

**ANDRÉ MOREIRA DE CAMARGO**

**INVENTÁRIO DO CICLO DE VIDA DO METANOL  
PARA AS CONDIÇÕES BRASILEIRAS**

**Dissertação apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de  
São Paulo para obtenção do  
Título de Mestre em Engenharia**

**São Paulo**

**2007**

**ANDRÉ MOREIRA DE CAMARGO**

**INVENTÁRIO DO CICLO DE VIDA DO METANOL  
PARA AS CONDIÇÕES BRASILEIRAS**

**Dissertação apresentada à Escola  
Politécnica da Universidade de  
São Paulo para obtenção do  
Título de Mestre em Engenharia**

**Área de Concentração:  
Engenharia Química**

**Orientador:  
Professor Livre-Docente  
Gil Anderi da Silva**

**São Paulo**

**2007**

**Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.**

**São Paulo, 23 de julho de 2007.**

**Assinatura do autor**

**Assinatura do orientador**

## **FICHA CATALOGRÁFICA**

**Camargo, André Moreira de**  
**Inventário do ciclo de vida do metanol para as condições**  
**brasileiras / A.M. de Camargo. -- ed. rev. -- São Paulo, 2007.**  
**117 p.**

**Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade**  
**de São Paulo. Departamento de Engenharia Química.**

**1.Avaliação do ciclo de vida 2.Metanol 3.Gás natural 4.Ges-**  
**tão ambiental I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica.**  
**Departamento de Engenharia Química II.t.**

## RESUMO

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma ferramenta de gestão ambiental que permite avaliar os aspectos ambientais e impactos potenciais associados a um produto, analisando diversas etapas que vão desde a extração de matérias-primas da natureza que adentram no sistema produtivo (berço), até a disposição do produto final no meio ambiente (túmulo). O conjunto organizado dos aspectos ambientais do produto estudado é chamado de inventário de ciclo de vida, sendo constituído por valores referentes a consumo energético, emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos, entre outros. O Grupo de Prevenção da Poluição (GP2) do Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica da USP, utilizando a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), propõe-se ao estudo do desempenho ambiental do biodiesel, combustível produzido a partir de óleos vegetais e álcoois primários de cadeias curtas como o metanol. Portanto, além de contribuir para a execução da ACV do biodiesel, a realização do inventário de ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras, proposto neste trabalho, possibilitará a ampliação do banco de dados de ACV no Brasil e no mundo, sendo igualmente utilizado em diversas análises de desempenho ambiental nas quais o metanol esteja inserido. Devido a dificuldade em se coletar dados primários diretamente dos fabricantes, este trabalho adota algumas considerações e hipóteses com o intuito de complementar os dados nacionais não disponíveis por dados secundários, concretizando assim o inventário final. Os resultados do inventário foram confrontados com os resultados oriundos de um modelo simplificado construído a partir da base de dados *Ecoinvent*, sendo posteriormente comparados e discutidos. Em uma análise simplificada do inventário, podemos concluir que o aspecto ambiental referente ao consumo energético se sobressai perante os demais aspectos devido principalmente em virtude da utilização do gás natural como fonte de energia, refletindo assim em outras categorias de aspectos, como emissões atmosféricas, por exemplo.

## **ABSTRACT**

Life Cycle Assessment is a tool for environmental management which allows for the assessment of potential impacts and other environmental aspects associated to a product. This is done through the analysis of several steps since the extraction of raw materials from nature which go into the productive system (cradle) to the disposal of the final product in the environment (grave). The organized set of environmental aspects of the product under study is called “life cycle inventory”, being comprised of values referring to energy consumption, air emissions, liquid effluents and solid residues, among others. The Pollution Prevention Group (Grupo de Prevenção da Poluição - GP2) of the Department of Chemical Engineering of the Polytechnic School, University of São Paulo, Brazil (Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica da USP), making use of Life Cycle Assessment methods (LCA), is set to study the environmental performance of biodiesel, a type of fuel made from vegetal oils and short chain primary alcohols, such as methanol. Therefore, besides contributing to LCA of biodiesel, the inventory of the life cycle of methanol under conditions in Brazil, object of the present study, should allow for the enhancement of Brazilian and worldwide databases, being also useful for several environmental performance analysis in which methanol is inserted. Due to the difficulty in collecting primary data directly from suppliers, the present study assumes some hypothetical considerations with the aim to complement unavailable national data with secondary data, thus completing the final inventory. Results of the inventory were confronted with those of a simplified model constructed from the Ecoinvent database, which led to comparison and discussion. A simplified analysis of the inventory leads to the conclusion that the environmental aspect referring to energy consumption is prominent in relation to other aspects, mainly due to the use of natural gas as energy source, thus reflecting in other classes of aspects, such as air emissions.

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus pela oportunidade, e a todos nossos amigos do bem que trabalharam para ver esta dissertação finalizada.

Agradeço aos meus queridos pais Isaac e Vanderli, e minha irmã e amiga Viviane, pessoas que representam o berço da minha história. Obrigado pelo incentivo e por todo o amor doado, proporcionando assim os recursos indispensáveis para a realização deste trabalho.

Agradeço ao Prof. Gil, por todo o aprendizado extraído nestes anos de convívio.

Agradeço ao amigo Luiz Alexandre Kulay, pelo apoio e confiança.

Agradeço ao amigo Jean-Philippe Houde, pela contribuição intelectual e pela grande amizade.

Agradeço à Patrícia Matai e à Elisete Monteiro, minhas mães universitárias, obrigado por tudo.

Agradeço ao amigo Moacir Soares, pelos ensinamentos da vida.

Agradeço ao amigo Bruno Esteves (B!), pela amizade.

Por fim, agradeço a todos os colegas do Grupo de Prevenção da Poluição (GP2), Paulo, Fernanda, Rita, Guilherme e Marcelo, e a todos do Bloco 18.

“Senhor, me dê serenidade para aceitar as coisas que não posso mudar,  
coragem para mudar o que puder,  
e sabedoria para distinguir uma coisa da outra”.

C. F. Oetinger

## SUMÁRIO

### LISTA DE FIGURAS

### LISTA DE TABELAS

1.	INTRODUÇÃO .....	1
1.1.	Introdução .....	1
1.2.	Justificativa .....	2
2.	OBJETIVO.....	4
3.	REVISÃO DA LITERATURA .....	5
3.1.	Avaliação do Ciclo de Vida .....	5
3.1.1.	Introdução .....	5
3.1.2.	Histórico da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV).....	7
3.1.3.	Usos e Limitações da ACV .....	9
3.1.4.	Estrutura Proposta pela ABNT (2001).....	10
3.1.5.	Definição de Objetivo e Escopo do Estudo.....	11
3.1.5.1.	Definição de Objetivo .....	11
3.1.5.2.	Escopo do Estudo.....	11
3.1.5.3.	Análise de Inventário .....	12
3.1.5.4.	Avaliação de Impacto.....	12
3.1.5.5.	Interpretação, Relatório e Análise Crítica.....	12
3.1.6.	Aplicações da ACV.....	13
3.1.7.	Estado da Arte da Metodologia.....	15
3.2.	Gás Natural .....	20
3.2.1.	Introdução .....	20



3.2.2.	Gás Natural no Brasil .....	21
3.2.3.	Composição do Gás Natural .....	23
3.2.4.	Cadeia Produtiva do Gás Natural .....	25
3.3.	Metanol .....	27
3.3.1.	Introdução .....	27
3.3.2.	Derivados do Metanol .....	28
3.3.3.	Metanol no Brasil .....	29
3.3.4.	Cadeia Produtiva do Metanol .....	30
3.4.	Publicações sobre ACV do Metanol .....	32
4.	METODOLOGIA - ICV DO METANOL .....	37
4.1.	Definição de Objetivo e Escopo do Estudo .....	37
4.1.1.	Função e Unidade Funcional do Produto .....	37
4.1.2.	Fluxo de Referência .....	37
4.1.3.	Modelo Representativo do Sistema de Produto .....	38
4.1.4.	Fronteiras do Sistema de Produto .....	39
4.1.5.	Requisitos de Qualidade de Dados .....	41
4.1.6.	Procedimentos de Alocação .....	42
4.2.	Análise de Inventário .....	43
4.2.1.	Processamento e Transporte de Gás Natural – Rio de Janeiro .....	43
4.2.2.	Distribuição de Gás Natural – Rio de Janeiro .....	49
4.2.3.	Processamento de Gás Natural – Bahia .....	50
4.2.4.	Transporte de Gás Natural – Bahia .....	51
4.2.5.	Distribuição de Gás Natural – Bahia .....	52
4.2.6.	Produção de Metanol .....	53

