



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

PLANOS DE CONTINGÊNCIA PARA O SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL

EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL

NOTA TÉCNICA

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

Setembro 2006

Superintendente de Comercialização e Movimentação de Petróleo, seus Derivados e Gás Natural

José Cesário Cecchi

Superintendente Adjunta

Ana Beatriz Stepple da Silva Barros

Assessores

Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Marcelo Meirinho Caetano

Equipe Técnica

Almir Beserra dos Santos
André Regra
Ary Silva Junior
Berenice Delaunay Maculan
Cristiana Cavalcanti de Almeida Cunha
Dirceu Cardoso Amorelli Junior
Eliana Dos Santos Lima Fernandes
Guilherme de Biasi Cordeiro
Helio da Cunha Bisaggio
Jader Conde Rocha
Julia Rotstein Smith da Silva Costa
Luciana R. de Moura Estevão
Luciano de Gusmão Veloso
Marcello Gomes Weydt (estagiário)
Mario Jorge Figueira Confort
Melissa Cristina Pinto Pires Mathias
Patrícia Mannarino Silva
Tathiany Rodrigues Moreira

Equipe Responsável pela Elaboração da Nota Técnica¹

Almir Beserra dos Santos
André Regra
Heloise Helena Lopes Maia da Costa
Marcelo Meirinho Caetano
Patrícia Mannarino Silva²

NOTAS:

1 - Esta Nota Técnica é resultado de um estudo que visa subsidiar as sugestões da ANP, que atualmente integra o Grupo de Trabalho coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, para a elaboração de um Plano de Contingência para o Suprimento de Gás Natural. O estudo é composto por duas notas sobre: Segurança do Suprimento de Gás Natural – experiência internacional, Planos de Contingência para o Suprimento de Gás Natural – experiência internacional.

2 - Coordenação do estudo.



ASSUNTO: A EXPERIÊNCIA INTERNACIONAL EM PLANOS DE CONTINGÊNCIA (OU DE EMERGÊNCIA) PARA O SUPRIMENTO DE GÁS NATURAL

1. MOTIVAÇÃO

Em abril deste ano, o Ministério de Minas e Energia (MME) constituiu um Grupo de Trabalho (GT) para discutir e propor um Plano de Contingência, a fim de disciplinar os procedimentos aplicáveis a situações de restrição total ou parcial do suprimento de gás natural, decorrentes de caso fortuito, força maior ou quaisquer outros fatos supervenientes. O grupo foi composto por representantes de diversos segmentos da cadeia produtiva do gás natural, além do próprio MME: ANP, agências reguladoras estaduais, Fórum de Secretários de Estado para Assuntos de Energia, produtores de gás natural, distribuidoras de gás natural e grande consumidores de energia.

Esta iniciativa foi, em boa parte, motivada pelo incidente que envolveu um oleoduto de escoamento da produção da PETROBRAS nos campos de Margarita e San Antonio, na Bolívia, devido às fortes chuvas que atingiram aquele país em abril deste ano, ocasionando grandes deslizamentos de terra. Embora o incidente tenha afetado diretamente o escoamento de líquidos, a produção de gás também foi afetada negativamente, na medida em que esta se dá de forma associada à produção de líquidos. Algumas medidas foram tomadas a fim de mitigar os efeitos do incidente sobre a produção de gás natural, tais como: i) priorização de atendimento ao mercado brasileiro, uma vez atendido o mercado interno boliviano (corte das exportações à Argentina), ii) esforços para postergar a parada de produção do campo de San Antonio (drenagem de água de fundo dos tanques de armazenagem, queima de condensado, transporte de condensado por carretas), iii) conexão do oleoduto danificado com o Gasoduto Villa Montes-Tarija (da Transredes) para envio de condensado, iv) redução do consumo próprio da PETROBRAS no Brasil (refinarias e usinas termelétricas), e v) administração do estoque (empacotamento) de gás natural no Gasoduto Bolívia Brasil (GASBOL).

Os trabalhos do GT ainda estão em andamento e, a fim de contribuir para a discussão, a ANP preparou um estudo, onde busca resgatar a experiência internacional abordando o assunto sob duas óticas: a da segurança do suprimento e a dos planos de contingência. Optou-se por esta abordagem considerando que estas duas óticas se complementam, dependendo do grau de desenvolvimento e da maturidade da indústria de gás natural. Pressupõe-se que, quanto maior o grau de precaução adotado por um país para garantir o abastecimento de seu mercado, menores serão as chances de que venha a implementar um plano de contingência ou de emergência.

No Brasil, onde a indústria do gás natural se encontra ainda distante de ser considerada madura, não se dispõe de investimentos voltados para a garantia do

suprimento, sejam motivados pela política energética ou estimulados por mecanismos de mercado. Por outro lado, a implementação de um plano em situações de contingência, se vê limitada à execução de medidas anti-econômicas como, por exemplo, a priorização do atendimento a um conjunto de consumidores em detrimento de outros. Pode-se observar que mesmo as medidas possíveis no âmbito do mercado, como por exemplo o uso de armazenagem ou gás natural liquefeito, não estão adequadamente estruturadas ou sequer disponíveis.

Assim, o estudo está estruturado em duas notas técnicas. Na primeira (“Segurança do Suprimento de Gás Natural – a experiência internacional em diversificação de fornecedores, gás natural liquefeito e estocagem subterrânea”), destacam-se alternativas para a segurança do suprimento, como a diversificação de fornecedores e a integração das malhas de transporte, a utilização do gás natural liquefeito e a estocagem subterrânea. Nesta segunda nota técnica, são apresentados planos de contingência (ou de emergência), em nível nacional, adotados por um conjunto de países selecionados. Na seleção, buscou-se a diversidade com relação à maturidade da indústria de gás natural e ao grau de dependência de importações.

2. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento de mecanismos a fim de garantir maior segurança ao suprimento de gás natural tem, em contrapartida, a minimização da probabilidade de se aplicar um plano de contingência. Observa-se nos países com menor grau de dependência de importações que a preocupação existente se foca mais em situações de emergência ocasionadas por acidentes, ações da natureza ou mesmo atos terroristas. Dessa forma, o estudo apresenta uma análise não só sobre planos de contingência, como sobre planos de emergência, uma vez que foram observadas ações em comum a serem tomadas nos dois casos.

Esta Nota Técnica apresenta aspectos relevantes de planos de contingência e/ou de emergência de países selecionados: Reino Unido, Austrália, Canadá, EUA, México, Argentina e Chile, além da União Européia. Foram destacadas algumas características destes planos, a saber: aplicação, abrangência, compulsoriedade da participação dos agentes, classificação de graus de severidade, prioridades de corte, mecanismos de compensação e interdependência como o setor elétrico. À exceção da UE, é apresentado um breve perfil de cada país, com relação à produção, importação/exportação de gás natural, perfil de consumo e características da rede de transporte.

Observa-se que há grande diversidade de características dos planos, em função, por exemplo, do grau de maturidade da indústria, do grau de dependência de importações e da liberalidade do mercado.

A análise foi realizada levando em consideração documentos disponíveis em “sites” oficiais dos governos locais, ou de agências internacionais especializadas, e teve enfoque em regulamentações voltadas para o setor de gás natural e/ou de energia, em nível nacional.

3. REINO UNIDO

De acordo com o BP Statistical Review 2006, ao final de 2005, as reservas provadas de gás natural do Reino Unido eram de 0,53 trilhões de m³ (relação R/P: 6) e a produção total do país ficou em 88 bilhões de m³ (-8,1% em relação ao ano anterior). O consumo foi de 94,6 bilhões de m³ (menos 2,2% em relação ao ano anterior), equivalente a 40% do total de fontes de energia primária consumidas. Foram importados, via gasoduto, 11,55 bilhões

de m³ da Noruega, 1,8 bilhões de m³ da Bélgica, 1 bilhão de m³ da Alemanha e 0,3 bilhão de m³ da Holanda. E, ainda, sob a forma liquefeita (GNL), 0,45 bilhão de m³ da Argélia e 0,07 bilhão de m³ de Trinidad e Tobago. Quanto às exportações, 9,66 bilhões de m³ se destinaram à Bélgica, França, Alemanha, Irlanda, Itália e Holanda.

O consumo de gás natural, em 2002, se distribuiu em 42% residencial / comercial, 29% geração de eletricidade (representando 39% do total da geração de energia elétrica), 20% industrial e 9% outros. Existe sazonalidade especialmente acentuada no setor residencial, da ordem de 2:1 no pico.

A rede de transporte operada pela National Grid¹ (antiga Transco) é composta por sete terminais de recepção litorâneos (“beach terminals”), 6600 km de gasodutos de alta pressão (National Transmission System – NTS), de um total de 275 mil km, e mais de 140 pontos de retirada. O isolamento de sua rede de transporte dutoviário acabou em 1998, com a entrada em operação do gasoduto Interconector Reino Unido - Bélgica, de 230 km e capacidade de transportar 20 bilhões de m³/ano para exportação e 40% desta para importação. A National Grid (NG) também funciona como o coordenador da rede em situações de emergência (NEC – Network Emergency Coordinator).

O Reino Unido conta ainda com um mercado aberto de gás natural (OCM - On-the-Day Commodity Market).

Existe uma extensa regulamentação a respeito de situações emergenciais no suprimento de gás natural. O Statutory Instrument No. 551, de 1996, estabelece a regulamentação geral para situações de emergência na indústria do gás natural (GSMR - Gas Safety Management Regulations²) e o Uniform Network Code, em seus capítulos “Transportation Principal Document” – section Q – Emergencies e “Offtake Arrangements Document” – section C – Safety and Emergency também trata de questões relacionadas a emergências no suprimento de gás natural. Em função de eventos ocorridos em setembro de 2000 (“fuel protests”), foi assinado um memorando de entendimento entre o governo e representantes dos operadores de terminais a fim de estabelecer ações para minimizar os efeitos de uma crise, com enfoque no *downstream*. Em 2002, foi estabelecido um sistema de comunicações de alerta. Em 2004, o governo reconheceu a necessidade de envolver os agentes do *upstream* nas ações. Recentemente, o Grupo de Energia do Department of Trade and Industry (DTI) do governo estabeleceu um pacote de medidas para gerenciamento de situações de crise envolvendo o segmento de upstream de óleo e gás (CMBP - Crisis Management Briefing Pack, julho de 2006). É interessante destacar que o Energy Act de 1976 dá ao Secretário de Estado poderes excepcionais para controlar as fontes e a disponibilidade de energia na ocorrência de um incidente doméstico que resulte em uma emergência real ou iminente afetando os suprimentos de combustível e eletricidade. Estes poderes podem ser aplicados no âmbito do CMBP. O CMBP tem como prioridade garantir a manutenção do suprimento de óleo e gás, seja pela maximização da produção interna, seja pela busca de fornecedores alternativos, especialmente no caso do gás natural.

¹ Proprietário e operador da rede de transmissão de alta voltagem da Inglaterra e País de Gales, e do sistema de transporte principal do Reino Unido.

² De acordo com o GSMR, o NEC é aquele que submeteu um “Safety Case” à aceitação do Executivo.

3.1. APLICAÇÃO

O CMBP se dirige a incidentes que resultem em perdas significativas de gás, ou impliquem numa sobrecarga ao suprimento, e que possam ter sérias conseqüências sobre os mercados de gás e eletricidade. Entretanto, o mesmo não detalha que crises em potencial poderiam impactar a produção de óleo e gás, tampouco detalha suas conseqüências. A ênfase do plano está na manutenção da produção, particularmente a de gás natural, tanto quanto possível, enquanto dá a indústria e aos governos tempo para lidar com os problemas. São definidos dois tipos de crise:

- Uma crise imprevista que gradualmente se desenvolva ao longo de vários dias ou mesmo semanas, e que não tenham efeito imediato mas que em um curto período de tempo podem afetar seriamente a produção de óleo e gás.
- Uma crise repentina instantânea ou que se desenvolva em poucas horas e que tenha impacto imediato tanto sobre o upstream quanto sobre o downstream. Os eventos podem se originar em ambos os segmentos.

No sub-documento Example Guidance Note for Terminal, do CMBP, ao tratar da notificação do incidente, faz-se referência a um incidente que cause a redução do suprimento do gás natural igual ou maior a 10 milhões de m³/d.

3.2. ABRANGÊNCIA

O CMBP diz respeito a três campos de ação:

- Ações dos operadores do *upstream* a fim de tornar as instalações seguras e manter ou maximizar o suprimento (*shutdown* controlado de plantas, maximização do armazenamento de líquidos, etc). Tais ações devem ser parte dos planos preparados e implementados pelos operadores em suas instalações.
- Ações do National Grid (NG) a fim de equilibrar a demanda com a oferta (buscando outras fontes, com instalações de armazenagem, cortando consumidores interruptíveis e firmes, a depender da severidade da falha).
- Ações do DTI a fim de coordenar e manter as comunicações entre os operadores, o NG, outros departamentos governamentais, autoridades e acionistas, e de garantir a manutenção ou maximização do suprimento caso a produção seja seriamente afetada.

