



## ALTERNATIVAS PARA O USO DO GÁS NATURAL NA REGIÃO NORTE

Mauricio F. Henriques Junior<sup>1</sup>

Maria Elizabeth Morales Carlos<sup>2</sup>

### RESUMO

O presente estudo busca avaliar as principais alternativas para o emprego do gás natural extraído de Urucu, no Estado do Amazonas, procurando definir prioridades num cenário futuro de oferta e de demanda de energia, de acordo com os pontos de vista do empreendedor, do governo (ponto de vista social) ou do setor privado. Para tanto, é desenvolvido um modelo com base numa avaliação do tipo multicritério, pela qual são definidos indicadores de impactos econômicos, ambientais e sociais, e aplicados pesos. As aplicações examinadas para o gás natural compreenderam os seguintes segmentos: geração termelétrica, indústria (aquecimento/refrigeração e cogeração de energia), transporte automotivo (GNV), transporte fluvial, comércio e serviços, residencial, refino de petróleo, produção de GNL para uso em localidades distantes e outras regiões, produção de produtos químicos (gasoquímica), produção de combustíveis líquidos via rota *Gas To Liquids* e atendimento de pequenos municípios ao longo do percurso do gasoduto Coari-Manaus.

A questão do fornecimento de energia elétrica é uma prioridade, mas o gás natural poderá no médio prazo alavancar outros empreendimentos que trazem importantes ganhos na geração de renda e emprego para a região Norte do país.

---

1 Instituto Nacional de Tecnologia, Av. Venezuela 82 s. 716, Rio de Janeiro- RJ, CEP 20081-312, (21) 2123.1256, mauricio.henriques@int.gov.br

2 Instituto Nacional de Tecnologia, Av. Venezuela 82 s. 716, Rio de Janeiro- RJ, CEP 20081-312, (21) 2123.1256, elizabeth.morales@int.gov.br



## ABSTRACT

This study aims to assess the main alternatives to the use of natural gas extracted from Urucu in Amazonas State, trying to define priorities in a future scenario of supply and demand for energy, according to the viewpoint of the entrepreneur, government or the private sector. For such a model is developed based on an assessment of the multi-criterion approach, where indicators of impacts are defined technical, and weights are applied for economic, environmental and social aspects. The uses examined for natural gas covered the following segments: electricity generation, industry (heat/cold and power cogeneration), automotive transport (CNG), river transport, trade and services, residential, petroleum refining, production of LNG for use in distant regions, production of chemicals, production of liquid fuels through Gas To Liquid route and attendance to small towns along the Coari-Manaus gas pipeline.

The issue of energy supply is a priority, but natural gas, in the medium term, may urge other projects that bring important gains in income generation and employment for the region North of the country.

## 1. INTRODUÇÃO

A Região Norte do Brasil tem características próprias e sofre de problemas específicos, como, por exemplo, o fornecimento de energia elétrica (EE) precário de um modo geral, embora na região exista um potencial hidrelétrico significativo (Morales e D'Avignon, 2009). Os municípios com algum acesso à EE são atendidos por sistemas isolados, através de unidades de geração termelétrica alimentadas por óleo combustível ou óleo diesel, com custos operacionais elevados e operação bastante irregular. O próprio município de Manaus também sofre com problemas de fornecimento e qualidade da energia (ManausEnergia, 2007).

Entretanto, a partir da produção e fornecimento do gás natural (GN) de Urucu – AM, surge naturalmente um alento para atenuar esse problema da geração elétrica na região, como também passam a existir outras possibilidades de aplicação do GN que, de alguma forma, concorrem com a termoeletricidade. Dependendo do ponto de vista do agente empreendedor – governo ou setor privado – a prioridade de fornecimento de GN pode variar significativamente.



Portanto, o presente trabalho se insere nesse contexto, e busca avaliar em detalhe o leque de alternativas para o aproveitamento do gás natural na região, construindo um cenário de médio prazo (2015 e 2020), e estabelecendo prioridades a partir de um conjunto de indicadores técnicos, econômicos e socioambientais.

## 2. METODOLOGIA

Este trabalho contemplou três grandes fases: 1ª) coleta de dados e de informações gerais sobre oferta e demanda de energia; 2ª) análise de dados e estimativas para avaliações energéticas e econômicas, e de demais indicadores técnicos, sociais e ambientais; e 3ª) modelagem de cenários para o médio prazo (2015 e 2020).