4.2.7.	Importação de Metanol .....	57
5.	RESULTADOS.....	59
5.1.	Modelo dos Inventários.....	59
5.2.	Inventário do Subsistema do Gás Natural.....	60
5.2.1.	Remoção e Recuperação de Enxofre.....	60
5.2.2.	UPGN e URL - Absorção Refrigerada.....	61
5.2.3.	UPGN - Turbo Expansão .....	66
5.2.4.	Compressão .....	70
5.2.5.	Subsistema Gás Natural – Rio de Janeiro .....	73
5.2.6.	Subsistema Gás Natural – Bahia.....	77
5.3.	Inventário do Subsistema do Metanol.....	82
5.4.	Inventário do Subsistema de Importação do Metanol.....	89
5.5.	Resultado Final Consolidado .....	91
6.	DISCUSSÃO DOS RESULTADOS .....	93
6.1.	Considerações Gerais .....	93
6.2.	Análise dos Resultados .....	94
6.3.	Comparação dos Resultados .....	97
6.4.	Discussão Comparativa.....	103
7.	CONCLUSÕES .....	105
8.	CONSIDERAÇÕES E RECOMENDAÇÕES.....	107
9.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	109

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Produção de biodiesel no Brasil.	3
Figura 2. Foco no produto.	6
Figura 3. Fases de uma ACV.	10
Figura 4. Perfil do consumo de energia no Brasil, em 2000.	21
Figura 5. Derivados do metanol (Prosint, 2005).	29
Figura 6. Modelo do sistema de produto do metanol.	38
Figura 7. Modelo do processamento e transporte de gás natural – Rio de Janeiro.	44
Figura 8. Modelo da distribuição de gás natural – Rio de Janeiro.	49
Figura 9. Modelo do processamento de gás natural – Bahia.	50
Figura 10. Modelo do transporte de gás natural – Bahia.	52
Figura 11. Modelo de distribuição de gás natural – Bahia.	53
Figura 12. Modelo de produção de metanol no Brasil.	54
Figura 13. Modelo de importação de metanol.	57
Figura 14. Modelo de unidade de processo para apresentação dos dados.	59
Figura 15. Fluxograma simplificado de UPGN e URL por absorção refrigerada.	62
Figura 16. Fluxograma simplificado de UPGN a turbo expansão.	67
Figura 17. Modelo da unidade de processo de compressão.	70
Figura 18. Modelo do processamento e transporte de gás natural – Rio de Janeiro.	73
Figura 19. Modelo da distribuição de gás natural – Rio de Janeiro.	73
Figura 20. Modelo do processamento de gás natural – Bahia.	77
Figura 21. Modelo do transporte de gás natural – Bahia.	77
Figura 22. Modelo de distribuição de gás natural – Bahia.	78
Figura 23. Fluxograma simplificado da produção de metanol.	83

Figura 24. Modelo de importação de metanol.	89
Figura 25. Estrutura do ICV - Brasil.	91
Figura 26. Consumo energético por 1000 kg de metanol.	94
Figura 27. Estrutura de produção de metanol ( <i>Ecoinvent</i> )	97

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Produção de gás natural no Brasil, em 2006.	22
Tabela 2. Composição de gás natural da Bacia de Campos e da Bolívia.	24
Tabela 3. Composição típica do gás natural proveniente da Bacia de Campos.	24
Tabela 4. Toxicidade do gás sulfídrico.	25
Tabela 5. Propriedades físicas do metanol.	27
Tabela 6. Cenário da utilização do metanol no mundo, em 2000.	28
Tabela 7. Cenário da produção e importação de metanol no Brasil, em 2005.	30
Tabela 8. Composição média do gás natural – Cabiúnas (RJ).	45
Tabela 9. Recuperações – UPGN a absorção refrigerada.	48
Tabela 10. Recuperações – URL a absorção refrigerada.	48
Tabela 11. Recuperações – UPGN a turbo expansão.	48
Tabela 12. Composição média do gás natural – Candeias e Catu (BA).	51
Tabela 13. Importação de metanol no Brasil, em 2005	57
Tabela 14. Distâncias de portos brasileiros a Punta Arenas, Chile.	58
Tabela 15. Inventário – remoção e recuperação de enxofre	60
Tabela 16. Recuperações – UPGN a absorção refrigerada.	61
Tabela 17. Recuperações – URL a absorção refrigerada.	61
Tabela 18. Balanço de massa e energia – UPGN a absorção refrigerada.	63
Tabela 19. Balanço de massa e energia – URL a absorção refrigerada	63
Tabela 20. Inventário UPGN a absorção refrigerada	64
Tabela 21. Inventário URL a absorção refrigerada	65
Tabela 22. Recuperações – UPGN a turbo expansão.	66
Tabela 23. Balanço de massa e energia - UPGN a turbo expansão	68

Tabela 24. Inventário UPGN a turbo expansão	69
Tabela 25. Composição média do gás natural – Cabiúnas (RJ).	70
Tabela 26. Gases decorrentes da combustão completa do gás natural.	72
Tabela 27. Inventário da compressão de gás natural.	72
Tabela 28. Resumo de informações para construção do inventário.	74
Tabela 29. Distâncias de transporte e distribuição de gás natural.	74
Tabela 30. Inventário gás natural – Rio de Janeiro.	75
Tabela 31. Dados consolidados: gás natural – Rio de Janeiro.	76
Tabela 32. Resumo de informações para construção do inventário.	79
Tabela 33. Distâncias de transporte e distribuição de gás natural.	79
Tabela 34. Inventário gás natural – Bahia.	80
Tabela 35. Dados consolidados: gás natural – Bahia.	81
Tabela 36. Variáveis das unidades de processo – produção de metanol.	84
Tabela 37. Balanço mássico – produção de metanol.	85
Tabela 38. Balanço de energia – produção de metanol.	86
Tabela 39. Aspectos ambientais (kg/kg metanol produzido).	87
Tabela 40. Dados consolidados – produção de metanol.	88
Tabela 41. Importação de metanol no Brasil, em 2005	89
Tabela 42. Distâncias de portos brasileiros a Punta Arenas, Chile.	89
Tabela 43. Índices de emissão para motores a diesel.	90
Tabela 44. Dados consolidados: importação do metanol.	90
Tabela 45. Resultado final consolidado.	92
Tabela 46. Correntes de entrada e saída em termos energéticos.	96
Tabela 47. Inventário <i>Ecoinvent</i> : liquefação do gás natural.	98

Tabela 48. Inventário <i>Ecoinvent</i> : combustão do gás natural.	98
Tabela 49. Inventário <i>Ecoinvent</i> : transporte do gás natural.	99
Tabela 50. Inventário <i>Ecoinvent</i> : produção de metanol.	99
Tabela 51. Inventário <i>Ecoinvent</i> : importação de metanol.	100
Tabela 52. Resultado final consolidado ( <i>Ecoinvent</i> )	101
Tabela 53. Comparação dos resultados.	102

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Introdução

A configuração do planeta Terra que conhecemos hoje sofreu inúmeras mudanças desde o início da sua formação, datada de cerca de 4,65 bilhões de anos atrás. Entretanto, a história do nosso planeta começou bem antes, há cerca de 15 bilhões de anos, ponto de partida de tudo que conhecemos atualmente. Quando toda a matéria do universo estava concentrada em um único ponto, ocorreu o que os físicos denominaram a Grande Explosão, ou *Big Bang*, dissipando matéria e energia para todas as direções do universo (TEIXEIRA et al., 2002).

Utilizando-se de diversos campos da Ciência, como a Física, Química, Astronomia, Astrofísica e Cosmoquímica, podemos constatar e mensurar diversos fenômenos imprescindíveis que nos trouxeram até as condições globais que conhecemos atualmente.

Ao analisar a magnitude do tempo geológico percebemos que os principais fatos que revolucionaram a vida do homem na Terra ocorreram em um curto período de tempo quando comparados à idade do planeta. Foi nesse pequeno intervalo de tempo que o ser humano, através da sua capacidade ímpar de pensar racionalmente, caminhou em sentido único na trilha da evolução, formando a base da sociedade atual que todos nós conhecemos e fazemos parte.

Foi nesse mesmo contexto e nesse mesmo período de tempo que as condições mantenedoras da sociedade cresceram a tal ponto que as necessidades para a sobrevivência do ser humano na Terra tornaram-se insustentáveis. O planeta começou a demonstrar que não está mais suportando a alta taxa de retirada de recursos naturais imposta pelo homem, bem como a conseqüente disposição dos resíduos gerados por suas atividades diárias.



O ciclo natural do planeta foi afetado drasticamente devido a alta magnitude de alteração antropogênica sobre o meio ambiente. As condições de equilíbrio natural das diversas esferas terrestres foram modificadas, levando o homem a entender como o mundo realmente funciona e como suas atividades afetam o mecanismo que rege a natureza que o cerca. O ser humano deve analisar agora as conseqüências de seus atos e tentar, na medida do possível, prevenir aqueles que geram maior impacto sobre o planeta. Aos poucos descobrir como proceder e conscientizar-se, gradativamente, das conseqüências de sua existência. Enfim, pensar sistematicamente para poder escolher o melhor caminho a seguir.

