

# **A Exploração do Pré-Sal como instrumento para Construir Riqueza para o Povo Brasileiro**

**O Uso do Gás Natural Não Energético:**

**O Programa de Gás Natural Matéria-Prima - PGNMP**

*Complemento do Relatório emitido em 03/08/2015, refeito à  
luz das discussões do Programa “Gás para Crescer”*

Elaborado por

***ChemVision***

***Rio de Janeiro, 27/03/2017***

## Sumário

<b>1. Introdução</b>	<b>3</b>
<b>2. O Arcabouço Legal para adoção da Política para o Uso do Gás não Energético</b>	<b>4</b>
<b>3. O Programa de Gás Natural Matéria-Prima – Descrição completa</b>	<b>6</b>
3.1 <i>Um Diagnóstico Industrial</i>	6
3.2 <i>Programa de Gás Natural Matéria-Prima - PGNMP</i>	10
3.2.1 <i>Descrição das 3 etapas do Programa</i>	12
3.2.1.1 <i>Plano Emergencial (Curto Prazo)</i>	12
3.2.1.2 <i>Plano Nacional de Estímulo e Diversificação (Médio Prazo)</i>	15
3.2.1.3 <i>Plano Nacional de Estabilização (Longo Prazo)</i>	17
<b>4. “Funding” do Programa de GNMP de Curto Prazo</b>	<b>20</b>
4.1 <i>Conceitos básicos e breve revisão histórica</i>	20
4.2 <i>O óleo da União e o valor máximo que pode ser adiantado</i>	21
4.3 <i>A vantagem da securitização e seus requerimentos mínimos</i>	23
4.4 <i>O escopo limitado da proposta e a oportunidade de investigar a solução</i>	25
<b>Anexo 1 – Proposta de Resolução do CNPE</b>	<b>28</b>
<i>Proposta de Resolução do CNPE</i>	28
<b>Anexo 2 – “Financeirização” da receita petrolífera pelo Estado Brasileiro</b>	<b>34</b>
<b>Anexo 3 – Simulação de Tapuia 10, março de 2017</b>	<b>37</b>

## 1. Introdução

A oferta crescente de gás natural pode eliminar o gargalo existente no Brasil e alterar profundamente a futura estrutura de mercado, sobretudo pelo novo gás proveniente do pré-sal, trazendo a liquidez que os consumidores necessitam.

A ABIQUIM, preocupada com a crítica situação da plataforma industrial que usa gás natural como matéria-prima (GNMP) e na busca da sobrevivência das mesmas até que a nova oferta de gás natural nacional esteja pronta para o consumo, dando a liquidez necessária para que as forças de mercado atuem na direção da competitividade, propôs em 2015 o **Programa do Gás Natural Matéria-Prima (PGNMP)**, com propostas de curto, médio e longo prazos para que, durante um período de transição, uma Política Industrial apoie a manutenção do parque produtivo até que o futuro promissor, de mais oferta e ofertantes, se materialize. A expectativa é a de que a nova oferta possa começar a ocorrer a partir de 2022-2023.

O Programa (PGNMP) é dirigido exclusivamente ao gás natural para consumo não energético, para os setores industriais que utilizam este insumo como matéria-prima. Atualmente, o único setor que ainda utiliza gás natural não energético no País é o químico, pois o outro grande usuário, a siderurgia, abandonou esta alternativa por falta de competitividade em face dos preços praticados.

Tal como enfatizado na primeira versão deste Relatório, emitida em 2015, a Indústria Química Brasileira tem perdido participação no atendimento à demanda interna por meio da produção local, apesar do crescimento do consumo de produtos químicos no Brasil nos últimos anos. Mais de um terço de toda a demanda por produtos químicos vem sendo suprida por importações. No início da década de 90, essa participação girava em torno de 5%. Essa situação tem gerado não só déficit comercial elevado, que em 2016 chegou a US\$ 22 bilhões, como também conduziu as fábricas a operarem com ociosidade média de 20%. Parte expressiva desse déficit (mais de US\$ 3 bilhões) é de produtos derivados diretamente do gás natural, utilizado como matéria-prima.

O preço do gás natural no Brasil, superior a US\$ 6/MMBtu (sem incluir a margem das distribuidoras), é duas vezes superior ao preço praticado nos Estados Unidos, que hoje se tornou o principal “precificador” das commodities na Bacia do Atlântico, tirando a competitividade da indústria brasileira. O aperfeiçoamento das técnicas de exploração do shale gas nos EUA está levando ao renascimento da indústria química, com o retorno de plantas que se encontravam paralisadas, além da realização de novos investimentos.

É importante enfatizar que o uso do gás natural importado (como GNL) para insumo não energético (matéria-prima) raramente consegue ser competitivo devido aos altos custos decorrentes da liquefação, transporte, regaseificação e estocagem de gás.

## 2. O Arcabouço Legal para adoção da Política para o Uso do Gás não Energético

A Lei do Gás, promulgada em março de 2009, oferece o dispositivo legal que remete ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) a faculdade do estabelecimento de diretrizes, por meio de programas especiais, para o uso de gás natural como matéria-prima (não energético), criando as condições de competitividade para o desenvolvimento dos segmentos industriais que o usam.

Este dispositivo é a consubstanciação pela lei de uma realidade e é também o reconhecimento de que existem mecanismos de diferenciação de preços em mercados com aplicações diferentes, tanto para uso energético quanto para matéria-prima. Esse reconhecimento institucional, que também é prática comum em outros Países, somente foi possível pela oferta crescente e pela relevância das cadeias produtivas do gás natural.

Levando-se esse aspecto em consideração, constitui medida da mais alta importância para o desenvolvimento do uso não energético do gás a elaboração de uma política específica, a ser estabelecida pelo CNPE, nos termos do art. 58, parágrafo VII, da Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, que altera o artigo 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo).

No mesmo sentido, reconhecendo a importância do aproveitamento dos recursos naturais para gerar riqueza para o povo brasileiro, a Exposição de Motivos Interministerial, número 38 (itens 20 e 21), encaminhada à Presidência da República propondo a criação da PPSA, estabelece um comando incisivo e cristalino:

*“20. Assim, será considerada vencedora a proposta que oferecer o maior excedente em óleo para a União, observado o percentual mínimo estabelecido por proposta do CNPE. Por seu lado, a União deterá maior capacidade de dispor do excedente de petróleo e do gás extraídos que permanecerão sob sua propriedade, disciplinando assim, integralmente, sua política de comercialização de forma a assegurar melhores condições para desenvolvimento da indústria de refino e petroquímica no País.”<sup>1</sup>*

*“21. A partir dessa constatação, o presente projeto de Lei ancora-se nos seguintes pilares: aumentar a participação da sociedade nos resultados da exploração de petróleo, de gás e de outros hidrocarbonetos fluidos nas áreas do pré-Sal e estratégicas; destinar os recursos advindos de tal atividade a setores estruturalmente fundamentais para o desenvolvimento social e econômico; e fortalecer o complexo produtivo da indústria do petróleo e gás do País, preservando os interesses estratégicos nacionais.”*

Portanto, é destacado que a União pretende desenvolver e estimular os setores industriais que utilizam matérias-primas de forma não energética geradas pela exploração do pré-sal, refutando a tentação da “doença holandesa”. Este texto estabelece claramente uma prioridade na utilização dos recursos à luz da nova realidade internacional de matérias-primas.

---

<sup>1</sup> O grifado neste texto é de nossa autoria.

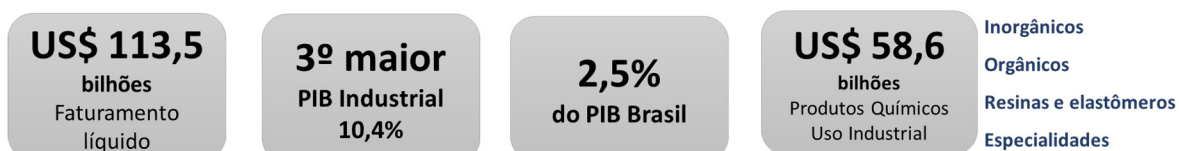
As riquezas descobertas com os investimentos em tecnologia e recursos humanos pela Petrobras não podem ser utilizadas apenas para a exportação de petróleo para outros países, que utilizando a riqueza brasileira irão exportar para o Brasil produtos de maior valor agregado.

Em face disto, a proposta é a emissão de uma Resolução do CNPE, conforme Anexo 1, para o uso do gás natural não energético, por meio do Programa do Gás Natural Matéria-Prima (PGNMP).

### 3. O Programa de Gás Natural Matéria-Prima – Descrição completa

#### 3.1 Um Diagnóstico Industrial

A química é atualmente o principal consumidor de gás natural, tanto para fins energético quanto não energético, e ocupa posição de destaque no cenário brasileiro, à semelhança de outras economias desenvolvidas:

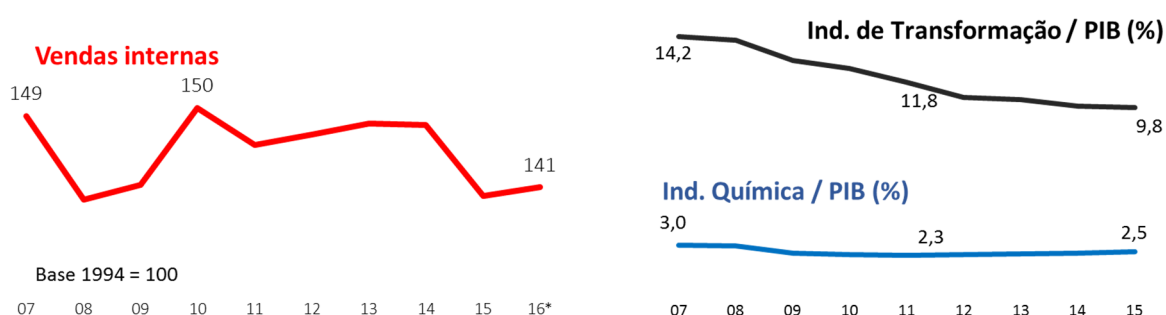


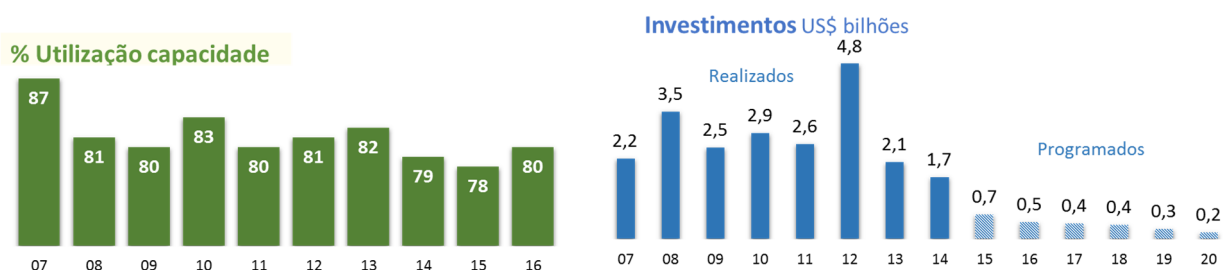
Além disso, a química oferece empregos com elevado grau de qualificação, com remunerações acima da média da indústria de transformação:



No entanto, a química vem enfrentando diversos problemas com a falta de competitividade, principalmente no que diz respeito ao fornecimento das suas matérias-primas principais, uma vez que o peso relativo destes insumos é elevado (chegando 70-80% dos custos). A indústria química brasileira não é “formadora de preços”, mas sim tomadora. Os preços são formados no mercado internacional e não levam em conta, necessariamente, a precificação da matéria-prima, mas sim o balanço de oferta e demanda dos produtos químicos finais, que crescentemente chegam ao mercado brasileiro. Nos últimos 10 anos, esta indústria encontra-se estagnada, como se pode verificar nos gráficos a seguir:

