento industrial de Santiago do Chile.

Quadro IV-3 – Comparação das Tarifas para Consumidores Residenciais e Industriais no Chile

Consumidor	Tarifa	
	U\$/MMBTU	% Ind./Resid.
<b>Residencial</b>	14,50	
<b>Industrial</b>		
de 750 a 3,000 m <sup>3</sup> /mês	9,60 – 7,60	66 - 52
de 3,000 a 60,000 m <sup>3</sup> /mês	5,06 – 4,65	35 - 32
de 60,000 a 900,000 m <sup>3</sup> /mês	4,65 – 4,10	32 - 28
+ de 900,000 m <sup>3</sup> /mês	4,00	28

Fonte: Companhias Distribuidoras Chilenas de Gás

<sup>25</sup> Entrevistas com funcionários da *Metrogas* e estudo elaborado pelo escritório de advocacia *Urrutia & Cia.*

Acesso Aberto à Infra-estrutura de Escoamento

- O Chile assumiu o compromisso de aplicar o princípio do Acesso Aberto não discriminatório às capacidades de transporte e de distribuição;
- No que se refere ao transporte, não ocorreram, na prática, conflitos que permitissem conhecer a atuação das autoridades reguladoras nesses casos;
- Conforme mencionado previamente, o *Open Season* é o procedimento empregado na oferta e alocação de capacidade de transporte para o serviço firme. Atualmente, não há regulamentação vigente relativa a tal instrumento, prevalecendo, contudo, um acordo tácito entre os agentes do setor gasífero chileno para que o mesmo seja utilizado;
- Consoante a Legislação aplicável, no que se refere à utilização da capacidade de transporte existente, somente vai à licitação a capacidade disponível não contratada:
  - O carregador que disponha de capacidade ociosa pode revendê-la sem submeter-se a qualquer regulamentação; e
  - A transportadora pode vender capacidade interruptível.
- Em teoria, como citado anteriormente, é possível outorgar mais de uma concessão por área, e sendo assim, pode haver mais de uma rede de distribuição. Na prática, tal situação é economicamente inviável, posto que a atividade de distribuição de gás é considerada um monopólio natural.<sup>26</sup> Logo, a duplicação da infra-estrutura de escoamento não é considerada lógica, aplicando-se o conceito de compartilhamento de redes; e
- A remuneração pela utilização da rede de um terceiro é fixada a critério das partes envolvidas na operação.

\*\*\*

No tocante ao compartilhamento de redes de distribuição, houve casos, no Chile, nos quais o referido procedimento não foi realizado, observando-se superposição das redes e, por conseguinte, prejuízos às companhias distribuidoras. Neste particular, vale destacar a experiência das empresas *Gas Valpo* e *Energas*, distribuidoras atuantes na região V do país (principais cidades: *Valparaíso, Viña del Mar, Quilpue*).

---

<sup>26</sup> O monopólio natural liga-se ao tamanho do mercado em relação à escala mínima de eficiência da firma, verificando-se quando existe sub-aditividade na função de custos. Neste caso, o mercado não comporta um grande número de firmas operando em escala e escopo eficientes, constituindo-se barreiras à entrada devido ao elevado montante de investimentos necessário.


Ao longo da década de 80, a *Gas Valpo* manteve uma rede de distribuição de gás manufacturado. Em 1988, a *Energas* instalou-se na mesma região<sup>27</sup>, ensejando-se uma forte concorrência entre as duas distribuidoras, no sentido de captarem clientes residenciais e convertê-los ao gás natural.

No mercado industrial, a *Gas Valpo* celebrou um contrato de fornecimento com o maior consumidor da área – a empresa de mineração ENAMI (0,15 milhão de m<sup>3</sup>/dia) – e, simultaneamente, a *Energas* conquistou a maior parte dos clientes industriais de maior expressão.

Nas áreas em que verificou-se superposição das duas distribuidoras, tais empresas registraram rentabilidade nula, devido à guerra de preços aberta entre elas. Neste contexto, houve diversas tentativas, por parte da *Energas*, de adquirir a sua concorrente, *Gas Valpo*, e um acordo entre as duas empresas para dividir, em zonas, sua área de atuação.

As áreas em que cada uma das companhias exerce maior influência são elencadas no Quadro a seguir.

#### Quadro IV-4 – Áreas de Influência da *Gas Valpo* e da *Energas* na Região V do Chile

 <p>Áreas de influencia</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>- <b>Energas:</b><ul style="list-style-type: none"><li>- Parte de Valparaíso e Viña del Mar; La Cruz, Quillota, Villa Alemana, Concón, Quilpué</li></ul></li><li>- <b>Gas Valpo:</b><ul style="list-style-type: none"><li>- Valparaíso, Viña del Mar, Quilpué (maior densidade e rentabilidade)</li></ul></li></ul>
--	---

Fontes: *Energas* e *Gas Valpo*

Atualmente, a *Gas Valpo* conta com 30.750 clientes, enquanto a *Energas* possui 32.000 clientes, em suas respectivas áreas de operação.

<sup>27</sup> A partir da construção do Gasoduto *Electrogas*, ramificação do Gasoduto *Gas Andes*, finalizada em 1988.



À luz do exposto no presente Capítulo, a configuração do setor chileno de gás natural, derivada da reforma de seu marco regulatório, pode ser sintetizada no Quadro IV-5.

Quadro IV-5 – Síntese do Modelo de Desenvolvimento da Indústria de Gás Natural no Chile

introdução da concorrência	<ul style="list-style-type: none"><li>– <b>Atividades abertas à concorrência:</b> produção, importação, armazenamento, transporte, comercialização e distribuição</li></ul>
Liberalização de usuários	<ul style="list-style-type: none"><li>– 100% desde o momento inicial</li></ul>
Ring fencing	<ul style="list-style-type: none"><li>– Sem restrições quanto à integração das atividades de produção, transporte, comercialização e distribuição</li></ul>
Acesso aberto	<ul style="list-style-type: none"><li>– Negociado<ul style="list-style-type: none"><li>– Preço, prazos, volumes e outras condições acordadas livremente</li></ul></li></ul>
Outras ações pró - concorrência	<ul style="list-style-type: none"><li>– Concessões de transporte e distribuição não-exclusivas</li><li>– Livre comercialização</li></ul>
Ação institucional	<ul style="list-style-type: none"><li>– Papel do Estado<ul style="list-style-type: none"><li>– Definição de políticas energéticas</li><li>– Regulação das atividades em nível operacional</li><li>– Controle do cumprimento da normativa</li></ul></li><li>– Entes do setor dependentes diretamente da Presidência da República</li></ul>

Fonte: Análise Strat/RG

## V. RESULTADOS E LIÇÕES

### Crescimento da Infra-estrutura de Interconexão Internacional

Os Protocolos de Integração, ratificados na primeira metade dos anos 90, proporcionaram as bases jurídicas para a participação da iniciativa privada na construção dos gasodutos de interconexão entre Chile e Argentina. Os resultados são considerados expressivos, dado o curto período de tempo em que os mesmos se materializaram (1996-1999), além das dificuldades geográficas de perpassar a Cordilheira dos Andes.

No momento, encontram-se em funcionamento sete gasodutos de interconexão entre os dois países: dois no Norte, dois no Centro e três no Sul, constituindo-se, aproximadamente, 3.200 km de redes, com investimento total de 1,665 bilhão de dólares (Quadro V-1).

Quadro V-1 – Gasodutos de Interconexão Argentina - Chile

<b>Gasoduto</b>	<b>Comprimento (em Km)</b>			<b>Investimento MM U\$S</b>	<b>Capacidade MMm<sup>3</sup>/dia</b>
	<b>Argentina</b>	<b>Chile</b>	<b>Total</b>		
<i>Nor Andino</i>	380	680	1.060	400	4,0
<i>Gas Atacama</i>	531	410	941	450	5,0
<i>Gas Andes</i>	313	154	467	325	10,0
<i>Pacífico</i>	296	342	638	430	3,5
<i>Methanex (a)</i>	61	36	97	60	5,0
<b>Total</b>	<b>1.581</b>	<b>1.622</b>	<b>3.203</b>	<b>1.665</b>	<b>27,5</b>

(a) Inclui Methanex PA, YPF y SIP

(b) Somente do lado argentino

Fonte: ENARGAS / CNE

### Nível de Investimentos em Transporte e Distribuição

Também no âmbito doméstico, a partir de 1997, foram construídos gasodutos de transporte que totalizaram um investimento de 128 milhões de dólares, a saber: o Gasoduto *Electrogas*, que inicia no *Gas Andes* e transporta gás natural para duas centrais térmicas a gás – *Nehuenco (Colbún)* e *San Isidro (Endesa)* – e o Gasoduto de *Taltal*, que fornece o energético para uma central térmica da *Endesa*.

Quadro V-2 – Investimentos em Gasodutos Domésticos no Chile

Data Operação	Gasodutos	Investimento MM U\$S
1997-98	<i>Electrogas</i>	88
2000	<i>Taltal</i>	40
<b>Total</b>		<b>128</b>

Fonte: CNE

O segmento de distribuição também apresentou um notável desenvolvimento neste período. Considerando as distribuidoras *Metrogas* (região Metropolitana); *Gas Valpo* (*Valparaíso, Viña de Mar, Quillota*, entre outras); *Energas* (*Viña del Mar, Valparaíso*, entre outros), e *Gas Sur* (*Concepción e Talcahuano*), os investimentos acumulados até 2002 totalizaram, aproximadamente, 800 milhões de dólares.