Para o estudo de oferta e demanda de energia, foram definidos os montantes disponíveis de gás natural e de energia elétrica, como também a projeção destes, seguindo planos setoriais, tanto da Petrobras (Petrobras, 2007), responsável pela produção e transporte de GN de Urucu, como do setor elétrico (MME, 2007; MME/EPE, 2007). Pelo lado da demanda, foram definidos os seguintes setores potencialmente consumidores de GN: geração termelétrica, indústria (aquecimento e cogeração de energia), transporte automotivo e fluvial via GNC, setor de comércio e serviços, setor residencial, obtenção de GNL para atendimento de localidades afastadas e outras regiões, transformação do GN em produtos químicos (gasoquímica), obtenção de combustíveis líquidos via rota *Gas To Liquids* e atendimento dos municípios ao longo do percurso do gasoduto Coari-Manaus.

A segunda fase do Projeto tratou da análise de todas as informações obtidas, além da estimativa de investimentos, custos e de outros indicadores de impactos a serem empregados nas cenarizações posteriores.

Por fim, na terceira fase, foram modelados cenários macroeconômicos para 2010, 2015 e 2020, e foi aplicada uma avaliação do tipo “multicritério”, considerando um conjunto de indicadores dentro de três vertentes: econômica, social e ambiental. Também foram atribuídos pesos (ou graus de relevância) para cada bloco, obtendo-se, finalmente, uma priorização de distribuição dos volumes de GN disponíveis em cada momento e de acordo com enfoque – mais social ou mais para o setor privado. Nesse aspecto, quando se visava a resultados de maior impacto social, optou-se por pesos mais significativos para itens ligados à geração de emprego, renda e de



maior preservação ambiental. De outro lado, ao se priorizarem resultados para o setor privado, os resultados econômicos foram privilegiados com base nas taxas internas de retorno estimadas para cada tipo de empreendimento.

### **3. ESTIMATIVA DA DEMANDA DE GÁS NATURAL POR TIPO DE EMPREENHIMENTO**

#### **3.1. Termogeração de eletricidade**

Em 2007, a região da Grande Manaus contava com um parque instalado de usinas térmicas de 1.100 MW (potência efetiva), composto de unidades pertencentes à ManausEnergia<sup>3</sup> (cerca de 795 MW) e de produtores independentes – PIE (305 MW). As usinas são de porte pequeno a médio, com potências variando entre 10 MW (UTE Flores) e 157 MW (UTE W). Empregam combustíveis PTE, OC1-A e óleo diesel, e têm rendimentos específicos bastante variáveis, implicando operacionais desde R\$ 237,00 (UTE Jaraqui) até R\$ 1.270,00/MWh (Electron) (em 2007) (ManausEnergia, 2007).

A proposta identificada como prioritária para o atendimento desse parque de energia seria de adaptar somente parte das usinas, seguindo critérios de disponibilidade operacional, eficiência de geração, tipo de operação (base ou ponta) e otimização dos volumes contratuais de gás natural. Assim sendo, haveria duas possibilidades. A primeira é de adaptação de 309,5 MW, incluindo as usinas UTE Aparecida, UTE B, UTE D e UTE W, enquanto a segunda envolve a adaptação desse grupo sem a UTE B, mas considerando sua expansão ou reforma geral, passando então para 542,5 MW a serem convertidos para o gás natural. Nas duas possibilidades, seria contratada também a conversão das PIE, envolvendo outros 305 MW. No todo, o volume de gás natural necessário, projetado para 2010, resultaria em 4,8 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Esse volume requerido poderia ser atenuado a partir de 2012, com a interligação à hidrelétrica de Tucuruí. Neste cenário, 1.200 MW seriam disponibilizados<sup>4</sup>.

No caso dos sistemas isolados, notadamente aqueles cortados pelo gasoduto Coari-Manaus, a demanda para geração elétrica soma perto de 200 mil m<sup>3</sup>/dia de gás natural (vide item 3.8 adiante).

<sup>3</sup> Atual Eletrobras Amazonas Energia.

<sup>4</sup> A linha de transmissão Tucuruí-Manaus (de 500 kW) terá 1.471 km.



Importante destacar a melhoria da qualidade do ar que o emprego do gás natural deve proporcionar, especialmente em Manaus, pelo fato de esse combustível ser isento de enxofre, devendo eliminar a atual emissão de material particulado e óxidos de enxofre.