3.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

Dependendo da evolução do status de alerta dentro do CMBP (ver item 3.4), a emergência será deflagrada pelo NEC. Desse modo, as ações envolvidas numa situação de emergência estão vinculadas às operações do National Grid e, portanto, são “coordenadas” pelo operador nacional da rede de transporte.

A Seção Q do Uniform Network Code (Transportation Principal Document) estabelece: i) os requisitos a serem adotados pelos usuários em emergências no suprimento de gás natural a fim de habilitar o transportador a cumprir suas funções nestes casos, ii) as conseqüências para o transportador e os usuários em uma emergência no suprimento de gás natural, a respeito da aplicação do código. Estabelece ainda que, sem prejuízo da

obrigação de cooperação, um usuário não pode ser obrigado a cumprir qualquer requerimento (da Seção Q) que não seja razoável para o mesmo. Porém, neste caso, o mesmo é obrigado a notificar o fato ao transportador e, se solicitado pelo transportador, a colaborar de forma alternativa até onde possível.

3.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

O CMBP define quatro níveis de alerta (branco, preto, âmbar e vermelho) e a progressão através dos mesmos dependerá da natureza da crise. Pode-se percorrer todos os níveis de alerta ou pode ser que se deflagre imediatamente o alerta máximo. O sistema de alerta prevê protocolos para progressão entre os níveis.

Cabe ao Joint Response Team (JRT)³ informar o nível de alerta ao Upstream Industry Coordinator (UIC)⁴, tanto inicialmente quanto durante a progressão ou regressão dos níveis. Os níveis ou status de alerta se classificam em:

Status de alerta branco: caracteriza a situação de normalidade. Deve servir para testes, avaliações e revisões do CMBP e para manter contato com a indústria. Neste status, podem ser emitidos alertas de problemas potenciais. Dependendo da probabilidade de acontecimento do fato pode haver uma progressão para o nível preto.

Status de alerta preto: período em que os eventos podem começar a afetar o suprimento. Um estado elevado de alerta é requerido e algumas providências podem ser necessárias dependendo do impacto previsto sobre a produção, sobre outros suprimentos de gás natural e sobre a demanda. Deve-se dar início às comunicações formais entre o DTI e a indústria se a produção estiver ameaçada e puder resultar na redução significativa do suprimento de gás natural. Serão requisitadas informações por parte da indústria quanto à disponibilidade máxima de gás, tanto em operação normal quanto em emergência. É necessária avaliação por todas as instâncias sobre as prováveis conseqüências de uma ação. Outras instâncias governamentais poderão ser informadas e dá-se início ao “briefing” ministerial.

Status de alerta âmbar: deflagrado quando houver interrupção iminente do suprimento e o NEC declarar uma emergência potencial relativa ao gás natural e, se necessário, relaxar as especificações do gás natural conforme definido no *GSMR – Schedule Part 3*. Caso ainda não o tenha feito, o DTI deverá decidir junto à indústria que ações estratégicas adotar. Os poderes do Energy Act podem ser invocados antes de se progredir ao próximo status de alerta. Pode-se evoluir para a aplicação dos planos de contingência em nível operacional. O NG cortará o consumo interruptível e buscará suprimento adicional de gás natural abaixo das especificações de emergência, através de mecanismos normais de mercado.

Status de alerta vermelho: será deflagrado em caso de uma falha no suprimento que leve à interrupção ampla, levando o NEC a declarar a existência de déficit de gás natural e a suspender o OCM e o NG a implementar procedimentos de emergência. Neste status o NG irá requisitar aos carregadores e operadores dos terminais que maximizem a produção em níveis superiores aos seus limites contratuais. O DTI facilitará o processo invocando os poderes do Energy Act. Os produtores poderão optar entre escoar livremente o gás natural

³ Grupo composto por oficiais do Governo e representantes da indústria a fim de gerenciar as comunicações durante uma crise ou desastre.

⁴ Grupo composto por representantes de todos os terminais de óleo e gás.

ou agir sob as nomeações dos carregadores. Se os eventos tiverem sérias consequências nacionais a tomada de decisão envolverá (caso haja tempo hábil) o mais alto nível de autoridade, o Comitê de Contingências Civis.

Toda a seqüência de ações a serem tomadas ao longo da progressão através dos status de alerta está especificada em um fluxograma anexo ao documento do CMBP, bem como os papéis e responsabilidades de todos os agentes envolvidos.

3.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

Dentro dos status amarelo e vermelho do CMBP são mencionados os Estágios dos Procedimentos de Emergência adotados pelo NEC. Em função do GSMR, o operador do sistema de transporte de alta pressão (NTS), assumindo a função de operador emergencial da rede (NEC), teve que estabelecer um Safety Case, onde constam os procedimentos para lidar com uma situação de emergência no suprimento de gás natural. São detalhadas ações para prevenir ou evitar a ampliação de tais emergências. São identificadas duas situações que resultariam numa emergência no suprimento de gás natural (Network Gas Supply Emergency - NGSE): i) insuficiência no suprimento de gás disponível ao NG para atender à demanda, ii) restrição crítica no transporte do NG ou de uma rede de distribuição. É função do NEC declarar a emergência e invocar todo ou parte de um procedimento em cinco Estágios, conforme segue:

No Estágio 1, o NEC indica uma emergência potencial e busca reequilibrar o sistema maximizando o uso do empacotamento (*line pack*), controlando o armazenamento e de cortes de demanda interruptível.

No Estágio 2, a emergência é declarada, cabendo ao operador do NTS tomar todas as medidas emergenciais necessárias. O OCM é suspenso e são definidos novos mecanismos de precificação⁵.

No Estágio 3, parte-se para a redução ou suspensão do fornecimento firme, de acordo com orientação do transportador, na seguinte seqüência:

- Usuários finais “muito” grandes: 134 milhões m³/ano (50 milhões de therms/ano).
- Grandes usuários finais: entre 67 mil m³/ano (25000 therms/ano) e 134 milhões m³/ano (50 milhões de therms/ano).
- Pequenos usuários finais: menos de 67 mil m³/ano (25000 therms/ano).
- Neste estágio as exportações via interconexões podem ser contingenciadas.

No Estágio 4 é necessário o isolamento do sistema e o gás disponível é alocado nos sistemas secundários para suprir usuários residenciais.

O Estágio 5 é aquele onde o sistema é restabelecido.

⁵ Entretanto, se a causa da emergência for uma restrição no transporte o OCM continuará operacional no Estágio 2 e não haverá maximização da produção de gás de qualidade inferior.

3.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

O Uniform Network Code define uma metodologia de precificação emergencial do gás natural a ser aplicada no Estágio 2 (ver sub-item anterior), devido à suspensão do OCM. A metodologia leva em consideração o desequilíbrio diário dos usuários do sistema de transporte no momento da ocorrência da emergência, o Preço Marginal de Compra do Sistema (*System Marginal Buy Price*) para usuários com desequilíbrio negativo e o Preço Médio do Sistema dos últimos 30 dias (*30 day System Average Price*) para aqueles com desequilíbrio positivo. Além disso, estabelece a comercialização de títulos de “quantidade de contingenciamento emergencial”.

Somente está estabelecida uma compensação para manter a neutralidade financeira dos carregadores quando adotadas medidas de contingenciamento que impeçam a retirada de gás natural armazenado (por mecanismos normais de operação do mercado), em situações de emergência declaradas pelo NEC (Status Âmbar, Estágio 1). As medidas tentam evitar que os agentes atuem “perversamente” retirando gás armazenado logo antes da declaração da emergência pelo NEC.

3.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

A interdependência é evidente, a começar pela existência de um órgão regulador comum ao gás e à eletricidade, o Ofgem – Office of Gas and Electricity Markets. Além disso, a aplicação do CMBP prevê situações que afetem o consumo do setor elétrico. Existe ainda o Gas and Electricity Industry Committee (GEIEC) que avalia os procedimentos de liquidação do mercado em situações de emergência, considerando a existência de encorajamento para incremento da oferta de gás ao sistema antes da declaração do Estágio 2 pelo NEC e/ou da redução da demanda e, ainda, de incentivos perversos para não minimização da emergência real ou potencial.

4. AUSTRÁLIA

A Austrália é um grande exportador de gás natural, com reservas provadas que totalizaram um volume de 2,52 trilhões de m³ de gás natural em 2005, e uma relação reserva/produção de 67,9 anos (BP, 2006). Em 2005, a Austrália produziu 37,1 bilhões de m³ de gás natural e consumiu 21,8 bilhões de m³, sendo os restantes 15,3 bilhões de m³ exportados na forma liquefeita. A Austrália tem como principal mercado o Japão, sendo este país responsável por 88% da exportação total de gás natural da Austrália (IEA, 2006).

O gás natural representou 19,5% do consumo de energia primária na Austrália em 2005, contra 44,0% de participação do carvão, 33,4% do petróleo e 3,1% da hidroeletricidade (BP, 2006). O gás natural tem a maior dinâmica de crescimento na matriz de consumo da Austrália. Entretanto, devido à abundância de reservas de carvão naquele país, e à grande distância entre as reservas de gás e os mercados consumidores locais, espera-se que o consumo total de gás em 2030 seja inferior a metade do consumo total de carvão (EIA, 2006).

Em termos de participação setorial, predomina o consumo industrial com 40% do total de gás natural consumido na Austrália em 2004, a geração elétrica, com 28%, a extração mineral, com 14%, o setor residencial, com 12%, o comercial e de serviços, com 4%, e o de transportes, com 2% do total (ESAA, 2005).

A geração de eletricidade na Austrália foi de 243 TWh em 2005 (BP, 2006). Coube ao gás natural uma participação de cerca de 7% na geração elétrica total, semelhante ao

peso da hidreletricidade, o que contrasta com o papel de destaque do carvão como principal fonte geradora, responsável por 86% do total gerado no país (ESAA, 2005).

A rede de gasodutos de transporte na Austrália cresceu de 14.093 km em 1997/98 para 20.109 km em 2001/02. Esta expansão permitiu a interconexão das malhas de gasodutos entre as regiões produtoras e os mercados consumidores da região sudeste do país (ACCC, 2004).

As iniciativas em prol do desenvolvimento de um plano nacional de contingência no setor de gás natural na Austrália são recentes, e têm como principal elemento desencadeador o acidente ocorrido em janeiro de 2004 na planta de gás de Moomba, localizada no Estado de *South Austrália*, que provocou um corte significativo no suprimento de gás natural para a região compreendida pelos estados de *South Australia*, *New South Wales* e *Australian Capital Territory*.

Como primeira medida visando minimizar o impacto econômico e social de interrupções de larga escala no fornecimento de gás, e garantir uma gestão coordenada e eficiente das ações mitigadoras, foi assinado, em dezembro de 2004, um Memorando de Entendimentos⁶ entre os ministros responsáveis pelas pastas de energia do governo da Austrália e dos seus estados e territórios (jurisdições). Este documento estabeleceu princípios e objetivos que devem nortear as relações entre as jurisdições interconectadas pela rede de gasodutos da Austrália, em caso de falha no suprimento de gás natural que torne necessário o uso de poderes emergenciais conferidos por lei aos estados e territórios.

O Memorando de Entendimentos define “falha no suprimento de gás natural” como uma situação onde a oferta de gás natural disponível em duas ou mais jurisdições interconectadas por redes de gasodutos é, ou está prestes a se tornar, insuficiente para atendimento das necessidades básicas de consumo dos usuários de gás nestas jurisdições.

Embora não crie vínculo legal entre as partes envolvidas, o Memorando de Entendimentos estabelece que, durante qualquer falha no suprimento de gás natural, as autoridades competentes de cada jurisdição conectada à rede de gasodutos, ou afetada pelo evento, devem empreender esforços para consultar os representantes das demais jurisdições conectadas ou afetadas, bem como o governo da Austrália, antes de exercer seus poderes emergenciais. As partes envolvidas devem ter a oportunidade de analisar e deliberar sobre os impactos das ações propostas por determinada jurisdição no suprimento e demanda de gás das restantes, inclusive do gás destinado à geração elétrica.

O Memorando de Entendimentos foi o marco inicial no processo de desenvolvimento de um protocolo nacional a ser aplicado na ocorrência de grandes interrupções no suprimento de gás natural na Austrália. Este protocolo está sendo elaborado no âmbito do Conselho Ministerial para a Energia (MCE), responsável também pela implementação das políticas para os mercados de gás e energia elétrica, tendo sido constituído no ano de 2001 pelo Conselho de Governos Australianos (COAG).