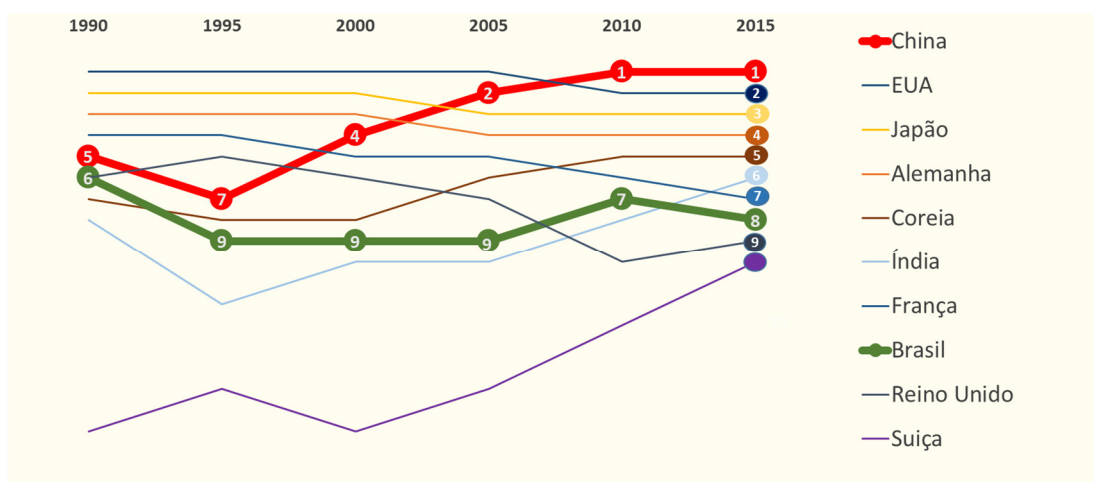
Figura 3.1 - Alguns Indicadores da Indústria Química Brasileira





Esta estagnação levou o Brasil a perder duas posições no Ranking Mundial, um claro sintoma da perda de competitividade, como mostrado na figura 3.2 a seguir:

**Figura 3.2 - Ranking da Indústria Química Mundial**



Fontes: ACC e Abiquim.

Por outro lado, é necessário enfatizar as razões que levam o Brasil a não prescindir de uma indústria química local, como tantos outros países desenvolvidos:

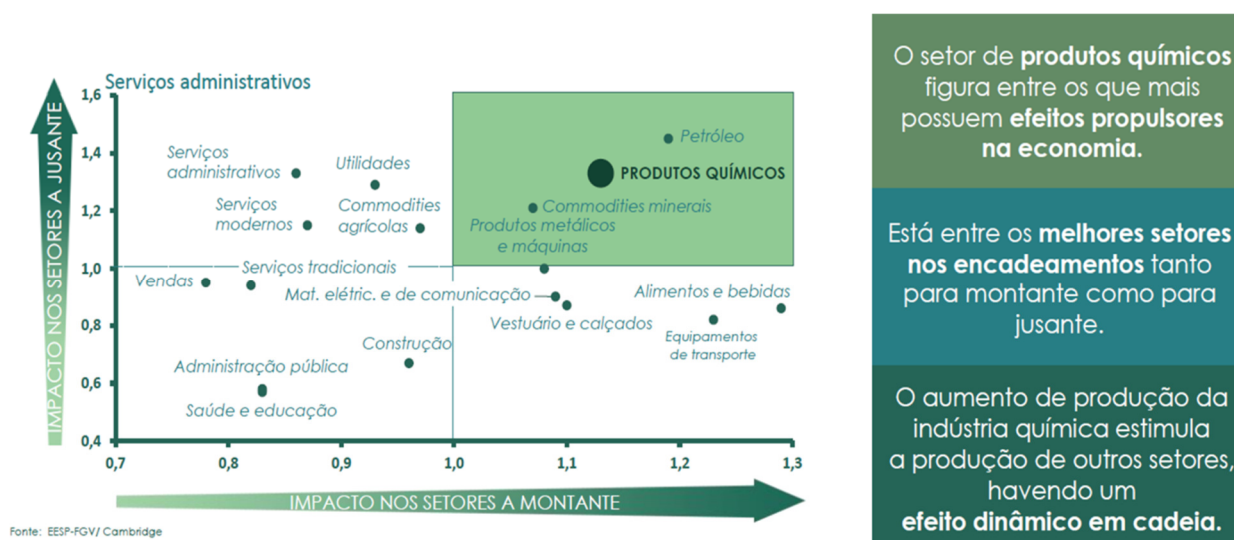
- A química viabiliza e agrega valor a todas as cadeias produtivas e a muitas atividades de serviços, na base e no consumo final;
- Os empregos gerados pela química são de alta qualificação e remuneração e desdobram-se em muitos outros empregos em diversas cadeias produtivas (6 para cada 1 na química);
- Quanto mais as cadeias produtivas são estendidas, maior o efeito multiplicador dos recursos naturais (como o gás), gerando maior arrecadação de receitas pela União e de benefícios para a sociedade;

- A química integra e oferece as soluções para mitigar a emissão dos gases de efeito estufa e gera soluções de sustentabilidade.

A Indústria Química, pela sua pluralidade, é propulsora de desenvolvimento estruturado, como demonstra estudo elaborado por Nelson Marconi, professor da FGV-SP, e por dois pesquisadores da Universidade de Cambridge, Igor Rocha e Guilherme Magacho<sup>2</sup>.

A Figura 3.3 mostra a conclusão do mencionado trabalho.

**Figura 3.3 - Matriz dos Efeitos Propulsores das Atividades Econômicas**



É preciso que se removam os fatores estruturais que impedem a indústria química brasileira de potencializar a sua inserção em um cenário internacional de competitividade:

- Matérias-Primas e Energia: custo e disponibilidade de longo prazo
- Infraestrutura e logística: remoção dos gargalos
- O ambiente de negócios: previsibilidade, segurança jurídica e visão de longo prazo
- Inserção da Indústria Química no Planejamento Energético do País

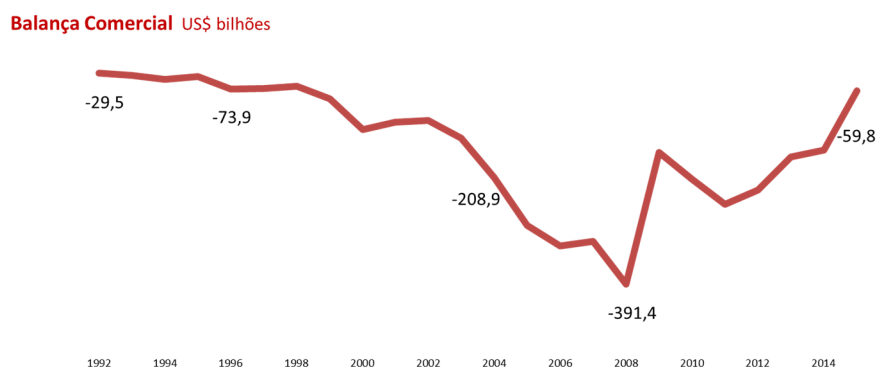
Embora a indústria química nacional seja eficiente do ponto de vista intrínseco, dos limites da fábrica para dentro, com eficiência das unidades produtivas no que se refere ao uso e alocação de recursos físicos, o seu entorno, ou seja, os fatores horizontais de custo Brasil, levam o produto final nacional a ser penalizado frente à competitividade quando comparado a outros players do mercado internacional.

<sup>2</sup> Citação do Artigo Publicado pelo jornal "Valor" de 28/10/2014. A pesquisa foi feita a partir de cálculos em cima da matriz insumo-produto apurada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE).

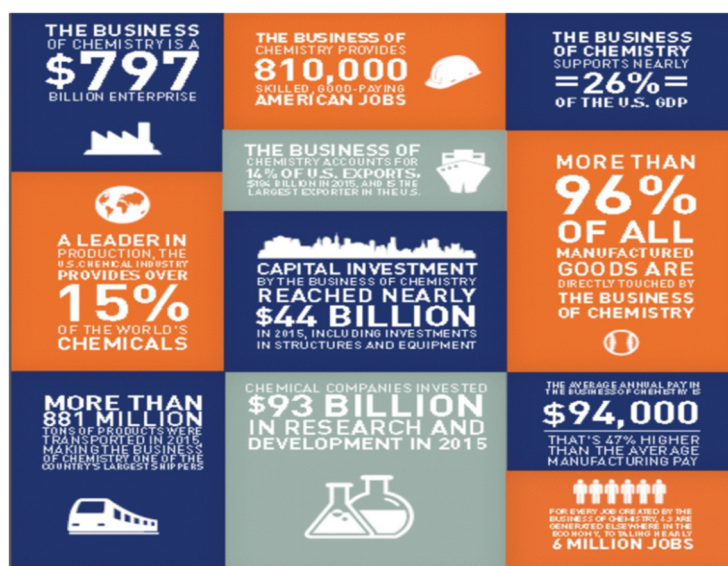
A não previsibilidade de garantia de fornecimento de matérias-primas competitivas tem reduzido, há algum tempo, dramaticamente, o nível de investimentos em diversos segmentos da química, como aquele que utiliza o gás natural como não energético. Por outro lado, se as condições de mercado forem previsíveis e de longo prazo e na busca da competição internacional, podendo estas serem alcançadas por meio de uma Política Industrial com prazo de tempo definido e certo, certamente a resposta virá pelo aumento do nível de investimentos, que responderão às oportunidades existentes no mercado brasileiro. Essa previsibilidade não se confunde com política industrial permanente, que, em sendo adotada, destruiria a busca das empresas pela melhora na eficiência.

Não pode deixar de ser mencionado e destacado o resultado nos EUA da utilização do gás natural não energético na matriz industrial, fruto da disponibilidade do “shale-gas”. Embora os dados a seguir se refiram a química americana, outros setores se beneficiaram da disponibilidade, inclusive os que demandam energia. A Figura 3.4 e a Figura 3.5 mostram o sucesso dos Estados Unidos com a agregação de valor do gás natural não energético, que é um exemplo.

**Figura 3.4 - A Balança Comercial dos EUA como indicador da Recuperação**



**Figura 3.5 - Os dados da indústria Química Norte-Americana**



Em suma, quais as razões que levariam a União a apoiar uma política para o uso do gás natural NÃO ENERGÉTICO? Antes, vale esclarecer que a QUÍMICA, atualmente, é a única usuária do gás natural não energético, portanto, por que viabilizar esta atividade:

- É provedora de praticamente todas as demais atividades da economia;
- É um dos setores industriais, juntamente com óleo e gás, que mais **efeitos propulsores e agregadores possui sobre a economia**;
- É **agregadora de valor** e seus empregos são de excelente nível de escolaridade
- É parte da solução para questões relacionadas à sustentabilidade e à melhoria dos padrões de vida da população, como moradia, saúde, saneamento, comodidade, entre outras;
- Tem demanda constante (fator de carga), **dando previsibilidade** aos produtores de gás natural.
- Por fim, não menos importante, **não há país desenvolvido sem uma indústria química forte** e inúmeros países praticam políticas industriais com o intuito de ou preservar e/ou incentivar o setor.