## **1.2. Justificativa**

O meio ambiente do qual fazemos parte atualmente sofre diversas mudanças devido a causas naturais sobre as quais temos pouco controle, como erupções vulcânicas e terremotos, e outras nas quais sabemos que indiretamente contribuimos para que ocorram, como furacões e inundações. Entretanto, após a Revolução Industrial no final do século 19, as mudanças causadas pela ação do homem (denominadas antropogênicas) foram as que mais contribuíram para a transformação do meio físico e, conseqüentemente, do meio ambiente que nos cerca. As causas destas influências antropogênicas são diversas, bem como suas conseqüências nos fenômenos físicos do planeta. Porém os problemas ambientais que atualmente evidenciamos estão intimamente ligados na busca de energia para o desenvolvimento das atividades humanas como um todo, seja na produção de eletricidade, no transporte de pessoas e produtos, bem como no uso de insumos para transformações químicas na indústria em geral.

É nesse contexto que se faz cada vez mais necessária a busca de fontes de energia renováveis, substituindo aquelas denominadas não renováveis, atualmente utilizadas em larga escala para manter o desenvolvimento da sociedade atual. Vale a pena lembrar que cerca de 90% da matriz energética dos países industrializados e 70% dos países em desenvolvimento utilizam recursos energéticos não renováveis (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003).

O biodiesel, combustível parcialmente oriundo de insumos renováveis, apresenta-se como uma fonte de energia alternativa para as diversas atividades humanas. O Grupo de Prevenção da Poluição (GP2) do Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica da USP, utilizando a metodologia de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), propõe-se ao estudo do desempenho ambiental deste combustível produzido a partir da reação de transesterificação de óleos vegetais com álcoois primários de cadeias curtas (metanol e etanol, basicamente).

Para a realização da ACV do Biodiesel necessita-se também do estudo prévio de suas matérias-primas sob o enfoque da metodologia da Avaliação do Ciclo de Vida (Figura 1).

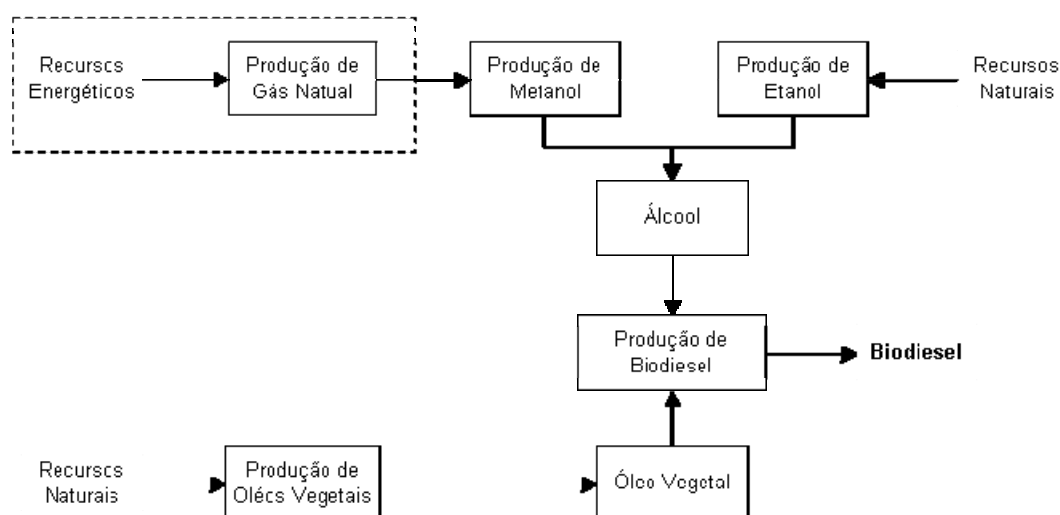


Figura 1. Produção de biodiesel no Brasil.

Assim como o etanol, o metanol pode ser utilizado como insumo na produção de biodiesel, e após analisar as rotas de produção do álcool metílico (metanol) no Brasil, conclui-se que este é produzido em escala industrial a partir do gás natural de petróleo (HOLANDA, 2004). Portanto, além de contribuir para a execução da ACV do Biodiesel, a realização do inventário de ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras possibilitará a ampliação do banco de dados de ACV no Brasil e no mundo, sendo estes utilizados em diversas análises de desempenho ambiental nas quais o metanol esteja inserido.

## **2. OBJETIVO**

Realização do Inventário de Ciclo de Vida (ICV) do metanol para as condições brasileiras segundo a técnica de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), contribuindo tanto para a ampliação dos bancos de dados de ciclo de vida brasileiro e internacional, como para o estudo de ACV do biodiesel no Brasil.

### **3. REVISÃO DA LITERATURA**

#### **3.1. Avaliação do Ciclo de Vida**

##### **3.1.1. Introdução**

Ao longo dos últimos anos o interesse da maioria das empresas mundiais tem aumentado consideravelmente em relação aos impactos que suas atividades exercem no meio ambiente. O avanço dos estudos empresariais relacionados ao meio ambiente, alinhado com o surgimento do modelo de desenvolvimento sustentável, reflete diretamente a preocupação que a comunidade mundial possui com tal questão, exigindo a utilização dos recursos naturais de forma ambientalmente consciente.

Apesar das diversas ações desprendidas pela comunidade científica mundial neste sentido, promovendo a utilização de novas fontes de matérias primas e energia renováveis ou no desenvolvimento de tecnologias de produção mais “limpas”, percebeu-se que tomadas de decisão pontuais, ou sobre apenas alguns cenários, são insuficientes para minimizar consideravelmente os impactos adversos gerados globalmente por todas as atividades realizadas pelo homem.

Pode-se entender por aspecto ambiental todas as entradas e saídas de matéria e energia associadas a uma atividade humana qualquer, e as conseqüências destes aspectos sobre o meio ambiente, adversas ou benéficas, são denominadas impactos ambientais.

Sob este ponto de vista global, identificou-se que todas as atividades industriais envolvidas para concretizar a produção de um bem de consumo final estão intimamente interligadas entre si. Cada empresa ou atividade não pode coexistir isoladamente, tão pouco representar um modelo universal dentro de seu ramo de atividade.

O escopo de estudo até então amplamente utilizado para avaliar os impactos ambientais de uma atividade possui um foco estático sobre as interações entre o cenário em questão e o meio ambiente. Além disso, a mensuração e a análise das entradas e saídas de matéria e energia deste modelo são remetidas simplesmente às atividades desenvolvidas no contexto, ou seja, não leva em consideração as outras atividades correlatas ao cenário estudado.

Entretanto, ao modificar o cenário estudado, todas as hipóteses referentes ao estudo devem ser modificadas também, desde a origem das matérias-primas até o remodelamento do uso do produto em questão. Verificou-se, portanto, que o modelo até então utilizado não seria o mais adequado para promover a interligação das diversas atividades associadas ao produto final. Fez-se então necessário a mudança do ponto de vista do estudo, permitindo assim uma análise global dos efeitos ambientais de todo o contexto produtivo, desde a extração de matéria prima até o descarte do produto, o que requereu a análise de todo o ciclo de vida do produto, desde a extração de recursos naturais, as etapas industriais pertinentes ao produto, o seu uso propriamente dito e sua disposição, além do transporte associado às suas atividades. A Figura 2 representa o novo enfoque adotado.

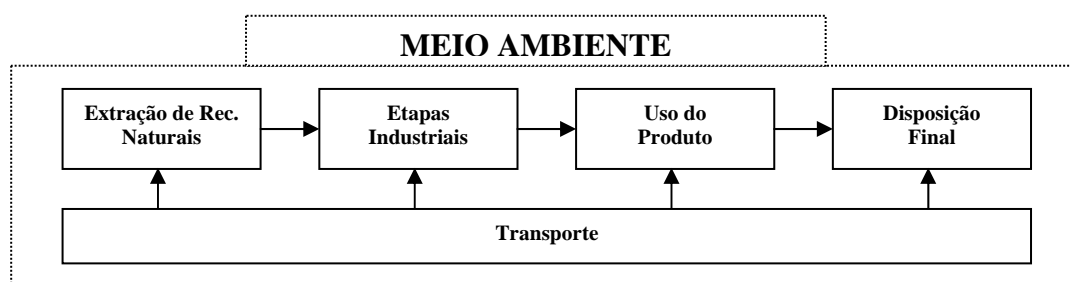


Figura 2. Foco no produto.

Após gerar um modelo que represente de forma adequada todas as interações pertinentes ao cenário de produção do produto, todas as entradas e saídas de matéria e energia podem agora ser remetidas a uma unidade final do bem de consumo produzido, isto é, cada produto terá agora uma parcela de aspectos e impactos ambientais decorrentes de todo o ciclo de beneficiamento de suas matérias primas, de sua manufatura e de seu uso, ou seja, de todo o seu ciclo de vida.

### 3.1.2. Histórico da Avaliação do Ciclo de Vida (ACV)

O conceito de ciclo de vida evoluiu através do tempo até chegar ao modelo que hoje conhecemos, e continua a se modificar de forma dinâmica devido às diversas aplicações às quais pode ser associado, como por exemplo no emprego do conceito na elaboração de móveis e utensílios ambientalmente “corretos” (*ecodesign*).