Em fevereiro de 2005 o MCE disponibilizou para consulta pública e recebimento de comentários, no endereço www.mce.gov.au, o documento intitulado “*National Gas Emergency Response Protocol Options Paper*”. O documento propõe três modelos diferentes (opções) para o referido Protocolo, no que concerne ao arranjo institucional a ser

6 Memorandum of Understanding in Relation to Natural Gas Supply Shortages Affecting Jurisdictions With Interconnected Gas Supply Networks and the Use of Emergency Powers, assinado em 22 de dezembro de 2004, tendo como partes: The Commonwealth of Australia, The State of New South Wales, The State of Victoria, The State of Queensland, The State of Western Australia, The State of South Australia, The State of Tasmania, The Northern Territory of Australia, e The Australian Capital Territory.

adotado. Estas opções contemplam, respectivamente, os conceitos de Agência Líder, Comitê Permanente e Agência Central. O documento também identifica custos, benefícios e riscos de cada opção.

4.1. APLICAÇÃO

O documento divulgado pelo MCE define “incidente” como qualquer evento que possa causar um significativo desequilíbrio entre oferta e demanda de gás natural, pondo em risco a segurança do sistema. Ocorrendo um incidente, somente haverá intervenção do governo quando for constatado que os mecanismos de mercado serão insuficientes para restabelecer o balanço de oferta e demanda dentro de uma margem de tolerância aceitável, ou seja, quando prevalecer o que se convencionou chamar de uma “falha do mercado”. Apenas nestas condições, e após consultar as jurisdições afetadas pelo incidente, será requerida a intervenção do governo mediante a adoção de poderes emergenciais e aplicação dos mecanismos de gerenciamento de incidentes propostos no Protocolo.

Para os propósitos do Protocolo os mecanismos de mercado supracitados são aqueles empregados na coordenação da oferta e da demanda de gás no curto prazo (em base diária ou horária), e incluem os processos para nominação de gás entre carregadores, comercializadores, produtores e transportadores, alocação de capacidades, cortes voluntários de suprimento ou baseados em preços e contratos (geralmente aplicáveis a grandes usuários), administração de desequilíbrios, entre outros.

Entretanto, o documento ressalta que o reconhecimento das falhas de mercado dependerá das circunstâncias e da natureza dos mercados afetados, portanto a tomada de decisão será distinta em cada jurisdição.

4.2. ABRANGÊNCIA

Como mencionado anteriormente, foram apresentadas três opções de Protocolo com diferentes abordagens quanto à responsabilidade pela condução do plano de contingência.

Em resumo, na primeira opção de Protocolo proposta pelo MCE, ocorrendo um incidente na cadeia do gás natural, uma Agência Líder é identificada, devendo esta pertencer à jurisdição onde ocorreu o incidente ou à jurisdição mais afetada pelo mesmo. A Agência Líder convocará os representantes das demais jurisdições, de segmentos da indústria gasífera e dos consumidores finais para consultar e coordenar respostas emergenciais. A Agência Líder assumirá a responsabilidade por (1) monitorar o incidente, (2) determinar o ponto em que se caracteriza a “falha do mercado”, ou seja, a constatação da impossibilidade de se restabelecer o equilíbrio entre oferta e demanda de gás mediante a ação do mercado, e (3) coordenar respostas emergenciais no âmbito do Protocolo estabelecido. A indústria fornecerá informações sobre a oferta e a demanda de gás para a Agência Líder durante uma emergência real ou mesmo potencial. As prioridades de corte no fornecimento de gás serão baseadas em tabelas e critérios estabelecidos a nível jurisdicional.

Na segunda opção de Protocolo é constituído um Comitê Permanente de Emergência para o Gás Natural com representantes de todas as esferas de governo, segmentos da indústria gasífera e usuários finais para, em bases regulares, consultar e orientar os ministros na administração de situações emergenciais de cada jurisdição. O Comitê será convocado e atuará de acordo com Termos de Referência que serão definidos pelo MCE. O Comitê será responsável por orientar as jurisdições sobre a ocorrência de falhas de mercado e coordenar respostas emergenciais. Não obstante, caberá às jurisdições a decisão final sobre o estabelecimento formal de procedimentos de corte e a adoção de

poderes emergenciais. A indústria fornecerá informações ao Comitê periodicamente, em condições normais, e continuamente (ex. a cada quatro horas), após um incidente e durante uma situação de emergência. As prioridades de corte no fornecimento de gás deverão ser baseadas em tabelas e critérios jurisdicionais, como na opção da Agência Líder, ou em critérios e tabelas estabelecidas a nível nacional, como na opção da Agência Central, detalhada a seguir.

Na terceira e última opção de Protocolo, uma Agência Central deve ser estabelecida para administrar e orientar governos e indústria durante a ocorrência de eventos emergenciais, em regime contínuo de trabalho. A Agência poderá ser implantada ou ter origem em órgão de governo, na indústria, ou poderá ser constituída por uma associação entre governo, indústria e usuários finais. O papel da Agência Central deverá incluir um ou mais dos seguintes aspectos: a coleta e análise de informações, o aconselhamento de governos durante as emergências, e a coordenação e o monitoramento da execução das ações mitigadoras. Os planos de contingência a nível jurisdicional deverão ser atualizados para contemplar o papel desempenhado pela Agência Central, ou deverão ser substituídos por regras nacionais de gestão de emergências. A indústria deverá fornecer informações à Agência Central de forma contínua, com menor frequência em condições normais (ex. diariamente, semanalmente, mensalmente) e maior frequência (ex. a cada quatro horas) durante uma emergência real ou potencial. As prioridades de corte deverão ser baseadas em tabelas e critérios nacionais, cobrindo todos os segmentos de consumo, e deverão ser aprovadas por todas as jurisdições.

4.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

Como visto acima, a autonomia dos estados e territórios da Austrália dependerá do modelo de Protocolo escolhido, o qual será conhecido após sua publicação oficial pelo MCE. A princípio, os estados e territórios terão maior liberdade de decisão caso a opção vencedora seja a da Agência Líder, uma vez que esta será escolhida na própria estrutura governamental da jurisdição afetada pela contingência, ao passo que possuirão menor autonomia no modelo que prevê a criação da Agência Central, pois esta impõe regras e critérios nacionais para o estabelecimento de prioridades de cortes, além de exigir a adaptação dos planos locais de contingência.

4.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

Os modelos de Protocolo divulgados pelo MCE não discutem a determinação ou quantificação de graus de severidade das contingências. Conceitualmente, os modelos estão baseados na identificação do ponto em que o mercado não é mais capaz de administrar um incidente na cadeia do gás natural, tornando-se necessário invocar o Protocolo e o Memorando de Entendimentos para uso de poderes emergenciais das jurisdições envolvidas. Para tanto, a indústria gasífera deverá prover a entidade coordenadora do Protocolo de informações suficientes para a avaliação das implicações de um incidente e determinação das ações necessárias para restabelecer o equilíbrio entre oferta e demanda de gás durante uma emergência. Considera-se o seguinte conjunto mínimo de informações: pelo lado da oferta, (1) Produtores: produção atual e potencial em cada planta; (2) Gasodutos de Transporte: movimentação atual e capacidade disponível a jusante e a montante de pontos determinados, bem como linepack (empacotamento) atual e potencial; (3) Armazenamento: injeções correntes e retiradas correntes e disponíveis; (4) Comercializadores: entregas correntes e disponíveis por city gate; (5) Sistemas de Distribuição: qualquer problema relacionado a parâmetros de entrega tais como pressão, capacidade, etc. Pelo lado da demanda: (1) Gasodutos de Transporte: retiradas correntes e projetadas em condições normais nos sete dias seguintes; (2) Distribuidores: retiradas correntes e projetadas em condições normais nos sete dias seguintes por categoria de

corte; (3) Usuários Finais: retiradas correntes e projetadas em condições normais nos sete dias seguintes e estimativas de níveis de corte voluntário de fornecimento ainda disponíveis.

4.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

O documento elaborado pelo MCE apresenta as tabelas de prioridades de cortes que vigoram em três estados da Austrália. Considerando uma delas como exemplo (da empresa de distribuição de gás natural Envestra) e iniciando pelo primeiro consumo a ser cortado, a prioridade de cortes tem a seguinte ordem: (1º) demandas interruptíveis, (2º) demandas que podem ser supridas com fontes de energia alternativas, (3º) demandas de plantas industriais cuja operação pode ser suspensa com mínimo prejuízo das instalações e processos, (4º) demandas capazes de liberar a maior capacidade de atendimento à rede de gasodutos considerando o princípio de compartilhamento de cortes entre diferentes jurisdições, (5º) outras demandas, (6º) consumo comercial, (7º) consumo doméstico, (8º) serviços essenciais e emergenciais (ex. hospitais).

4.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

Os mecanismos de compensação não foram abordados nos modelos de Protocolo estudados.

4.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

O MCE informa que durante o processo inicial de consulta para a elaboração do Protocolo, diferentes pontos de vista foram apresentados sobre a necessidade de se estabelecer uma comunicação entre a entidade responsável pela gestão de emergência no setor de gás natural e a autoridade responsável pela gestão e operação do mercado de energia elétrica nacional (NEMMCO – *National Electricity Market Management Company*). Uma abordagem considerava que a geração termelétrica a gás deveria ser tratada no Protocolo na categoria de “outros usuários finais”, evitando-se distorções nas ações e resultados alcançados. Outra linha de pensamento considerava que uma emergência na cadeia do gás natural tem o potencial para se propagar também para o setor elétrico, de modo que a comunicação com o NEMMCO seria essencial. Não obstante, nenhum dos três modelos de Protocolo divulgados no documento publicado pelo MCE em fevereiro de 2005 contemplou a participação direta do representante do setor elétrico, conforme mencionado na pg. 10 do documento, mas o MCE afirma que a participação deste setor ainda poderá ser acomodada através de sua inserção como um dos “outros usos finais”.

5. ESTADOS UNIDOS

Os Estados Unidos representam o maior mercado de gás natural do mundo. A indústria do gás natural nos EUA é madura e a rede de transporte e distribuição existente neste país é extensa e bastante complexa. Segundo dados da International Energy Agency (IEA, 2002), os EUA produzem 84% do gás que consomem. Cerca de 10 a 15% do gás natural entregue aos consumidores americanos via gasodutos interestaduais estão contratados em base de transporte interruptível. Os consumos residencial e comercial juntos representam 36% do consumo de gás natural neste país. A sazonalidade da demanda de gás pelo setor residencial nos EUA é alta, de modo que as vendas das distribuidoras em dezembro são da ordem de 7,4 vezes o mês de agosto.

Nos últimos anos ocorreu nos EUA mais de uma situação de emergência (ação terrorista, inundações, furacões, dentre outras), de modo que a preocupação com planos de

emergência e contingenciamento no suprimento de gás natural (dentre outros) aumentou significativamente. Tem sido uma preocupação do governo americano a atualização da regulamentação existente neste país de forma a agilizar e viabilizar ativação de planos de contingenciamento e de emergência.

Observa-se, então, que nos EUA o assunto contingenciamento do suprimento de gás natural é abordado através de mecanismos previstos em lei (no próprio texto da regulamentação, seja federal ou estadual) e/ou através de planos de contingência / emergência. Tais planos podem ser elaborados objetivando abrangência nacional (geralmente elaborados por um grupo de trabalho ou força tarefa) ou específica (para um estado americano apenas).

O fato de existirem gasodutos interligando o México aos Estados Unidos, assim como este último ao Canadá (existem 35 gasodutos interligando os 3 países) acentua a preocupação regulatória relacionada com a garantia do suprimento do gás natural, tanto nos EUA quanto nos demais países. Justamente por este motivo, os Estados Unidos fazem parte da “Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte” – ASPAN, junto com o México e o Canadá. Adicionalmente, foi criado um “Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte” – GTEAN, com o objetivo de promover o desenvolvimento de uma economia energeticamente sustentável nesses três países, além do incremento da colaboração internacional no tocante ao gás natural, principalmente no aumento da segurança no seu fornecimento.

5.1. APLICAÇÃO

A competência regulatória do setor de energia nos EUA está dividida em duas esferas de atuação: a federal (aplicável aos sistemas interestaduais de transporte de gás natural) e a estadual (aplicável aos gasodutos estaduais). Enquanto na esfera federal a legislação americana relacionada com a indústria do gás natural é regulada por uma Comissão (“Federal Energy Regulatory Commission” - FERC), na esfera estadual cada estado possui legislação própria relacionada com os seus sistemas de transporte e distribuição internos, sendo que o órgão regulador estadual, também uma comissão, é conhecido como “Public Service Commission” (PSC) ou “Public Utility Commission” (PUC). Tais comissões são vinculadas ao “U.S. Department of Energy” - DOE.