### **3.2. Indústria**

O setor industrial na Zona Franca de Manaus encontra-se em franco desenvolvimento, segundo indicadores compilados pela SUFRAMA (2008). Neste segmento existiriam duas possibilidades principais: o uso do gás natural em substituição ao óleo combustível pesado usado geralmente em caldeiras e fornos; e o emprego em sistemas de cogeração de energia visando à produção de frio para condicionamento ambiental de várias empresas. Esse último aspecto se faz muito importante na região, devido às temperaturas elevadas durante todo o ano, e pelas características de alguns segmentos, como o eletroeletrônico, que necessitam de ambientes refrigerados em suas linhas de montagem. Somando-se as duas demandas, o setor industrial, com base no consumo previsto para 2010, empregaria de cerca de 28.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **3.3. Comércio e serviços**

O setor de comércio e de serviços compreende o atendimento de *shopping centers*, rede hoteleira, hospitais, supermercados e outros prédios de grande porte. Nestes também há a necessidade de sistemas de produção de frio para condicionamento de ar. Considerando somente uma pequena parcela de conversão dessas instalações para o gás natural, o consumo previsto em 2010 alcançaria 60.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **3.4. Transporte rodoviário**

A frota de veículos leves na Grande Manaus é de cerca de 180.000 veículos (Schwob, 2009a), movidos basicamente a gasolina e álcool combustível. Considerando a conversão de 20% dessa frota, a demanda de gás natural veicular (GNV) seria de 36.000 m<sup>3</sup>/dia. Deve ser destacado o impacto ambiental positivo que essa medida oferece na qualidade do ar.



### **3.5. Transporte fluvial**

O emprego do gás natural em embarcações atualmente alimentadas por óleo diesel constitui uma espécie de novidade. No Estado da Bahia, fazendo ligação de Salvador à ilha de Itaparica, já estão em operação barcas de grande porte para passageiros operando com GNC (GASLOCAL, 2009). Esse tipo de transporte seria bastante útil na região Norte, em torno de Manaus (ou no trecho Coari-Manaus), tendo em vista a grande quantidade de embarcações de porte, tanto para passageiros quanto para carga (Schwob, 2009a). O consumo previsto de gás natural nessa aplicação seria de cerca de 143.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **3.6. Residencial**

O uso de gás natural no setor residencial acompanha o nível de dificuldade encontrado quando da introdução desse energético nos demais estados brasileiros. Há uma dispersão muito grande de consumidores, o que torna o custo de investimento muito alto, postergando geralmente a implementação. Muitas das vezes, somente após o fornecimento de gás para um grande empreendimento (âncora), as residências ao longo do sistema de distribuição são atendidas. O consumo potencial de gás natural identificado, considerando somente alguns bairros mais cortados ou muito próximos da rede de gás, situou-se aproximadamente em 14.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **3.7. Refino de petróleo**

A refinaria de petróleo Isaac Sabbá (REMAN) abastece toda a região Norte, exceto o estado de Tocantins. Trata-se de uma unidade de baixa complexidade. Processa o próprio petróleo extraído na região de Urucu, que, portanto é bastante leve. A refinaria tem um consumo próprio de combustíveis que poderia ser substituído por gás natural, cujo montante alcançaria 400.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **3.8. Cidades localizadas no trajeto Coari-Manaus**

Ao todo são sete os municípios cortados pelo gasoduto Coari-Manaus – Coari, Codajás, Anori, Anamá, Caapiranga, Manacapuru e Iranduba. Todos esses municípios são abastecidos por energia elétrica produzida em unidades isoladas, compostas de unidades térmicas alimentadas por óleo



diesel. O custo de geração é elevado, somente amenizado para o consumidor final pelos subsídios concedidos através da alíquota advinda da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), cobrada nas demais regiões brasileiras. Todas as unidades de produção de energia nesses municípios poderiam ter o óleo diesel substituído por gás natural, resultando numa demanda de cerca de 195.000 m<sup>3</sup>/dia.

### **3.8. Cidades mais afastadas (atendimento via GNC– gás natural comprimido)**

O gás natural pode ser transportado para municípios mais distantes na forma comprimida, a alta pressão (200 a 250 bar), em feixe de cilindros embarcados via fluvial. Esse tipo de transporte é bastante comum, embora seu custo possa ser um pouco mais elevado. Municípios num raio entre 100 até 800 km podem ser viáveis economicamente (Schwob, 2009b). A estimativa para o estado do Amazonas é de que 550.000 m<sup>3</sup>/dia possam ser utilizados.