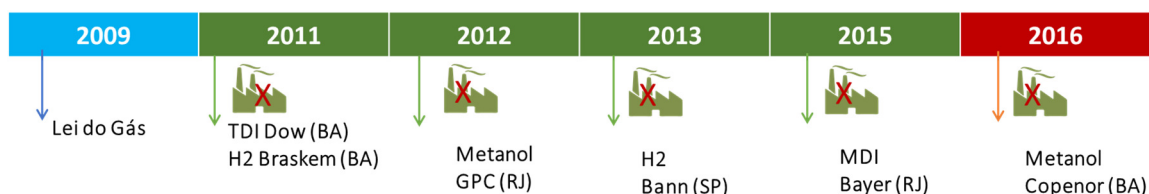
### 3.2 Programa de Gás Natural Matéria-Prima - PGNMP

A ABIQUIM defende a necessidade da criação de políticas públicas para estimular o desenvolvimento industrial, agregar valor às vantagens comparativas naturais e diversificar a produção, criando condições de desenvolvimento sustentável de sua economia. O uso do gás natural não energético (utilizado como matéria-prima pela indústria) está inserido nesse contexto.

Esse tema também foi profunda e exaustivamente estudado no documento “Potencial de Diversificação da Indústria Química Brasileira”, contratado e patrocinado pelo BNDES e realizado pela Bain Company e pela Gás Energy. Este estudo demonstrou que países como a Alemanha, China, Índia, Coreia do Sul, Japão, Estados Unidos e México criaram programas específicos para o desenvolvimento de sua indústria química, seja para superar suas fraquezas intrínsecas, seja para reforçar os seus pontos fortes, em especial, a elevada disponibilidade de recursos naturais.

A ausência do senso de urgência por parte do Governo em regulamentar o artigo 58 da Lei do Gás, de 2009, conduziu ao fechamento de importantes empresas produtoras de insumos básicos da matriz industrial, que utilizam gás natural para fins não energéticos, como se exemplifica na Figura 3.6 a seguir.

Figura 3.6 - Empresas importantes que encerraram suas Produções



A Figura 3.7 quantifica as perdas estimadas, tanto diretas quanto indiretas, por meio do efeito multiplicador estimado<sup>3</sup>, que são muito significativas

Figura 3.7 - As perdas resultantes do Fechamento de Fábricas

NÚMERO DE EMPREGOS PERDIDOS	FATURAMENTO LÍQUIDO ANUAL PERDIDO (US\$ MILHÕES)	FATURAMENTO LÍQUIDO ACUMULADO 2001 – 2016 (US\$ MILHÕES)	IMPOSTOS PERDIDOS SOBRE O ACUMULADO (35% DA RECEITA BRUTA) (US\$ BILHÕES)	ENCARGOS PERDIDOS NO PERÍODO ACUMULADO (24% DO CTMO) (US\$ MILHÕES)
551	594	3.547	1.242	38
<b>EFEITO RENDA ESTIMADO (CINCO VEZES)</b>				
2.755	2.971	17.738	6.208	188

Fonte: Abiquim.

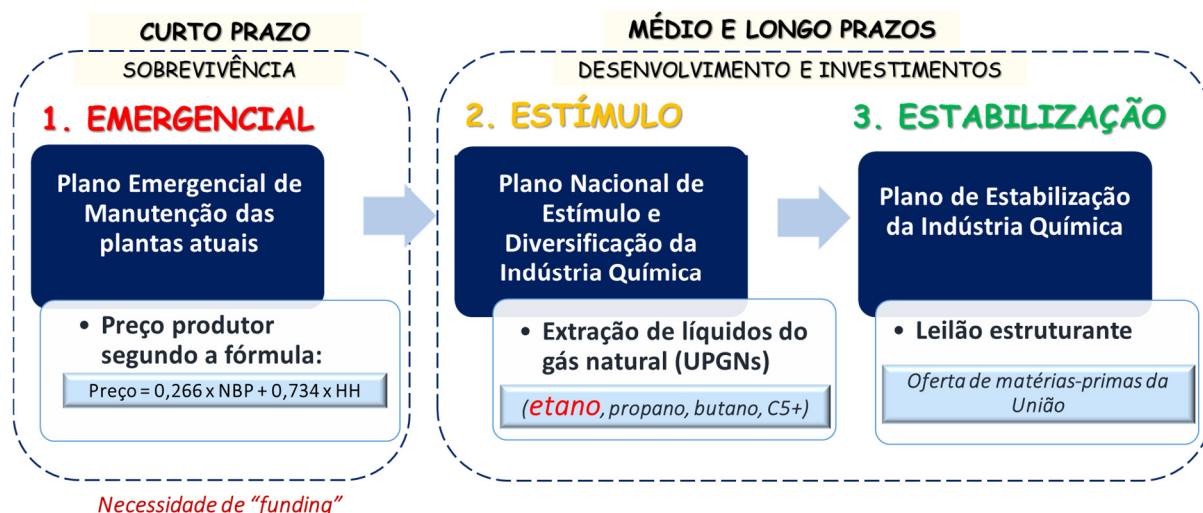
Neste contexto, o Programa Nacional do Gás Natural Matéria-Prima tem os seguintes objetivos:

1. **Promover a competitividade** das empresas que utilizam gás natural como matéria-prima (uso não energético) nos mercados interno e externo;
2. **Atrair investimentos** para a sua expansão no Brasil;
3. Buscar a **diversificação das Cadeias Produtivas Ampliadas**, que permitem elevados índices de agregação de valor;
4. Criar **empregos, benefícios e impostos**, gerando benefícios sociais com efeitos multiplicadores na economia.

A estrutura do Programa foi elaborada em três etapas consecutivas, visando ações de curto, médio e longo prazos. A maximização dos objetivos pleiteados no Programa se daria com a completa execução das etapas propostas. Na figura 3.8, a seguir, estão descritas as 3 etapas:

<sup>3</sup> A Agregação de valor média, informada pela DOW Chemicals, no Seminário da APLA (Cancun, 11/2015), 8 vezes o valor do gás natural. Nesta estimativa, foi usado conservadoramente o fator 5.

Figura 3.8 - Estrutura do PNGMP



### 3.2.1 Descrição das 3 etapas do Programa

#### 3.2.1.1 Plano Emergencial (Curto Prazo)

A primeira etapa, ou o Plano Emergencial, deve ter aplicação no mais curto espaço de tempo possível, precisa ser anterior às duas outras etapas. As premissas básicas são de que a disponibilidade de gás natural é limitada no curto prazo e não há como reduzir seu preço via mecanismos clássicos de mercado, mas a competitividade do preço do GNMP é necessária para manter operando as empresas que atualmente o consomem. São 12 empresas, incluindo as unidades de fertilizantes, que consomem, juntas e operando à plena carga, 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia atualmente.

A competitividade do preço do gás não energético, necessária para manter operando as empresas que atualmente o consomem, depende de um instrumento de regulação que seja factível e efetivo rapidamente. O cerne da regulação do preço seria a adoção de uma fórmula simples e transparente de precificação para este uso particular, vinculada à origem das importações brasileiras dos produtos derivados do gás natural, bem como ao peso do gás vigente nesses países, mas deve ter uma atuação limitada no tempo, estimando-se que são necessários 5 anos.

O preço adequado do gás natural não energético no Brasil deverá ser aquele que permitirá a produção local de forma competitiva com a importação, sem proteções tarifárias. O Brasil importa, hoje, perto de US\$ 3,0 bilhões em produtos que utilizam gás natural não energético como matéria-prima (inclusive a ureia), de três principais regiões mundiais:

- i. América do Norte e Caribe (chamada Bacia do Atlântico), onde o preço do GNMP é indexado a Henry Hub (HH - EUA);
- ii. Europa Ocidental, onde os preços do GNMP são indexados principalmente ao NBP (National Balancing Point, Reino Unido);

- iii. Oriente Médio e Báltico, onde os preços de GNMP são regulados pelos Governos locais (mas com indexadores ou referenciais de preços pouco transparentes).

Até pouco tempo atrás, o Oriente Médio e o Báltico eram as regiões que detinham as maiores reservas mundiais de gás natural e sempre foram grandes supridoras de derivados do GNMP, principalmente ureia e metanol. Por essa razão, eram consideradas as “formadoras de preço de mercado no Brasil”. O advento da exploração das reservas norte-americanas de “shale gas”, a partir de 2005/2006, afetou profundamente a competitividade e o equilíbrio das trocas comerciais mundiais de derivados do gás natural como matéria-prima, estabelecendo novos padrões de concorrência.

O Brasil compete, hoje, principalmente com a América do Norte (EUA, Canadá e México) e Caribe (Venezuela e Trinidad & Tobago) nas commodities primárias e com a Europa Ocidental nos derivados de maior valor agregado. Tanto o Oriente Médio quanto os países Bálticos se vêm na condição de adequar seus preços à competição da América do Norte e do Caribe na Bacia do Atlântico. É interessante ver que a região do Báltico, grande fornecedora de ureia para o Brasil, no passado, vem perdendo a competição para os países do Oriente Médio, que mais facilmente acompanharam a precificação da Bacia do Atlântico.

Portanto, pode-se afirmar que os atuais formadores de preços do mercado brasileiro, que estabelecem o padrão de competição para o Brasil, se originam apenas (ou principalmente) de duas regiões exportadoras:

- América do Norte e Caribe;
- Europa Ocidental.

O papel desempenhado pela Europa neste padrão de competição é muito relevante, pois ela é exportadora, para o Brasil, de produtos de maior valor agregado e obtêm um gás natural indexado ao NBP (e não ao HH). Ou seja, o Brasil compete com a Europa Ocidental em isocianatos, oxo-álcoois, etc. Portanto, o preço do GNMP considerado competitivo precisa levar em consideração os dois referenciais na sua indexação e não apenas o preço do HH, como por vezes se espera.

A proporção das importações das duas regiões, Europa Ocidental e América do Norte & Caribe, têm pesos de 27% e 73%, respectivamente, na média dos últimos 5 anos. Os referenciais de preços de gás natural para América do Norte e Caribe é HH e Europa Ocidental NBP. A fórmula proposta, que é transparente e de simples aplicação, é a seguinte:

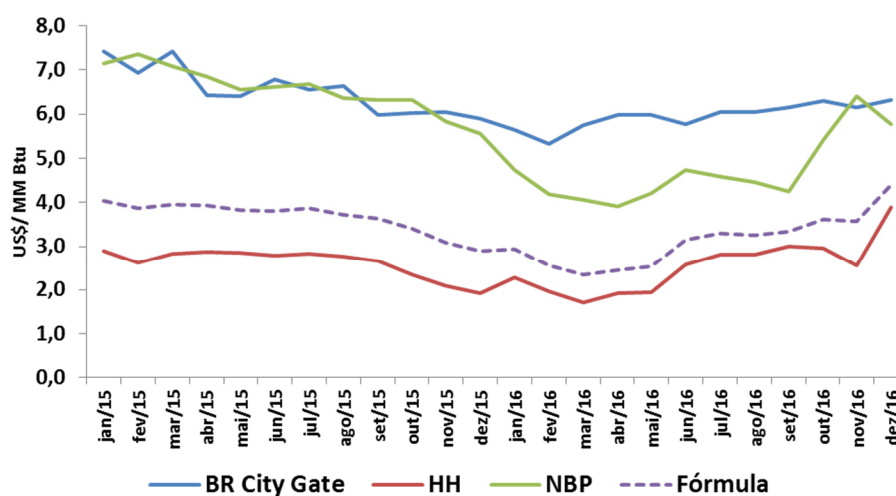
$$\text{Preço}_{\text{GN Produtor}} = 0,27 \times \text{NBP} + 0,73 \times \text{HH}$$

Na proposta há o entendimento de que os produtores de gás natural no Brasil não devem ter seus preços controlados em função do uso. Desta forma, a União, no âmbito de uma política industrial, deveria ressarcir esses produtores por esta entrega de gás com recursos futuros resultantes da Cessão Onerosa e do Regime de Partilha, posto que a União será a beneficiária do pagamento de

impostos incidentes sobre os produtos de maior valor agregado que serão produzidos com gás natural como matéria-prima.