A atual regulamentação federal (“Code of Federal Regulations” - C.R.F.) sobre gás natural nos EUA está baseada na lei “Natural Gas Policy Act” - NGPA (que atualizou a “Natural Gas Act” - NGA), complementada das suas atualizações e/ou modificações implementadas através de “Orders” (que são encaminhadas através de “Notice of Proposed Rulemaking” - NOPR), documentos estes disponibilizados pelo FERC em seu website.

Sobre o código relacionado com contingenciamento em nível nacional, ressalta-se o CRF 18 (“Title 18: Conservation of Power and Water Resources”) Part 281 (“Natural Gas Curtailment”), o CRF 18 Part 284 (“Certain Sales and Transportation of Natural Gas”), o CRF 18 Part 376 (“Organization, Mission, and Functions; Operations During Emergency Conditions”), o CRF 15 (Commerce and Trade), o NGPA Chapter 60 (Natural Gas Policy) Subchapter IV — “Natural Gas Curtailment Policies” parágrafos § 3391 a § 3394 (atualizada pelo LRC “Law Revision Counsel” em 1/03/05), além da FERC Order 636 (conhecida como a regra de reestruturação do setor do gás natural) publicada em 8/03/1992 e, por último, da FERC Order 680 publicada em julho de 2006 (estabelece os procedimentos durante uma situação de emergência que impacte o funcionamento do FERC e que demande a ativação de um Plano de Continuidade da Operação – COOP Plan).

5.2. ABRANGÊNCIA

O regulamento federal americano relacionado com contingenciamento é aplicável a uma relação de 37 gasodutos interestaduais, conforme CRF 18 Part 281 (“Natural Gas Curtailment”).

5.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

A Order 636 cita que os carregadores de um sistema de transporte podem voluntariamente realocar, temporariamente, toda ou parte de sua capacidade de transporte firme para outra parte (por contrato). O período de duração dessa realocação, assim como a compensação envolvida nessa transação deverá ser determinada pelos participantes da mesma. Esta possibilidade se aplica tanto a situações normais quanto de contingência.

5.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

Embora não cite explicitamente a definição de grau de severidade, o NGPA Chapter 60 Subchapter IV § 3393 cita que a quantidade de gás natural considerada como uso essencial na agricultura ou em processos industriais será determinada pelo Secretário de Energia dos EUA, ou seja, as quantidades relacionadas com a redução serão determinadas pelo referido Secretário.

5.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

O NGPA Chapter 60 Subchapter IV § 3391 cita que “nenhum plano de redução do fornecimento de um gasoduto interestadual deverá reduzir o fornecimento de gás natural para o uso na agricultura, exceto se: i) for preservada a quantidade de gás natural necessária para: uso essencial na agricultura (produção e processamento de alimentos, produção e processamento de fibra natural, manutenção da qualidade de alimentos, no refino do açúcar para produção de álcool, na produção de commodity para utilização como combustível, sistemas de irrigação, sistemas de secagem de colheitas) ou uso como combustível ou insumo na produção de fertilizantes, comida, produtos químicos para a agricultura e alimento para animais; ii) for necessária para satisfazer necessidades de usuários de alta prioridade (consumidores residenciais, consumidores comerciais com pico de consumo diário menor que 50 Mcf, escolas, hospitais, ou instituições similares, ou em outros locais nos quais o Secretário de Energia dos EUA determine que venha pôr em risco a saúde/vida humana ou manutenção de sua propriedade física)”.

O NGPA Chapter 60 Subchapter IV § 3392 cita que “nenhum plano de redução do fornecimento de um gasoduto interestadual deverá reduzir o fornecimento de gás natural para o uso essencial em processos industriais, exceto se: i) for preservada a quantidade de gás natural necessária em processos industriais determinados pelo Secretário de Energia; ii) for necessária para satisfazer necessidades de usuários de alta prioridade citados acima. O mesmo documento cita que, caso a comissão (FERC) determine, por regra ou ordem, que a utilização de outro combustível (em substituição ao gás natural) seja economicamente viável e que esse esteja disponível como uma alternativa ao uso essencial do gás natural na agricultura ou em processos industriais, deverá haver redução do fornecimento de gás natural.

O NGPA Chapter 60 Subchapter IV § 3393 cita que o estabelecimento (ordenação) e a revisão das diretrizes das regras de prioridade de redução de seu suprimento serão

determinados pelo Secretário de Energia dos EUA. Cabe ao FERC implementar as regras ordenadas por este secretário.

Além disso, a Order 636 cita, dentre outras definições relacionadas com realocação de capacidade, que “transportadores podem ser solicitados a implementarem programas de redução de capacidade”. Este documento cita que o FERC usualmente aprova planos de redução de transporte de gás natural cujas capacidades diferem do implantado nos planos de redução das vendas de gás aos usuários finais. A referida ordem cita que o FERC aprova plano de redução de transporte com redistribuição de alocação em base pro rata.

5.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

A Order 636 cita que não compete ao FERC determinar o período, a quantidade e a compensação pela realocação voluntária negociada entre participantes de um sistema de transporte.

5.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

Devido à interdependência entre as indústrias do gás natural e o setor elétrico nos EUA, foram criadas forças-tarefa para revisar, investigar e propor a modificação ou criação de padrões relacionados com a coordenação da interação da indústria do gás natural e o setor elétrico. Destacam-se: i) a "Gas/Electricity Interdependency Task Force" - GEITF (criada pelo "North American Electric Reliability Council" - NERC); ii) a "Gas Electric Coordination Task Force" - GECTF (coordenada pelo "North American Energy Standards Board" - NAESB), entidade que atua como um fórum da promoção e desenvolvimento de normas para que as indústrias do setor elétrico e gás natural atuem conjuntamente. O GECTF não concluiu a elaborações das referidas normas. O GEITF elaborou um relatório final onde aponta 7 recomendações como medidas de melhoria na relação entre estas duas indústrias, a saber: i) Os impactos causados pela interrupção do transporte/fornecimento de combustível para sistemas de geração de energia elétrica devem ser considerados nos programas ou planos de contingência do NERC; ii) A coordenação do NERC deverá desenvolver a comunicação, em tempo real (com os operadores dos gasodutos), relacionada com distúrbios que poderão impactar, tanto na capacidade de geração de energia elétrica quanto na capacidade operacional dos gasodutos; iii) Para efeito de planejamento, a situação operacional de gasodutos que possam impactar negativamente na capacidade de geração de energia elétrica deve ser coordenada em sintonia com o setor elétrico, de modo que seja desenvolvido o planejamento objetivando mitigar os referidos impactos no setor elétrico; iv) O NERC deve desenvolver padrões relacionados com a infraestrutura de fornecimento de combustível visando a adequação da qualidade do gás natural; v) O NERC deve analisar (e prever em seus padrões) o impacto das contingências aplicáveis à infra-estrutura de gás natural na qualidade / capacidade de sistemas de geração de energia elétrica; vi) O NERC deverá estabelecer um sistema de monitoramento das contingências que irão (ou que poderão) impactar os sistemas de geração de energia elétrica; vii) O NERC deverá formalizar a comunicação entre agentes do transporte de gás natural e a indústria da geração de energia elétrica objetivando propor a educação, planejamento e respostas à emergências.

A lei "Powerplant and Industrial Fuel Use Act" de 1978, atualizada pelo 42 U.S.C. §§ 8301-8484 (2002) cita que o Presidente dos EUA tem a autoridade, durante a ocorrência de uma emergência, de proibir qualquer planta de geração ou outra instalação que queime gás natural ou petróleo como combustível primário.

6. CANADÁ

O Canadá é um grande produtor de gás natural na América do Norte. Segundo dados da International Energy Agency (IEA, 2002), o consumo de gás natural pelos mercados residencial e comercial canadense representam, juntos, cerca de 33% do consumo total. A sazonalidade da demanda de gás pelo setor residencial nos Canadá é alta, de modo que as vendas das distribuidoras na época do pico de consumo são 5 vezes o mês de menor consumo. As maiores áreas produtoras estão no Oeste, enquanto os maiores consumidores estão no leste. O Canadá tem um segmento de armazenagem de gás natural bastante desenvolvido (armazena cerca 19% da média anual de consumo nacional). O Canadá exporta gás natural para os EUA. Atualmente existem 24 gasodutos interligando o Canadá aos EUA, totalizando uma capacidade máxima de entrega de 343 milhões m³/d.

No Canadá a jurisdição sobre energia está dividida nas esferas de governo federal, provincial (estadual) e territorial (municipal). A esfera de governo Provincial tem jurisdição sobre a exploração, desenvolvimento, conservação e gerenciamento de fontes naturais não renováveis, assim como as instalações de geração e produção de energia elétrica. A esfera de jurisdição federal está encarregada da regulação comercial interprovincial (interestadual) e internacional e a conservação e gerenciamento de fontes naturais não renováveis em território federal. O órgão regulador se reporta ao Ministério e ao Parlamento Canadenses. A administração da regulação Provincial (estadual) das atividades relacionadas com Óleo e Gás, gasodutos e sistemas de distribuição é realizada por órgãos regulatórios provinciais (estaduais), de modo similar ao que ocorre nos EUA.

O órgão regulador federal (e independente) canadense é o "National Energy Board" - NEB. Trata-se de um órgão regulatório federal, criado em 1959, cujos instrumentos regulatórios relacionados com os assuntos emergência e contingenciamento constam nos seguintes documentos: "National Energy Board Act", "Onshore Pipeline Regulations" – OPR, "National Energy Board Processing Plant Regulations" – PPR, "Transportation Safety Board Act", "Canada Transportation Act", "Canada Oil and Gas Operations", "National Energy Board Pipeline Crossing", "Canada Labour Code", "Regulation of Commodity Pipelines" e "Operations and Maintenance and Guidance Notes". Já os órgãos reguladores estaduais são amparados pela lei "Public Utilities Act".

O fato de existirem 24 gasodutos interligando o Canadá aos Estados Unidos acentua a preocupação regulatória relacionada com a garantia do suprimento do gás natural. Assim, o Canadá também faz parte do GTEAN e da "Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte" – ASPAN, junto com o México e EUA (ver item relativo aos EUA). Cabe ressaltar que a visão do Canadá em relação ao assunto contingenciamento concentra-se na produção de gás natural, justamente por ser um país independente. Em relação ao transporte do gás natural, observa-se que existe preocupação do órgão regulador para que sempre sejam firmados contratos (nacionais e internacionais) com parcela interruptível.

6.1. APLICAÇÃO

A regulamentação "Onshore Pipeline Regulations" – OPR ("Safety Program") cita no artigo 47 que um agente regulado (produção / processamento, armazenamento ou transporte) deve desenvolver e implementar um programa de segurança para antecipar, prever, gerenciar e mitigar potenciais condições e exposições de perigo durante a construção, operação e atividades de emergência.

O órgão regulador do Canadá considera uma transgressão o desperdício ou ineficiência na prestação do serviço de processamento, armazenamento ou transporte. Visando a prevenção de uma ineficiência órgão regulador pode ordenar que todas as

operações que causem o aumento da ineficiência ou desperdício sejam interrompidas até que o referido órgão considere terminado o desperdício ou ineficiência.

6.2. ABRANGÊNCIA

O NEB publicou o "Operations and Maintenance an Guidance Notes" onde informa as atividades de operação e manutenção (relacionadas com processamento e transporte de gás natural) serão reguladas de modo a promover segurança, proteção ambiental, eficiência econômica e o respeito dos direitos dos usuários afetados. Este documento cita que as companhias transportadoras devem notificar (eletronicamente) o NEB com pelo menos 10 dias úteis de antecedência, sobre fatos que venham impactar (reduzir ou interromper) no serviço.

Durante uma situação de emergência, o órgão regulador junto com o governo canadense (Ministério) publicará uma declaração escrita relacionado com o contingenciamento ou emergência.

6.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

A regulamentação canadense cita que caso seja necessário reduzir ou interromper uma ineficiência ou desperdício, o órgão regulador pode ordenar (através de resolução) o início, continuação, aumento, diminuição, interrupção ou suspensão da produção de óleo ou gás, por período e em quantidade a seu critério. Não foi observado nenhum regulamento citando a modalidade de cooperação durante o contingenciamento.