### **3.9. Cidades fora da região Amazônica através de GNL (gás natural liquefeito)**

O gás natural também pode ser transportado na forma líquida, resfriado a -161°C. Dessa forma, como o investimento e custo final são mais elevados, esta modalidade somente se aplica para grandes volumes e localidades mais distantes. Entende-se que a viabilidade econômica desse empreendimento somente possa se dar para volumes entre 5 a 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GN (GASNET, 2009).

### **3.10. Obtenção de combustíveis líquidos via *Gas To Liquids (GTL)***

A produção de combustíveis líquidos via *Gas To Liquids (GTL)* é uma alternativa tecnicamente interessante, mas ainda bastante cara (Fonseca e Lellis, 2009). A partir do gás natural, obtém-se o gás de síntese, que é submetido ao processo Fischer-Tropsch, obtendo-se gasolina, diesel, nafta e outros após tratamentos especiais. A demanda mínima estimada para esse tipo de empreendimento de forma a garantir viabilidade econômica é de 2,8 milhões m<sup>3</sup>/dia (Callari, 2007 apud Fonseca e Lellis, 2009), embora existam casos em operação com volumes mais baixos (GASLOCAL, 2009).



### 3.11. Produtos da gasoquímica

O aproveitamento do gás natural para produzir inúmeros produtos químicos é uma opção de grande interesse, porém também com investimentos elevados (Monteiro, 2009). Através do metano, pode-se obter gás de síntese e produzir metanol, formaldeído, ácido acético, amônia, ureia e outros. A partir do etano ou do propano e butano, pode-se obter toda a cadeia de produtos petroquímicos tradicionais. A alternativa considerada de menor custo de implementação foi a produção de metanol, que exigiria um volume mínimo de 3 milhões m<sup>3</sup>/dia (Rivas e Freitas, 2006 apud Monteiro, 2009).

## 4. CENÁRIOS DE DEMANDA E OFERTA DE GÁS NATURAL

Se somadas as demandas anteriores para todas as aplicações do gás natural, o volume total necessário atingiria em 2010 cerca de 19 milhões m<sup>3</sup>/dia, contra uma oferta de somente 5,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia, de acordo com a Petrobras (2007). Porém nem todos os segmentos e empreendimentos examinados estariam aptos para início de operação naquele ano, fazendo com que somente cerca de 4,8 milhões de milhões de m<sup>3</sup>/dia de GN fossem de fato empregados inicialmente, principalmente nas usinas térmicas de Manaus, incluindo a expansão citada de 240 MW (vide Tabela 1).

Para o ano de 2015, foi projetado aumento da demanda em cada segmento específico e a entrada do polo gasoquímico (metanol). O único segmento a sofrer um decréscimo de demanda de gás natural seria a geração termelétrica, dado que em 2012 ocorreria a interconexão do sistema elétrico de Manaus a Tucuruí. Nessa configuração prevê-se um gargalo no atendimento com o GN para o conjunto de setores demandantes, que representariam um total de 7,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia de GN.

Para 2020, cada segmento específico seguiria tendo a demanda ampliada (conforme Tabela 1), à exceção da gasoquímica e da geração termelétrica. Porém, quanto à oferta de gás natural, previu-se uma duplicação, de acordo com planos da Petrobras (2007). Assim, boa parte da demanda de gás natural seria plenamente atendida.



Tabela 1 – Quadro resumo da demanda de gás natural (2010, 2015 e 2020)  
(em m<sup>3</sup>/dia)

SETORES	2010	2015 (*)	2020
Gasodquímico	0	2.850.000	2.850.000
Indústria – uso térmico	12.724	64.957	155.605
Transporte	55.901	111.790	223.579
Comércio	2.000	9.080	18.160
Geração de energia elétrica	4.800.000	3.700.000	3.700.000
GNL	0	300.000	700.000
GNC	25.913	29.886	34.618
Indústria – Frio por Sistema de Absorção		15.185	45.557
TOTAL	4.896.538	7.080.898	7.727.519

(\*) considera a entrada da energia elétrica de Tucuruí em 2012. Para 2015 e 2020, as demandas de GN foram priorizadas.