Quadro V-3 – Investimentos em Redes de Distribuição no Chile

Data de Operação	Redes	Investimento MM U\$S
1996-2002	<i>Metrogas</i>	540
1997-2002	<i>Energas</i>	152
1997-2002	<i>Gas Valpo</i>	90
1999-2002	<i>Gas Sur</i>	15
<b>Total</b>		<b>797</b>

Fonte: Companhias Distribuidoras Chilenas de Gás Natural

Desenvolvimento do Mercado de Gás

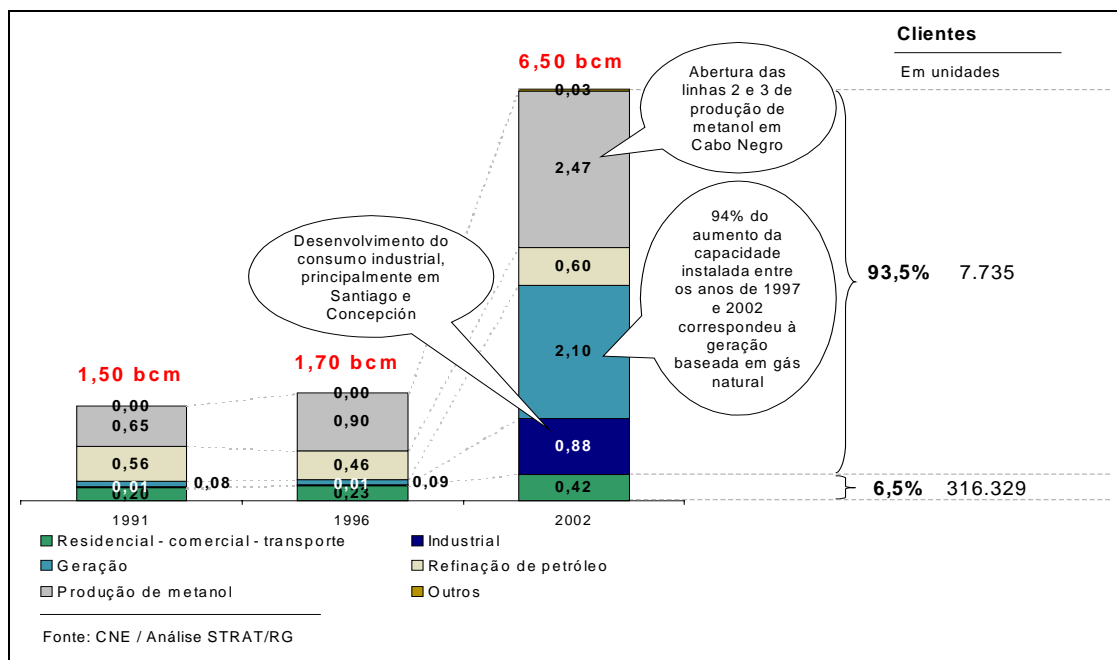
A incorporação das centrais térmicas a gás (que representaram um acréscimo de cerca de 3.600 MW e um investimento de 1,637 bilhão de dólares), no período 1997-2002, explica 94% do aumento da capacidade de geração do país. O consumo de gás pelo setor elétrico, somado à elevação do consumo do segmento industrial (28% a.a. para o referido período) e de outros mercados como o residencial e o de transporte, com taxas de aumento menores, mas significativas (16% e 20% a.a. respectivamente), possibilitou que a demanda total triplicasse durante tal quinquênio, a uma taxa de 26% a.a.

O número de usuários aumentou – basicamente, nos segmentos residencial e comercial – liderado pela região Metropolitana, com a captação de 50.000 novos

usuários ao ano, a partir de 1997. Até 2002, o número total de consumidores era de 324.064, sendo a região Central responsável por 65% desse total.

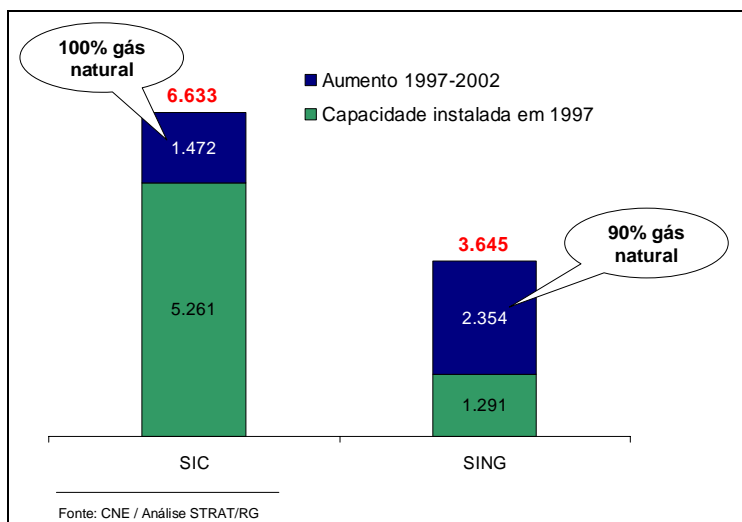
A composição do consumo de gás, no ano de 2002, pode ser observada detalhadamente no Gráfico V-1:

Gráfico V-1 – Consumo de Gás Natural no Chile por Segmento (nos anos de 1991, 1996 e 2002, em bilhões de metros cúbicos)



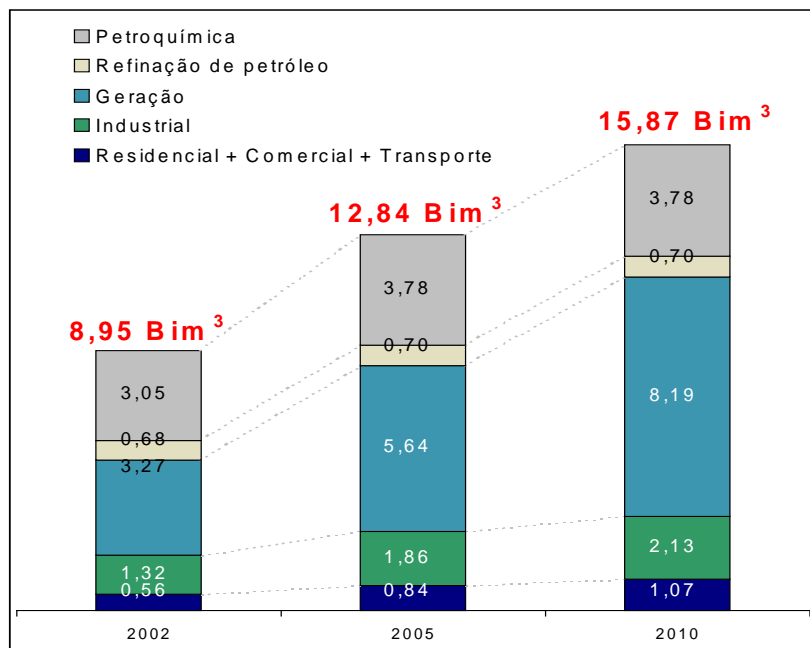
A partir de 1997, o crescimento do parque gerador térmico permitiu diversificar, parcialmente, o perfil do setor elétrico, embora a capacidade de geração hidroelétrica, que, no ano de 2002, chegou a 39%, continue sendo importante. No Gráfico V-2, verifica-se a participação da geração a gás natural na expansão do SIC, bem como do SING.

Gráfico V-2 –Evolução da Capacidade Instalada de Geração Elétrica por Sistema e Fonte (1997-2002, em MW)



Segundo estimativas da CNE, espera-se que, até o ano de 2011, a demanda por gás aumente a uma taxa de 8% a.a., sendo o transporte e a geração térmica de eletricidade os segmentos impulsionadores deste crescimento. No Gráfico V-3, são detalhadas as estimativas da CNE para o ano de 2011, por segmento de uso.

Gráfico V-3 – Projeções de Demanda de Gás Natural no Chile por Segmento (em bilhões de metros cúbicos)



Fonte: CNE/ Análise STRAT/RG

### Preservação do Meio Ambiente

O acompanhamento da qualidade do ar na região Metropolitana, no período 1997-2000, realizado nas estações de monitoramento históricas da *Red de Monitoreo Automático de Calidad del Aire y Meteorología (Red MACAM)*<sup>28</sup>, indica, segundo a CNE, uma melhoria significativa dos níveis de poluentes no Chile, apresentando-se como única exceção o ozônio.

Segundo a autoridade reguladora, foi observada uma importante melhoria no caso do material particulado respirável (MP10), registrando-se reduções de 33% nas médias anuais, e uma diminuição dos dias em que os índices determinados pelas normas aplicáveis são superados, os quais passaram de 83 a 45 nesse período.<sup>29</sup>

Através de uma análise da evolução do material particulado na rede MACAM, atualizada entre os anos de 1997 e 2000, verifica-se um aumento de 70% dos dias bons, uma diminuição de 37 para 10 dias de pré-emergência<sup>30</sup>, bem como a passagem de 4 para nenhum dia em situação de emergência, no mesmo período<sup>31</sup>.

Como complemento às observações feitas pela CONAMA, é possível vislumbrar, através das tabelas do Anexo VI.2., conclusões similares extraídas de outros estudos realizados.

### Efeitos sobre o Consumo Industrial

Os efeitos da substituição de combustíveis poluentes (óleo combustível, diesel, carvão, dentre outros) pelo gás natural foram rapidamente notados, sobretudo no mercado industrial. Um ano depois do gás ter chegado a Santiago, o consumo deste energético no referido segmento representava 43% do total (excluindo-se o consumo de eletricidade). Atualmente, calcula-se que a penetração do gás no mercado industrial de Santiago supera 90% do consumo energético do setor. A curva de penetração do gás natural na região Metropolitana é apresentada no Gráfico V-4.

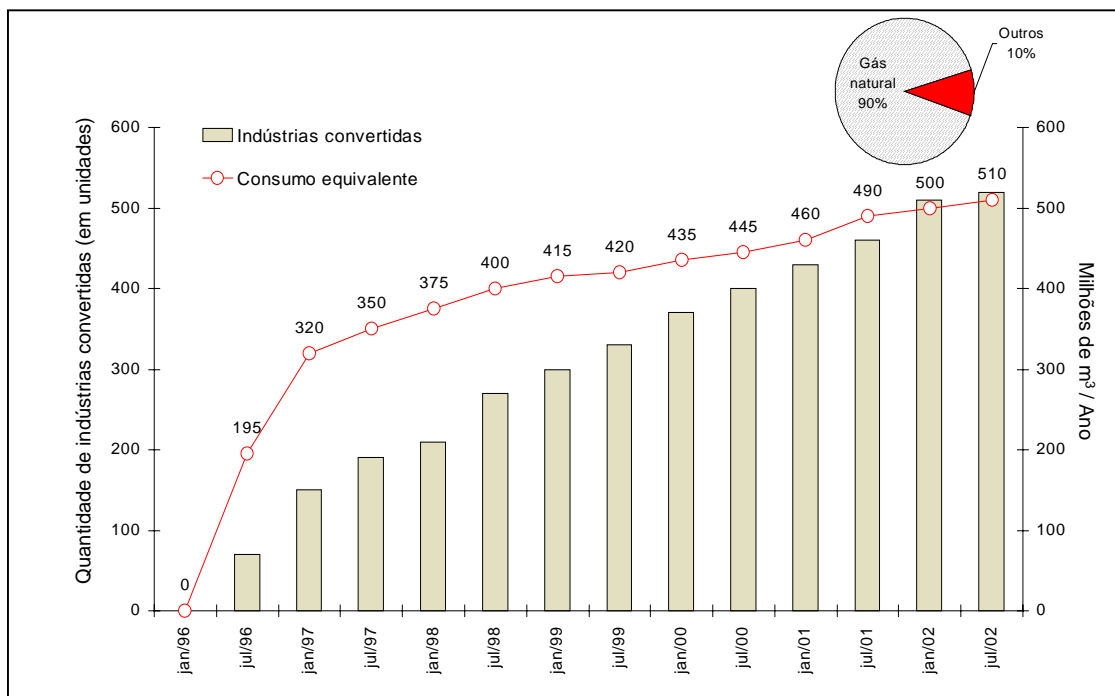
<sup>28</sup> Esta avaliação foi realizada com base em dados das cinco estações da rede de monitoramento histórica. A partir da Rede MACAM, esta foi atualizada, incorporando outras quatro estações: *Pudahuel, Cerrillos, El Bosque e La Florida*.