O estudo também apresenta uma sugestão de como a União poderia realizar a política, adotando um mecanismo de “funding”, que ressarciria os produtores de gás por eventuais diferenças de preços entre o que cobram pelo uso energético (atualmente US\$ 6,33/MMBTU), e o resultado da precificação sugerida para o uso não energético. O detalhamento desta proposta de “funding” é mostrado capítulo 4. A Figura 3.9 mostra o que teria resultado da aplicação da fórmula ao longo dos últimos 2 anos.

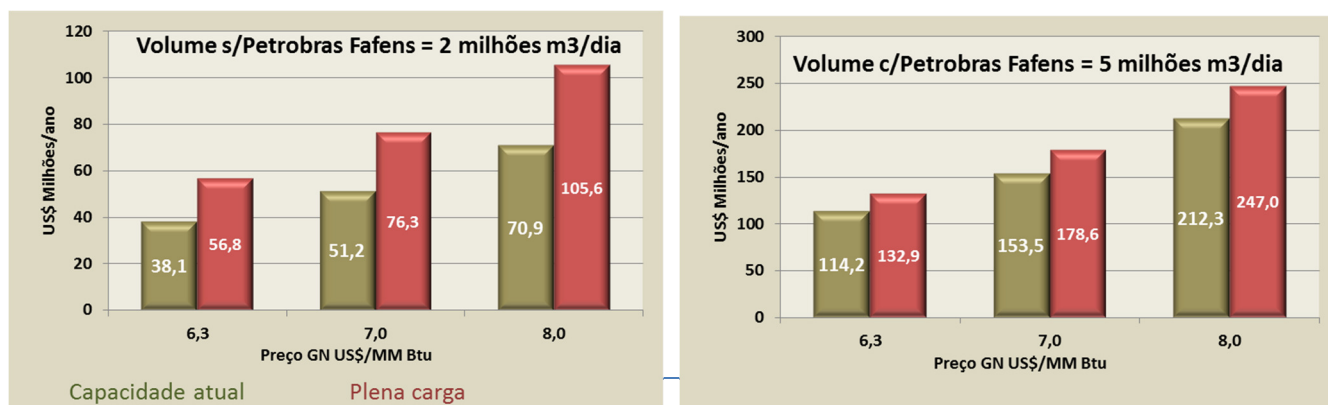
**Figura 3.9 - Comportamento da Fórmula nos últimos 2 anos**



Elaboração: ChemVision

Como pode ser visto na Figura 3.10, os recursos necessários para o Plano Emergencial são de US\$ 57 a US\$ 133 MM/ano, dependendo da inclusão da demanda das FAFENS, estimando-se que a contrapartida de manutenção das plantas em impostos é de US\$ 2 bilhões (incluso o efeito multiplicador) ao longo do período de vigência, de 5 anos, trazidos a valores de hoje.

**Figura 3.10 - Recursos Necessário do Funding**



Elaboração: ChemVision

Em resumo:

- A **fase emergencial** prevê que as atuais empresas (12 empresas mais Petrobras Fafens) que utilizam gás natural como matéria-prima (metano) tenham o preço do gás balizado pelo mercado internacional. Entendendo como preço a parcela da molécula + transporte do gás, sem considerar aqui a margem das distribuidoras;
- Para essa parcela de demanda de gás, **5 milhões de m<sup>3</sup>/dia** (considerando os 3 milhões das Petrobras Fafens), se adotaria uma fórmula de precificação diferenciada e baseada ao que se pratica hoje em países competidores e que enviam produtos para o Brasil (fórmula). O volume de 5 milhões de m<sup>3</sup>/dia equivale a cerca de 5% da atual oferta;
- Essa política vigoraria por um **prazo definido de no máximo 5 anos**, até que se tenha um mercado maduro e com mais oferta e ofertantes no País, sendo **válida apenas para os consumos atuais**, sem possibilidade de investimentos adicionais;
- As **eventuais diferenças** entre o que os produtores de gás cobram atualmente para o uso energético e o resultado obtido da fórmula seriam **ressarcidas pela União**, por meio de política industrial (respaldada no artigo 58 da Lei do Gás), não ficando tal diferença a cargo dos produtores de gás;
- Neste caso, também **não haverá a cobrança cruzada** de tais diferenças para os demais consumidores do uso energético.

### **3.2.1.2 Plano Nacional de Estímulo e Diversificação (Médio Prazo)**

Na segunda etapa, de estímulo e diversificação, o objetivo é viabilizar a maximização da recuperação dos líquidos de gás, especialmente do gás do pré-Sal, que é rico nesses recursos, disponibilizando etano, propano, butano e C5+ para uso como matéria-prima.

Atualmente, as frações C3+ são separadas, mas o seu uso é ainda predominantemente como combustível. Apenas o propano e butano são usados, em pequenos volumes, como propelentes.

Para o País e futuras expansões de capacidades produtivas, é importante que se potencialize a separação e aproveitamento dos líquidos do gás, a fim de que os mesmos possam ser utilizados como matéria-prima (não energético), em especial o etano, que hoje se mantém incorporado ao metano na maioria das UPGNs nacionais (apenas Cabiúnas separa parte do etano recebido).

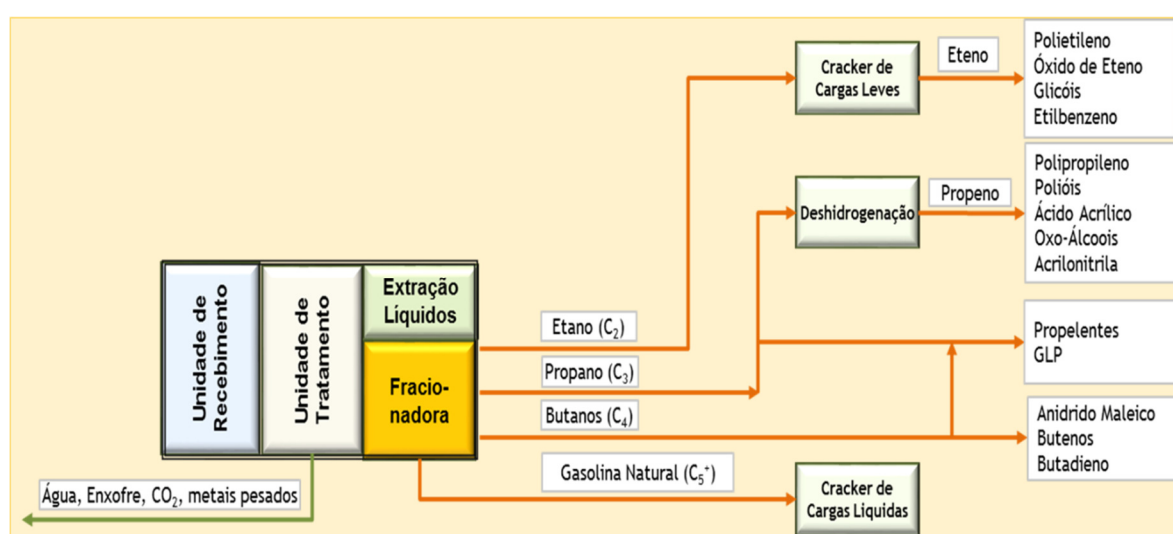
Na proposta, é defendida a manutenção das atuais especificações do gás, segundo Resolução nº 16/2008/ANP, a fim de buscar a maximização do metano contido no gás, sem impactar as cadeias produtivas usuárias de gás como insumo energético. Também, as futuras UPGNs, que irão tratar o

gás do pré-Sal, precisam garantir a separação destas matérias-primas nobres e que agregam valor, com a oportunidade de se multiplicar investimentos em novos ativos.

A transformação desses líquidos, em especial etano, agrega valor superior ao da molécula para uso energético, e, portanto, é imprescindível o seu aproveitamento e destinação aos segmentos que adotam esses produtos como matéria-prima principal.

A Figura 3.11 mostra, de forma simplificada, a cadeia de valor dos líquidos de gás natural que podem ser utilizados de forma não energética. O propano e o butano vêm tendo uso crescente no mundo como não energéticos, em virtude da sua redução de preço em relação a outras matérias-primas (nafta, por exemplo).

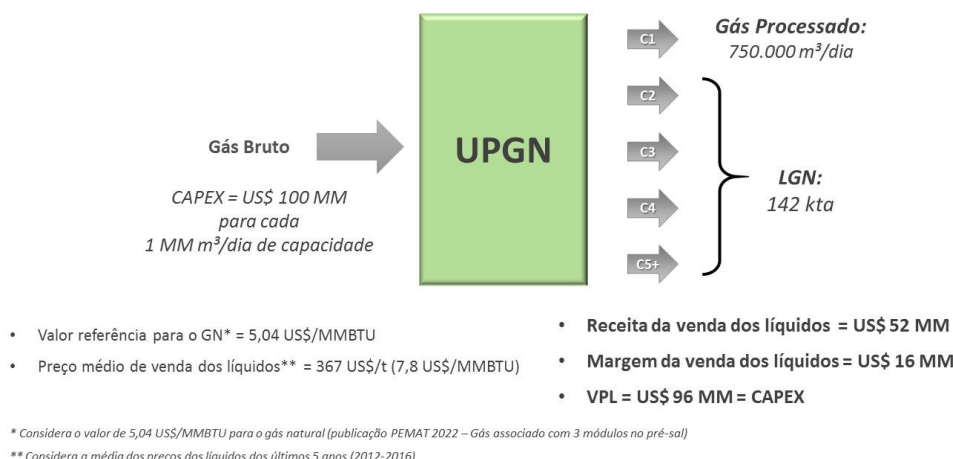
**Figura 3.11 - Cadeia de Valor Simplificada dos Líquidos de Gás Natural**



Elaboração: ChemVision

A Figura 3.12 mostra alguns números importantes em relação à UPGN, como sejam os níveis de investimento e os volumes movimentados.

**Figura 3.12 - UPGN - Separação de Líquidos -**



*Elaboração: Abiquim*

Além de seu efeito multiplicador na cadeia industrial, a separação dos líquidos possui papel viabilizador para a infraestrutura de processamento de gás, pois, a remuneração com a venda dos líquidos garante a implantação de infraestrutura de processamento sem onerar o Gás Natural Especificado gerando também competitividade para o uso não energético.

Cada 22 a 25 MM m³/dia de gás rico do pré-sal podem viabilizar investimentos da ordem de US\$ 6 bilhões, em um cracker de escala global com efeito multiplicador na economia. Com um potencial futuro de 70 MM m³/dia de gás, o pré-sal do Brasil pode viabilizar investimentos em três complexos petroquímicos de cargas leves (C2/C3), em valores estimados em US\$ 18 bilhões, com efeito multiplicador na economia com geração de empregos, renda, tributos e viabilização dos investimentos em unidades de processamento de gás.

### 3.2.1.3 Plano Nacional de Estabilização (Longo Prazo)

Na terceira etapa, de estabilização, pelo regime de partilha, a União será proprietária de um ativo (volumes consideráveis de óleo e gás) que se deve ser utilizado estrategicamente para o desenvolvimento do País. Caberá ao Estado definir a sua visão de longo prazo, a partir de políticas industriais específicas, que visem o melhor aproveitamento desses recursos naturais.

O Programa Nacional do Gás Natural Matéria-Prima defende a utilização do gás da União para realizar leilões de projetos estruturantes não termelétricos, priorizados em função da agregação de valor que acarretem, e que contribuam para o desenvolvimento do segmento industrial, com vistas a elevar a participação do setor industrial no PIB brasileiro.