6.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

Não foi observada nenhuma classificação explícita do grau de severidade do contingenciamento ou limitação. O órgão regulador pode, sem investigação, fazer uma resolução ("Order") requerendo que todas as operações sejam interrompidas se, em sua opinião, isto for necessário para prevenir danos aos cidadãos ou propriedades/instalações ou para proteger o meio ambiente.

O órgão regulador do Canadá pode autorizar o ingresso de pessoas nas instalações onde estejam ocorrendo operações de combate ao desperdício ou ineficiência relacionadas com gás natural, bem como gerenciar e controlar tais operações e qualquer trabalho correlacionado ao referido combate.

6.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

No caso das transportadoras, o órgão regulador cita que estas deverão dispor de um documento formal que firme um acordo com as partes envolvidas (grandes consumidores, tanto do Canadá quanto dos EUA), estabelecendo que as mesmas poderão ter seus direitos afetados. Este prévio comprometimento público (agreement) detalha que os usuários capazes de utilizar combustível substituto ao gás deverão fazê-lo, visto que o fornecimento de gás para os mesmos será interrompido. Observa-se, então, que a prioridade de corte é do transporte em base interruptível.

No caso da produção, o tópico "Regulatory power of Governor in Council" da regulamentação "Canada Oil and Gas Operations" cita que o NEB (National Energy Board), durante uma situação de contingenciamento visando segurança e proteção do meio ambiente, pode emitir resoluções para: (i) gerenciar e controlar a produção de óleo e gás; (ii)

autorizar a descarga, emissão ou escape de óleo e gás, na quantidade, localização, condições, e pelos agentes especificados na referida resolução.

6.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

Não foi observado nenhum mecanismo de compensação.

6.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

A geração de energia elétrica no Canadá é realizada, em sua maioria, a partir de hidrelétricas. A geração termelétrica é reduzida e de apenas 6% em instalações do tipo multi-combustível. O Canadá é exportador de gás natural (é o terceiro maior exportador do mundo). A geração de energia elétrica a partir do gás natural neste país não apresenta as mesmas limitações e preocupações com o fornecimento de combustível. O governo canadense não estimula (seja com regulação ou programas de incentivo) a implantação termelétrica do tipo multi-combustível.

7. MÉXICO

Segundo dados da Comisión Reguladora de Energía (CRE), a infra-estrutura de rede de gasodutos no México atingiu a extensão de 48.599 km, em maio de 2005. Em 2004 a demanda de gás natural do setor elétrico do México para geração de energia elétrica foi de 58,2 milhões m³/d. Ainda em 2004, o uso do gás natural como combustível para termelétricas no México foi de cerca de 48.2 % do total (combustíveis considerados: gás natural, carvão, óleo combustível e óleo diesel). O setor de geração de energia elétrica a partir do gás natural no México tem apresentado taxa de crescimento da ordem de 13% aa. Até maio de 2005 foram outorgadas 152 permissões pela CRE relacionadas aos serviços de transporte e distribuição de gás natural, dos quais 19 são de transporte com livre acesso (cuja rede tem extensão de 11.316 km e capacidade atual de 318,3 milhões m³/d), 112 de transporte para uso próprio (cuja rede tem extensão de 722 km e capacidade atual de 154 milhões m³/d) e 21 de distribuição de gás natural (cuja rede tem extensão de 36.561km e os investimentos realizados foram da ordem 674 milhões de dólares).

O Marco Regulatório que introduziu mudanças no setor do gás natural no México ocorreu em 1995, de forma que o transporte, a armazenagem, e a distribuição de gás neste país se dão através de permissão ("Permiso"). Este marco institucional definiu o papel do governo como proprietário (Secretaría de Energía), o papel do operador (PEMEX) e o papel do regulador (CRE). A estrutura central do setor de energia do México é a "Secretaría de Energía", que é a controladora do órgão regulador CRE. Cabe ressaltar que nesta comissão consta, além da "Subsecretaría de Hidrocarburos", a "Subsecretaría de Electricidad".

O "Reglamento de Gas Natural" (DOF 8/11/95), que regulamenta o artigo 27 da Constituição mexicana, tem como objeto o detalhamento as premissas das atividades e serviços da indústria de gás natural mexicana. O capítulo V do "Reglamento de Gas Natural" aborda a "prestação dos serviços", que é realizada por agentes permissionários do serviço de transporte (similar ao exercício de atividade por concessão no Brasil, com vigência de 30 anos). A seção quarta deste capítulo aborda a "suspensão do serviço". Os artigos contidos nesta seção (76 a 80) detalham as regras aplicáveis quando da necessidade do permissionário suspender, restringir ou modificar as características do serviço de transporte, armazenagem ou distribuição (não se aplica ao processamento ou produção). Tais artigos contemplam definições e responsabilidades quando da necessidade de realizar o contingenciamento do suprimento de gás natural, em nível nacional. Quando a suspensão, restrição ou modificação das características do serviço se prolongar por mais de 5 (cinco)

dias, o permissionário deverá apresentar para aprovação do órgão regulador mexicano - “Comisión Reguladora de Energía” (CRE), um programa (plano de contingência) que será utilizado para solucionar o problema (eliminação das situações e/ou fatos geradores de restrições no fornecimento de gás natural) e/ou mitigar seus efeitos, de modo que sejam minimizados os impactos para os usuários e que sejam estabelecidos critérios aplicáveis para a destinação do gás disponível entre os diferentes destinos e tipos de usuário. O agente permissionário da prestação do serviço de transporte de gás natural no México é obrigado a elaborar um documento apresentando as “condições gerais” da prestação deste serviço. Desta forma, é importante ressaltar que existem variações no detalhamento de um ou mais tópicos (definições, obrigações e responsabilidades) relacionados com o contingenciamento do suprimento de gás natural, uma vez que cada agente permissionário define as “condições gerais” com grau de aprofundamento diferenciado.

7.1. APLICAÇÃO

A indústria do gás natural no México é formada por diversos agentes responsáveis pela realização das atividades de E&P (exploração e produção), processamento, importação, transporte, estocagem, distribuição, comercialização e consumo. As situações e/ou fatos geradores de restrições no fornecimento de gás natural, descritos no referido regulamento, estão relacionados com interrupção ou ineficiência na prestação de um ou mais serviços por parte dos agentes participantes desta cadeia. Desta forma, conforme consta no documento “condições gerais” da prestação de serviço de transporte emitidos pelos permissionários mexicanos, quando um transportador não possuir capacidade suficiente de gás natural em condições de atender todos os pedidos de transporte firme em algum tramo de seu sistema de transporte, em algum ponto de recepção ou em algum ponto de entrega, torna-se necessário re-programar o atendimento dos pedidos de suprimento de gás natural dos usuários do sistema de transporte, nos seguintes casos:

1) Situações e/ou fatos geradores de restrições no fornecimento de gás natural, de responsabilidade dos agentes participantes da cadeia de suprimento: falhas nas instalações do usuário (consumidor final e/ou distribuidor) ou má operação das instalações deste(s), realização de trabalhos (pelo transportador) necessários durante a manutenção, ampliação ou modificações de suas obras e instalações (desde que avisada previamente aos usuários) e não cumprimento do usuário (consumidor final e/ou distribuidor) com suas obrigações contratuais;

2) Situações e/ou fatos geradores de restrições no fornecimento de gás natural, decorrentes de “caso fortuito ou força maior”, ou seja, eventos ou circunstâncias (ou a combinação de ambos) que estejam além do controle dos agentes participantes do mercado e que afetem o cumprimento de suas obrigações. O “Reglamento de Gas Natural” não detalha os tipos de eventos ou circunstâncias considerados como “caso fortuito ou força maior”.

7.2. ABRANGÊNCIA

A abrangência do regulamento relacionado com o contingenciamento no México contempla o papel do agente prestador do serviço de transporte e do(s) usuário(s) deste serviço. Cabe ao transportador:

- Comunicar, por meio de notificação ou aviso, aos usuários afetados, antecipadamente (num prazo inferior a 48 horas), a ocorrência da suspensão, restrição ou modificação de serviço de transporte de gás natural, através da divulgação pelos meios de comunicação em massa. A comunicação deverá ocorrer de forma específica para os usuários industriais e hospitalares;

- Apresentar um programa, para o caso de o serviço ser afetado pela suspensão, restrição ou modificação de serviço de transporte de gás natural, por um período superior a 5 dias, com a finalidade de minimizar os impactos e os inconvenientes causados aos usuários, definindo os critérios aplicáveis para a destinação do gás disponível entre os diferentes destinos e tipos de usuário do serviço;
- Arcar com o ônus ou penalidade decorrente da não notificação ou aviso de suspensão, restrição ou modificação de serviço de transporte de gás natural;

7.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

O documento “condições gerais”⁷ da prestação de serviço de transporte por parte de agentes permissionários mexicanos torna explícito que cabe ao(s) usuário(s) do sistema de transporte ajustar a retirada (fornecimento de gás aos consumidores finais) indicada pela OFO, sob pena de arcar com a responsabilidade da interrupção do serviço de transporte no gasoduto, evento passível de penalidade com ônus. As obrigações citadas no “Reglamento de Gas Natural” se aplicam aos permissionários (agentes titulares de permissão para realizar as atividades de transportador, armazenamento e distribuição). Ressalta-se a obrigação de notificar a CRE quando qualquer ação do permissionário puser em risco a saúde e segurança pública, sendo que o referido aviso deverá citar as causas geradoras e apresentar o planejamento contendo as medidas cabíveis.

7.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

O regulamento do serviço de transporte de gás natural no México, embora não defina explicitamente o grau de severidade, cita a duração da interrupção ou ineficiência no fornecimento como sendo um fator crítico, a ponto de mobilizar o transportador e a agente regulador (encarregado de aprovar o plano de contingenciamento) na busca da solução ou mitigação do problema e com a finalidade de minimizar os impactos e os inconvenientes causados aos usuários. Desta forma, para o caso do serviço ser afetado pela suspensão, restrição ou modificação de serviço de transporte de gás natural, por um período superior a 5 dias, considera-se, naquele país, um maior grau de severidade.

7.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

Dentre as principais ações de contingenciamento destacam-se a redução e o corte (ou interrupção) no fornecimento. O documento “condições gerais” da prestação de serviço de transporte por parte de agentes permissionários mexicanos torna explícito que o transportador deverá atender os pedidos de transporte firme de seus usuários de acordo com a seguinte ordem de prioridade:

a) Programação de prioridade dos Serviços de Transporte Firme: no caso de restrições em algum segmento do sistema o transportador programará primeiro os pedidos de serviço dentro da rota principal de atendimento dos usuários do gasoduto. Caso o

⁷ O documento “condições gerais” da prestação de serviço de transporte cita explicitamente que cabe ao transportador emitir, formalmente, uma “Ordem de Fluxo Operativo” (OFO) ao(s) usuário(s) do sistema de transporte, em resposta a um evento de caso fortuito ou força maior, na verificação do empacotamento do gás no gasoduto, ou devido a assuntos relacionadas com manutenção e reparação (não programados) do sistema de transporte. Não incorrerá responsabilidade ao transportador pela suspensão do serviço de transporte quando este emita, previamente, uma OFO.

transportador não tenha capacidade suficiente para programar todos os pedidos para o prestação do serviço de transporte dentro das rotas principais dos referidos usuários, deverá programar o rateio do serviço de transporte para os usuários que realizem pedidos de forma proporcional aos valores contratados (Quantidade Máxima Diária) de cada usuário;

b) Programação de prioridade dos Serviços de Transporte Firme no caso de restrições em pontos de recepção: em primeiro lugar o transportador programará o serviço para os usuários, para os quais o ponto de recepção sujeito a restrições constitua um ponto de recepção primário, limitado aos valores contratados (Quantidade Máxima Diária) de cada usuário neste ponto (acrescido do gás de serviço utilizado pelo Transportador). Caso não seja possível o transportador prestar, em sua totalidade, a capacidade de serviço para os usuários neste ponto, deverá, então, programar o rateio do serviço de transporte para os usuários (relativos a este ponto de recepção) de forma proporcional aos valores contratados (Quantidade Máxima Diária) de cada usuário;

c) Programação de prioridade dos Serviços de Transporte Firme no caso de restrições em pontos de entrega: o transportador programará, primeiramente, o serviço de transporte para os usuários para os quais o ponto de entrega sujeito a restrições constitua um ponto de entrega principal, limitado aos valores contratados (Quantidade Máxima Diária) de cada usuário neste ponto. Caso não seja possível o transportador prestar, em sua totalidade, a capacidade de serviço para os usuários neste ponto, deverá, então, programar o rateio do serviço de transporte para os usuários (relativos a este ponto de entrega) de forma proporcional aos valores contratados (Quantidade Máxima Diária) de cada usuário. Em seguida, o transportador programará o serviço de transporte para os usuários para os quais o ponto de entrega sujeito a restrições constitua um ponto de entrega secundário. Caso não seja possível o transportador prestar, em sua totalidade, a capacidade de serviço para os usuários neste ponto, deverá, então, programar o rateio do serviço de transporte para os usuários (relativos a este ponto de entrega) de forma proporcional aos valores contratados (Quantidade Máxima Diária) de cada usuário;

d) Prioridade na Liberação de Capacidade: as prioridades de programação contidas no documento “condições gerais de prestação do serviço”, se encontram sujeitas aos termos e condições especificados no contrato para a prestação do serviço de transporte firme celebrado entre o transportador e o usuário. Os termos e condições contidos nos contratos firmados entre transportador e usuário deverão estar em harmonia com o documento “condições gerais de prestação do serviço”;

e) Prioridade de serviço de transporte interruptível: o serviço de transporte interruptível se prestará quando, e até que, exista capacidade disponível nas instalações do Transportador. O transportador prestará o serviço de transporte interruptível em conformidade com o documento “condições gerais de prestação do serviço”, dando prioridade aos usuários que paguem a tarifa mais alta. Posteriormente, o transportador distribuirá a capacidade entre os usuários que paguem a tarifa mais alta seguinte, até que toda a capacidade disponível tenha sido entregue. No caso de empate, o transportador entregará uma capacidade pro rata com base nos volumes indicados nos pedidos dos usuários do serviço de transporte interruptível.