<sup>29</sup> Plano de Prevenção e Descontaminação da região Metropolitana, CONAMA, Diretoria região Metropolitana, 12 de julho de 2001.

<sup>30</sup> Segundo a CONAMA, o sistema de preservação do meio ambiente, no Chile, contém três níveis: alerta, pré-emergência e emergência. O nível de pré-emergência é declarado quando a concentração de algum dos seguintes poluentes no ar, durante uma hora, atinge os níveis aqui indicados: MP10 (entre 240 e 329 microgramas por metro cúbico); CO (entre 34 e 39 miligramas por metro cúbico); Ozônio (entre 800 – 999 microgramas por metro cúbico); NO2 (entre 2260 – 2999 microgramas por metro cúbico); SO2 (entre 2.616 - 3.923 microgramas por metro cúbico).

<sup>31</sup> Para maiores detalhes, ver: “*Plan de Prevención y Descontaminación de la Región Metropolitana, Resumen del Anteproyecto*”, CNE (2001)

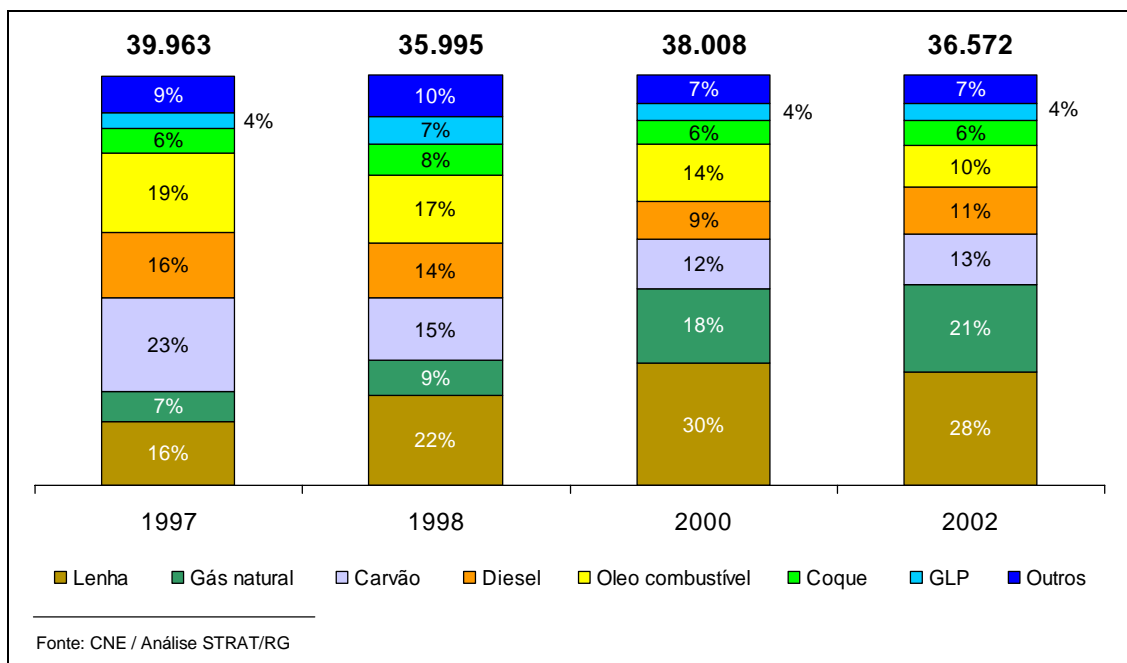
Gráfico V-4 –Evolução da conversão industrial na Região Metropolitana (Janeiro 1996  
até Julho 2002)



Fonte: Metrogas / Análise Strat/RG

Por meio do Gráfico V-5, é possível observar o avanço do gás natural no total do consumo de energéticos pelo setor industrial do país, tendo sua utilização passado de 7%, em 1997, para 21%, em 2002, substituindo, por exemplo, o óleo combustível (de 19% para 10%) e o carvão (de 23% para 13%). Entretanto, um dado importante é o avanço da lenha durante o mesmo período, que aumentou a sua participação de 16% para 28%.

Gráfico V-5 – Evolução do Consumo de Energéticos no Setor Industrial (em teracalorias)



Efeitos sobre o Desempenho do Setor Elétrico

O grande aumento de plantas térmicas a gás natural, no período 1997-2002, possibilitou a diversificação da matriz de geração de energia elétrica. A participação do gás passou de 2%, em 1994, para 35%, em 2002. Neste mesmo intervalo de tempo, as demais fontes de energia diminuíram a sua participação: a hidroeletricidade passou de 59% a 39%; o carvão de 29% a 20%; e os derivados de petróleo de 9% a 5%.

Quadro V-4 – Capacidade de Geração Elétrica por Fonte

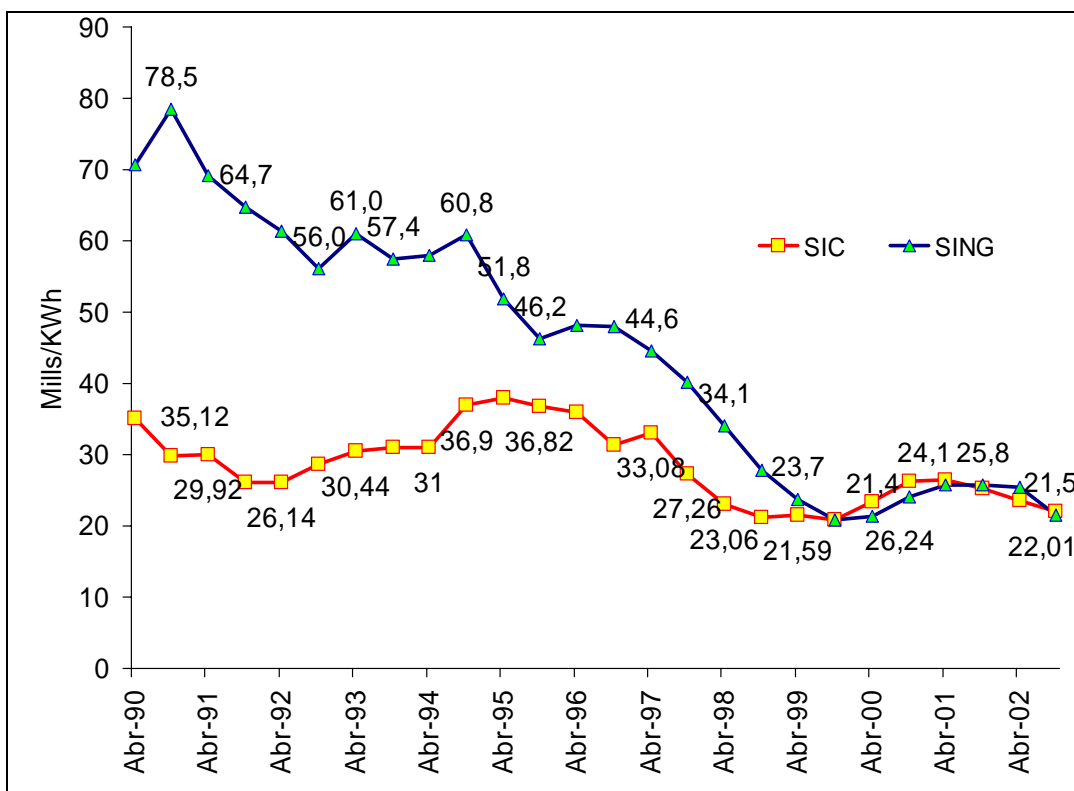
Fonte	1994	2002
Hidroeletricidade	59%	39%
Carvão	29%	20%
Derivados de Petróleo	9%	5%
<b>Gás Natural</b>	<b>2%</b>	<b>35%</b>
Outros	1%	1%

Fonte: CNE

Um melhor balanço, ou *mix*, de fontes mais competitivas, utilizadas na geração de eletricidade, viabilizou a queda do preço nodal de energia elétrica durante todo o período, conforme demonstra o Gráfico V-6.



Gráfico V-6 – Evolução de Preços Nodais no SIC e no SING (mills/kWh)<sup>32</sup>



Fonte: CNE

É possível afirmar que, nos dois anos posteriores a Outubro de 1997, os preços de transmissão da energia elétrica apresentaram quedas consideráveis, que oscilaram de 24%, na região de Santiago (Centro), até 48%, na região de *Antofagasta* (Norte), ocasionando impactos diretos sobre o custo da energia para o usuário final.

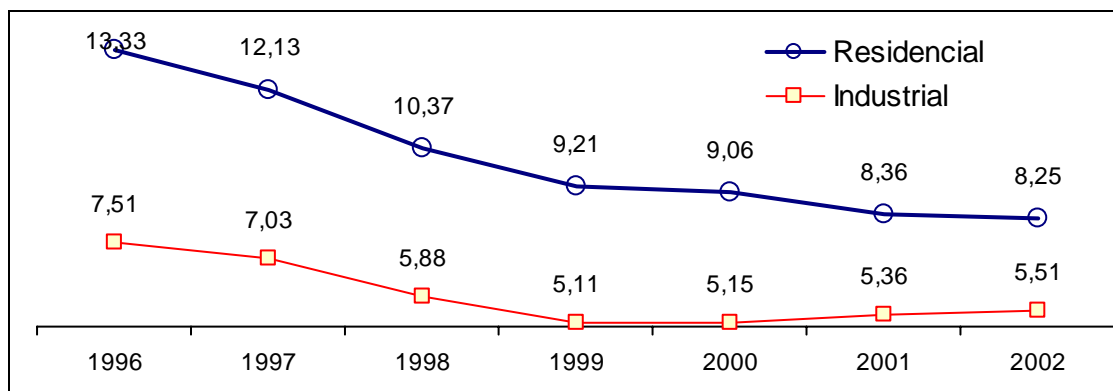
No que se refere à preocupação das autoridades, em 1997, com a ausência de concorrência no segmento de geração, os resultados da incorporação de plantas a gás indicaram que, embora a concentração não tenha diminuído significativamente<sup>33</sup>, reduziu-se o poder de mercado das empresas existentes.

Neste contexto, a queda dos preços finais da energia elétrica para residências e indústrias, durante o período 1996-2002, foi de 39% e 28%, respectivamente. No Gráfico V-7, apresenta-se a série anual de preços para estes dois segmentos, ao longo do período mencionado.