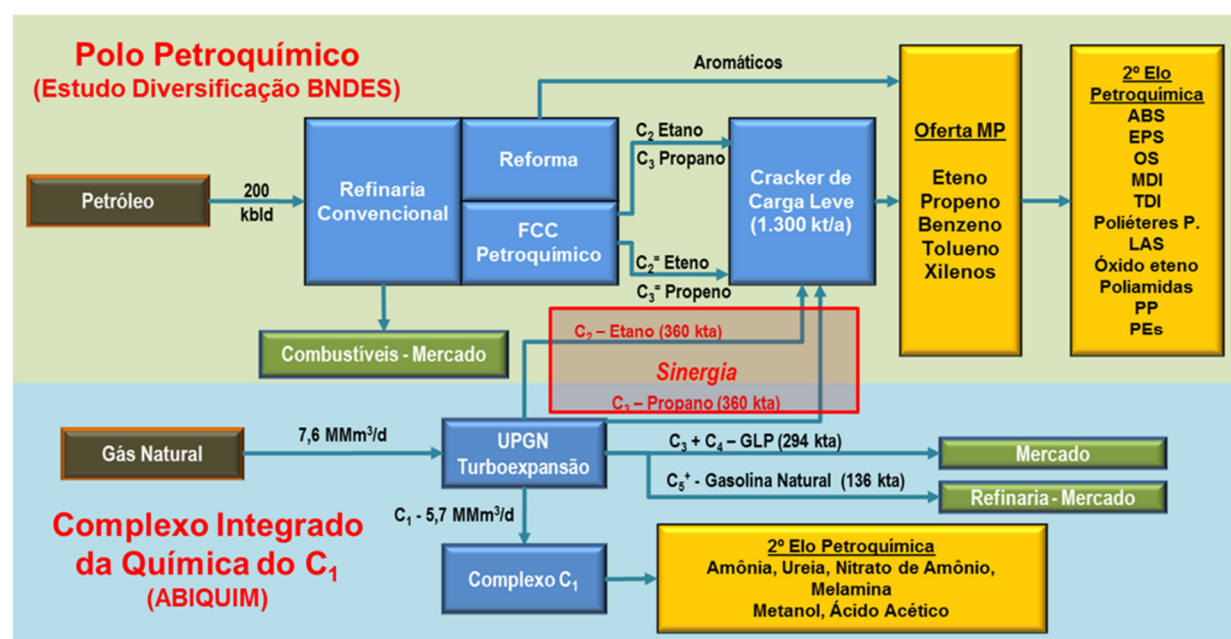
O gás natural é a fonte fóssil que mais crescerá nos próximos 20 anos e o USO NÃO ENERGÉTICO tende a se tornar mais relevante no contexto internacional e na reorganização das cadeias produtivas ampliadas.

A contrapartida da indústria estaria expressa nos compromissos de construção e ampliação de complexos industriais com este recurso nobre. Os valores envolvidos nessas operações retornarão para a União sob a forma de pagamento do financiamento dos projetos, de impostos pagos na construção e operação, de geração de emprego bem remunerado e do reequilíbrio na balança comercial. O retorno é muito superior ao custo de execução do Programa.

Os efeitos indiretos e induzidos são ainda mais importantes, uma vez que o aumento das vendas de produtos de base e de intermediários permitem a ampliação da produção de toda uma cadeia produtiva ampliada, que fabrica uma série de bens e mercadorias, não somente de uso industrial, mas também de uso final.

A ABIQUIM propõe, na verdade, uma estratégia semelhante à sugerida no documento “Potencial de Diversificação da Indústria Química Brasileira”, já mencionado, baseado na construção de um Complexo Petroquímico de grande porte. Esse complexo poderá ser otimizado e se tornar ainda mais competitivo, agregando a transformação não energética das frações de gás natural metano, etano e propano, como é mostrado na Figura 3.13.

Figura 3.13 - Complexo Petroquímico Integrado



Elaboração: ChemVision

A Construção do Complexo do C<sub>1</sub>, incluindo a UPGN (mas não os “down-stream” para aproveitamento do etano e outros líquidos de gás natural), oferece as perspectivas resumidas na Tabela 3.1:

Tabela 3.1 - Benefícios do Complexo de C1

<b>INVESTIMENTO</b>	<b>US\$ 3,9 bilhões</b> <b>(Impacto Direto no PIB = US\$ 1,5 bilhão)</b>
<b>BALANÇA COMERCIAL</b>	<b>US\$ 1,5 bilhão</b> <b>(a partir de 2025)</b>
<b>PIB (RECORRENTE)</b>	<b>US\$ 1,1 bilhão</b> <b>(a partir de 2025)</b>
<b>ARRECADAÇÃO</b>	<b>US\$ 0,3 bilhão</b> <b>(a partir de 2025)</b>
<b>EMPREGOS CRIADOS</b>	<b>1.400 Diretos</b> <b>+ 4.100 Indiretos</b> <b>+4.100 Longo da cadeia</b>

## **4. “Funding” do Programa de GNMP de Curto Prazo**

### **A securitização do óleo da União como solução de financiamento**

O elevado déficit orçamentário e a aprovação da Emenda Constituição no 95, denominada PEC do Teto (dos gastos públicos), não permitirão o aumento dos investimentos do Estado e mesmo do custeio de políticas públicas que incluem as políticas regulatórias, agrícolas, industriais, de transporte, científicas e tecnológicas. O investimento em infraestrutura e os gastos de governo com a política industrial, em particular, serão severamente reduzidos. Além disso, existe a urgente necessidade de alongar e baratear a dívida pública, ao mesmo tempo em que se buscam receitas extras.

Deduz-se que o aumento da formação bruta de capital fixo, imprescindível para a retomada do crescimento do PIB, dependerá do investimento privado e, por conseguinte, do desenvolvimento do mercado de capital e de novos instrumentos de financiamento, de forma a atraírem o capital externo.

É dentro deste quadro de significativas limitações, que se procurou responder à pergunta de como, sem aumentar os tributos, nem o déficit público, a União poderia bancar uma política industrial.

### **4.1 Conceitos básicos e breve revisão histórica**

A solução mais antiga e simples para o problema é adiantar alguma receita futura por meio da emissão de notas promissórias. No século XX, a solução mais difundida pelos estados e pelas empresas foi a emissão de obrigações e debêntures. Na busca pela “desintermediação” financeira, a securitização é uma alternativa que ganhou corpo a partir da década de 1970, seja com a criação de sociedades de propósito específico (SPE), seja com a criação de fundos de investimento em direitos creditórios.

Esta última solução, ao ver deste estudo, é a única passível de ser utilizada.

A securitização segrega os riscos de parte da receita por vir do detentor original para uma SPE, ou para um fundo. Adianta-se a receita a um custo menor do que seria pelo sistema bancário, sem risco de reduzir o controle, como ocorre no lançamento de ações em bolsas de valores e, o mais importante, sem aumentar o endividamento.

A operação segrega o futuro recebível que, portanto, não fará parte do balanço patrimonial.

A securitização de passivos públicos foi a solução encontrada para renegociar a dívida externa latino-americana e de alguns países asiáticos na década de 1980. Procurou-se um compromisso de forma que a dívida fosse paga, sem sobrecarregar as receitas correntes dos governos daqueles países num período de crédito externo escasso.

A securitização dos ativos privados e públicos (e não dos passivos como anteriormente mencionado) ganhou destaque nos últimos vinte anos. Embora sua participação tenha ficado bem abaixo do verificado em países industrializados e em estágio de industrialização semelhante, no

Brasil, os novos veículos também se disseminaram, como demonstram as debêntures de infraestrutura lançadas no início da presente década.

Ademais, a securitização do óleo foi o instrumento utilizado para financiar o desenvolvimento de todos os grandes campos de petróleo durante a década de 1990, no Brasil. Sem acesso ao crédito convencional, àquela época, eles não se viabilizariam sem ela. Foi também a fórmula encontrada pelos Estados brasileiros, depois de 1999, para adiantar receita a partir dos royalties e das participações devidas na produção de petróleo e gás natural (encontra-se no Anexo 2 o texto “Financeirização” da receita petrolífera pelo Estado brasileiro).

Fica claro, portanto, que a securitização de um ativo público não é uma jabuticaba, não se assemelha a uma “pedalada” fiscal e não gera dívidas.

## 4.2 O óleo da União e o valor máximo que pode ser adiantado

Na busca pelo que seria passível de ser objeto da operação, chegou-se aos contratos de partilha assinados para o desenvolvimento de Libra e àqueles que serão assinados em decorrência da revisão da cessão onerosa e dos acordos de individualização da produção. Em Libra, depois de recuperados os custos, 41,6% do excedente em óleo cabem a União. Nos contratos a serem firmados, a participação da União variará em cada contrato e, embora ainda seja uma incógnita, ela não deverá ser inferior a 10% do excedente.

Em todo o caso, é certo que, a partir de 2020, a União será proprietária de um volume expressivo de petróleo.

A proposta é segregar uma parcela reduzida deste óleo para ser objeto de uma operação de securitização, ou simplesmente de uma venda antecipada. Sublinhe-se que, no presente, nem de ativo público se trata, uma vez que esse óleo não se encontra no Balanço Patrimonial da União.

Um exercício preliminar, que segregue dez mil barris por dia, produzidos entre 2025 e 2030, a um preço de sessenta dólares, permite concluir que seria possível adiantar aproximadamente um bilhão e trezentos e oitenta milhões de reais a uma taxa de desconto de dez por cento e câmbio de três reais por dólar. Trata-se de um cálculo ainda grosseiro, mas, que serve de referência, ponto de partida e certamente de teto uma vez que, a essa taxa, é caro demais adiantar receita. Além disso, já fica afastada a ideia de a operação ser feita em moeda local.

Sempre tendo prudência e simplicidade na avaliação, para ter maior aderência à expectativa futura de receita será necessário detalhar o que caberá a União. Para tanto, apenas um campo será usado, mesmo sabendo que, além de Libra, a União contará com o óleo da revisão dos campos objeto da cessão onerosa e dos campos individualizados em volumes crescentes a partir de 2020.

Sem as informações sobre o plano de desenvolvimento de Libra, que não são públicas, apelou-se para uma analogia em termos geológicos, exploratórios, de desenvolvimento e econômicos, que foi denominada campo de Tapuia. (A simulação se fez em programa de computador elaborado pelo Engenheiro de Reservatório Newton Monteiro, já utilizado em outros estudos e que foi graciosamente cedido para o presente exercício).

É importante ressaltar que o campo análogo a Libra não é seu espelho, embora muito parecido. Na verdade, Tapuia é um campo no pré-sal brasileiro, gigante (mas, nem tanto), localizado a trezentos quilômetros da costa, em lâmina d'água em torno de dois mil e quinhentos metros. O volume de óleo recuperável é de 2.768.025.000 barris em trinta anos com um API de 27°. O gás associado disponível para escoamento é bastante reduzido e corresponde a vinte cinco por cento do total produzido. O gás é caracterizado com elevadíssimo teor de dióxido de carbono. O sistema de produção conta com quatro unidades de cento e cinquenta mil barris de capacidade e o primeiro óleo será extraído sete anos após o início da exploração.

Quanto aos aspectos contratuais, em grandes linhas, a partilha do excedente em óleo é fixada em 45% para a União e 55% para o contratado. (Portanto, não é exatamente a do campo de Libra). O custo exploratório pode ser recuperado em quatro anos com juros. Os custos fixos e custos de elevação (operacionais) são integralmente recuperados. O custo de supervisão e “overhead” do projeto corresponde a 1,5% do total.

Quanto aos parâmetros econômicos, o preço do barril foi fixado em sessenta dólares, o regime de tributação é o brasileiro, a alíquota de royalty de quinze por cento (como a do contrato de partilha atual) e a taxa de desconto para os cálculos de valor presente do projeto é dez por cento.