7.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

Cabe ao transportador descontar (ou bonificar) o usuário em quantidade igual a cinco vezes o preço do serviço que estaria disponível se não tivesse ocorrido a suspensão, considerado como base o consumo e o preço médio aplicado na fatura anterior.

7.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

Não foi verificado regulamento ou norma mexicana que caracterize a interdependência da geração de energia elétrica a partir do gás natural. O México faz parte da “Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte” – ASPAN, assim como do “Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte” – GTEAN, ambos em parceria com os Estados Unidos e o Canadá. Tanto na ASPAN quanto no GETAN a interdependência com a geração de energia elétrica a partir do gás natural é fortemente caracterizada, nos três países. Um dos objetivos das referidas parcerias internacionais é promover a elaboração de mecanismos regulatórios que reduzam os riscos decorrentes da interdependência desses três países.

8. ARGENTINA

Em 2005 a Argentina possuía, segundo BP (2006), uma reserva comprovada de gás natural de 500 milhões de m³. Neste mesmo ano, produziu um total de 46,5 bilhões de m³, tendo consumido 40,6 bilhões de m³. Segundo a IEA, em 2003, o consumo de gás natural na Argentina distribuía-se da seguinte forma: 41,4% para uso industrial, 17,5% para transporte, 8,6% para uso comercial e em serviços públicos e 32,5% para uso residencial. As duas principais transportadoras de gás natural da Argentina controlam um total de 12.565 Km de dutos, sendo 5.046 Km sob o controle da TGN (*Transportadora de Gás del Sur*) e 7.419 Km sob o controle da TGN (*Transportadora de Gás del Norte*).

O ano de 2001 marcou a eclosão de uma grave crise político-econômica na Argentina, cujos pontos conspícuos foram: a deposição do presidente e a alteração da lei de paridade cambial, sendo este último a origem de uma grande desorganização na economia deste país. O peso desvalorizou-se 200% entre dezembro de 2001 e dezembro de 2002, e o PIB retraiu-se em 10,9% neste mesmo período.

Buscando superar esta crise, a nova presidência adotou algumas medidas emergenciais, dentre as quais o congelamento das tarifas de energia, promovendo, com isto, um forte aumento na demanda pelo gás natural. Este congelamento, por outro lado, impôs queda na lucratividade das empresas envolvidas na cadeia do gás natural, gerando como conseqüência a queda nas decisões de investimento em capacidade de produção, transporte e distribuição de gás natural.

Em 2004 a conseqüência inevitável desta situação de aumento de demanda e estagnação da oferta veio à tona: uma crise no suprimento de gás natural. Esta situação expôs a fragilidade do sistema e impôs ao Estado argentino a elaboração de um plano emergencial para enfrentar a contingência que se avizinhava, de forma a minimizar seus danos.

8.1. APLICAÇÃO

O plano de contingenciamento ora exposto⁸ foi concebido, fundamentalmente, para atender a uma situação específica de restrição no abastecimento de gás natural, ocorrida

⁸ Plano concebido pela *Subsecretaria de Combustibles*, da *Secretaria de Energia* do *Ministerio de Planificacion Federal, Inversion Publica y Servicios*, sob instrução dos decretos 180 e 181. Esta subsecretaria emitiu a disposição 0027/04 a qual continha em seu anexo o referido plano. Este plano foi modificado, posteriormente, pela resolução 0659-04, a qual, por seu turno, foi alterada pela resolução 1681. Esta última, finalmente, sofreu alterações por intermédio das resoluções 2022/05 e 496/06, que, finalmente, dá a forma final do plano.

em 2004. Em que pese este fato por si só já definir uma situação específica de contingência, apresenta-se, no ponto 2 do mesmo, duas situações cuja ocorrência simultânea impõe-se como condição para aplicação do plano, a saber:

- a. Quando a demanda interna de gás natural, definida como a soma das demandas dos:
 - i. Usuários do serviço residencial;
 - ii. Usuários do serviço geral P (Pequenos) – cuja média mensal de consumo situe-os numa primeira ou numa segunda escala de consumo desta categoria; e
 - iii. Usuários de Serviços de Subdistribuidores⁹ - na exata proporção que estes subdistribuidores contemplem os usuários descritos em i) e ii).

A estes três itens, a Resolução 0659/04 de 17/06/04 da Secretaria de Energia, acrescenta os seguintes usuários:

- i. Usuários de Serviços Gerais P (SGP) das demais categorias;
- ii. Usuários firmes das distribuidoras (SGG¹⁰, FT¹¹, FD¹² e GNC¹³) com serviços destinados ao consumo interno; e
- iii. as centrais de geração térmica até os volumes necessários para que haja manutenção no suprimento de energia elétrica destinada ao mercado interno;

Não puder ser atendida pela soma de:

- i. oferta gerada no âmbito do acordo para implementação de normalização de preços¹⁴;
- ii. oferta oriunda do Mecanismo de Uso Prioritário do Sistema de Transporte¹⁵;

⁹ Sociedades de direito privado que operam gasodutos que conectam o sistema de distribuição de uma distribuidora, com um grupo de usuários.

¹⁰ Serviços Gerais Grande – Serviço não doméstico no qual o cliente celebra contrato com quantidade mínima de consumo a qual não pode ser inferior a 1000 m³ durante um período não inferior a um ano.

¹¹ Serviço prestado por uma distribuidora a um cliente não doméstico que não seja uma estação GNC nem um subdistribuidor, sempre que seja celebrado um contrato com quantidade mínima diária de 10.000 m³. Este serviço está disponível para qualquer cliente com conexão direta ao sistema de uma transportadora. Serviço realizado em base firme.

¹² Serviço para um cliente não doméstico que não seja estação GNC, nem um subdistribuidor, sempre que seja celebrado um contrato de consumo mínimo de 10000 m³ num prazo contratual não inferior a doze meses. Serviço realizado em base firme.

¹³ Gás Natural Comprimido.

¹⁴ Acordo de normalização de preços promovido pela Secretaria de Energia entre os prestadores de serviço de distribuição e os usuários destas prestadoras que passaram a adquirir o gás consumido diretamente dos produtores e comercializadores.

- iii. qualquer outra oferta de gás natural obtida por cada prestadora; e
- b. Desde que haja capacidade de transporte e distribuição que possa suportar a oferta deste gás.

Estes pontos, portanto, caracterizam (ainda que de forma superficial) e delimitam a contingência específica ocorrida em 2004. Ressalte-se, por fim, que tal definição padece da ausência de detalhes que possam qualificá-la como caracterizadora geral de situação de contingência. O objetivo desta caracterização parece ter sido o de definir um ponto objetivo a partir do qual os plano de contingência deixaria de ser aplicado.

8.2. ABRANGÊNCIA

Um dos aspectos que caracteriza o plano de contingência argentino é sua abrangência ampla: a Secretaria de Energia, através da Subsecretaria de Combustíveis coordena a ação tanto dos agentes envolvidos na produção, transporte e distribuição do gás natural, quanto das termelétricas.

O plano atribui às distribuidoras a responsabilidade pelo levantamento do volume suplementar de gás natural necessário á manutenção da demanda interna, o qual deve ser informado ao Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS). Já as termelétricas devem fazer levantamento semelhante, de forma a apurar o volume de gás necessário para que o suprimento de energia elétrica se mantenha estável, informando, caso necessitem de gás suplementar, o valor necessário ao Organismo Encarregado de Despacho (OED) do Sistema Argentino de Interconexão (SADI). Feito este levantamento, tanto o ENARGAS quanto o OED devem informar à Subsecretaria de Combustíveis a necessidade de suprimento suplementar, a qual faz a consolidação final dos números e aciona os produtores exportadores para que estes injetem no sistema de transporte ou de distribuição gás no volume necessário para suprir a demanda interna, em detrimento da exportação que fariam.

Por fim, os transportadores, por sua vez, têm a obrigação de por em marcha o plano, controlando e redirecionado o fluxo de gás que seria exportado, para o mercado interno, desde que, como o informado acima, o sistema de transporte e distribuição suporte.

8.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

Este plano de contingência foi imposto aos agentes, não cabendo aos mesmos qualquer margem para decisão em relação à participação no mesmo, ou não.

O agente afetado mais fortemente pelo plano foi o produtor exportador, obrigado a satisfazer a demanda interna em detrimento à exportação contratada. Isto, entretanto, afetou de forma mais contundente o Chile, cujo suprimento de gás natural foi suspenso. O produtor exportador simplesmente transferiu a oferta para o mercado interno, passando a receber do mesmo por este serviço. A penalidade aplicável aos agentes caso os mesmos não cumpram o disposto no plano é a perda da concessão do serviço operado.

¹⁵ Plano de contingência em questão.

8.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

Não há qualquer menção a grau de severidade em todo o arcabouço jurídico concebido para o enfrentamento da crise energética de 2004.

8.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

O arcabouço jurídico que se constituiu no aparato com o qual o Estado Argentino enfrentou a crise energética de 2004 contemplava dois mecanismos de corte: um visando reter as exportações de gás natural redirecionando-as ao mercado interno e, outro, definindo quais consumidores deveriam ter seu suprimento cortado em situações nas quais o redirecionamento supra-referido fosse insuficiente para o atendimento da demanda interna. Este último caso está amparado pelo Decreto 180/04 de 13/02/04, em seu artigo 31, o qual dispõe que a Secretaria de Energia, com prévio assessoramento do ENARGAS, poderá dispor de todas as medidas que julgue necessárias para manutenção do sistema quando este se encontrar na iminência de uma crise de abastecimento. O segundo parágrafo deste artigo define as diretrizes que a Secretaria de Energia deve seguir ao formular estas medidas, definindo como prioritários os consumidores apresentados no item 8.1 deste texto, definidos como demanda interna.

Por seu turno, os mecanismos de corte destinados a redirecionar o suprimento de gás natural ao abastecimento do mercado interno estão dispostos no Decreto 181, que já no seu 1º artigo determina, em seu item a, que sejam suspensas as exportações de excedentes de gás natural que sejam úteis ao abastecimento interno. Esta determinação manifesta-se nos itens 5 e 6 do *Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno*. O ponto 5 determina o mecanismo que se seguirá para definir qual produtor exportador deverá deixar de cumprir seu contrato de exportação e o ponto 6 determina que o produtor exportador que receba a instrução para realizar uma injeção adicional para o mercado interno não poderá exportar volume algum, de nenhuma bacia, até cumprir integralmente a instrução.

8.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

Como visto acima, o agente mais afetado da cadeia do gás natural é o exportador, cujos contratos de exportação deve desrespeitar para atender à demanda doméstica. Os distribuidores, bem como as termelétricas, que solicitarem suprimento adicional de gás ficam obrigados a arcar com o custo integral do mesmo, inclusive com seus custos de transporte. O mecanismo de compensação é, pois, bastante simples: os produtores exportadores, ao invés de receberem dos agentes para os quais exportariam, passam a receber diretamente dos consumidores domésticos. O maior prejuízo ficou por conta dos consumidores chilenos.

8.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

O Plano de contingência aqui tratado abrange tanto a demanda de gás natural para o consumo final, quanto a demanda para geração termelétrica. Para tanto, como visto acima, a operacionalização do plano é centralizada na Secretaria de Energia, que consolida as demandas adicionais de gás necessárias tanto à manutenção do consumo final, como à produção adequada de energia elétrica.