<sup>32</sup> Unidade utilizada na indústria elétrica, com o objetivo de simplificar a leitura dos preços da energia. É obtida a partir da multiplicação do valor da energia em US\$/KWh por 1.000 (Ex: O valor de 0,03 US\$/KWh equivale a 30 Mills/KWh).

<sup>33</sup> A *Endesa* diminuiu a sua participação na capacidade do sistema de geração no SIC passando de 55% para 47% e podemos observar uma maior atomização no restante das empresas. Por outro lado, no SING podemos observar uma queda na participação de *Electroandina* (Tocopilla), em favor da *Endesa* e da *Gener*.

Gráfico V-7 – Evolução de Preços Finais de Energia Elétrica nos Segmentos Residencial e Industrial (centavos US\$/kWh)

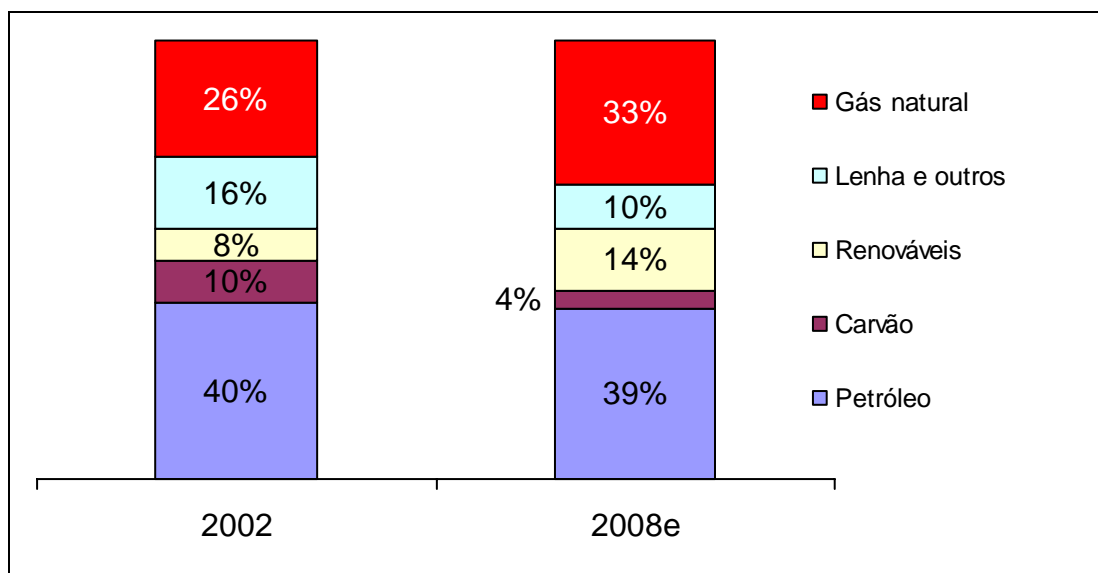


Fonte: OLADE

Matriz Energética mais Diversificada

Em 2002, o gás natural representava 26% da matriz energética primária do país e, segundo projeções realizadas pela CNE, o mesmo atingirá participação de 33%, em 2008. É importante destacar, em contrapartida, a queda sofrida pelo carvão, que declinou de 18%, em 1998, para 10%, em 2002, sendo sua participação projetada, para 2008, de 4%.

Gráfico V-8 – Projeção da Matriz Energética Primária no Chile



Fonte: CNE

### Efeitos das Disputas Competitivas na Criação de Infra-estrutura sobre os Preços do Transporte

Conforme mencionado previamente, em consequência da “guerra” de preços travada para a assinatura de contratos de longo prazo que garantissem a viabilidade dos dois projetos alternativos (*Gas Andes* e *Transgas*) voltados ao abastecimento da região Central do Chile com gás argentino, ocorreu uma diminuição de 24% nas tarifas do transporte inicialmente estimadas. Tal queda provocou, em Julho de 1995, uma redução de 10% nos preços da energia.

### Acesso à Infra-estrutura de Transporte Existente

A alocação da capacidade adicional, derivada da implementação dos gasodutos de interconexão, realizou-se por meio do mecanismo de *Open Season*. Atualmente, contudo, não há garantia quanto à aplicação de métodos transparentes para a alocação de capacidade, dado o alto grau de integração vertical observado na cadeia de valor do gás natural – sobretudo no segmento de transporte –, comprometendo-se, assim, a concorrência no suprimento.<sup>34</sup>

Desta forma, o acesso à capacidade de transporte deve ser objeto de cuidadosa análise por parte das autoridades chilenas. De acordo com a CNE, buscar-se-á, no futuro, um acesso mais regulado, de modo que a referida questão da transparência seja solucionada.

### Escasso Número de Agentes e Integração no Fornecimento de Substitutos

Não obstante a verticalização da indústria gasífera do Chile, cumpre atentar para a integração horizontal no mercado *downstream*, uma vez que algumas distribuidoras de GLP possuem participações significativas em empresas distribuidoras de gás natural, as quais deveriam ser suas potenciais competidoras.

Observa-se, por exemplo, que a *Gasco* e a *Abastible*, duas fornecedoras importantes de GLP, com 27% e 34% do mercado respectivamente, detêm participação na principal distribuidora de gás do país: a *Metrogas*. Caso similar é verificado na região VII (*Concepción, Talcahuano*), onde as distribuidoras *Gas Sur* e *Innergy* são propriedade da *Gasco*.

---

<sup>34</sup> Distribuidoras de gás e de GLP, bem como geradoras de energia elétrica detêm o controle de mais de um elo da cadeia.

O Quadro V-5 apresenta a composição do mercado do GLP chileno e seus principais agentes.

Quadro V-5 – Principais Agentes do Setor de GLP no Chile

Empresa	% Mercado	Proprietários
Abastible	34%	Copec (varejista de gasolina): 99,65%
Gasco	27%	CGE Compañía General de Electricidad: 56,62%
Grupo Lipigas	16%	Grupo Yaconi Santa Cruz: 55%; Repsol YPF: 45%
Codigas	11%	Grupo Lipigas: 100%
Enagas	8%	Grupo Lipigas: 100%
Agrogas	4%	Grupo Lipigas: 100%
Uligas	1%	nd

Fonte: Urrutia & Cia.  
 Nd = Dados não disponíveis

Com o objetivo de constatar a adoção de quaisquer práticas monopolistas por parte destas empresas, no Quadro V-6, há uma comparação, para três níveis de consumo, do gasto mensal de uma residência padrão que demande gás natural ou GLP. Conclui-se que é reduzida a diferença de custos de um combustível para o outro na área Metropolitana e na região VII.

Quadro V-6 – Comparação de Custos de Gás Natural e GLP para Consumidores Residenciais da Região Metropolitana e na Região VIII (Setembro 2003)

Perfil do consumo residencial (mensal)	Região Metropolitana		VIII Região	
	Valor Ch\$	Índice GN=100	Valor Ch\$	Índice GN=100
19,3 m <sup>3</sup> GN	8.190	100	8.358	100
Cilindro de 15 Kg GLP	8.271	101	8.270	99
58 m <sup>3</sup> GN	21.098	100	22.925	100
Cilindro de 45 Kg GLP	24.495	116	24.294	106
116 m <sup>3</sup> GNraf	42.078	100	44.757	100
2 Cilindros de 45 Kg GLP	48.990	116	48.588	109

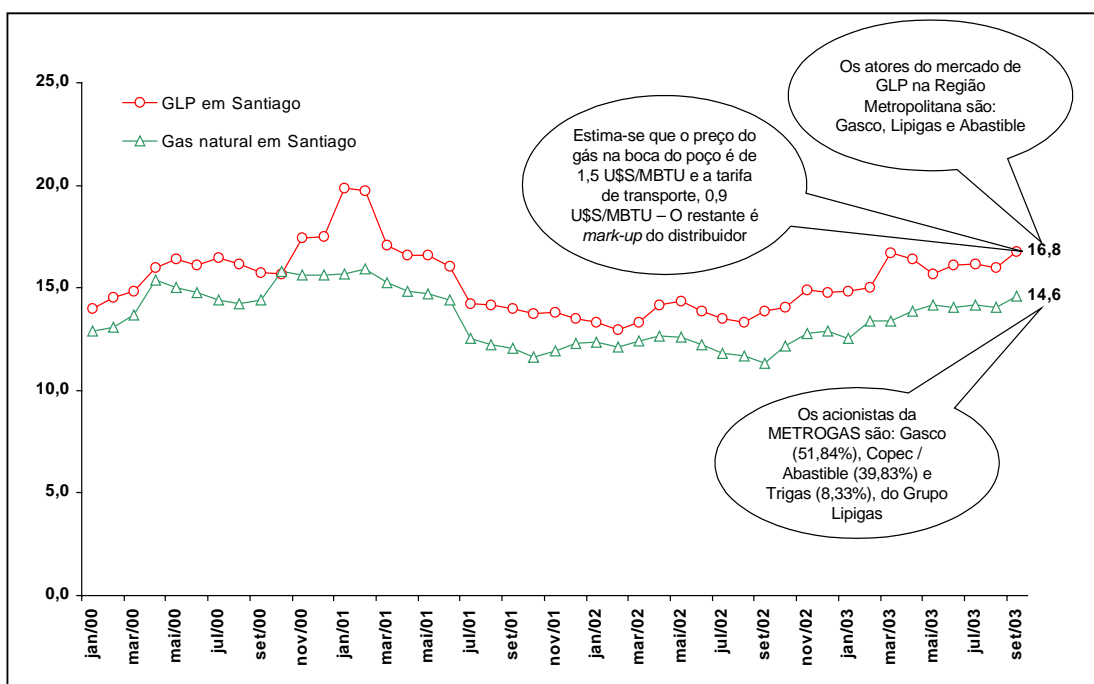
Fonte: CNE

As diferenças máximas do custo total em favor do gás natural encontram-se entre 9% e 16%, respectivamente, para os níveis mais elevados de consumo. Vale destacar que, para patamares menores de consumo, os preços totais são praticamente iguais, independente do energético eleito.

De qualquer forma, segundo a CNE, continuarão sendo aplicados os mesmos princípios de liberdade de preços, porém com uma maior transparência dos mesmos (“Auto-controle Regulatório”). Apenas em caso de conflito, o Ministério da Economia, Fomento e Reconstrução determina as tarifas, contando para, tanto, com o suporte técnico da CNE quanto aos critérios a serem empregados.

O Gráfico V-9 apresenta a evolução da tarifa de gás natural – entre Janeiro de 2000 e Setembro de 2003, no segmento residencial, para um consumo de 116 m<sup>3</sup>/mês –, frente ao preço do GLP em equivalente calórico. É possível observar que, nesse período, o preço do gás natural esteve, em média, 15% abaixo do preço do GLP, conforme ressaltado anteriormente.