As idéias precursoras do conceito de ciclo de vida surgiram a partir do desenvolvimento das REPAs, *Resource and Environmental Profile Analysis* (Análises de Perfil Ambiental e de Recursos) conduzidas no final da década de 60 e início da década de 70 (HUNT, SELLERS, FRANKLIN, 1992).

As REPAs foram inicialmente custeadas por companhias do setor privado como a *Mobil Corporation* e a *Coca Cola Company* (CURRAN, 1996), e conduzidas pelo MRI (*Midwest Research Institute*). No caso da Coca Cola, o MRI efetuou estudos comparativos sobre diferentes tipos de embalagens de refrigerantes com a finalidade de estimar algumas emissões para o meio ambiente decorrentes do ciclo de vida de cada tipo de embalagem, além de analisar qual delas possuía um melhor desempenho em relação ao consumo de recursos naturais.

Em meados da década de 70, o preço do barril de petróleo elevou-se drasticamente em função do boicote internacional realizado pela OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), gerando uma grande crise global em relação ao consumo de recursos energéticos. A partir desse evento, denominado a primeira crise internacional do petróleo, a comunidade mundial sentiu a necessidade de tomar medidas para melhor utilizar seus recursos naturais. Foi nessa época que se iniciaram diversos estudos voltados à análise da cadeia produtiva de bens de consumo industrializados a fim de minimizar a utilização de matérias primas não renováveis, como o petróleo, além de priorizar em alguns deles alguns aspectos ligados à questão ambiental. Foi neste contexto que o governo brasileiro criou o Programa de Nacional do Álcool, denominado de PROALCOOL (GOLDEMBERG; MOREIRA, 1999). Em 1979, quando implementado, o programa trouxe incentivos à produção do álcool

etílico a partir da cana-de-açúcar em algumas regiões do território nacional, viabilizando e incentivando o consumo de um combustível renovável no país.

Entretanto os estudos relacionados ao conceito de ciclo de vida foram se reduzindo gradativamente a partir início da década de 80 devido à atenuação da crise do petróleo neste período. Foi apenas no final desta década que a opinião pública mundial voltou a demonstrar interesse em relação à questão ambiental mundial, retomando portanto alguns estudos relacionados ao tema..

Foi apenas no início da década de 90 que a *Society of Environmental Toxicology and Chemistry* (SETAC) somou esforços para padronizar uma metodologia acerca dos estudos de ACV, criando modelos para sumarizar a análise de impactos ambientais e possibilitar, portanto, a comparação dos resultados de diferentes estudos decorrentes do conceito de ciclo de vida. A partir desta organização e padronização que surgiram as normas da série 14040 referentes à Análise de Ciclo de Vida. São elas:

- NBR ISO 14040: Gestão Ambiental - Avaliação do Ciclo de Vida - Princípios e Estrutura;
- NBR ISO 14041: Gestão Ambiental - Avaliação do Ciclo de Vida - Definição de Objetivo e Escopo e Análise de Inventário;
- NBR ISO 14042: Gestão Ambiental - Avaliação do Ciclo de Vida - Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida;
- NBR ISO 14043: Gestão Ambiental - Avaliação do Ciclo de Vida - Interpretação do Ciclo de Vida;
- TR ISO 14047: “*Illustrative Examples on How to Apply ISO 14042 - Life Cycle Assessment - Life Cycle Impact Assessment*”;
- TR ISO 14048: “*Environmental Management - Life Cycle Assessment - Life Cycle Assessment Data Documentation Format*”;
- TR ISO 14049: “*Environmental Management - Life Cycle Assessment – Examples of Application of ISO 14041 to Goal and Scope Definition and Inventory Analysis*”.

### 3.1.3. Usos e Limitações da ACV

A Avaliação do Ciclo de Vida (ACV) é uma técnica que permite avaliar os aspectos ambientais e impactos potenciais associados a um produto, analisando diversas etapas que vão desde a extração de matérias primas da natureza que entram no sistema produtivo, *berço* do produto, até a disposição do produto final no meio ambiente, ou *túmulo* do produto (CHEHEBE, 1998).

Segundo a norma NBR ISO 14040 (ABNT, 2001), a técnica de Análise de Ciclo de Vida pode ser utilizada para:

- identificar oportunidades de melhoria dos aspectos ambientais dos produtos em vários pontos do seu ciclo de vida;
- auxiliar na tomada de decisões na indústria, em organizações governamentais e não-governamentais, como no planejamento estratégico da organização, na definição de prioridades no cenário atual ou frente a novos cenários, ou no projeto ou reprojeto de produtos e processos quando se levar em consideração a variável ambiental;
- promover o marketing da atividade ou do produto a ser analisado pela técnica, como em declarações ambientais ou em rotulagens ambientais.

E como toda técnica, a ACV também possui algumas limitações quanto ao seu emprego:

- a subjetividade existente na natureza das escolhas e suposições feitas na ACV, como no estabelecimento das fronteiras do estudo previamente definidas, na seleção das fontes de dados e nas categorias de impacto a serem analisadas;
- os modelos utilizados na análise de inventário ou na avaliação de impactos ambientais são limitados por suposições e hipóteses previamente admitidas;
- os resultados dos estudos de ACV podem não ser apropriados para aplicações locais caso sejam formulados para cenários globais ou regionais;



- a acessibilidade, disponibilidade, qualidade e quantidade dos dados podem ser fatores de limitação na exatidão dos estudos de ACV, como falhas, agregação e especificidades locais.

Além das limitações anteriores apresentadas, existe uma grande limitação referente à coleta de dados propriamente dita, pois trata-se de uma etapa que requer a manipulação de uma grande quantidade de dados, além de exigir tempo e recursos financeiros consideráveis para sua execução.

### 3.1.4. Estrutura Proposta pela ABNT (2001)

Segundo a NBR ISO 14040 (ABNT, 2001), a Avaliação do Ciclo de Vida compreende basicamente quatro fases distintas, conforme a estruturação apresentada na Figura 3.

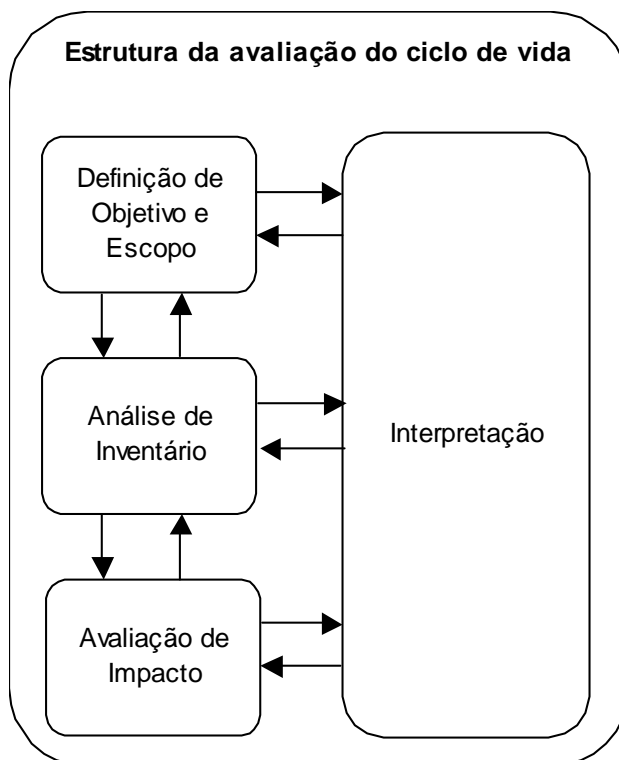


Figura 3. Fases de uma ACV.

### **3.1.5. Definição de Objetivo e Escopo do Estudo**

#### **3.1.5.1. Definição de Objetivo**

É nesta fase da metodologia que algumas decisões devem ser previamente tomadas, como o objetivo do estudo, isto é, declarar as razões pertinentes para a condução do estudo, o público-alvo e as aplicações pretendidas.

#### **3.1.5.2. Escopo do Estudo**

Nesta fase devem ser considerados e descritos claramente os itens a seguir (ABNT, 2001):

- o sistema de produto a ser estudado, isto é, conjunto de unidades de processo, conectadas material e energeticamente, que realiza uma ou mais funções definidas;
- a função do sistema de produto (ou funções, caso seja um estudo comparativo);
- a unidade funcional, isto é, o desempenho quantificado de um sistema de produto para uso como uma unidade de referência;
- as fronteiras do sistema de produto;
- os procedimentos de alocação, ou seja, procedimentos para a repartição das correntes de entrada ou de saída de uma unidade de processo no sistema de produto em estudo;
- os tipos de impactos e subseqüentes metodologias de avaliação e interpretação dos mesmos;
- os requisitos de dados;
- as suposições e as limitações referentes ao estudo em questão;
- requisitos da qualidade dos dados iniciais;
- tipo de análise crítica a ser conduzida, se necessário;
- tipo e formato do relatório requerido para o estudo.