## 5. AVALIAÇÕES E PRIORIZAÇÃO DE ATENDIMENTO PARA O PERÍODO 2010-2020

### 5.1. Aspectos metodológicos e Pressupostos

Para a obtenção dos cenários apresentados a seguir, foi desenvolvido um ferramental que, a partir da entrada dos dados de oferta e demanda de gás, gera os cenários eletronicamente. Para cada alternativa de uso do gás natural, os resultados relativos à sua participação, em cada um dos cenários, derivam não só da demanda esperada, mas também da hierarquização geral obtida a partir da atribuição de valores de magnitude, variando de 1 a 10, para diferentes indicadores ambientais e sociais e do peso, este variando de 1 a 5, atribuído ao fator econômico, bem como aos dois conjuntos de indicadores sociais e ambientais.

Nos cenários, a geração de empregos, a fixação do homem na área, a geração de renda, o aumento da mobilidade e a melhoria da saúde da população foram os indicadores sociais considerados. No campo ambiental, buscou-se estimar a contribuição de cada tecnologia de uso do gás natural para a redução da poluição local, da contaminação local, da emissão de CO<sub>2</sub>, bem como para reduzir a pressão sobre as florestas. Para o indicador econômico, considerou-se apenas a taxa interna de retorno, conforme Tabela 2.



Tabela 2 – Taxas internas de retorno obtidas nos cenários (em % ao ano)

Setores	2010	2015	2020
Gasoquímica	N/D	15,3	15,3
Indústria – uso térmico	99,8	99,7	99,8
Transporte	37,0	37,0	37,0
Comércio	9,4	9,4	9,4
Geração de energia elétrica	168,5	168,0	168,0
GNL	N/D	73,6	122,7
GNC	25,6	163,0	189,0
Indústria – geração de frio/sistema de absorção	N/D	3,8	3,8

Para cada ano, avaliaram-se três situações: i) de equilíbrio entre os fatores **social (S)**, **ambiental (A)** e **econômico (E)** na tomada de decisão (expresso por **SAE 4,4,4**); ii) com maior peso nos aspectos sócio-ambientais (expresso por **SAE 4,4,1**); e iii) pela ótica do setor privado (expresso por **SAE 1,1,4**).

## 5.2. Resultados para 2010

Nas simulações para 2010, considerando aqueles segmentos que de fato poderiam demandar gás natural imediatamente ou no curto prazo, constatou-se que a demanda total é atendida independentemente da ponderação que se queira, em virtude de a demanda total de gás natural (4,8 milhões m<sup>3</sup>/dia) encontrar-se abaixo da oferta (5,5 milhões m<sup>3</sup>/dia).

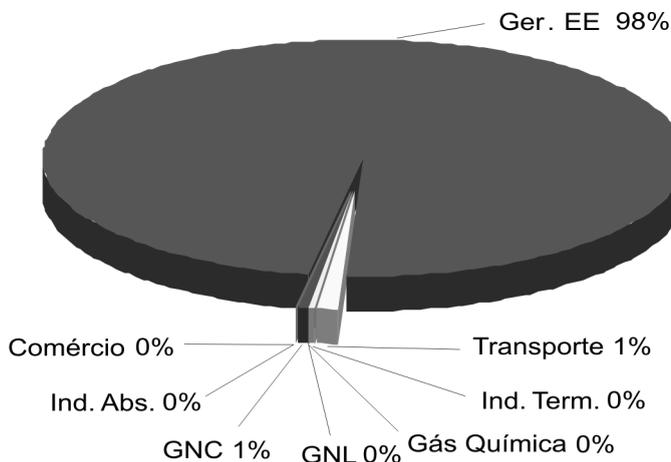


Figura 1 – Cenário SAE 4,4,4 para 2010



### 5.3. Resultados para 2015

Ainda considerando uma oferta total de GN de 5,5 milhões m<sup>3</sup>/dia e as mesmas atribuições de pesos consideradas em 2010, a demanda total (7,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia) passaria a não ser mais atendida, ficando os setores de comércio, gasoquímica e transporte via GNL não atendidos em sua totalidade (vide Figuras de 2 e 3). Entretanto, caso fosse aplicado um maior peso para os indicadores sociais, o GNL poderia ser priorizado, atendendo localidades afastadas, e trazendo inúmeros benefícios não econômicos. Nesse enfoque mais social, ainda em 2015, a demanda do setor gasoquímico não seria prioritária, como também o volume mínimo de gás ofertado não seria suficiente para a viabilidade do empreendimento (Figuras 4 e 5).

Comparativamente a 2010, podem ser observados outros setores sendo contemplados, o que retrata o processo de consolidação da infraestrutura necessária à diversificação da estrutura de consumo de gás natural na cidade de Manaus.