Gráfico V-9 – Evolução dos Preços de Gás Natural e GLP no Chile - Segmento Residencial (Janeiro 2000 – Setembro 2003, em US\$ por milhão de BTU)

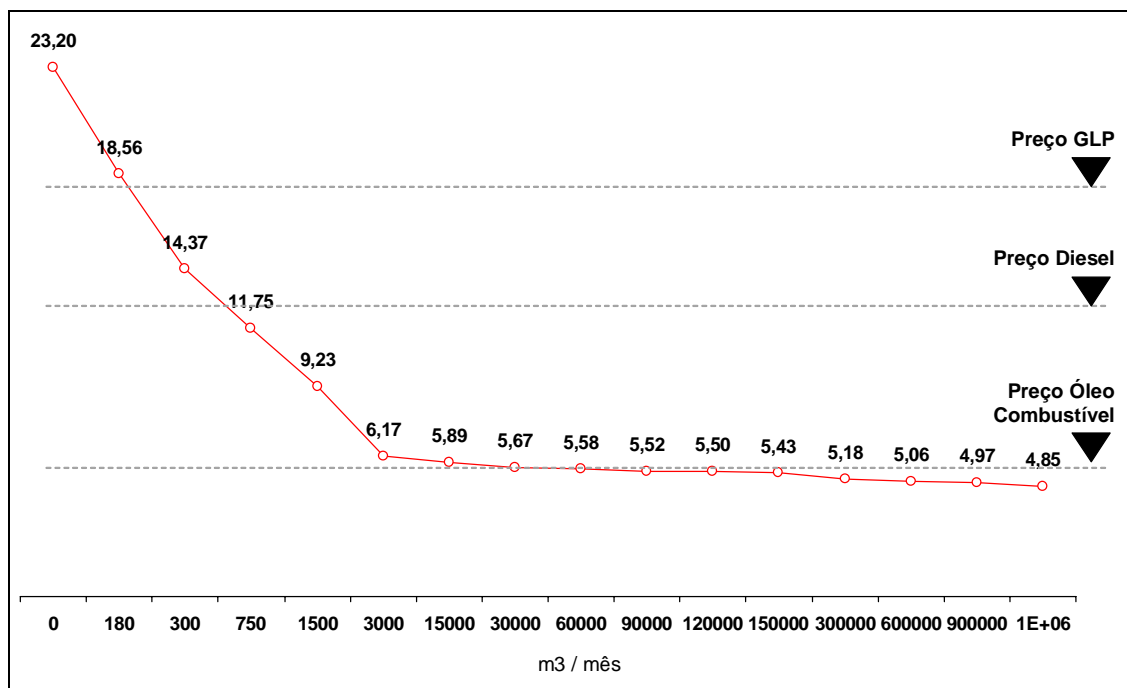


Fonte: CNE / Análise STRAT/RG

No segmento industrial, é importante destacar a competitividade do gás natural em termos de preços, o que, consoante a *Metrogas*, foi um fator-chave para a penetração do energético neste mercado e para a sua adoção como solução para as exigências ambientais, em lugar da instalação de filtros e equipamentos de tratamento de gases de combustão de energéticos mais poluentes, tais como o óleo combustível. O Gráfico V-10 apresenta a curva de preços de gás natural para consumidores industriais de

diversas faixas de consumo. No gráfico, também são apresentados os preços médios dos combustíveis alternativos no segmento industrial.

Gráfico V-10 – Preços de Gás Natural e Combustíveis Substitutos no Chile - Segmento Industrial (2003, em US\$ por milhão de BTUs)



Fonte: CNE

### Reconsideração do Modelo Elétrico em Vigor

Em 1997, a geração a gás foi incentivada graças à política de diversificação das fontes primárias de energia elétrica e de redução do risco hidrológico. Por meio do estabelecimento de regras de formação de preços e de despacho na geração, viabilizou-se a implementação de plantas térmicas a gás. Atualmente, discute-se a dependência do Chile em relação ao gás argentino.<sup>35</sup>

A complexa situação social e econômica por que passa este último país, a qual não permitiu redefinir o marco regulatório de sua indústria gasífera – entenda-se também dos contratos de licença e regimes tarifários para o gás doméstico – poderia afetar, no longo prazo, a perpetuação das transações de venda do energético para o mercado chileno<sup>36</sup>. Como os preços atuais não cobrem os custos, as empresas se recusam a concretizar novos investimentos que permitam aumentar a produção ou realizar

<sup>35</sup> No primeiro semestre de 2003, a produção média de gás na Argentina foi de 132 milhões de m3, 11,36% desse total foi importado pelo Chile. Recentemente, o governo chileno lançou mão de estudos para analisar fontes alternativas de fornecimento de gás natural a partir de outros países da região ou via GNL.

<sup>36</sup> Vale lembrar que, em fevereiro de 2002, o governo chileno teve de implementar um plano de contingência para evitar um apagão de grandes proporções no SIC: três centrais de ciclo combinado saíram do sistema quando os

explorações para substituir as jazidas atuais que deverão se esgotar, conforme estimado, nos próximos 10 anos.

Embora as empresas exijam do governo um aumento tarifário, a demanda por gás na Argentina continua crescendo justamente porque o baixo preço deste energético se impõe sobre o consumo do diesel e da eletricidade nos segmentos residencial e industrial. Até mesmo no segmento automotivo, nota-se uma migração para o Gás Natural Veicular (GNV), cuja demanda, durante o primeiro semestre de 2003, aumentou 33%, em comparação ao mesmo período de 2002. O consumo de gasolina, por sua vez, diminuiu 15% neste intervalo de tempo.

No que concerne ao Chile, relatório desenvolvido pela CNE dispõe que se a economia chilena crescer entre 3,5% a 5,5%, no período de 2003 a 2007, a demanda elétrica aumentará a um ritmo de 7%, bastando que ocorram anos de hidrologia medianamente seca para que a situação do abastecimento, no país, passe de frágil a crítica<sup>37</sup>. O sistema em maior situação de risco é o SIC, que supre da Terceira à Décima região, onde habitam 93% dos chilenos.

Por esta razão, encontra-se em fase de elaboração um Plano de Emergência que recomenda às empresas de gás que mantenham reservas de Gás Natural Liquefeito (GNL) nas cidades de Santiago, *Concepción* e *Valparaíso*, de modo a garantir a continuidade do serviço em caso de corte ou de baixa pressão dos gasodutos que partem de *Neuquén*<sup>38</sup>.

Além disso, as centrais de ciclo combinado do SIC, como a de *Nehuenco*, a qual pode ser convertida para funcionar a óleo diesel, receberam instruções para a obtenção de *containers* deste combustível, que poderão ser utilizados para produção de energia em caso de crise. Embora seja uma opção mais cara, as centrais devem utilizá-la para evitar o pagamento da eventual multa em função do descumprimento de suas obrigações contratuais.

Em adição, para diversificar o risco, recomenda-se que as novas centrais de ciclo combinado necessárias ao país (à razão de uma por ano) sejam supridas com gás de áreas que enfrentam menores restrições, como o Norte da Argentina (bacia Noroeste)

---

trabalhadores das petroleiras do *Neuquen* fecharam a chave de passagem do gás em sinal de protesto por algumas mudanças normativas que estavam em discussão internamente.

<sup>37</sup> A previsão de que, devido ao fenômeno “*La Niña*”, haverá dois anos de seca que acabarão com a capacidade produtora das hidroelétricas faz imprescindível que se acrescente nova capacidade ao sistema.

<sup>38</sup> “*Crisis eléctrica en Chile: ¿soluciones de parche o de fondo?*”, Sara Larraín Ruíz Tagle, publicado em *Ecología*, agosto de 2003.

ou a Bolívia. Calcula-se que, nos próximos 20 anos, será preciso duplicar o sistema com 30 novas centrais, totalizando um investimento de 9,00 bilhões de dólares.<sup>39</sup>

### **Lições da Reforma**

A clareza dos objetivos perseguidos pela política energética e as ferramentas de estruturação deste setor minoraram, paulatinamente, os problemas diagnosticados no Chile, no começo dos anos 90.

A busca pela diversificação da matriz energética, por meio da maior penetração de energéticos competitivos, a preservação do meio ambiente, a participação do setor privado no desenvolvimento da infra-estrutura e a complementaridade entre os mercados de gás e eletricidade foram metas das quais o governo chileno nunca se afastou, concentrando-se em atingi-las de forma gradual.

Neste processo, não foi casual a visão abrangente dos setores de gás e eletricidade, com a complementação entre as políticas instituídas, primeiro no mercado elétrico e, depois, na indústria gasífera.

A reforma do setor elétrico, embora datada do começo da década de 80, deu-se dinamicamente, no decorrer do tempo, com a chegada do gás em 1997, e seguiu critérios econômicos que possibilitaram a concorrência entre o gás e a fonte de geração de energia dominante no país, a hidroeletricidade, em condições de igualdade. Prova disso é que praticamente 94% da expansão do sistema de geração, no período 1997-2000, realizou-se por meio da utilização do gás natural.

Ademais, foi possível internalizar, na estruturação dos negócios do gás no Chile, o espírito da reforma do setor gasífero argentino, iniciada no começo da década de 90. Dessa forma, viabilizou-se o desenvolvimento de uma importante quantidade de gasodutos de interconexão entre os dois países (sete no total), sob os mesmos princípios. A estruturação do acesso à capacidade, derivada da expansão destas instalações de transporte, por exemplo, é muito similar em ambos os países, com acesso negociado e processos de *Open Season* para a venda da capacidade aos carregadores interessados.

Outrossim, deve-se destacar uma questão controvertida, relacionada ao desenvolvimento da infra-estrutura de escoamento, a saber: por um lado, promoveu-se a segmentação do setor, ao se separarem, por exemplo, o transporte da distribuição.

---

<sup>39</sup> Segundo o especialista do *Fit Research*, Rodrigo Rojas.



Contudo, por outro lado, a integração vertical dos grupos atuantes nos diferentes elos da cadeia de valor do gás não foi limitada.

Tal situação causou, sem dúvida, o rápido desenvolvimento do sistema de transporte e das redes de distribuição. Porém, hoje, o estágio de desenvolvimento do mercado é distinto, sendo necessária uma regulação efetiva, de modo a salvaguardar-se o princípio de acesso aberto à infra-estrutura de escoamento existente.

Destarte, resultam da coexistência do acesso negociado e da participação de um mesmo agente em mais de um segmento da indústria problemas concernentes à transparência, os quais devem ser cuidadosamente analisados pelas autoridades reguladoras, a fim de se aplicar firmemente o princípio de acesso aberto à infra-estrutura existente e evitem-se, assim, possíveis práticas anticoncorrenciais.