A curva de produção de Tapuia e o excedente em óleo da União, que correspondem às condições acima descritas, encontram-se no Anexo 3.

Se for segregado cinco por cento do volume que cabe a União, seria possível obter, hoje, a uma taxa de desconto de dez por cento, 608,85 milhões de dólares; o que claramente determina o limite superior do exercício.

A uma taxa de desconto mais adequada aos projetos petrolíferos em operações de “project finance”, ou seja, a cinco por cento, o valor presente da futura receita alcança 709,95 milhões de dólares.

Este exercício permite facilmente estabelecer os limites inferior e superior em que é possível antecipar a venda por meio da securitização do óleo da União de um campo análogo a Libra. Em outros termos, o valor inicial do fundo a ser criado por este instrumento financeiro é de no máximo setecentos milhões de dólares e, muito provavelmente, um pouco menos.

Trata-se de um cálculo extremamente conservador em todos os aspectos. Somente foi isolada a parcela de um campo, mesmo sabendo que outros contribuirão para o volume de óleo da União nos demais contratos de partilha. Os custos operacionais e os investimentos estão de acordo com o padrão internacional depois de setembro de 2014 e também com as severas condições encontradas no pré-sal (são duas vezes maiores que a média).

Em termos de produção, a curva resultante está bem abaixo das expectativas iniciais da área de Libra e, pelo que se tem notícia, as quatro unidades de produção em Tapuia são dezessete por cento menor (em capacidade de tratamento), que aquelas previstas para Libra. Por fim, as taxas de desconto utilizadas estão coerentes com operações semelhantes realizadas no mundo por petroleiras e governos em matéria de securitização de ativos em passado recente.

### 4.3 A vantagem da securitização e seus requerimentos mínimos

O instrumento financeiro em tela adianta a receita da venda do óleo a custo menor que um empréstimo bancário, permite fazer a operação por fora do balanço e tem um interesse ainda mais particular - separa parte do risco do projeto, para oferecê-la a investidores dispostos a assumi-lo. Distribui-se o risco que, antes, cabia a um só investidor, para outros interessados, justamente àqueles habituados a ele. Neste sentido, reduz a exposição do detentor original. Fala-se, então, em diluição do risco.

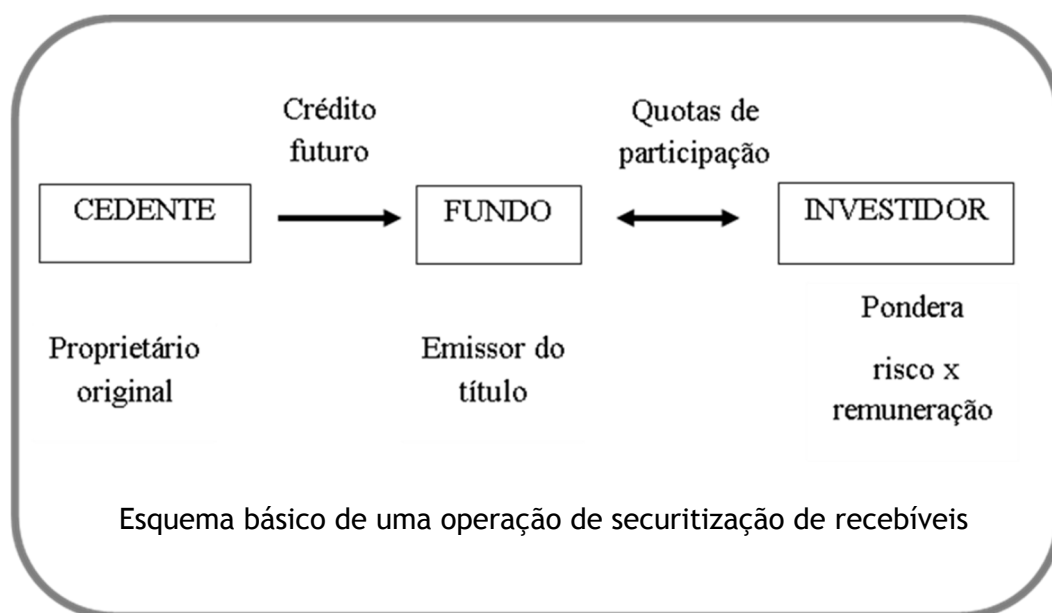
Tendo em vista a liquidez do petróleo, o estágio avançado do projeto de lavra de Libra e as numerosas referências fornecidas pelo desenvolvimento de campos de petróleo, que guardam mais de um bilhão de barris recuperáveis, o risco não sistêmico, ou específico, e o risco de crédito são baixos, o que é um trunfo no mercado de títulos mobiliários internacionais.

Ainda em relação à diferente natureza dos riscos, a despeito de existir alguma semelhança, a operação não está sujeita ao risco regulatório da securitização de ativos públicos ditos exclusivos; i.e., serviços com usuários identificados e consumo mensurável, como ocorre na eletricidade, no saneamento, nas ferrovias, hidrovias, rodovias, portos e aeroportos. Este é específico a essas atividades, numa operação bastante em voga, mas, que encarece o uso do instrumento financeiro e pode inviabilizar a privatização de ativos públicos.

No caso da partilha do óleo da União, não existe risco de mudança das regras, ou regulatório, nem risco contratual uma vez que, em toda história do Estado brasileiro, diferentemente de muitos outros países, jamais se “quebrou” contratos petrolíferos.

O avanço na gestão do patrimônio da União não é menor e merece destaque. A transparência da administração da dívida pública se contrapõe à antiquada gestão e contabilidade dos ativos por parte do Estado brasileiro. Eles são tidos como permanentes, o custo é histórico e ignoram-se as oportunidades ou, bem melhor, o custo oportunidade. A apreciação do valor dos bens pelo mercado pondera os seus riscos e é indispensável à eficiência da gestão pública. A securitização de uma muito pequena parcela do óleo da União já seria um sinal gigantesco neste sentido.

O desenho básico da operação é bastante conhecido e pode ser rapidamente resumido, uma vez que a proposta não foge em nada ao que se faz no mundo e no Brasil. O esquema ilustrativo encontra-se em seguida. O detentor original cede a um fundo (de recebíveis) o que foi separado da receita futura (cinco por cento do óleo da União em Libra). A escolha do fundo, como veículo, deve-se à vantagem tributária frente às sociedades de propósito específico. O fundo, por sua vez, vende quotas por meio de títulos em dólar aos investidores interessados e se constitui como credor do valor devido. A oferta desses valores mobiliários pode ser aberta, ou fechada, e deve ser certificada por agência de risco.



O montante recolhido é depositado no fundo e estará disponível para custear a política industrial e também caberá a ele resgatar os títulos emitidos no prazo estabelecido, quando o barril de petróleo for finalmente alienado no futuro, com certo rendimento para quem o adquiriu. Um agente fiduciário representa os titulares e a venda é feita por corretoras. A carteira de ativo, formada pelo óleo por vir, homogênea, líquida e certa, presta-se perfeitamente a estratégia de dispersão de risco dos investidores institucionais. A probabilidade de inadimplência de um título mobiliário lastreado em óleo futuro é pouco significativa.

Quanto à viabilidade da emissão e de seus riscos, cabe uma última analogia, desta feita com a securitização nos negócios agrícolas. Em matéria estritamente financeira, basta comparar os componentes do denominado risco de desempenho. Foi colocado que a inadimplência é menor, assim como muito menor é o risco climático e o de perecimento, inexistente. O risco de preço (sua volatilidade) é semelhante e os dois setores dispõem dos mesmos mecanismos de proteção. O risco de crédito também é muito menor, visto que não há safras, a produção é contínua e o óleo, depois de pagar os custos, tributos e as dívidas, há mais de um século, remunera soberbamente seu proprietário.

A urgência da diversificação dos instrumentos financeiros no mercado de capitais foi reconhecida logo no início deste texto. O mercado brasileiro é acanhado, dispõe de poucos veículos para as operações de securitização, a despeito de ter um evidente potencial de crescimento, em especial, com a queda da taxa de juros interna esperada no decorrer do ano. Os veículos se limitam aos certificados de recebíveis agrícolas (CRA), aos certificados de recebíveis mobiliários (SPE) e aos fundos de investimento em direitos creditórios (FIDC), este último, de longe, o mais desenvolvido no País.

O estoque de títulos corporativos, como porcentagem do PIB, dá uma ideia do atraso na matéria. Em 2010, nos Estados Unidos, os títulos corporativos correspondiam a vinte por cento do PIB,

dezesseis por cento no Japão, em torno de dez por cento na França e na Alemanha. Em países tardiamente industrializados, como no Chile, a soma dos títulos alcançava quatorze por cento do PIB e, na China, nove por cento. Entre estes últimos, o destaque é a Malásia, onde os títulos corporativos representavam trinta e cinco por cento do PIB e a Coreia do Sul, trinta e sete por cento.

No Brasil, sempre tomando o último ano da última década, todo o estoque de títulos corporativos era insignificante - zero vírgula cinco por cento do PIB. A distância em relação aos países citados reflete exatamente a falta de profundidade financeira, a falta de maturidade do mercado de capital local e, sem dúvida, a sobre-elevada taxa de juros. Constitui-se num efetivo obstáculo para elevar a formação bruta de capital fixo, particularmente, quando considerada a escassez da poupança doméstica.

Adequadamente desenhado, a emissão do título mobiliário proposto, além de adiantar receita a relativamente baixo custo e sem gerar dívidas, em termos conceituais, permitirá a correta apreciação do risco, ancorada na previsibilidade da receita em óleo, e estenderá, assim, as oportunidades para o investidor se proteger com algum tipo de seguro, ou ainda por meio de derivativos. Não falta expertise na elaboração do título proposto, no qual uma reduzida parcela do óleo da União é antecipadamente alienada de forma a criar um fundo que, segundo as contas anteriores, poderá reunir entre seiscentos a setecentos milhões de dólares, considerando apenas o contrato de um campo análogo a Libra.

#### **4.4 O escopo limitado da proposta e a oportunidade de investigar a solução**

Uma questão, cuja solução é trivial em países que dispõem de mercados de capitais consolidados, no Brasil, pode não ter solução viável em moeda local e considerando a atual remuneração das notas do Tesouro Nacional. É muito caro adiantar receita. A análise anterior coloca o problema e apresenta uma solução dentro do contexto brasileiro. Os principais aspectos técnicos foram abordados: o que é a securitização e sua experiência recente, o que pode ser objeto da alienação antecipada, a receita que pode ser obtida e a que preço, o desenho básico da operação, suas características e atributos. Conclui-se que não existe, hoje, na economia brasileira, uma mercadoria melhor para servir à estruturação deste tipo de financiamento.

A avaliação é preliminar, os cálculos são ilustrativos e servem para explicitar a lógica econômica, enquanto os valores, por sua vez, servem para dimensionar os custos. O raciocínio procura ser didático e simples, sem deixar de analisar os diversos riscos envolvidos, o custo oportunidade da operação e alguns mecanismos análogos. Saliente-se a natureza conceitual da presente proposta, ela não se atreve a desenhar o título que poderia viabilizar a operação, mas, delimita o espaço para sua viabilidade financeira.

Aliás, a opção pela securitização do óleo da União se justifica pelos seus atributos estritamente financeiros; ou seja, *per si*, independentemente do destino dado aos valores adiantados. A proposta cria um novo veículo de “desintermediação” num mercado de capitais carente de títulos. A qualidade do ativo objeto da operação e a frequência com que ela se repete em outros países são os maiores trunfos na atração dos investidores. Enfim, trata-se de gerar receita extraordinária,

atrair o capital externo, sem alterar o Balanço Patrimonial da União, ao mesmo tempo em que se dilui o risco do negócio. Difícil encontrar melhor solução em tempos de elevado endividamento público.