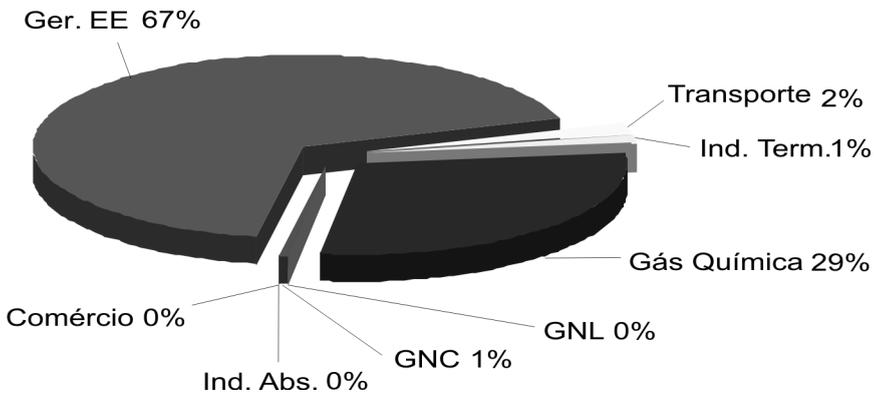


Figura 2 – Cenário SAE 4,4,4 para 2015

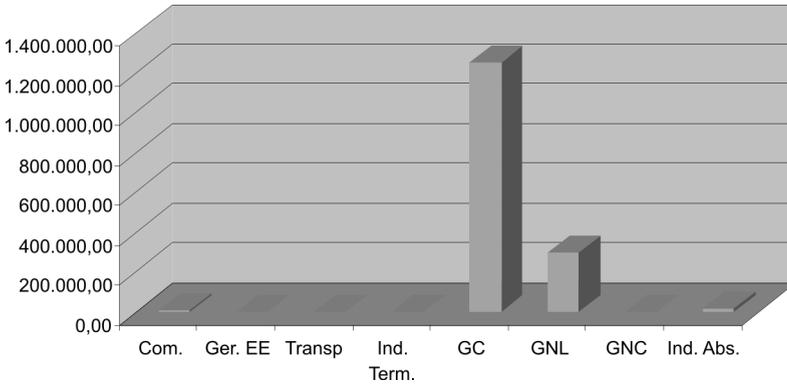


Figura 3 – Cenário SAE 4,4,4 para 2010 – Demanda não Atendida

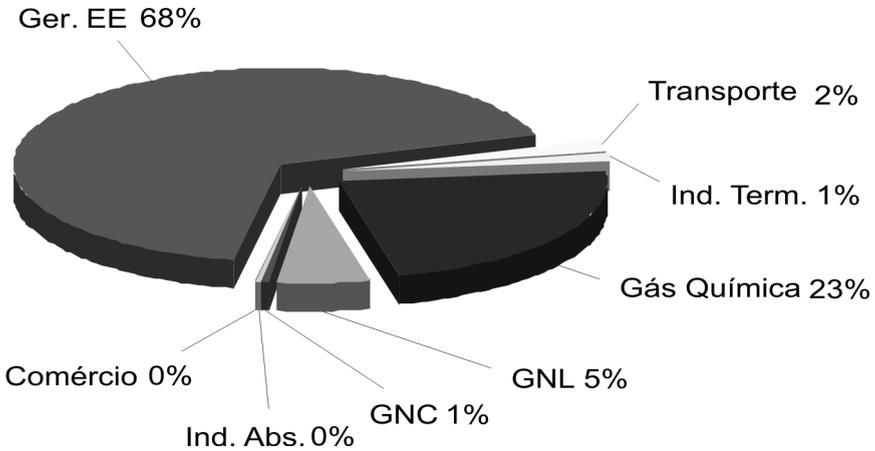


Figura 4 – Cenário SAE 4,1,4 para 2015

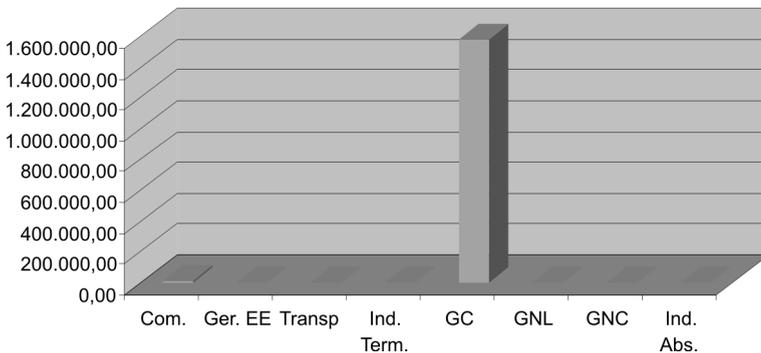


Figura 5 – Cenário SAE 4,1,4 para 2015- Demanda não Atendida



#### 5.4. Resultados para 2020

Da mesma forma que em 2010, a oferta de gás natural (10 milhões de m<sup>3</sup>/dia) supera a demanda total (7,73 milhões de m<sup>3</sup>/dia). Independentemente das ênfases ambiental/social ou econômica que sejam dadas, todos os segmentos passariam a ser atendidos em sua totalidade (Figura 6). Esse cenário gera a perspectiva de uma sobra de gás em cerca de 2,27 milhões de m<sup>3</sup>/dia, o que abre a possibilidade de exportação desse excedente na forma de gás natural liquefeito para Pecém no Ceará, por exemplo.

Além disso, devem ainda ser consideradas outras aplicações anteriormente discutidas e não contempladas nos cenários estudados, como a introdução do uso residencial do gás e o atendimento das cidades ao longo do percurso do gasoduto.

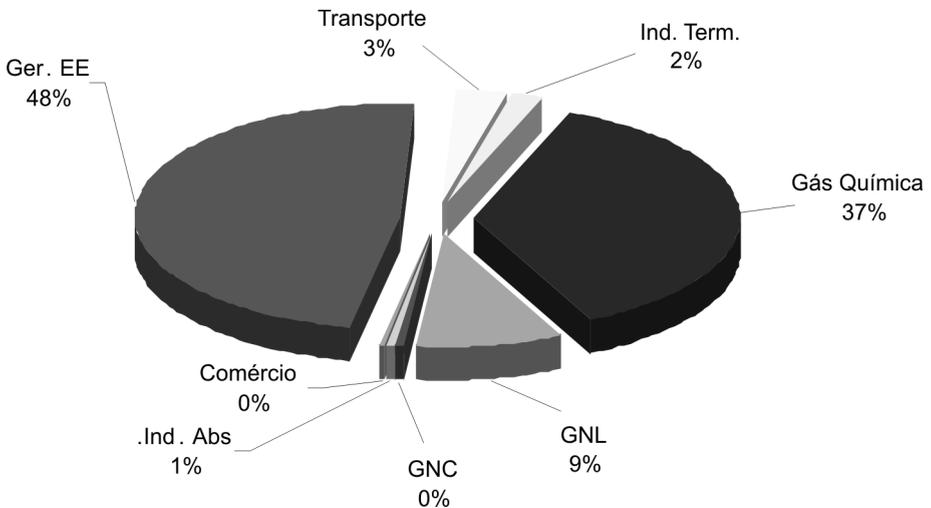


Figura 6 – Cenário SAE 4,4,4 para 2020