Um outro aspecto importante diz respeito à integração horizontal observada na comercialização do gás natural e um de seus substitutos, qual seja, o GLP. Não se observaram diferenças muito significativas de preço nas regiões onde há integração de propriedade horizontal entre as distribuidoras de gás e os comercializadores do GLP.

Depreende-se daí que, por não estar regulamentado o preço de um serviço com características de monopólio natural, como é a distribuição de gás, é possível que os consumidores não obtenham o benefício derivado de preços mais baixos. O incentivo da distribuidora já instalada a discriminar preços e reter a receita diferencial do combustível é tanto maior quanto mais altos os custos de entrada dos distribuidores em potencial, os quais não apresentam infra-estrutura de conexão.

Em adição, conforme explicitado anteriormente, ressalta-se como um *driver* singular no desenvolvimento da demanda por gás no Chile, especialmente dos segmentos industrial e de geração de energia elétrica, o plano de descontaminação do ar, de escopo nacional, implementado pelas autoridades chilenas do meio ambiente, o qual abarcava metas para a redução de poluentes na região Metropolitana, que levaram à conversão das indústrias e de alguns geradores, além de cumprir o objetivo governamental de preservação do meio ambiente.

Do ponto de vista institucional, a política energética nacional, implementada pela CNE, concedeu garantias à iniciativa privada para investir, por meio de regras estabelecidas em um ambiente de organização institucional e regulatória adequado.

Finalmente, faz-se importante sublinhar que, embora o objetivo de diversificação da matriz energética chilena tenha sido amplamente alcançado em um curto espaço de tempo, a partir da utilização de um combustível competitivo e limpo, hoje, discute-se a segurança do fornecimento do gás natural, dada a dependência do Chile em relação a um único país fornecedor de gás – a Argentina –, o que, devido às indefinições quanto às questões energéticas neste último, poderia configurar-se como um sério problema para o setor energético do Chile frente à sua crescente demanda por gás, prevista para os próximos anos.

## VI – ANEXOS

### VI.1. – Setor Elétrico

#### A Reestruturação e Privatização do Setor Elétrico

Em 1982, teve início o processo de reestruturação do setor elétrico chileno, cujos aspectos centrais, que encontram-se resumidos abaixo, foram estabelecidos na Lei dos Serviços Elétricos Gerais (*Decreto con Fuerza de Ley n°1*):

- Separação explícita dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, sendo permitida, contudo, a integração vertical;
- Promoção da concorrência na atividade de geração;
- Coexistência de um mercado para os geradores, destinado à venda de energia e capacidade para grandes consumidores (<2MW), e de um mercado regulamentado de venda a distribuidoras, com preços baseados nos custos marginais nodais. Os geradores também podem vender para outros geradores a preços regulamentados;
- Os geradores são despachados centralmente através do CDEC;
- As concessões para o desempenho das atividades de transmissão e distribuição não implicam exclusividade aos seus detentores;
- São outorgadas concessões para a construção de usinas hidroelétricas, ao passo que há liberdade para a construção de plantas térmicas, não sendo outorgadas concessões para tal; e
- Acesso aberto não discriminatório ao sistema de transmissão.

#### A Entrada do Capital Privado no Setor

As regras acima elencadas proporcionaram uma oportunidade para que as empresas privadas ingressassem no setor elétrico em igualdade legal com as empresas estatais existentes naquela data.<sup>40</sup> A separação dos diversos segmentos da indústria iniciou-se em 1981, como um passo prévio às privatizações que sucederam-se entre 1986 e 1997.<sup>41</sup>

<sup>40</sup> Isto somente aconteceu no fim da década de 80, quando as empresas públicas do setor começaram a ser privatizadas.

<sup>41</sup> Antes da privatização do setor, as empresas estatais foram separadas em diferentes unidades de negócio. Da separação da *Chilectra* surgiu uma geradora, a *Chilgener*, e duas companhias distribuidoras – a *Chilectra* em Santiago, com 1.064.000 clientes e a *Chilquita* em Valparaíso, com 322.000 clientes. A *Endesa*, por seu turno, foi dividida em seis distribuidoras: três no Centro (*Emelat*: 50.000; *Emec*: 143.000; *Emel*: 122.000) e três no Norte (*Emelari*, *Eliqsa* e *Eledda*, totalizando 180.000), cinco geradoras (*Endesa*, *Colbún*, *Pehuenche*, *Pillinque* e *Pilmaiquén*) e três sistemas integrados e isolados de geração e distribuição (*Edelnor* no Norte, e *Edelaysen* e *Edelmag* no Sul).

Em 1997, conforme citado acima, já havia sido concluído o processo de privatização do setor e, a partir de então, ensejou-se o processo de importação do gás argentino e a construção e incorporação de novas plantas térmicas a gás ao sistema de geração de energia elétrica.

#### Quadro VI-1 – Cronologia das Privatizações do Setor Elétrico Chileno

<b>1985-1987:</b> <i>Chilgener/Gener</i> (geradoras), <i>Chilectra</i> e <i>Chilquinta</i> (distribuidoras)
<b>1987:</b> <i>Endesa</i>
<b>1988:</b> <i>Edelmag</i> (geradora/distribuidora), <i>Edelmag</i> (geradora/distribuidora)
<b>1989:</b> <i>Elecda</i> , <i>Emelari</i> , <i>Eliqsa</i> (distribuidora)
<b>1991-1994:</b> <i>Edelnor</i> (geradora/distribuidora)
<b>1993:</b> <i>Endesa/Transelec</i> (transmissoras)
<b>1995:</b> <i>Codelco/Electroandina</i> (geradoras)
<b>1996-1997:</b> <i>Colbún</i> (geradora)

#### Funcionamento do Sistema de Despacho Elétrico

Consoante explicitado de antemão, há um órgão denominado CDEC, projetado para otimizar a operação dos geradores e transmissores do sistema<sup>42</sup> e operado por uma entidade independente formada pelos próprios geradores<sup>43</sup>. A curto prazo, o referido órgão atua como uma “clearing house”<sup>44</sup> no mercado de energia, enquanto, a longo prazo, é responsável por planejar a operação do sistema combinado de geração e transmissão.

Em linhas gerais, o mesmo garante:

1. Uma maior eficiência do sistema, proporcionando-se segurança e continuidade ao serviço elétrico, com base em critérios de custo mínimo e de otimização da água represada; e
2. O direito de acesso não discriminatório ao sistema para todos os geradores.

<sup>42</sup> São tarefas específicas do CDEC: (i) Informar as empresas sobre as condições de oferta e demanda de energia elétrica; (ii) Coordenar a manutenção preventiva dos geradores; (iii) Determinar e avaliar as transferências de eletricidade entre os membros do CDEC; e (iv) Coordenar a operação dos sistemas de transmissão.

<sup>43</sup> Formado somente por geradores com capacidade mínima de 60 MW.

<sup>44</sup> Ferramenta utilizada como garantia financeira do pagamento dos valores estabelecidos contratualmente, de forma transparente.

No que tange ao setor elétrico, cumpre mencionar a coexistência de um mercado desregulamentado formado por geradores e grandes usuários de eletricidade, no qual estes últimos contratam a preços livres, e de um mercado regulamentado para as transações entre os geradores e para as vendas às distribuidoras.

Os preços *spot* do mercado regulamentado, pagos pelos consumidores finais, são determinados para cada nó do sistema (preços nodais) e apresentam dois componentes: (i) o preço de transmissão; e (ii) o preço para a reserva de pico (potência de ponta).

Cabe esclarecer que, para o cálculo dos preços nodais, também são consideradas as perdas de transmissão do sistema<sup>45</sup>, devendo os mesmos permanecer dentro de uma faixa de +/- 10% dos preços do mercado desregulamentado.<sup>46</sup>

Finalmente, as transações entre geradores, no mercado *spot*, são remuneradas a preço *spot*, determinado pelo CDEC a cada hora e correspondente aos custos marginais da central, a qual tem pico de potência do sistema de geração.

### Estatísticas do Setor Elétrico

#### Quadro VI-2 – Investimentos em Centrais Termelétricas a Gás (1997-2002)

Ano	Central	Tipo	Proprietário	MW	Investimento MM U\$S
<b>SIC</b>					
1997	<i>Nueva Renca</i>	C. Combinado	<i>Santiago S.A. (Gener)</i>	379	215
1998	<i>Nehuenco</i>	C. Combinado	<i>Colbún S.A.</i>	370	170
1998	<i>San Isidro</i>	C. Combinado	<i>San Isidro S.A. (Endesa)</i>	370	180
1999	<i>Taltal</i>	C. Aberto	<i>Endesa</i>	245	119
2002	<i>Nehuenco 9B</i>	C. Aberto	<i>Colbún S.A.</i>	108	53
				<b>1.472</b>	<b>737</b>
<b>SING</b>					
1999	<i>Atacama</i>	C. Combinado	<i>Nopel (Endesa)</i>	396	150
1999	<i>Atacama</i>	C. Combinado	<i>Nopel (Endesa)</i>	396	150
1999	<i>Salta</i>	C. Combinado	<i>AES Gener</i>	643	300
1999	<i>Tocopilla</i>	C. Aberto	<i>Electroandina</i>	219	100
2000	<i>Tocopilla</i>	C. Aberto	<i>Electroandina</i>	219	100
2000	<i>Mejillones</i>	C. Aberto	<i>Edelnor</i>	251	100
				<b>2.123</b>	<b>900</b>
<b>TOTAL SIC-SING</b>				<b>3.595</b>	<b>1.637</b>

Fonte: CNE (2002)

<sup>45</sup> Na prática, o CDEC estima os custos marginais de curto prazo da geração de energia e capacidade no centro mais importante do sistema – Santiago. Isto faz com que os geradores localizados em diferentes pontos do sistema arquem com todos os custos de transporte para atingir esse mercado.

<sup>46</sup> Entretanto, esta situação evoluiu de forma inesperada, uma vez que muitos dos contratos negociados fixaram preços próximos aos preços regulamentados. Na verdade, tendeu-se a especificar um preço igual ao preço regulamentado, somado ou reduzido de uma porcentagem determinada.