### **3.1.5.3. Análise de Inventário**

Nesta fase executa-se a coleta de dados e os procedimentos de cálculo para quantificar as entradas e saídas pertinentes ao sistema de produto considerado. Na medida em que os dados são coletados, podem ser identificados novos requisitos ou limitações do estudo em questão, caracterizando a iteratividade do processo de construção do Banco de Dados de uma ACV.

### **3.1.5.4. Avaliação de Impacto**

A Avaliação de Impacto é dirigida à avaliação da significância de impactos ambientais potenciais, usando os resultados da fase anterior. Envolve a associação de dados de inventário com impactos ambientais específicos (classificação), além de modelar estes dados dentro das categorias de impacto (caracterização).

### **3.1.5.5. Interpretação, Relatório e Análise Crítica**

Fase da ACV onde as conclusões e recomendações da análise do estudo são realizadas. Possui um caráter iterativo da análise crítica do escopo da ACV e da natureza e da qualidade dos dados coletados.

O relatório gerado em um estudo de ACV deve contemplar os resultados, dados, métodos, suposições e limitações enfrentadas ao longo do trabalho realizado, permitindo que o leitor compreenda as complexidades referentes ao estudo em questão.

A análise crítica é um processo que permite assegurar que os métodos usados na condução do estudo de ACV são consistentes a essa norma e possuem validação técnica e científica. Além disso, a análise crítica assegura que os dados utilizados e as subseqüentes interpretações sejam condizentes com o objetivo do estudo.

### 3.1.6. Aplicações da ACV

Atualmente a metodologia de avaliação de ciclo de vida (ACV) pode ser aplicada a diversos ramos das atividades humanas. A segunda edição da Conferência Internacional Ciclo de Vida – CILCA 2007, realizada na cidade de São Paulo, consta em seus anais com 81 trabalhos publicados, divididos em 10 áreas distintas. Estão listadas a seguir as quantidades de trabalhos publicados em cada área.

- análise de ecoeficiência: 3 trabalhos publicados
- bancos de dados: 8 trabalhos publicados
- ecodesenho e rotulagem: 7 trabalhos publicados
- energia: 10 trabalhos publicados
- estudos de caso: 9 trabalhos publicados
- gestão por meio da abordagem de ciclo de vida: 10 trabalhos publicados
- metodologia de ACV: 12 trabalhos publicados
- responsabilidade social: 6 trabalhos publicados
- softwares: 6 trabalhos publicados
- sustentabilidade: 10 trabalhos publicados

Segundo Oliveira; Vianna; Zanchetta (2007), a metodologia de análise de ecoeficiência propõe auxiliar a tomada de decisões estratégicas de um negócio a partir da comparação, em igual grau de importância, dos chamados pilares econômico e ambiental entre os produtos e processos envolvidos. Utiliza-se a metodologia da ACV para construir o pilar ambiental desta análise, aplicando-a na comparação de diferentes dietas para nutrição de frangos no trabalho desenvolvido.

Dos trabalhos publicados na área de banco de dados, destaca-se o trabalho proposto por Hischier et al (2007), que aborda a necessidade de construção de bancos de dados públicos (abertos) de processos e produtos de base, tais como materiais comumente utilizados pelos diversos setores industriais, a matriz energética utilizada, os meios de transporte e o sistema de tratamento de resíduos, por exemplo. Exemplifica com o cenário do banco de dados de ACV suíço, reafirmando a

necessidade de apoio tecnológico e institucional dos setores envolvidos, bem como do controle estratégico de entidades governamentais.

Os trabalhos relacionados à área de energia abrangem tópicos relacionados à utilização de combustíveis e seus impactos ao meio ambiente, tais como o biodiesel, eletricidade de fonte eólica, petróleo, gás natural, álcool combustível e energia elétrica, por exemplo. Diversos enfoques foram abordados nos diversos trabalhos apresentados, porém destaca-se a abordagem sobre as emissões gasosas decorrentes da utilização desses combustíveis, como os gases contribuintes para o efeito estufa.

A área de metodologia de ACV, que recebeu o maior número de trabalhos, é composta de um modo geral por artigos relacionados à uniformização da aplicação da ACV, desenvolvendo recomendações a partir de experiências de trabalhos anteriores.

Observa-se, neste contexto, o trabalho desenvolvido por Souza; Soares; Sousa (2007), que expõe em seu conteúdo a questão da elevada dependência da ACV acerca dos fatores regionais. O texto aborda alguns dos atuais problemas enfrentados pela ACV no Brasil, principalmente aqueles relacionados às etapas de normalização e caracterização dos impactos ambientais. Justifica que tais dificuldades estão relacionadas à vasta área territorial brasileira, propondo assim uma estrutura geral para a ACV no Brasil baseada em critérios que consideram as diferentes macrorregiões brasileiras, os tipos de vegetação, além dos fatores sociais locais.

Percebe-se, portanto, que a metodologia da ACV está sendo aplicada em diversos ramos do conhecimento, demonstrando ser uma ferramenta de gestão ambiental flexível, dinâmica e atual.

### 3.1.7. Estado da Arte da Metodologia

A avaliação do ciclo de vida (ACV) é uma ferramenta dinâmica de gestão ambiental que possibilita o desenvolvimento de novos usos e aplicações da sua metodologia em diversas áreas do conhecimento. O principal aspecto observado nos diversos trabalhos relacionados à ACV refere-se ao chamado *Life Cycle Thinking*, ou seja, o pensamento sistêmico do ciclo de vida que proporciona uma visão geral das diversas atividades relacionadas ao produto ou serviço estudado.

Analisando o mundo contemporâneo, percebe-se uma elevada preocupação nos impactos gerados pelas atividades humanas em geral, sob o ponto de vista ambiental, social e econômico. A metodologia da ACV, neste caso, vem colaborando na tentativa de auxiliar o levantamento de índices de eco-eficiência baseados nestes três fatores, ou pilares: além ser efetivamente utilizada no levantamento de índice ambiental, a ACV também contribui na co-orientação dos demais índices através do seu pensamento holístico, ou seja, o *Life Cycle Thinking*.

A metodologia desenvolve-se também nos mais diversos ramos de atuação acadêmicos e corporativos. No primeiro caso, os esforços de aplicar a ferramenta na construção de bancos de dados originalmente brasileiros, como é o caso do presente trabalho; ou a sua adaptação em estudos de pesquisa e desenvolvimento afim de comparar novos estudos científicos com os atualmente utilizados (FIGUEIRÊDO et al, 2007). No segundo caso, diversas adaptações da ferramenta no sentido de antecipar o desempenho ambiental de futuras tecnologias (SANDÉN et al, 2005), na seleção de materiais ou na cobrança de impostos (DALHAMMAR; VAN ROSSEM, 2005), por exemplo.

Entretanto, das quatro fases da metodologia da NBR ISO 14040 (ABNT, 2001), ou seja. I. Objetivo e Escopo, II. Análise de Inventário, III. Avaliação de Impactos, IV. Interpretação), a fase II (Análise de Inventário) não apresenta grandes avanços na coleta e tratamento dos dados por se tratar de uma etapa praticamente consolidada, isto é, os dados serão coletados na unidade de processo ou estimados segundo

algumas metodologias já consagradas que serão descritas oportunamente. Entretanto, a fase III (Avaliação de Impactos) possui um grande desenvolvimento no que se refere aos métodos de avaliação e correlação de aspectos a impactos ambientais.

Na busca do desenvolvimento de novos fatores de impactos ambientais, discute-se a necessidade de observar as características regionais de cada área e interpretar como estas se interagem no contexto global. No caso do Brasil, por exemplo, a subdivisão do território nacional em cinco macrorregiões (norte, nordeste, sudeste, sul e centro-oeste) ou em biomas (cerrado, pantanal, caatinga, etc.) pode ser considerada como um ponto de partida para o levantamento de fatores nacionais distintos a cada área, atrelados entre si e a outros fatores sociais de cada localidade (SOUZA; SOARES; SOUSA, 2007). Ainda neste contexto, a proposta de adequação das categorias de impacto da NBR ISO 14042, redigida no ano de 2000, orientou diversos trabalhos relativos às etapas de classificação e caracterização na fase de avaliação de impactos. Em resumo, distinguem-se em métodos clássicos e de danos orientados (*damage oriented*) (PEGORARO, 2007).

No método clássico as categorias de impactos são definidas a partir da interação direta entre os avanços científicos e as atividades sociais, classificando e caracterizando os resultados de um inventário de ciclo de vida em diversas categorias como ecotoxicidade, mudança climática, consumo de recursos naturais, acidificação entre outros. Como os aspectos ambientais decorrentes do inventário não são correlacionados diretamente aos danos finais, estas categorias são chamadas de ponto central (*midpoints*).

No método de danos orientados as categorias são denominadas ponto final (*endpoints*), pois são alimentadas pelas informações provenientes das categorias de ponto central. Assim, correlacionam-se com categorias de ponto central afim de apresentar o perfil ambiental do objeto de estudo em relação às categorias de danos finais, tais como saúde humana, recursos naturais abióticos, meio ambiente biótico entre outras.