9. CHILE

Segundo dados disponibilizados no Statistical Review 2006 (BP, 2006), o Chile tem baixa participação no mercado consumidor de gás natural no mundo, tendo participado apenas de 0,3% de todo o consumo de energia primária disponibilizada mundialmente no ano de 2005.

Fazendo uma avaliação pormenorizada, e considerando informações fornecidas no Balanço Nacional de Energia (CNE, 2005), em 2004 o gás natural respondeu por cerca de 22% de toda a energia ofertada no Chile (23, 3 milhões m³/dia), tendo como principal fonte de suprimento o energético advindo da Argentina (73,3%), demonstrando forte dependência externa. No que diz respeito à produção nacional, esta se concentra nas Bacias de Magallanes (subdividida em três distritos: Continente, Isla Tierra del Fuego y Costa Afuera). Atualmente a produção nacional provém, preponderantemente, da região de Costa Afuera, área desenvolvida a partir da década de oitenta.

Para que o energético seja disponibilizado ao mercado consumidor, o Chile conta com 23 gasodutos com extensão total de 4.590 km, cortando tanto a região norte quanto a centro-sul do país e alimentando a rede de distribuição de gás natural, esta responsável pela entrega aos consumidores finais do produto.

O consumo de gás natural está subdividido pelos seguintes setores: 42,9% para geração de energia elétrica, 33,1% para produção de metanol (produto petroquímico utilizado como matéria-prima em indústrias, altamente exportado pelo Chile), 14,29% em indústria, 5,85% em residências e setor comercial, 3,5% em refinarias e 0,36% no setor de transportes.

Por fim, conforme a Res. Ext. n.º 754, de 22 de abril de 2004, pode-se destacar, inicialmente, que as ações em caso de contingência do suprimento de gás natural no Chile estão focadas, exclusivamente, aos possíveis desabastecimentos causados pela redução de entrega de gás natural proveniente da Argentina.

9.1. APLICAÇÃO

Considerando (i) os termos estabelecidos na Res. Ext. 754/2004 e (ii) as instruções determinadas pela Comisión Nacional de Energía (CNE), a situação de contingência contemplada está estritamente vinculada ao desabastecimento de gás natural (de magnitude, frequência e duração não determináveis), derivado da aplicação das disposições constantes do Programa de Racionalização de Exportações de Gás Natural e de Uso de Capacidade de Transporte instituído pela Argentina.

No mesmo instrumento legal, destaca-se que o Plano de Contingência vigorará até a data em que a Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) estabeleça como prazo onde haja reflexos das condições que motivaram a aplicação do referido plano, ou seja, enquanto haja restrições para atendimento do mercado nacional com gás natural proveniente da Argentina.

9.2. ABRANGÊNCIA

A abrangência quanto aos fatos motivadores do Plano de Contingência é restrita, tendo em vista estar diretamente relacionada aos reflexos da aplicação do Programa de Racionalização de Exportações de Gás Natural e de Uso de Capacidade de Transporte instituído pela Argentina.

Todavia, quando se identifica a abrangência quanto aos agentes envolvidos no referido plano, pode-se destacar que o mesmo pode ser classificado como amplo, tendo em vista serem constituídos dois Comitês de Acompanhamento (Comitê Norte e Comitê Centro-Sul), ambos formados por representantes das empresas transportadoras de gás natural, das empresas distribuidoras do energético, bem como Centro de Despacho Econômico de Carga, este último na qualidade de representante dos carregadores do sistema de transporte que sejam geradores elétricos.

9.3. COMPULSORIEDADE DE PARTICIPAÇÃO DOS AGENTES

No preâmbulo da Res. Ext. 754/2004, destaca-se que há a necessidade de que todas as empresas de gás natural e organismos coordenadores da operação dos sistemas elétricos no Chile deverão participar ativamente das ações constantes do Plano de Contingência, visando garantir a segurança do abastecimento e resguardar o direito dos consumidores e das concessionárias de energia elétrica e gás natural, frente à ocorrência de uma contingência.

Nestes termos, as empresas distribuidoras e os Diretores de Operação do Centro de Despacho Econômico de Carga deverão diariamente estabelecer o volume de gás natural requerido, para o dia seguinte, por cada um dos integrantes do Comitê para satisfazer o total dos consumos, sem considerar as restrições nas importações de gás natural proveniente da Argentina (tais volumes devem ser estabelecidos segundo nível de desagregação estabelecido no item 3 da supramencionada resolução). Em seguida, os Comitês avaliarão suprimento existente (entradas de gás natural no sistema de transporte, disponibilidades no *linepack* e possibilidades de intercâmbio entre pontos de entrega para cada dia operativo) para definir, conjuntamente, as nominações de gás natural aos clientes para cada dia operativo, considerando a ordem de prioridade mencionada no item 9.5 deste estudo.

9.4. CLASSIFICAÇÃO DE GRAUS DE SEVERIDADE

Na Res. Ext. 754/2004, não há definição explícita do grau de severidade do contingenciamento, citando apenas que está vinculado a situações de desabastecimento de gás natural de magnitude, frequência e duração não determináveis.

9.5. PRIORIDADES DE CORTE OU REDUÇÃO DO FORNECIMENTO

No caso dos Comitês formados segundo a Res. Ext. 754/2004 observarem a necessidade dos transportadores apresentarem novas nominações, com vistas a garantir os volumes mínimos de cada carregador/distribuidor, distribuidor e/ou carregador/gerador de energia elétrica, o gás natural disponível para o dia seguinte à data do informativo apresentado pelo Comitê deverá cumprir a seguinte prioridade de atendimento:

1. o abastecimento de gás natural aos consumidores residenciais, comerciais e aos hospitais, sempre que a distribuidora que os abastece não dispuser de volume suficiente para eles em boas condições técnicas e operacionais;
2. o abastecimento de gás natural mínimo às centrais de geração elétrica, permitindo a operação do respectivo sistema elétrico sem racionamento e em condições seguras.

Entende-se como volume mínimo para operar o sistema elétrico sem racionamentos e em condições seguras, o volume de gás natural necessário para efetuar despachos que considerem: (i) o abastecimento da totalidade da demanda de energia e potência elétrica; (ii)

as restrições estabelecidas no arcabouço legal vigente; (iii) as restrições específicas determinadas pelo Diretor de Operação do Centro de Despacho Econômico de Carga; (iv) a utilização de combustível substituto em unidades que operem normalmente com gás natural e que estão em condições de operar com o mesmo; (v) a substituição total ou parcial da geração das demais unidades que operam na base com gás natural, com geração hidráulica e/ou térmica com outros combustíveis e que, em cumprimento das restrições destacadas pelos Comitês formados para acompanhar e gerenciar a situação de crise, permite prescindir ou liberar o máximo volume de gás natural para o dia operativo.

9.6. MECANISMOS DE COMPENSAÇÃO

Na Res. Ext. 754/2004, não há definição de quaisquer medidas de compensação.

9.7. INTERDEPENDÊNCIA COM O SETOR ELÉTRICO

Na Res. Ext. 754/2004, identifica-se forte necessidade de garantir suprimento de gás natural para geração térmica, principalmente quando são observados os níveis de prioridade de atendimento do mercado.

10. UNIÃO EUROPÉIA

A Diretiva 2003/55/EC da União Européia (de 26 de Junho de 2003), com respeito a regras comuns para o mercado interno de gás natural estabelece, em seu Artigo 5 (*Monitoring of security of supply*) que os Estados Membros devem garantir o monitoramento de itens relacionados à segurança do suprimento, o que inclui medidas para lidar com falhas de um ou mais fornecedores. Em seu Artigo 26, como Medidas de Salvaguarda, estabelece que:

- Caso haja uma crise repentina no mercado de energia ou se houver ameaça à segurança ou integridade física de pessoas, equipamentos ou instalações ou à integridade do sistema, um Estado Membro pode adotar temporariamente medidas de salvaguarda.
- Tais medidas devem causar a menor perturbação possível ao funcionamento do mercado interno e não devem ter escopo mais abrangente que o estritamente necessário para remediar as dificuldades repentinas.
- O Estado Membro não deve adiar a notificação destas medidas aos outros Estados Membros, e à Comissão de Energia (*Energy Commission*), os quais podem decidir se o Estado Membro em questão deve rever ou abolir tais medidas, uma vez que as mesmas possam distorcer a competição e afetar adversamente a comercialização em relação aos interesses comuns.

A Regulação (EC) No 1775/2005 (de 28 de Setembro de 2005), com relação a condições de acesso a redes de transporte de gás natural, em seu Anexo - *Guidelines on third party access services*, estabelece que os operadores do sistema de transporte devem cooperar com seus pares na coordenação da manutenção de suas respectivas redes, a fim de minimizar a interrupção de serviços de transporte e a fim de garantir benefícios equitativos em relação à segurança do suprimento.

A Diretiva 2004/67/EC (de 26 de Abril de 2004), referente a medidas para salvaguardar a segurança do suprimento de gás natural, tem dentre seus objetivos oferecer regras aplicáveis a um evento de interrupção importante do suprimento, por um período de

tempo significativo de pelo menos oito semanas. Com relação ao procedimento a adotar num evento deste tipo, o mesmo se baseia em três etapas. A primeira envolveria as reações da indústria à interrupção do suprimento. Numa segunda etapa, se tais reações não forem suficientes, os Estados Membros deverão tomar medidas a fim de resolver a interrupção. Somente se a primeira e a segunda etapa não forem suficientes, seriam tomadas medidas no nível da Comunidade.

No seu Artigo 2, esta Diretiva define uma interrupção importante do suprimento como sendo uma situação em que haja risco de a Comunidade perder mais de 20% de seu suprimento vindo de terceiros e a situação interna à Comunidade que não possa ser adequadamente gerenciada por medidas nacionais.

No Artigo 7, é definido o *Gas Coordination Group* (Grupo), a fim de facilitar a coordenação de medidas de segurança do suprimento, a ser composto por representantes de cada Estado Membro e entidades representantes da indústria relacionada e de consumidores relevantes, sob a coordenação da Comissão de Energia.

Como medidas nacionais de emergência, o Artigo 8 estabelece que os Estados devem preparar ou atualizar suas medidas e comunicá-las à Comissão. Os Estados devem ainda publicar tais medidas, que devem assegurar, quando apropriado, que os agentes do mercado tenham oportunidade de providenciar uma resposta inicial a uma situação de emergência. Os Estados podem indicar ao Líder do Grupo os eventos que considerarem que não possam ser gerenciados adequadamente por medidas nacionais, devido à sua magnitude e caráter excepcional.¹⁶

De acordo com o Artigo 9 (*Community mechanism*), caso um evento possa acarretar uma interrupção importante do suprimento por um período de tempo significativo, ou caso ocorra um evento do tipo citado ao final do parágrafo anterior, a Comissão deve convocar o Grupo o mais rapidamente possível, por solicitação do Estado Membro ou por iniciativa própria. O Grupo deve analisar e, se apropriado, assistir os Estados Membros na coordenação de medidas em nível nacional. Devem ser consideradas:

- Como primeira reação, as medidas tomadas pela indústria do gás natural;
- As medidas tomadas pelos Estados Membro, como aquelas a que se refere o Artigo 4, inclusive os acordos bilaterais relevantes;
- Se as medidas anteriores forem inadequadas, a Comissão pode, consultando o Grupo, providenciar orientação aos Estados Membros com relação a medidas subseqüentes, a fim de assistir aos Estados Membros particularmente afetados pela interrupção do suprimento.
- Se, ainda, medidas tomadas a nível nacional não forem suficientes, a Comissão pode submeter uma proposta ao Conselho com relação a novas medidas necessárias.

¹⁶ Artigo 4 – Segurança do suprimento para consumidores específicos (*Security of supply standards*): O Estado Membro deve garantir até um grau apropriado o suprimento de consumidores residenciais dentro de seu território, ao menos em eventos do tipo: i) interrupção parcial da produção nacional durante um período a ser determinado pelos Estados Membros levando em conta as circunstâncias nacionais, ii) temperaturas extremamente frias ao longo de um período de pico determinado para cada Estado, e iii) períodos de demanda excepcionalmente alta durante os períodos mais frios determinados estatisticamente a cada 20 anos.

Todas as medidas a que diz respeito este Artigo, definidas ao nível da Comunidade, devem prever a garantia de compensação justa e equitativa dos compromissos/garantias assumidos com relação às medidas a serem tomadas.

11. CONCLUSÕES

Observa-se uma grande diversidade com relação à abrangência dos planos, e mesmo quanto à existência de um plano unificado em nível nacional. Em função da maturidade da indústria de gás natural, do grau de dependência de importações, e até da preocupação com atos que ameacem a segurança nacional, verifica-se a distinção nos enfoques dos planos, no grau de intervenção governamental e, em contrapartida, no estímulo às iniciativas dos agentes de mercado.