Quadro VI-3 – Comparação de Custos de Geração por Tecnologia Disponível

<b>Fonte</b>	<b>Custo Var U\$S mils/Kwh</b>	<b>Custo Médio U\$S mils/Kwh</b>
Diesel	120,0	133,5
Gás Diesel	107,0	107,9
Hidro	0,0	46,5
Gás Natural (ciclo aberto)	13,5	35,7
Gás Natural (ciclo combinado)	10,0	30,4

Fonte: CNE (2002)

Quadro VI-4 – Capacidade de Geração por Empresa

<b>Companhia Geradora</b>	<b>2002</b>	<b>1998</b>
	<b>SIC</b>	
<i>Endesa</i>	47%	55%
<i>Gener</i>	22%	26%
<i>Colbún</i>	17%	15%
<i>Outras</i>	13%	4%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
	<b>SING</b>	
<i>Electroandina (Tocopilla)</i>	28%	40%
<i>Nopel (Endesa)</i>	22%	5%
<i>Edelnor</i>	20%	26%
<i>AES Gener</i>	25%	18%
<i>Outras</i>	5%	11%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fonte: CNE

## VI.2. – Meio Ambiente

### Caracterização e Escopo da Legislação Ambiental

O conjunto de normas ambientais atualmente vigentes, no Chile, apoia-se na Lei de Bases do Meio Ambiente (Lei nº 19.300), promulgada em 1994. Esta Lei, bem como o Regulamento do Sistema de Avaliação do Impacto Ambiental (SEIA) – Decreto Supremo nº 30/1997 – estabelecem que os projetos de infra-estrutura devem ser avaliados ambientalmente antes de sua execução, uma vez que podem causar danos ambientais. Neste mesmo Regulamento, especificam-se os projetos sob a responsabilidade do SEIA, dentre os quais destacam-se as centrais térmicas e as plantas fabris, consumidoras em potencial de energéticos poluentes.

Um dos instrumentos centrais da gestão do meio ambiente, estabelecido pela Lei de Bases, é a elaboração de normas ambientais.<sup>47</sup> De acordo com a Legislação pertinente, há dois tipos de normas ambientais: (i) as normas de qualidade ambiental e (ii) as normas de emissão. Estas últimas estabelecem a quantidade máxima permitida de uma substância poluente medida no efluente da fonte emissora.

As normas de qualidade ambiental constituem um acordo social sobre as características que devem ter os diferentes meios – água, ar e solo – e fixam as metas da gestão ambiental. Segundo o objetivo de proteção, estas podem ser: (i) normas primárias de qualidade ambiental, que determinam os níveis máximos permitidos de poluentes nos meios, de modo a proteger a saúde da população; e (ii) as normas secundárias de qualidade ambiental, cuja finalidade é a proteção dos recursos naturais e do patrimônio ambiental.

Em relação às normas de emissão, salienta-se que as mesmas podem ser utilizadas como um instrumento de prevenção à contaminação e de seus efeitos, ou ainda como um instrumento de gestão ambiental inseridas em um Plano de Prevenção ou de Descontaminação, de maneira a se atingirem as metas determinadas pelas normas de qualidade anteriormente mencionadas.<sup>48</sup>

<sup>47</sup> Decreto Supremo nº 93 de 1995: Regulamento para a promulgação de normas de qualidade ambiental e de emissão.

<sup>48</sup> Definidas as qualidades ambientais, é preciso fazer a gestão dos efluentes para manter as metas atendidas. Neste sentido, as diversas instituições do governo com competência para deliberar sobre questões atinentes ao meio ambiente devem estabelecer programas de medição e de controle da qualidade dos meios, principalmente da água e do ar, e sistemas de registros das emissões e resíduos industriais produzidos pelos diversos processos produtivos. Com base nestes programas, é possível determinar áreas e regiões geográficas que apresentam diferentes qualidades ambientais. Nas áreas em que as medições superam as normas de qualidade ambiental, as Comissões Regionais do Meio Ambiente definem zonas de saturação que darão origem aos Planos de Descontaminação. Nesse sentido, é a CONAMA, através de comitês operacionais e consultivos específicos, que, utilizando estudos técnicos, científicos e econômicos, define as metas intermediárias de qualidade ambiental permitidas até atingir-se o nível estipulado pelas normas, isto é, determina-se o cronograma de redução das emissões atmosféricas na área.

### Normas Primárias de Qualidade do Ar

A primeira regulamentação acerca da quantidade de poluentes permitida no ar foi estabelecida pelo Ministério da Saúde através da Resolução nº 1.215/1978, a qual estatuiu as normas sanitárias mínimas destinadas a evitar a contaminação atmosférica. Os poluentes e seus níveis tolerados de concentração são apresentados no Quadro VI-5.

Quadro VI-5 – Normas de Qualidade do Ar – Resolução nº 1.215/78 do Ministério de Saúde

Poluente	Norma	Tipo de Norma
	Ug/m <sup>3</sup> N	
Partícula em Suspensão (PTS)	75	Média geométrica anual
	260	Média aritmética de 24 hs. consecutivas
Dióxido de Enxofre (SO <sub>2</sub> )	80	Média aritmética anual
	365	Média aritmética diária
Ozônio (O <sub>3</sub> )	160	Média aritmética horária
Monóxido de Carbono (CO)	40.000	Média aritmética horária
	10.000	Média aritmética móvel de 8 hs. consecutivas
Dióxido de Nitrogênio (NO <sub>2</sub> )	100	Média aritmética anual

Fonte: CNE

Posteriormente, através do Decreto Supremo nº 185/1991, o Ministério das Minas definiu a norma primária para o Material Particulado Respirável (MP10) em 150 ug/m<sup>3</sup>N (microgramas por m<sup>3</sup> normal), sem, todavia, estipular níveis emergenciais. Mais tarde, em 1998, o Decreto Supremo nº 59 do Ministério da Secretaria Geral da Presidência manteve o patamar da norma anterior, mas estabeleceu os níveis que determinam as situações de emergência ambiental para o MP10.

Quadro VI-6 – Situações de Emergência Ambiental (MP10)

Nível	PM10 (ug/m <sup>3</sup> /N) em 14 horas
1º	195-239
2º	240-329
3º	330 ou superior

Fonte: CNE



### Atualizações das Normas Ambientais nos Anos de 2001 e 2002

Durante 2001, através do Decreto Supremo nº 20, foram incorporadas modificações na normativa que regula os casos de contaminação atmosférica, estabelecendo-se que quando fossem superadas as concentrações correspondentes aos níveis 2º e 3º, de acordo com as disposições do Decreto Supremo nº 59/1998, a autoridade reguladora poderia ordenar, pelo meio mais rápido e expedito à sua disposição, a paralisação das fontes emissoras de poluentes atmosféricos, por períodos de 24 horas, renováveis. Por outro lado, todas as fontes que apresentassem concentrações de material particulado inferiores a 32 mg/m<sup>3</sup>N e 28 mg/m<sup>3</sup>N excluir-se-iam da paralisação em circunstâncias emergenciais.

Além disso, foi instituído um *ranking* de emissões para punir as indústrias mais poluentes, que provocou um processo virtuoso, no qual as mesmas buscaram melhorar o seu perfil de emissão, de forma a não galgarem posições no referido *ranking*.

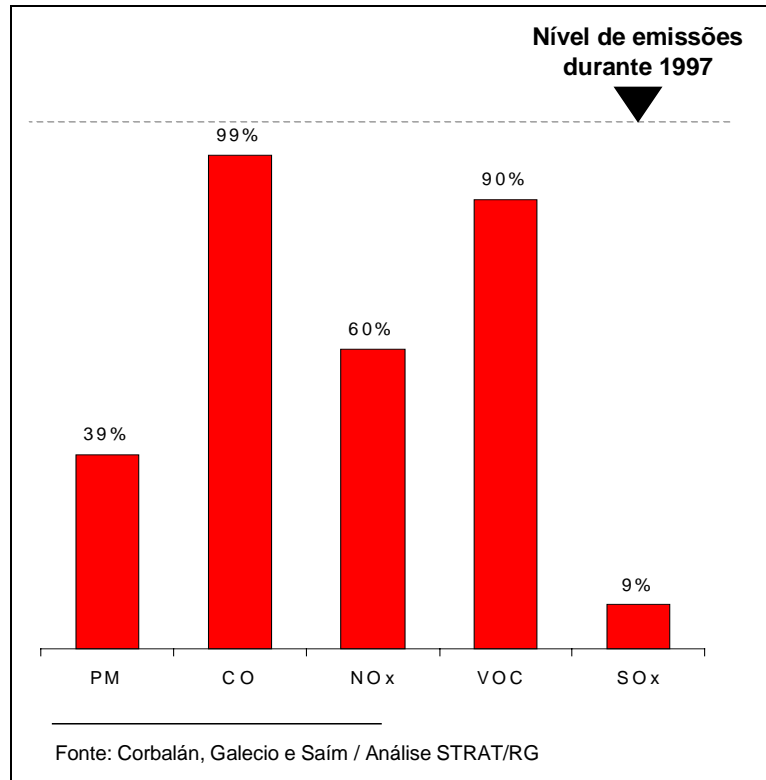
Adicionalmente, em março de 2002, a CONAMA atualizou as normas de qualidade primária no ar para os seguintes poluentes: PTS, O<sub>3</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> e CO. Estas novas resoluções derivaram de um processo de revisão das normas de qualidade do ar existentes no país, desde 1978 (contidas na Resolução nº 1.215/78 do Ministério da Saúde), e foram desenvolvidas sob a coordenação da CONAMA, durante o período 2001-2002.

Neste processo, consideraram-se os últimos avanços das pesquisas referentes aos efeitos dos poluentes do ar sobre a saúde, do comportamento físico e químico destes na atmosfera, e das tecnologias de medição. Para a determinação de seus níveis aceitáveis, utilizaram-se, entre outros, os parâmetros recomendados pela Organização Mundial da Saúde (OMS).

Além disso, foram incorporados conceitos e elementos estabelecidos na Lei de Bases do Meio Ambiente (Lei nº 19.300 do ano 1994) e no Regulamento de Elaboração de Normas (Decreto Supremo nº 93/1995), os quais anteriormente não eram considerados e que, hoje, permitem sua melhor aplicação, ao definirem, por exemplo, as condições de superação da normas, as metodologias de medição, os requisitos a serem cumpridos pela informação de qualidade do ar, dentre outros.