#### 6. CONCLUSÕES

O fornecimento do gás natural de Urucu, na Amazônia, constitui um importante *input* na economia regional. Uma das principais aplicações do gás natural para o curto prazo, ou seja, a perspectiva de substituição do óleo combustível na geração termelétrica, traz vantagens importantes, que compreendem: maior estabilidade e segurança no sistema de geração elétrica, redução de custos com a energia e melhoria da qualidade do ar, em particular em municípios de maior porte, como Manaus.



Além dos aspectos ligados à substituição dos derivados de petróleo, a chegada do gás natural em Manaus traz outras inúmeras possibilidades para a melhoria da qualidade de vida da região, dadas as possibilidades de geração de novos empregos e aumento da renda da população. Nesse aspecto, a implantação de uma infraestrutura que garanta a expansão sustentável do uso do GNC e um polo gasoquímico são exemplos relevantes dessa proposta. Destaca-se que o GNC traz ainda, conforme discutido, o viés para uma proposta de interiorização do desenvolvimento, meta do poder público e das diversas representações sociais da região.

Os cenários estudados, entretanto, considerando uma maior ou menor ênfase nos impactos econômicos e socioambientais, mostram resultados distintos. No curto prazo (2010), diante de uma demanda ainda limitada, a oferta de gás natural atende perfeitamente bem todos os mercados maduros já existentes.