Cabe destacar ainda que é possível pré-definir ações com maior nível de detalhamento em relação ao seqüenciamento e ao alcance, do ponto de vista da operação do transporte, quando esta última é centralizada, como é o caso do Reino Unido. Em outros países, as ações podem ser propostas pelos agentes, em função das circunstâncias em que o evento ocorra, e devem ser aprovadas pelo órgão regulador.

Nem sempre se observa a existência de um plano nacional, com etapas ou fases bem delineadas, como é o caso do Reino Unido e da Austrália. Em alguns casos, a regulamentação define regras gerais ou diretrizes (como no caso da União Européia), estimula o uso de mecanismos de mercado e deixa a cargo dos agentes tomarem ações mitigadoras antes de ações intervencionistas do governo. Entretanto, quando se trata de uma situação de ameaça à segurança nacional, alguns países prevêm a atribuição total de poderes ao governo sobre a produção e abastecimento do gás natural, como é o caso do Reino Unido, EUA, Canadá e Argentina.

Na maioria dos países pesquisados, os planos de abrangência nacional se referem a situações de emergência ou potencial emergência. A designação “contingência” é mais aplicada às etapas finais de atuação dos planos, quando se esgotaram as alternativas para manutenção do abastecimento ao mercado ou para ações operacionais individualizadas dos agentes.

Em países onde o inverno é rigoroso, nota-se que há grande preocupação com eventos de pico de consumo nos períodos mais frios. Assim, os eventos associados à aplicação de um “plano” podem se caracterizar pelo desequilíbrio no atendimento à demanda, independentemente de haver uma situação de força maior ou uma falha no sistema de suprimento (acidentes com gasodutos ou em campos produtores).

Dentre os países selecionados, observa-se que em diversos casos (Austrália, Chile, Argentina) a iniciativa de elaboração de planos de contingência e/ou emergência é posterior a situações críticas vivenciadas pelos mesmos.

Dentre os países onde a indústria de gás natural é mais madura, observa-se a existência de arcabouço legal em diversos níveis tratando de situações emergenciais. Especialmente no caso do Reino Unido, observa-se que o Uniform Network Code está em constante aprimoramento através de consultas públicas realizadas pelo OFGEM.

Quanto ao grau de severidade de um evento que afete o suprimento de gás natural, observa-se que em geral o mesmo está associado à magnitude e à duração do seu impacto. Porém, na maioria dos exemplos estudados, esta definição é subjetiva e fica a cargo do órgão regulador ou seu equivalente.

Com relação à priorização no atendimento, quando esta se encontra explicitamente definida, parece haver consenso de que o atendimento residencial e de serviços essenciais (hospitais, escolas, etc) é primordial. Enquanto, ao contrário, os serviços contratados em base interruptível são os primeiros a serem parcial ou totalmente suspensos. Contudo, o corte ao serviço interruptível muitas vezes é tratado em uma etapa anterior às medidas consideradas propriamente de contingenciamento. Entre um extremo e outro, observa-se a diversidade na implementação das medidas de corte.

O Reino Unido é o único, entre os casos analisados, onde o seqüenciamento dos cortes atinge os consumidores em função de uma classificação por volume consumido (de consumidores “muito grandes” até pequenos consumidores) e não por tipo de consumo. O México tem uma definição de prioridades que varia de acordo com a origem da falha (ponto de recepção, ponto de entrega, ao longo do duto) e estabelece um rateio proporcional em função das capacidades máximas contratadas. Nos EUA o mecanismo de rateio proporcional também é aplicado mas a definição das prioridades (respeitado o atendimento residencial e os serviços essenciais, onde se inclui a agricultura) fica a cargo do agente de transporte interestadual e deve ser aprovado pela FERC. Na Argentina e no Chile observa-se que o abastecimento da geração termelétrica deve ser preservado, perdendo em prioridade somente para os consumidores finais residenciais e essenciais.

A Argentina é o único país a considerar, explicitamente em seu plano, como primeira opção a redução ou interrupção às exportações. No Reino Unido o corte às exportações é visto como uma possibilidade em situações de severidade alta. Com relação aos demais países, não foi identificado, na documentação analisada, o tratamento dado às exportações.

Com relação aos mecanismos de compensação pode-se observar que, em geral, não estão previstos na regulamentação, sendo deixados a cargo de negociações entre os próprios agentes. Isso reflete o fato de, na maioria dos países estudados, serem priorizados os cortes às demandas interruptíveis e ser dada autonomia aos agentes para tomarem medidas de mitigação das falhas (busca de fornecedores alternativos, utilização de armazenagem, negociações bilaterais) antes de haver uma intervenção governamental. No caso do Reino Unido, onde há uma centralização das operações de transporte para as redes de alta pressão, observou-se a existência de um regulamento para precificação em casos de emergência e de compensação dos armazenadores.

Quanto à interdependência com o setor elétrico nota-se, em diversos casos, a existência de um órgão regulador comum aos dois setores (Reino Unido, EUA, Canadá, México) e/ou a formação de um Comitê/Grupo de composição mista para regulamentar e atuar em situações de contingência/emergência relacionadas ao suprimento de gás natural. A exceção, dentre os casos estudados, fica por conta da Austrália. Além disso, naqueles países cujas usinas termelétricas operam na base da geração de energia, as mesmas têm prioridade no recebimento do gás natural contingenciado, por vezes só perdendo em prioridade para os consumidores residenciais e essenciais, como é o caso do Chile e da Argentina.

É interessante ressaltar que não foram encontrados registros de aplicação efetiva dos planos analisados e, portanto, não é possível avaliar sua eficácia.

A documentação analisada se restringiu à regulamentação setorial em âmbito nacional e/ou federal, portanto não foi explorada a legislação em outros âmbitos governamentais (outros setores ou regulamentações estaduais/jurisdicionais/locais). Ainda para se ter uma análise mais completa, seria interessante estudar as modalidades contratuais aplicadas em cada país e entre países.

12. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Por país, na ordem em que aparecem no texto.

REINO UNIDO

- BRITISH PETROLEUM, BP Statistical Review of World Energy 2006, 2006.
DEPARTMENT OF TRADE AND INDUSTRY (DTI), Crisis Management Briefing Pack, Upstream Oil and Gas Industry, 2006.
UK PARLIAMENT, Energy Act, 1976.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), Flexibility in Natural Gas Supply and Demand, 2002.
JOINT OFFICE OF GAS TRANSPORTERS, Uniform Network Code, 2006.
OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS (OFGEM), Uniform Network Code modification proposal 044 – Revised Emergency Cash-out and Curtailment Arrangements, 16/09/2005.
_____, Uniform Network Code modification proposal 052 – Storage Withdrawal curtailment trade arrangements in an emergency, 02/12/2005.
_____, Uniform Network Code modification proposal 071A – User compensation for NEC storage curtailment (alternative), 23/12/2005.
OFFICE OF PUBLIC SECTOR INFORMATION (OFSI), Statutory Instrument 1996 No. 551 - Gas Safety (Management) Regulations, Reino Unido, 1996.

AUSTRÁLIA

- AUSTRALIAN COMPETITION AND CONSUMER COMMISSION (ACCC), "Security of Gas Supply in Australia: an ACCC Perspective", 2004.
BRITISH PETROLEUM (BP), *BP Statistical Review of World Energy 2006*, 2006.
ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), "International Energy Outlook 2006", EUA, 2006.
ENERGY SUPPLY ASSOCIATION OF AUSTRALIA (ESAA), "*Electricity Gas Australia 2005*", 2005.
INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), "Monthly Natural Gas Survey - may 2006", 2006.
MINISTERIAL COUNCIL ON ENERGY, "Memorandum of Understanding in Relation to Natural Gas Supply Shortages Affecting Jurisdictions With Interconnected Gas Supply Networks and the Use of Emergency Powers", Australia, 22 de dezembro de 2004.
_____, "National Gas Emergency Response Protocol Options Paper", 2006.

ESTADOS UNIDOS

- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION (FERC), "Natural Gas Policy Act" - NGPA, Chapter 60 (Natural Gas Policy) Subchapter IV — "Natural Gas Curtailment Policies" parágrafos § 3391 a § 3394.
_____, CRF 18 ("Title 18: Conservation of Power and Water Resources") Part 281 ("Natural Gas Curtailment").
_____, CRF 18 Part 284 ("Certain Sales and Transportation of Natural Gas").
_____, CRF 18 Part 376 ("Organization, Mission, and Functions; Operations During Emergency Conditions").
_____, CRF 15 (Commerce and Trade).
_____, Order 636, publicada em março de 1992.
_____, Order 680, publicada em julho de 2006.
NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL (NERC), "GAS/ELECTRICITY INTERDEPENDENCY TASK FORCE – GEITF", November 11, 2003, (<http://www.nerc.com>).
NORTH AMERICAN ENERGY STANDARDS BOARD (NAESB), "Gectf Mission", "Gas Electric Coordination Task Force" - GECTF, , <http://www.naesb.org/pdf>.
"Powerplant and Industrial Fuel Use Act", 1978, Pub. L. No. 95- 620, 92 Stat. 3289 (1978), modificada pela 42 U.S.C. §§ 8301-8484, 2002.

CANADÁ

- ALLIANCE PIPELINE LIMITED PARTNERSHIP, "Transportation Service Agreement For Interruptible Transportation Of Natural Gas", Agosto, 2000.
ASPAN, "Reporte a los Mandatarios", Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN), Junio, 2005.

GTEAN/ASPAN, "América del Norte: Perfil Energético II", Grupo de Trabajo de Energía para América del Norte (GTEAN), Grupo de Trabajo de la Alianza para la Seguridad y la Prosperidad de América del Norte (ASPAN), Enero de 2006.

NATIONAL ENERGY BOARD – NEB, "National Energy Board Act", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Onshore Pipeline Regulations" – OPR, (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "National Energy Board Processing Plant Regulations" – PPR, (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Transportation Safety Board Act", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Canada Transportation Act", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Canada Oil and Gas Operations", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "National Energy Board Pipeline Crossing", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Canada Labour Code"

_____, "Regulation of Commodity Pipelines", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Operations and Maintenance and Guidance Notes", (http://www.neb-one.gc.ca/ActsRegulations/index_e.htm).

_____, "Public Utilities Act".

MÉXICO

DOF, "Reglamento de Gas Natural" (DOF 8/11/95)

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, "Flexibility In Natural Gas Supply And Demand", 2002.

NORMA Oficial Mexicana NOM-007-SECRE-1999, "Transporte de Gas Natural", 1999.

"Condiciones Generales - Transporte de Gas Natural", CONCEPTOS ENERGETICOS MEXICANOS S DE R.L DE C.V., 2003;

"Manual De Procedimientos De Operación, Mantenimiento Y Atencion De Emergencias", CONCEPTOS ENERGETICOS MEXICANOS S DE R.L DE C.V., 2003.

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (Comité Consultivo Nacional de Normalización de Gas Natural y de Gas Licuado de Petróleo por Medio de Ductos), <http://www.energia.gob.mx>.

"Prospectiva del Mercado de Gas Natural", 2005.

SECRETARÍA DE ENERGÍA, "2014", Dirección, General de Planeación Energética", México, 2005.

ARGENTINA

Decreto 180 de 13 de fevereiro de 2004.

Decreto 181 de 24 de março de 2004.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA).

SUBSECRETARIA DE COMBUSTÍBLES, Disposição 0027 de 29 de março de 2004.

SECRETARIA DE ENERGÍA, Resolução 0659 de 17 de junho de 2004.

_____, Resolução 1681 de 29 de dezembro de 2004.

_____, Resolução 0503 de 21 de maio de 2004.

CHILE

BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy 2006* (acessado através de <http://www.bp.com> em 09 de agosto de 2006).

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE), *Balance Nacional de Energia*, Chile, 2005 (acessado através de <http://www.cne.cl>, em 09 de agosto de 2006).

SUPERINTENDENCIA DE ELECTRICIDAD Y COMBUSTIBLES, RES. EXT. n.º 754 - Instruye Adopción de Medidas ante una Contingencia en el Abastecimiento de Gas Natural, Chile, 22 de abril de 2004.

UNIÃO EUROPÉIA

OFFICIAL JOURNAL OF THE EUROPEAN UNION, Council Directive 2004/67/EC of 26 April 2004 – Concerning Measures to Safeguard Security of Natural Gas Supply, 2004.

_____, Council Directive 2003/55/EC of 26 June 2003 – Concerning Common Rules for the Internal Market of Natural Gas, 2003.