Efeitos do Plano de Descontaminação da Região Metropolitana (PPDA)

Gráfico VI-1 – Emissão de Poluentes da Indústria por Conversão a Gás Natural (região Metropolitana, ano 200 vs ano 1997)



Quadro VI-7 – Efeitos do Plano de Descontaminação de Santiago (inventário de emissões de 1997 e 2000 – tn/ano)

	PM10		
	1997	2000	Δ%
Processos Industriais	1.467	808	-44,92%
Caldeiras Industriais	1.486	152	-89,8%
Caldeiras calefadoras	190	62	-67,4%
Padarias	33	22	-33,3%
<b>Fontes Fixas Industriais</b>	<b>3.176</b>	<b>1.044</b>	<b>-67,1%</b>

Fonte: SESMA, PROCEFF

	CO		
	1997	2000	Δ%
Processos Industriais	1.222	5.741	369,8%
Caldeiras Industriais	2.791	663	-76,2%
Caldeiras calefadoras	241	174	-27,8%
Padarias	49	29	-40,8%
<b>Fontes Fixas Industriais</b>	<b>4.303</b>	<b>6.607</b>	<b>53,5%</b>

Fonte: SESMA, PROCEFF

	NOx		
	1997	2000	Δ%
Processos Industriais	5.391	3.448	-36,04%
Caldeiras Industriais	5.075	2.234	-56,0%
Caldeiras calefadoras	418	532	27,3%
Padarias	75	131	74,7%
<b>Fontes Fixas Industriais</b>	<b>10.959</b>	<b>6.345</b>	<b>-42,1%</b>

Fonte: SESMA, PROCEFF

	COV		
	1997	2000	Δ%
Processos Industriais	65	4.327	6556,2%
Caldeiras Industriais	165	72	-56,4%
Caldeiras calefadoras	9	14	55,6%
Padarias	1	3	200,0%
<b>Fontes Fixas Industriais</b>	<b>240</b>	<b>4.416</b>	<b>1740,0%</b>

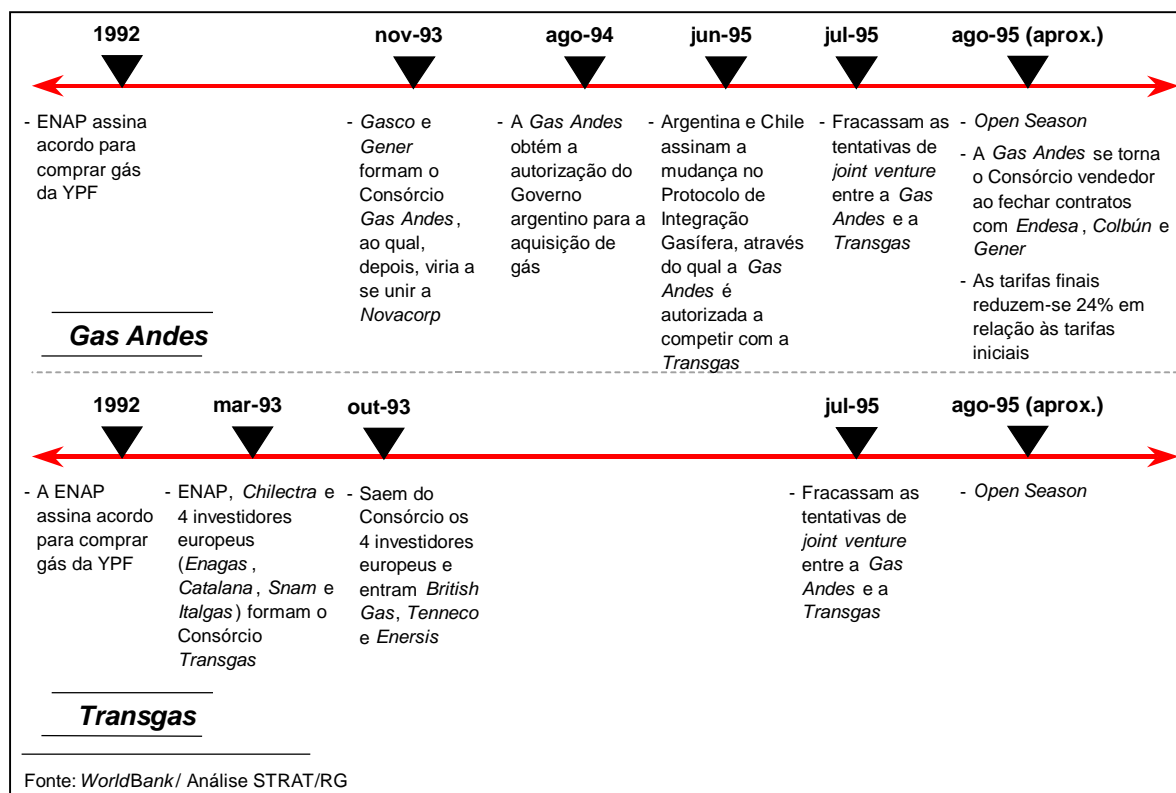
Fonte: SESMA, PROCEFF

	SO2		
	1997	2000	Δ%
Processos Industriais	7.827	8.478	8,32%
Caldeiras Industriais	8.735	1.667	-80,9%
Caldeiras calefadoras	427	471	10,3%
Padarias	49	120	144,9%
<b>Fontes Fixas Industriais</b>	<b>17.038</b>	<b>10.736</b>	<b>-37,0%</b>

Fonte: SESMA, PROCEFF

### VI.3. – Processo de Desenvolvimento do Gasoduto Gas Andes

Gráfico VI-2 – Cronologia do Desenvolvimento dos Projetos Gas Andes e Transgas



No início de 1992, a ENAP, a qual mantinha aliança com a *Chilectra*, assinou um acordo para a aquisição de gás da YPF S.A. (atualmente Repsol YPF).

Em Março de 1993, formou-se o consórcio *Transgas*, constituído pela ENAP, *Chilectra* e quatro investidores europeus (*Enagas* e *Catalana*, da Espanha e *Snam* e *Italgas*, da Itália). Contudo, em Outubro do mesmo ano, as referidas empresas abandonaram o projeto, sendo substituídas por *British Gas*, *Tenneco* e *Enersis*. Na Argentina, a YPF e outras companhias receberam autorização para exportar gás ao Chile. O projeto, que cruzaria a Cordilheira dos Andes, contaria com investimentos estimados em 1,000 bilhão de dólares.

Em Novembro de 1993, a empresa chilena de distribuição *Gasco* iniciou o estudo de um gasoduto alternativo ao sobredito projeto e convidou a *Gener*, a principal rival da *Enersis* (controladora da *Endesa*), para formar o consórcio *Gas Andes* que, em Agosto de 1994, obteve autorização do governo argentino para a aquisição de gás.

Como explicitado previamente, em Junho de 1995, os governos do Chile e da Argentina acordaram um novo Protocolo de Integração, com vistas a extinguir os limites para a exportação de gás, permitindo, assim, à *Gas Andes* competir com a *Transgas*.

Na metade de 1995, os dois grupos iniciaram um processo de negociação para viabilizar uma *joint-venture*, mas falharam na tentativa. Em consequência, iniciou-se uma guerra de preços para a ratificação de contratos de longo prazo que garantissem a implementação dos seus respectivos projetos. Esta competição de preços fez com que as tarifas oferecidas reduzissem-se em 24%, superando as expectativas que apontavam uma queda de 10%, em Julho de 1995.

Finalmente, em Agosto de 1997, encetaram-se as importações de gás natural argentino para a região Central do Chile, através do Gasoduto Internacional *Gas Andes*, que transporta gás a partir da Bacia de *Neuquén*. O projeto *Transgas*, por seu turno, foi abortado.

## BIBLIOGRAFIA

1. ARITZTÍA, R; WATTS, D. *Las Crisis Eléctricas de California, Brasil y Chile: Lecciones para el Mercado Chileno*. Santiago: *Serie Informe Económico N° 129, Libertad y Desarrollo*, Junho 2002;
2. BANCO CENTRAL DE CHILE. *Estudios y Publicaciones*. Santiago: 2003;
3. BANCO MUNDIAL. *World Development Indicators*. Washington D.C.: 2002. 575 p;
4. BASAÑES, F.; SAAVEDRA E.; SOTO R. *Post-Privatization Renegotiation and Disputes in Chile*. Washington D.C.: 1999 – N° IFM-116;
5. BLANLOT, Vivianne. *Chilean Energy Sector Update*. La Jolla, CA: Maio 2003 (Apresentação em PowerPoint);
6. BRITISH PETROLEUM. *Statistical Review of World Energy*. Londres: 2003. 38 p;
7. CENTRO PANAMERICANO DE INGENIERÍA SANITARIA Y CIENCIAS DEL AMBIENTE. Portal Online. Washington D.C.: *Pan American Health Organization*, 2003;
8. CENTRO PANAMERICANO DE INGENIERÍA SANITARIA Y CIENCIAS DEL AMBIENTE. *Plan Descontaminación Región Metropolitana*. Washington D.C.: *Pan American Health Organization*, 1998;
9. COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE). *Proyecto de Ley Eléctrica (“Ley Corta”)*. Santiago: 2003;
10. COMISION NACIONAL DE ENERGIA (CNE). *Sección de Estadísticas*. Santiago: 2003;
11. COMISION NACIONAL DE MEDIO AMBIENTE (CONAMA). *Plan de Prevención y Descontaminación de la Región Metropolitana*. Santiago: 2001;
12. CORTES SIMON, Carlos. *La Industria del Gas Natural en Chile - Visión de las Distribuidoras*. Santiago: 2003 (Apresentação em PowerPoint);
13. CORVALAN, R; GALECIO, J; SALIM, J. *Effectiveness in the Use of Natural Gas for the Reduction of Atmospheric Emissions: Case Study – Industrial Sector in the Metropolitan Region of Santiago, Chile*. Pittsburgh: *Air & Waste Management Association Technical Paper Volume 53*, p. 971-975, Agosto 2003;
14. EMPRESA NACIONAL DE PETRÓLEO (ENAP). *Informe de Precios*. Santiago: 2003;
15. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. *Chile Country Brief*. Washington D.C.: 2003. 9 p;
16. ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). *Sección Operación del Sistema*. Buenos Aires: 2003;

17. INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS (INE). *Sección Energía*. Santiago: 2003;
18. JADRESIC, Alejandro. *Investment in Natural Gas Pipelines in the Southern Cone of Latin America*, Tóquio: 1999 *Annual Conference of the Harvard –Japan Project on Energy and the Environment*, Janeiro 1999;
19. LARRAIN RUIZ TAGLE, Sara. *Crisis Eléctrica en Chile ¿Soluciones de Parche o de Fondo?*. Santiago: *Revista Ecología*, Agosto 2003;
20. LOPEZ, Gianni. *Clean Air Santiago Experience*. Hong Kong: *Convention on Better Air Quality in Asian and Pacific Rim Cities*; Dezembro 2002 (Apresentação em PowerPoint);
21. METHANEX. *2003 Annual Report*. Vancouver: 2003. 104 p;
22. METROGAS. *Memoria Anual 2002*. Santiago: 2002. 63 p;
23. ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN ENERGIA (OSINERG). *Vulnerabilidad del Sistema Energético Chileno*. Lima: *Informativo Mensual*, Año 5, N° 8, Setembro de 2003;
24. SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES (SEC). *Sección Combustibles*. Santiago: 2003;
25. RAINERI, R; RUDNICK, H. *Restructuring Chilean Electric and Gas Industries: From Monopolies to Competition*. Santiago: *Pontificia Universidad Católica de Chile*, 1997;
26. SANCHEZ CASTELLON, Luis. *Sector Energético en Chile: Situación y Perspectivas*. Buenos Aires: *1º Foro Internacional de Energía*, Outubro 2003 (Apresentação em PowerPoint);
27. UNIVERSIDAD DE CHILE. *Biblioteca Digital*. Santiago: 2003.