No que se diz respeito aos métodos de avaliação de impactos, existem atualmente três principais grupos: os europeus, os norte-americanos e os japoneses. Os métodos de avaliação impactos europeus são os mais avançados, contendo métodos específicos para os países que compõem o continente europeu, além de métodos que configuram a Europa como um todo, agregando dados populacionais e valores de caracterização e normalização específicos para suas condições ambientais.

Alguns métodos existentes são o dinamarquês EDIP97 e EDIP2003 (*Environmental Design of Industrial Products*), o suíço IMPACT 2002+, o CML (*Centrum voor Milieukunde/Center for Environmental Science*), EI-95 e EI-99 (Eco-Indicator 95 e 99) e o sueco EPS (*Environmental Priority Strategies*). Os norte-americanos TRACI (*Tool for the Reduction and Assessment of Chemical and other environmental Impacts*) e o canadense LUCAS. No contexto japonês encontramos o LIME (*Life Cycle Impact assessment Method based on Endpoint modeling*) e o método JEPIX (SOUZA; SOARES; SOUSA, 2007).

Existem alguns métodos referentes à etapa de normalização da fase III (Avaliação de Impactos). Os métodos de normalização interna (ou caso-específico), que utilizam os dados provenientes diretamente do problema em questão; métodos de normalização externa (ou genérica), onde os indicadores de cada categoria são divididos por uma estimativa do total de impactos de cada categoria para um sistema ou região escolhidos durante um dado período de tempo; e os métodos de distância ao alvo (*Distance-to-Target*), cujo valor de referência é uma meta de emissão a ser alcançada, derivada geralmente de uma legislação (SOUSA; SOARES; SOUZA, 2007).

Dos diversos bancos de dados orientados ao uso da metodologia da ACV, destaca-se o suíço *Ecoinvent* (FRISCHKNECHT et al, 2005). O projeto *Ecoinvent* 2000, oficialmente lançado no final do ano de 2000 e finalizado no ano de 2003, foi uma tentativa de sucesso na construção, organização e comercialização de um banco de dados de ACV. Originalmente voltado para o mercado suíço e posteriormente para o mercado europeu, envolveu diversos setores federais daquele país com o



intuito de efetivamente possibilitar a harmonização e a atualização dos inventários de ciclo de vida para serem utilizados nos estudos de ACV (FRISCHKNECHT et al, 2005).

A meta principal do projeto *Ecoinvent* baseou-se na elaboração de um conjunto básico de inventários de qualidade, uniformes e consistentes, nas diversas áreas das atividades humanas válidos para as condições suíças e européias, tais como sistemas de energia, materiais de construção, metais, embalagens, produtos químicos, insumos agrícolas, sistemas de transporte, tratamento e disposição de resíduos.

Conforme mencionado anteriormente, as fronteiras geográficas do projeto ecoinvent levaram em consideração as condições da suíça, em um primeiro plano, e posteriormente as condições européias, pois a economia daquele país é intimamente entrelaçada com os demais países do bloco europeu. Entretanto algumas fronteiras ultrapassam os limites pré-estabelecidos, como observado na extração de recursos minerais e energéticos oriundos de fora da Europa. Entretanto, seguindo a própria filosofia da ACV, as fronteiras geográficas do projeto ecoinvent compreendem o mundo inteiro, isto é, nenhuma região a priori foi excluída.

Quanto às fronteiras tecnológicas e temporais, utilizaram-se as tecnologias disponíveis no ano de 2000 no cenário europeu, porém com constantes modificações quando alguma mudança realmente modificar o cenário pré-estabelecido.

Os princípios de modelagem foram pré-definidos a fim de assegurar a coleta de dados diretamente nas unidades de processo, analisando previamente a cadeia de processo do objeto de estudo. A coleta dos dados seguiu critérios baseados na NBR ISO 14041, ou seja, critérios de massa, energia e relevância ambiental. Os fatores de alocação, por sua vez, foram aplicados individualmente para cada entrada e saída no nível da unidade de processo. As incertezas oriundas das aproximações são apresentadas segundo o método de simulação de Monte Carlo, baseados em médias exponenciais que comprovadamente são melhor adaptadas que a média aritmética (HEDEMANN; KÖNIG, 2000 apud FRISCHKNECHT et al, 2005).

De uma forma geral, as experiências adquiridas através do projeto *Ecoinvent* comprovam que é possível implementar um banco de dados de ACV no Brasil a partir de um conjunto de iniciativas públicas e privadas.

A metodologia do projeto *Ecoinvent* foi adotada como exemplo para a construção do banco de dados brasileiro de ciclo de vida (UGAYA et al, 2007). Através da iniciativa adotada pela Associação Brasileira de Ciclo de Vida (ABCV) e o Instituto Ekos Brasil, no final do ano de 2004, em parceria com o Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia (IBICT) e com o instituto suíço EMPA, ficaram definidas algumas diretrizes básicas para dar início ao projeto de construção do banco de dados brasileiro de ciclo de vida, promovendo a cooperação internacional na transferência de tecnologia e conhecimento através de atividades coordenadas pela SECO (*Swiss State Secretariat of Economic Affairs*).

Quando da aplicação da metodologia no cenário brasileiro, algumas diretrizes originais do projeto *Ecoinvent* deverão ser modificadas a fim de nacionalizar efetivamente o modelo suíço. Por exemplo (UGAYA et al, 2007):

- fronteiras temporais – os inventários deverão possuir ano de referência mais próximo possível no ano de início do banco de dados;
- escopo geográfico – descrição dos processos utilizados efetivamente no país, destacando aqueles provenientes fora do território brasileiro;
- situações de mercado – em alguns produtos específicos, como por exemplo o alumínio e o ferro, as hipóteses adotadas no cenário suíço/europeu são distintas daquelas adotadas pelo cenário brasileiro devido principalmente a regionalização da produção destes materiais no território nacional;
- sistema de transporte – análise das distâncias e da malha logística dos meios de transporte (atualmente desconhecidas), além da adaptação qualitativa e quantitativa dos combustíveis utilizados no Brasil, como o etanol e o diesel combustível, por exemplo.

## **3.2. Gás Natural**

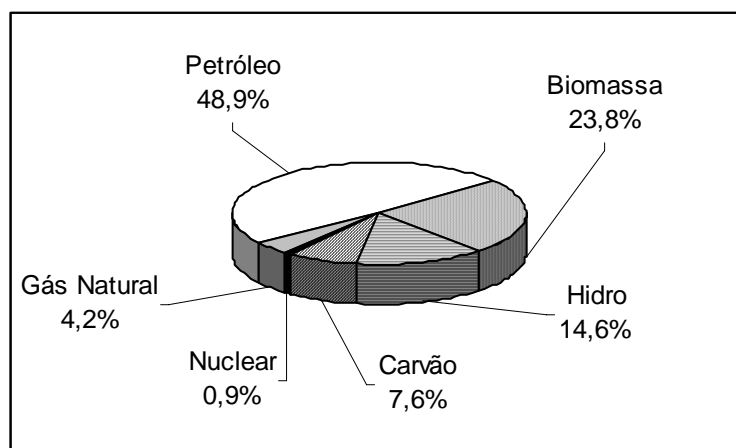
### **3.2.1. Introdução**

O gás natural é um combustível fóssil encontrado na natureza na forma de reservatórios profundos, associado ou não ao petróleo, e fortemente atrativo do ponto de vista ambiental (ABREU; MARTINEZ, 2003). É resultante da degradação anaeróbia de grandes quantidades de matéria orgânica que nos tempos pré-históricos se acumulavam nas águas litorâneas dos mares da época. Devido à ação de fatores endógenos associados aos movimentos da crosta terrestre, esta matéria orgânica foi soterrada e por isso sua degradação ocorreu sem o contato com o ar, a altas temperaturas e sob fortes pressões. Atualmente a geração de novas quantidades de gás natural tornou-se desprezível pelo fato de cessarem as ações correspondentes à sua formação. Devido a esse fator, pode-se inferir que o gás natural é um combustível não renovável.

Dentre as diversas fontes de energia atualmente utilizadas pela sociedade, o gás natural vem se destacando nos últimos anos no que se diz respeito à sua utilização como combustível. Levando-se em consideração a preservação do meio ambiente, pode ser considerado como uma fonte de energia limpa devido principalmente pela baixa quantidade de contaminantes presentes em sua composição (como compostos à base de enxofre) e conseqüentemente nos gases resultantes de sua combustão, além de ser uma fonte de energia em destaque dentre as economicamente viáveis disponíveis no setor energético mundial, pois quando comparado com outros combustíveis, o gás natural revela-se único devido às suas características intrínsecas de produção (processamento mais simples frente ao petróleo), no seu uso como matéria-prima para outros compostos (como hidrogênio e metanol, entre outros), e na geração e co-geração de energia proveniente da sua combustão (PETROBRAS, 2005).