O escopo do presente estudo carece de aprofundamento sobre seus aspectos jurídicos. Todas as operações do tipo, no Brasil, exigiram a edição de leis específicas e, quando envolveram certames abertos, regulamentação da CVM. Sublinhou-se, no curso do texto anterior e no anexo, que a evolução do quadro jurídico-regulatório viabilizou a emissão de títulos corporativos como as debêntures e a securitização das compensações devidas com a produção de óleo e gás natural na esfera pública.

Em relação às últimas, os entes federados podem vender antecipadamente os recebíveis a título de royalty e participação especial. O enquadramento legal, é notório, não fere as operações de crédito listadas no Artigo 29, inciso III da Lei de Responsabilidade Federal. Depois de consumada a cessão, deixa de existir qualquer compromisso financeiro. Nem a inexecução do contrato de partilha poderia gerar alguma obrigação devida. Todo o risco, correspondente ao volume em óleo segregado, será bancado pelo investidor.

O recebimento antecipado de royalties e participações especiais não se compara a um financiamento convencional, a um empréstimo e nem mesmo a uma debênture. Não se trata de uma operação de crédito, mas da venda deste - a vista. E, com respeito à compensação paga pela produção de óleo e gás natural, a posição no Supremo Tribunal Federal é clara. Não se trata de tributo e, portanto, não atenta ao Artigo 37, Inciso I da Lei de Responsabilidade Fiscal. Entre outros, o voto do Ministro Sepúlveda Pertence na decisão do recurso extraordinário 228.800-5 esclarece que a compensação... *“não tem natureza tributária, constituindo sim, receita patrimonial do estado, cuja origem se encontra na exploração do patrimônio público, já que os recursos minerais pertencem à União, por expressa disposição constitucional.”*

A novidade, aqui, foi identificar, no mesmo fato gerador, a produção de petróleo que cabe à União no contrato de partilha, o objeto a ser “securitizado” com critérios, aliás, muito mais restritivos do que o aplicado às operações realizadas pelos entes federativos. A limitação, a apenas cinco por cento da receita futura de Libra, é o maior exemplo do conservadorismo da conduta. O próprio contrato de partilha é uma novidade de peso e sua execução um desafio ainda em discussão e cuja solução está em construção. Onde a urgência para se definir uma base legal e regulatória que permita a gestão do ativo público de forma mais inteligente, ao menos, ponderando o risco, o custo oportunidade e o longo prazo.

Além de não se ater aos aspectos jurídicos, o escopo do exercício é limitado pela abordagem pontual. A avaliação peca por ser estática. Uma pequena parcela do óleo proveniente de apenas um campo foi isolada, nenhum metro cúbico de gás natural foi considerado, a taxa de desconto de dez por cento foi tomada como base e prazos e volumes de produção foram pré-definidos. Esses critérios simplificam e ajudam a esclarecer o rigor do raciocínio econômico e financeiro, mas, impedem a correta avaliação do potencial do mecanismo proposto.

Estabelecido o fundo e constatado o baixo custo da antecipação, nada impede de conceder perenidade ao novo veículo de financiamento. Como foi visto, a securitização foi decisiva à diversificação dos mercados de capitais nos países industrializados e em industrialização acelerada. No Brasil, não faltará óleo para ser objeto da operação e este ativo não está submetido nem às incertezas regulatórias, nem à receita em moeda local. As curvas de produção para o pré-sal apontam para volumes superiores a três milhões de barris de óleo por dia na segunda metade da próxima década e uma parte crescente caberá à União. A solução proposta permite trazer para hoje uma pequena parcela desta receita distante no tempo e fazê-la mais proveitosa imediatamente, ou quase e sem aumentar a dívida.

Além de obstáculos legais e regulatórios a serem enfrentados, uma barreira intransponível, já ressaltada, é a taxa de juros doméstica. A doze por cento, ou mesmo a oito por cento, não é possível competir com os títulos da dívida pública emitidos pelo Tesouro Nacional. É por essa razão que o desenho inicial da operação propõe o estudo de um veículo convencional: um título privado cotado em dólar e emitido por um fundo. Seja como for, ao menos teoricamente, se comparado aos títulos soberanos brasileiros atualmente subestimados, a apreciação pelo mercado internacional do valor dos ativos públicos traz, entre outros, um benefício evidente - no título em tela, o risco foi segregado e, por isso, deve gerar um deságio.

As condições que ditavam o juro estratosférico, principalmente a inflação, parecem se dissipar e a trajetória declinante aponta para o crescente interesse da proposta de securitização do óleo da União nos contratos de partilha. As debêntures de infraestrutura, entre 2011 e 2012, demonstraram que foi possível emitir títulos corporativos vendidos em moeda local, por vezes, com deságio frente às Notas do Tesouro Nacional tipo “B” (que cobrem a inflação), quando o juro alcançou patamares razoáveis. Mesmo que a queda não seja acelerada, ao final, o juro abaixo de oito por cento justificaria estudar até a viabilidade da operação proposta com títulos cotados em reais. Para a consolidação do mercado local de capitais, se adequadamente desenhado e administrado, o veículo ganharia um valor estratégico. Por tudo isso, seria interessante começar logo a estruturar a operação, o título e a governança do fundo, não perder a oportunidade quando ela chegar, muito provavelmente, a partir do primeiro trimestre de 2018 e, assim, evitar a improvisação.

## **Anexo 1 – Proposta de Resolução do CNPE**

### **Proposta de Resolução do CNPE**

Excelentíssimo Senhor Presidente da República,

Temos a honra de submeter à elevada consideração e aprovação de Vossa Excelência proposta de Resolução do Conselho Nacional de Política Energética tendo por objetivo estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos, nos termos do art. 2º, inciso VII, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com a redação dada pelo art. 58 da Lei nº 11.909, de 2009.

Dentre os temas discutidos no âmbito do Programa Gás Para Crescer, que contou com a participação do Poder Executivo, das associações de classe e da sociedade, o gás natural matéria prima mereceu atenção para seu uso não energético.

Nesse contexto, tendo em conta a exigência de tratamento específico, ficou notória a necessidade de se estabelecer, no âmbito das diretrizes de política energética nacional, no curto prazo e antes de maior número de ofertantes, um mecanismo de competitividade das indústrias existentes e que consomem gás natural matéria-prima como insumo não energético e competem com produtores de países em que o custo do gás natural é muito mais baixo.

No rol de referidas diretrizes a cargo do CNPE, portanto, recomenda-se a criação de um programa nacional do Gás Natural Matéria-Prima (“GNMP”) destinado a atrair investimentos para a expansão da indústria brasileira que utiliza GNMP em seus processos produtivos com vistas a promover a sua

competitividade nos mercados interno e externo, buscar a diversificação das Cadeias Produtivas Ampliadas, que permitem elevados índices de agregação de valor, bem como a criação de empregos e impostos, gerando benefícios sociais com efeitos multiplicadores na economia.

O referido programa, a ser implementado em etapas, no curto, médio e longo prazos, mediante o desenvolvimento do (a) Plano Emergencial para Uso do Gás Natural como Matéria Prima, (b) Plano Nacional de Estímulo e Diversificação do Uso do Gás Natural como Matéria Prima, e (c) Plano de Estabilização para Uso do Gás Natural como Matéria Prima, tem como objetivo viabilizar o suprimento, de forma sustentável, do gás natural em sua utilização como matéria prima para a Indústria (GNMP).

Tudo isso se justifica em vista da mudança de paradigma com a elevação expressiva da oferta de gás natural ao mercado nacional, o chamado “choque de oferta”, a partir da exploração das relevantes reservas do pré-sal e, adicionalmente, tratando-se de recurso nobre, cuja valoração e efeito multiplicador são superiores aos da molécula com fim combustível, é imprescindível o seu aproveitamento e destinação aos segmentos que adotam esses produtos como matéria prima principal.

Diante de tais constatações, destina-se a presente Resolução, em atendimento ao disposto no art. 2º, inciso VII, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com a redação dada pelo art. 58 da Lei nº 11.909, de 2009, explicitar o estabelecimento do programa de uso do gás natural como matéria prima para as Indústrias instaladas no Brasil, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos visando assegurar a competitividade dos seus usuários.

Respeitosamente

## **CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE**

### **RESOLUÇÃO Nº [nº], DE [data] DE 2017**

Estabelece as diretrizes para o uso de gás natural como matéria prima em processos produtivos industriais.

**O PRESIDENTE DO CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA - CNPE**, no uso das atribuições que lhe conferem o art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 agosto de 1997, o art. 1º, inciso I, do Decreto nº 3.520, de 21 de junho de 2000, o art. 14 do Regimento Interno do CNPE, aprovado pela Resolução nº 7, de 10 de novembro de 2009, tendo em vista o disposto no art. 2º, inciso VII, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e considerando que

competete ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE propor políticas nacionais e medidas específicas dirigidas ao aproveitamento racional das fontes de energia, visando à efetivação dos objetivos da Política Energética Nacional, entre os quais se destacam o incremento, em bases econômicas, da utilização do gás natural, a promoção da livre concorrência e a atração de investimentos na produção de energia;

cabe ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE estabelecer diretrizes para o uso de gás natural como matéria-prima em processos produtivos industriais, mediante a regulamentação de condições e critérios específicos, que visem a sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externos;

o cenário do gás natural no Brasil aponta para uma oferta crescente, inclusive com novos ofertantes de gás natural ao mercado, tornando disponíveis volumes utilizáveis como matéria-prima;

o restabelecimento de condições competitivas para o gás natural, considerando o seu preço, volumes e prazos contratuais, representa um sinal vital para tornar o ambiente favorável à retomada da produção e dos investimentos da indústria brasileira;

resolve:

Art. 1º. Estabelecer o Programa Nacional do Gás Natural Matéria Prima com o objetivo de atrair investimentos para a expansão da indústria no Brasil, promover a sua competitividade nos mercados interno e externo e agregar maior valor ao gás natural através de salários, benefícios, encargos sociais e impostos.

Art. 2º. O Programa Nacional do Gás Natural Matéria Prima será implementado em etapas, mediante o desenvolvimento de 3 (três) planos:

a) o Plano Emergencial para Uso do Gás Natural como Matéria Prima, com vistas a criar competitividade imediata com o mercado externo, que efetiva uma metodologia de utilização do gás natural mediante o estabelecimento de mecanismos adequados de precificação do insumo;

b) o Plano Nacional de Estímulo e Diversificação do Uso do Gás Natural como Matéria Prima, tendo por meta a ampliação da oferta de matérias primas a partir de estímulos para instalação de novas unidades de processamento de gás natural (UPGNs), ou otimização das existentes e antecipação de disponibilidades futuras mediante operações de swap do gás natural de propriedade da União advindo do regime de partilha, com compensações equilibradas de viés comercial e financeiro mútuos.

c) o Plano de Estabilização do Uso do Gás Natural como Matéria Prima, visando garantir o suprimento sustentável de matéria prima para a Indústria brasileira.

Art. 3º. No âmbito do Programa Nacional do Gás Natural Matéria Prima, o gás natural deverá ser comercializado entre os Agentes da Indústria do Gás

Natural e, respeitada a legislação estadual pertinente, entre esses e os usuários de forma a assegurar sua utilização eficiente e compatível com os mercados interno e externo para a promoção da competitividade da indústria brasileira.

Art. 4º. O Plano Emergencial para Uso do Gás Natural como Matéria Prima será viabilizado por meio de critérios e condições destinados à implementação de operação de securitização do óleo que cabe à União em decorrência dos contratos de partilha na parcela máxima de 5% da produção prevista, de forma a constituir um fundo de investimento com as funções precípuas de

(a) ressarcir o produtor da diferença entre preço do gás natural energético e preço do gás natural matéria prima por um período de cinco anos; e

(b) promover o financiamento de estudos e projetos de aproveitamento do gás natural como matéria-prima.