A situação em 2015 é distinta. O mercado já seria maior e não seria plenamente atendido, mesmo sob uma menor pressão do segmento de geração de energia elétrica, em virtude de a energia de Tucuruí já estar disponibilizada. Nesse horizonte de tempo, a oferta de gás não atenderia as demandas para um polo gasoquímico, para o fornecimento de GNL para outras localidades, nem para o setor comercial. Porém, se considerados indicadores sociais, poderia haver uma priorização e atendimento parcial para o GNL, tendo em vista sua possível contribuição com a geração de renda, dentre outros benefícios para algumas localidades.

Para os cenários mais distantes (2020), o quadro novamente se modifica. A oferta de gás natural seria duplicada, e todos os mercados potenciais consumidores passariam a ser atendidos, proporcionando importantes ganhos econômicos, sociais e ambientais para a região. Uma sobra de gás em 2020 poderia ser destinada à ampliação do uso na gasoquímica ou na exportação de GNL para outras regiões.

Ainda há mais situações específicas que merecem destaque. O transporte fluvial movido a gás natural poderia ter uma utilização bastante nobre na região, reduzindo custos e a poluição local. Também é uma aplicação de interesse, que poderá resultar em importantes ganhos, o transporte do gás na forma de GNC ou GNL para outras localidades, podendo gerar energia elétrica e substituir o óleo diesel hoje empregado.



## Agradecimentos

O INT, executor do presente estudo, agradece ao Centro de Desenvolvimento e Energia do Amazonas – CDEAM da Universidade Federal do Amazonas – UFAM, na figura do Dr. Rubem César Rodrigues Souza, que cooperou em contatos locais e para o capítulo sobre o setor industrial. Agradece também ao engenheiro José Luiz Gonzaga da ManausEnergia (atual Eletrobrás AmazonasEnergia), que prestou informações valiosas na parte de termogeração de energia.

## REFERÊNCIAS

Fonseca, D., Lellis, V. 2009. "Gas to liquids". In: Henriques Jr., M., Villar, S. (Coord.). *Alternativas do Uso do Gás Natural na Região Norte*. 1ª. edição, capítulo 5.9, Rio de Janeiro, Instituto Nacional de Tecnologia, p. 293-318.

GASLOCAL, 2009. Disponível em: <http://www.gaslocal.com.br>. Acesso em: 15/02/09.

GASNET, 2009. Disponível em: <http://www.gasnet.com.br>. Acesso em: 23/01/09.

ManausEnergia, 2007. Expansão do sistema Manaus. Cia. ManausEnergia, Manaus-AM.

MME, 2007. Plano decenal de expansão de energia: 2007/2016, Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético. Brasília.

MME/EPE, 2007. Plano nacional de energia 2030. Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética, Brasília, p. 324.

Monteiro, M., 2009. "Pólo Gás Químico". In: Henriques Jr., M., Villar, S. (Coord.). *Alternativas do Uso do Gás Natural na Região Norte*. 1ª. edição, capítulo 5.5, Rio de Janeiro, Instituto Nacional de Tecnologia, p. 180-233.

Morales, M.E., D'Avignon, A., 2009. "Quadro energético da região e perspectivas de oferta". In: Henriques Jr., M., Villar, S. (Coord.). *Alternativas do Uso do Gás Natural na Região Norte*. 1ª. edição, capítulo 2, Rio de Janeiro, Instituto Nacional de Tecnologia, p. 34-80.



Petrobras, 2007. Plano estratégico Petrobras 2020 – Plano de negócios 2008-2012. Disponível em: [www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoEstrategico2008-2012.pdf](http://www2.petrobras.com.br/ri/port/ApresentacoesEventos/ConfTelefonicas/pdf/PlanoEstrategico2008-2012.pdf). Acesso em 02/08/07.

Schwob, M., 2009a. “Setor de Transporte”. In: Henriques Jr., M., Villar, S. (Coord.). *Alternativas do Uso do Gás Natural na Região Norte*. 1ª. edição, capítulo 5.4, Rio de Janeiro, Instituto Nacional de Tecnologia, p. 160-179.

Schwob, M., 2009b. “Gás natural comprimido”. In: Henriques Jr., M., Villar, S. (Coord.). *Alternativas do Uso do Gás Natural na Região Norte*. 1ª. edição, capítulo 5.8, Rio de Janeiro, Instituto Nacional de Tecnologia, p. 269-292.

SUFRAMA, 2008. Indicadores de desempenho – julho/08. Disponível em: [http://www.suframa.gov.br/modelozfm\\_ind\\_indicadorespim.cfm](http://www.suframa.gov.br/modelozfm_ind_indicadorespim.cfm).