### 3.2.2. Gás Natural no Brasil

O consumo de energia proveniente do Gás Natural no Brasil no ano 2000, conforme apresentado na Figura 4, foi da ordem de 4,2% em relação à energia total consumida neste ano (GOLDEMBERG; VILLANUEVA, 2003).



Fonte: Adaptado de Goldemberg, Villanueva, 2003.

Figura 4. Perfil do consumo de energia no Brasil, em 2000.

Existe um grande esforço atual por parte da Petrobrás em elevar para 12% o índice de participação desse combustível na matriz energética brasileira até o ano de 2010, seja através de investimentos na sua exploração nacional ou através de ações que promovam sua importação. Um exemplo é a construção do Gasoduto Bolívia-Brasil, (Gasbol), que só no ano de 2002 movimentou cerca de 11,7 bilhões  $\text{Nm}^3$  de gás natural, atendendo principalmente as regiões Sul e Sudeste do Brasil (PETROBRAS, 2005). Entretanto, grande parte do gás natural importado da Bolívia via Gasbol é destinado, principalmente, para a geração de energia (combustão do gás). Esta parcela de gás importada não é incorporada ao abastecimento das indústrias de transformação química.

Segundo o Anuário Estatístico da ANP (2006), as reservas brasileiras provadas de Gás Natural, no ano de 2003, são de cerca de 250 bilhões  $\text{Nm}^3$ . As reservas oriundas do Estado do Rio de Janeiro são as mais representativas, correspondendo a

cerca de 47% do total estimado. Entretanto, após a descoberta da Bacia de Santos no Estado de São Paulo, com cerca de 400 bilhões  $\text{Nm}^3$ , estima-se que o valor total das reservas brasileiras triplicará de seu valor atual.

A produção de gás natural brasileira foi estimada, no ano de 2006, em cerca de 17,7 bilhões  $\text{Nm}^3$ . A Tabela 1 apresenta a participação da produção de gás natural segundo as Unidades da Federação para este ano com base no anuário estatístico da ANP (2007).

Tabela 1. Produção de gás natural no Brasil, em 2006.

<b>Unidade da Federação</b>	<b><math>10^6 \text{ Nm}^3</math></b>	<b>%</b>
<i>Rio de Janeiro</i>	8218	46,4
<i>Amazonas</i>	3376	19,1
<i>Bahia</i>	1894	10,7
<i>Rio Grande do Norte</i>	1181	6,7
<i>Alagoas</i>	1023	5,8
<i>Espírito Santo</i>	910	5,1
<i>Sergipe</i>	609	3,4
<i>São Paulo</i>	357	2,0
<i>Ceará</i>	99	0,6
<i>Paraná</i>	39	0,2
<b>Total</b>	<b>17706</b>	<b>100</b>

Fonte: ANP, 2007.

Analisando os dados apresentados, observa-se que o Estado do Rio de Janeiro possui a maior participação na produção brasileira de gás natural proveniente das reservas marítimas da Bacia de Campos.

### 3.2.3. Composição do Gás Natural

Assim como o petróleo, o gás natural é constituído principalmente por hidrocarbonetos. O petróleo, encontrado na fase líquida em condições ambientes de pressão e temperatura, e o gás natural, encontrado em frações gasosas nas mesmas condições. Ambos possuem impurezas em comum, tais como compostos a base de enxofre, gás carbônico, nitrogênio, metais diversos e água salgada (SHREVE, BRINK, 1997).

Existe uma grande variação na proporção encontrada entre gás natural e petróleo nas diferentes jazidas ao redor do mundo. É justamente esta relação que classifica o campo como de gás associado ou gás não-associado: a razão gás-óleo (RGO), definida como a razão entre a produção de gás natural e a produção de petróleo (MATAI, 2004).

Quando mais de 50% da energia produzida pelo reservatório são provenientes do gás natural, o campo então é considerado como gás natural associado. Caso contrário, será um campo de gás natural não-associado.

A composição do gás natural extraído do poço (bruto) é diferente da composição do gás utilizado pelos diversos consumidores finais. Enquanto o primeiro é composto uma mistura de diversos hidrocarbonetos leves, tais como metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) e butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), pentano ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$ ) e superiores, além de vapor d'água, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), nitrogênio e compostos contendo enxofre. Já o gás utilizado pelos consumidores finais é composto quase que exclusivamente por metano, sendo um produto do processo de separação do gás natural bruto (LYONS, 1996).

A Tabela 2 apresenta a comparação entre a composição de gás natural extraído da Bacia de Campos e da Bolívia (Gasbol), principal fornecedor do gás natural consumido na matriz energética brasileira. A composição típica do gás natural proveniente da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, está apresentada na Tabela 3.

Tabela 2. Composição de gás natural da Bacia de Campos e da Bolívia.

Composto	Bacia de Campos		Bolívia	
	Volume (%)	Peso (%)	Volume úmido (%)	Volume seco (%)
Metano	83,1	66,1	85,6	91,7
Etano	8,2	12,3	7,0	5,6
Propano	4,9	10,8	3,1	1,0
Butanos	2,1	6,1	1,3	0,1
Pentanos +	0,8	3,2	0,8	0,1
Nitrogênio	0,6	0,9	1,4	1,4
CO <sub>2</sub>	0,3	0,6	0,8	0,1

Nota: Volumes a 20°C e 1 atm.

Fonte: Petrobras, 2004.

Tabela 3. Composição típica do gás natural proveniente da Bacia de Campos.

Composto	Gás associado (% molar)	Gás não-associado (% molar)
Metano	80,20	97,15
Etano	9,96	1,34
Propano	5,43	0,43
Iso Butano	0,91	0,07
Normal Butano	1,35	0,11
Iso Pentano	0,24	0,01
Normal Pentano	0,25	0,02
Hexano	0,12	0,03
Heptano (C7+)	0,10	0,04
Nitrogênio	0,98	0,67
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	0,46	0,13

Fonte: Petrobras.

A remoção de compostos de enxofre e dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) do gás natural cumpre vários objetivos, desde especificar o gás para venda e consumo, passando por aspectos de segurança e operacionais, até a recuperação destes componentes para posterior utilização e comercialização (MAIA, 2000).

Entre outros motivos, a presença de CO<sub>2</sub> no gás natural diminui o poder calorífico da mistura, isto é, por ser um gás inerte não possui valor energético. Em relação aos compostos de enxofre presentes no gás, o gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S) é o de maior relevância visto ser o que aparece em teores mais elevados. O principal motivo para a sua remoção baseia-se principalmente na sua toxicidade, além de ser corrosivo quando dissolvido em água. As conseqüências da exposição ao H<sub>2</sub>S em vários teores são dadas na Tabela 4.

Tabela 4. Toxicidade do gás sulfídrico.

<b>H<sub>2</sub>S (ppm vol)</b>	<b>Efeitos</b>
0,02	<i>Limite de detecção do odor</i>
10	<i>Máxima concentração permitida para exposição prolongada</i>
100 a 150	<i>Pode causar enjôos e fraqueza após uma hora</i>
> 200	<i>Perigoso após uma hora</i>
> 600	<i>Fatal após 30 minutos</i>
> 1000	<i>Morte imediata</i>

Fonte: MSDS do gás sulfídrico (adaptado).

### 3.2.4. Cadeia Produtiva do Gás Natural

A cadeia produtiva do Gás Natural no Brasil compreende basicamente a seqüência de exploração, exploração, produção, processamento, transporte e distribuição. Estas etapas variam de acordo com fatores específicos de cada jazida, dependendo basicamente da composição do Gás Natural a ser extraído, da sua localização geográfica, do seu perfil de formação geológico e da sua viabilidade econômica, entre outras (LYONS, 1996).

A exploração é a primeira etapa na cadeia produtiva do gás natural, compreendendo basicamente a busca de seus depósitos naturais e a sua conseqüente classificação quanto à viabilidade econômica e a certeza da existência do recurso propriamente dito.



Uma vez que um depósito em potencial foi encontrado, inicia-se a segunda etapa da cadeia produtiva do gás natural, denominada exploração, que consiste basicamente nas atividades de perfuração do poço. Existem muitas variáveis a serem analisadas nesta etapa, porém o principal fator para o completo desenvolvimento do poço é o aspecto econômico, já que o risco do investimento é consideravelmente alto (DAMASCENO, 2004).

A etapa seguinte da cadeia da produtiva é a produção propriamente dita, retirando o gás natural do poço e conduzindo-o até a superfície. Uma vez que o poço é perfurado, este deve ser completado para permitir o fluxo de fluidos até a superfície, isto é, deve-se aliviar a pressão e a temperatura do poço para finalmente instalar o equipamento apropriado, assegurando um fluxo eficiente de gás natural até a superfície. Uma vez que o poço foi perfurado e os equipamentos estiverem prontos, inicia-se a produção do gás natural (LYONS, 1996).