Art. 5º. Com o objetivo de atender, desde a implementação do Plano Emergencial para Uso do Gás Natural como Matéria Prima, a competitividade do setor industrial que utiliza o gás natural não energético em seus processos produtivos, o preço do Gás Natural Matéria Prima será estabelecido com base na seguinte fórmula:

$$\text{PrGNP} = (0,266 \times \text{NBP}) + (0,734 \times \text{HH})$$

Onde

PrGNP é o Preço do Gás Natural Matéria Prima fornecido por qualquer produtor

0,266 é a Fração das importações brasileiras de produtos derivados de gás natural provenientes da Europa Ocidental

0,734 é a Fração das importações brasileiras de produtos derivados do gás natural provenientes da América do Norte & Caribe

HH é o Henry Hub, adotado como referencial norte-americano (USA, Texas) de preços de gás Natural da Bacia do Atlântico

NBP é o National Balancing Point, adotado como referencial inglês (UK) de preços de gás natural na Europa Ocidental e Mediterrâneo

Art. 6º. O Plano de Estabilização do Uso do Gás Natural como Matéria Prima deverá ter por base os cenários de equilíbrio do balanço e oferta de gás natural a serem desenvolvidos pelo Ministério de Minas e Energia em conjunto com o Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, contando com a participação da Empresa de Planejamento Energético – EPE e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

Art. 7º. No âmbito do Plano de Estabilização da Indústria Brasileira, o Gás Natural de titularidade da União em decorrência da execução da exploração sob o regime de partilha deverá ser disponibilizado por meio de leilões estruturantes, em conformidade com as diretrizes a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia que poderá prever contrapartidas na forma de compromissos de investimentos na implantação em complexos industriais.

Art. 8º. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

## **MINISTRO**

## Anexo 2 – “Financeirização” da receita petrolífera pelo Estado Brasileiro

(Artigo escrito pelo Professor da UFRJ, Luís Eduardo Duque Dutra, em 13 de setembro de 2015)

A engenharia financeira privada é quase ilimitada, enquanto a pública é limitada em essência. Comparado ao capital, o Estado se cerca de muita mais precaução quanto ao destino e uso que se faz da receita por vir. Os impostos arrecadados financiam a oferta de bens públicos e somente isso. Qualquer vinculação de receita, mesmo que seja ela corrente, tem natureza parafiscal e exige a definição de uma contribuição, ou compensação, para sua cobrança<sup>4</sup>.

Isso se deve à obrigação e ao direito do governo eleito de definir e executar as suas prioridades e explicitá-las nas suas propostas de lei orçamentária a cada ano. Este é um requisito da democracia em regimes republicanos, ou parlamentaristas. Os cânones das finanças públicas consideram como exceções as vinculações no orçamento público.

As crises financeiras internacionais depois de 1998 e o aumento da produção brasileira de óleo e gás natural impuseram uma maior flexibilidade nesta posição. Isto ocorreu, por exemplo, no que se refere à vinculação e, principalmente, no que se refere à antecipação das receitas futuras dos “royalties” e participações especiais; imposições *sui generis*, incluídas nas participações governamentais, que recaem sobre a produção dos hidrocarbonetos.

Já em 1999, na imediata sequência da crise do ano anterior, do início da vigência do novo regime de concessão e das novas imposições que ele trouxe, em ato do Poder Executivo, a Medida Provisória nº 1.868, concedia ao estado do Rio de Janeiro a permissão de vender a União os créditos relativos às participações governamentais cobradas na produção do petróleo e do gás natural.

A evolução da norma revela o crescente interesse na operação. Depois de reedita por numerosas vezes, a Medida Provisória nº 2.103, de 2001, abriu para todos os Estados, que recebem as mencionadas participações governamentais, a possibilidade de realizar a operação. Finalmente, em 2003, a Lei nº 10.712 foi promulgada, fixando o mecanismo para adiantar este tipo de receita em definitivo.

Cabe colocar o contexto: além da apreciação do petróleo já ter tido início, duas crises financeiras haviam sido custosamente superadas em 1998 e 2001, o dólar tinha disparado, as rodadas de licitação da ANP despertavam interesse internacional e a Lei Complementar nº 101, de 2000, a chamada lei de responsabilidade fiscal, estava em pleno vigor.

---

<sup>4</sup> Observo que o texto é apenas uma análise econômica e que carece de análise suplementar sob os aspectos jurídicos.

Por algum tempo, a precaução nas finanças e o interesse da União em diminuir as dívidas dos Estados e Distrito Federal ainda limitaram a operação. O Certificado do Tesouro da União, que os Estados recebiam em troca, só podiam ter dois destinos: o pagamento de dívidas com a própria União e a capitalização de fundos de previdência para os servidores públicos.

A despeito de restrição no uso da receita, a hipoteca da renda futura do petróleo com o objetivo de reequilibrar o orçamento público passou a ser um mecanismo acessível a todos os Estados, Municípios e a União. Importante observar: não somente para aqueles onde ocorre a produção de O & G, mas também, para aqueles onde ocorre a extração de minerais e a geração de energia por hidroelétricas.

Pareceres da Procuradoria Geral, votos em tribunais de contas e decisões em primeira instância da Justiça Federal concordavam sobre a natureza peculiar da arrecadação já em meados da década passada. Trata-se de uma cessão definitiva de créditos governamentais. Neste caso, são enquadrados como uma transação à vista, que tem como objeto um bem incorpóreo – o crédito.

Portanto, embora pareça, à primeira vista, não é uma operação de crédito, mas, sim, a venda deste. Não se trata da aquisição de um bem por meio de um financiamento, nem tão pouco na alienação de um ativo.

Longe dos nuances jurídicos, em termos de engenharia financeira, trata-se de uma operação de securitização de recebíveis lastreados em “royalties” e participações especiais por meio de um fundo de investimento em direitos creditórios. O limite é de 50% do valor que o ente tem a receber e só pode ser adiantado o recolhimento previsto durante o mandato do governante. São exigidas também a promulgação de uma lei, a comprovação do interesse público da operação e a “certificação” da ANP sobre a produção e a arrecadação futura.

A despeito das restrições ao uso da receita, as vantagens são evidentes: adiantamento do fluxo de caixa, meio para capitalizar fundos previdenciários e para o pagamento de dívida com a União. Com isso, liberam-se recursos para outros fins e, mais importante, são operações que não estão sujeitas ao contingenciamento orçamentário (à lei de responsabilidade fiscal). A razão é simples, porque não aumentam a dívida pública, já que não são operações de crédito, como foi visto.

Em meados da década passada, os financiamentos feitos a partir deste mecanismo foram estruturados com frequência. Três operações pioneiras podem ser lembradas. Em 2006, o Rio Grande do Norte obteve noventa milhões de reais com uma operação estruturada pelo Banco do Brasil. Em 2006, Sergipe obteve sessenta e cinco milhões de reais também por intermédio do Banco do Brasil. No mesmo ano, com uma operação estruturada pelo Mellon Serviços, e notável pelo seu valor, o Estado do Rio de Janeiro obteve seiscentos milhões de reais.

Diante destes sucessos, a securitização deste tipo de receita se tornou corrente. Importante destacar que, depois de meados da década passada, passou a ser entendido que o destino das participações especiais poderia ser outro, que aqueles aos quais estavam limitados os “royalties” (abatimento das

dívidas com a União e previdência). Além disso, podiam financiar os investimentos públicos em infraestrutura, o que confirmava a tendência de flexibilizar seu uso.

Posto isto, pode-se entender a lógica da Resolução de Senado nº 2, de 2015 quase dez anos depois. Ela segue a tendência anterior e estende a possibilidade de uso da receita proveniente dos “royalties” do petróleo e do gás natural de forma que seus adiantamentos possam ser feitos para financiar gastos correntes.

### **Anexo 3 – Simulação de Tapuia 10, março de 2017**

#### **Simulação de Tapuia 10, em março de 2017**

Campo no pré-sal brasileiro, formação geológica do tipo carbonato, gigante (mas nem tanto)

Profundidade da lâmina d'água: 2500 metros

Volume recuperável 2.768.025.000 barris de óleo com 27° API

Gás associado disponível para escoamento: 25%

Prazo: sete anos para exploração e trinta anos de produção

Sistema de produção: quatro unidades de 150.000 barris de capacidade

Primeiro óleo: a partir do sétimo ano

Partilha do excedente em óleo: 45% União e 55% contratado

Custos exploratórios recuperados em quatro anos com juros

Custos fixos e custos de elevação (operacionais) recuperáveis integralmente

Custo de supervisão e “overhead” do projeto: 1,5 %

Preço do petróleo: sessenta dólares por barril

Regime de tributação brasileiro

Royalty de quinze por cento sobre a produção

Taxa de desconto base: dez por cento ao ano

Feito no Rio de Janeiro, 20 de março de 2017

## Curva de produção de Tapuia 10 (óleo)

	*****	*****	*****
	PROD	PROD	CUM
	BOPD	MBOPY	PROD
			MBBLS
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	99.858	36.448	36.448
9	111.567	40.722	77.170
10	177.749	64.878	142.049
11	208.679	76.168	218.216
12	272.843	99.588	317.804
13	296.542	108.238	426.042
14	396.397	144.685	570.727
15	393.867	143.761	714.488
16	448.011	163.524	878.012
17	458.472	167.342	1.045.355
18	419.436	153.094	1.198.449
19	365.229	133.309	1.331.757
20	326.346	119.116	1.450.874
21	292.794	106.870	1.557.743
22	271.535	99.110	1.656.854
23	253.692	92.598	1.749.451
24	241.290	88.071	1.837.522
25	230.617	84.175	1.921.697
26	212.884	77.703	1.999.400
27	204.783	74.746	2.074.146
28	201.437	73.525	2.147.670
29	203.619	74.321	2.221.991
30	197.552	72.106	2.294.098
31	183.671	67.040	2.361.138
32	188.564	68.826	2.429.963
33	187.400	68.401	2.498.364
34	186.554	68.092	2.566.457
35	185.388	67.667	2.634.123
36	185.309	67.638	2.701.761
37	181.544	66.264	2.768.025

Excedente em óleo da União no projeto de Tapuia 10,

|\*\*\*\*\*| |\*\*\*\*\*| |\*\*\*\*\*|

	* GOVERN	CUMULA	GOVERN
	TOTAL	TIVE	TOTAL
	OIL	GOVERN	OIL
	SHARE	OIL	REVENUE
	MBOPY	SHARE	\$MM
	MMSTB	MMSTB	
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	0	0	0
6	0	0	0
7	0	0	0
8	4.328	4	260
9	17.653	22	1.059
10	20.536	43	1.232
11	26.409	69	1.585
12	39.412	108	2.365
13	44.258	153	2.655
14	65.941	219	3.956
15	65.388	284	3.923
16	77.832	362	4.670
17	84.540	446	5.072
18	76.433	523	4.586
19	67.964	591	4.078
20	60.433	651	3.626
21	52.647	704	3.159
22	47.899	752	2.874
23	43.985	796	2.639
24	41.213	837	2.473
25	38.894	876	2.334
26	34.996	911	2.100
27	33.227	944	1.994
28	32.488	976	1.949
29	32.942	1.009	1.976
30	31.646	1.041	1.899
31	29.138	1.070	1.748
32	29.786	1.100	1.787
33	29.567	1.130	1.774
34	29.365	1.159	1.762
35	29.144	1.188	1.749
36	29.123	1.217	1.747
37	28.376	1.246	1.703
TOTAL	1.245.561		74.734
<a href="#">NPV@</a>			12.177