Conforme mencionado anteriormente, o Gás Natural extraído do poço tem que ser processado, isto é, deve-se proceder a separação do metano das demais fases dos hidrocarbonetos associados, conhecidos como LGN (líquidos de gás natural), composto basicamente por etano, propano e butano. Uma vez tratado e purificado na unidade de processamento de gás natural, este é enviado aos consumidores finais principalmente através de gasodutos específicos.

A diferença entre as etapas de transporte e de distribuição é devido ao volume do gás envolvido em cada atividade. O transporte do gás natural lida com um grande volume de gás e, conseqüentemente, um grande diâmetro das linhas de transporte, além de necessitar de estações de recompressão ao longo da linha de transporte (denominadas *city gates*).

A distribuição do gás natural, por sua vez, engloba as atividades de deslocamento do gás dentro de pequenas áreas municipais a fim de alcançar o consumidor final ou os clientes industriais localizados na periferia das cidades.

### 3.3. Metanol

#### 3.3.1. Introdução

O metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) é um líquido incolor, volátil e com odor alcoólico levemente adocicado, sendo o mais simples dos álcoois alifáticos, possuindo apenas um átomo de carbono em sua estrutura molecular (FIEDLER et al, 1994). Sua reatividade é determinada pelo grupo funcional hidróxi, sendo portanto completamente miscível em água, álcoois, ésteres e na maior parte dos solventes orgânicos, além de possuir uma razoável solubilidade em óleos e gorduras. Devido a sua polaridade, o metanol dissolve diversas substâncias inorgânicas, sendo uma das mais importantes matérias-primas químicas no mundo contemporâneo. A Tabela 5 apresenta algumas propriedades físicas do metanol.

Tabela 5. Propriedades físicas do metanol.

<b>Propriedade</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>	<b>Observação</b>
<i>Peso Molecular</i>	32,04	$\text{g.mol}^{-1}$	
<i>Densidade</i>	792	$\text{Kg.m}^{-3}$	a 20° C
<i>Poder Calorífico</i>	20,0	$\text{MJ.kg}^{-1}$	Inferior
	22,7	$\text{MJ.kg}^{-1}$	Superior
<i>Calor Específico</i>	44,06	$\text{J.mol}^{-1}.\text{K}^{-1}$	Gás, 25° C, 1 atm
	81,08	$\text{J.mol}^{-1}.\text{K}^{-1}$	Líquido, 25° C, 1 atm

Fonte: FIEDLER et al, 1994.

O Metanol, também conhecido por álcool metílico, monohidroximetano, metil carbinol ou álcool de madeira, por exemplo, foi obtido pela primeira vez em 1661. Porém, somente a partir de 1830 a síntese do metanol através da destilação de madeira se consolidou. Foi apenas em 1913 que a BASF conseguiu produzir compostos orgânicos contendo oxigênio, inclusive o metanol.

Atualmente encontramos diversas rotas utilizadas na síntese de metanol, sendo o gás natural a matéria-prima mais utilizada na produção deste álcool em todo o mundo, inclusive no Brasil.

### 3.3.2. Derivados do Metanol

No ano de 2000, a demanda global de metanol foi estimada em 28,2 bilhões de toneladas, correspondente a cerca de 76% da capacidade de produção mundial naquele ano (METHANOL, 2005). Mais de 70% da produção global de metanol são destinados à síntese de produtos químicos diversos, dentre os quais o formaldeído corresponde à maior parcela. A Tabela 6 apresenta o anuário da utilização do metanol no mundo em 2000.

Tabela 6. Cenário da utilização do metanol no mundo, em 2000.

<i>Produto Final</i>	<i>Demanda Global de Metanol ( x 10<sup>6</sup> t)</i>	<i>%</i>
<i>Formaldeído</i>	<i>9,6</i>	<i>34</i>
<i>Metil Terc-Butil Éter (MTBE)</i>	<i>7,8</i>	<i>28</i>
<i>Ácido Acético</i>	<i>2,7</i>	<i>10</i>
<i>Metacrilato de Metila (MMA)</i>	<i>0,8</i>	<i>3</i>
<i>Tereftalato de Dimetila (DMT)</i>	<i>0,6</i>	<i>2</i>

Fonte: World Methanol Supply/Demand. De Witt & Company.

Apesar de uma pequena proporção de metanol ser utilizada na geração de energia (600 milhões de toneladas correspondendo a 2% da produção mundial), existe um grande potencial na utilização do metanol para esse uso específico (METHANOL, 2005).

A Figura 5 exemplifica os principais derivados do metanol.

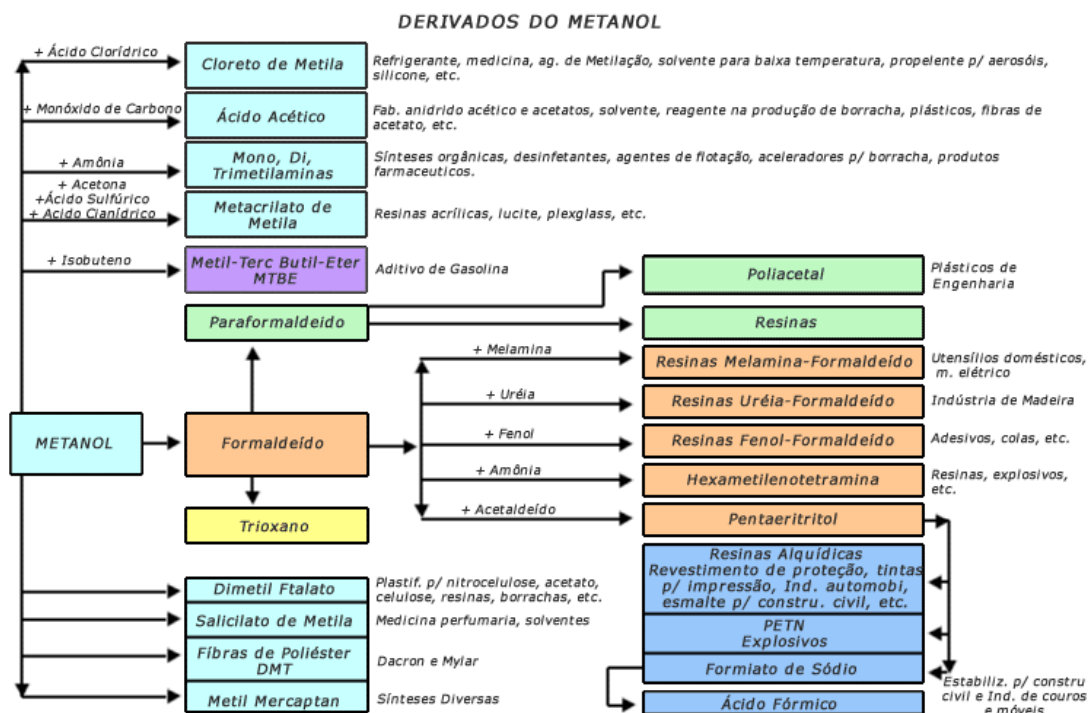


Figura 5. Derivados do metanol (Prosint, 2005).

### 3.3.3. Metanol no Brasil

Segundo o Anuário Estatístico da Associação Brasileira da Indústria Química (ABIQUIM) 2005, a produção brasileira de metanol, em 2005, foi da ordem de 250 mil toneladas, concentrada em duas empresas brasileiras, que juntas perfazem mais de 95% da capacidade de produção no Brasil: a Metanor S.A. - Metanol do Nordeste, localizada no Pólo Petroquímico de Camaçari, no estado da Bahia, com capacidade instalada de aproximadamente 90 mil toneladas por ano, e a Prosint, pertencente ao Grupo Peixoto de Castro, localizada no estado do Rio de Janeiro, com capacidade instalada de aproximadamente 162 mil toneladas por ano. Ambas operam no limite da sua capacidade instalada de produção.

A importação de metanol para o mesmo ano foi de cerca de 250 mil toneladas, grande parte proveniente das instalações localizadas em Punta Arenas, no Chile. O transporte do produto é realizado via marítima, com destino aos portos de Paranaguá (PR), Rio Grande (RS), Aratu (BA) e Rio de Janeiro (RJ) (ALICEWEB, 2005).

A Tabela 7 apresenta o cenário de produção e importação de metanol no Brasil, no ano de 2005.

Tabela 7. Cenário da produção e importação de metanol no Brasil, em 2005.

<b>Produção</b>	<b>Quantidade ( x 10<sup>3</sup> t)</b>	<b>%</b>
<b>Interna (Brasil)</b>	<b>250</b>	<b>50</b>
<i>Prosint (RJ)</i>	162	32
<i>Metanor (BA)</i>	88	18
<b>Externa (Chile)</b>	<b>250</b>	<b>50</b>
<i>Porto de Paranaquá (PR)</i>	159	32
<i>Porto de Rio Grande (RS)</i>	47	10
<i>Porto de Aratu (BA)</i>	28	5
<i>Porto do Rio de Janeiro (RJ)</i>	16	3
<b>Total</b>	<b>500</b>	<b>100</b>

Fonte: Aliceweb, Prosint e Metanor (ano base: 2005).

### 3.3.4. Cadeia Produtiva do Metanol

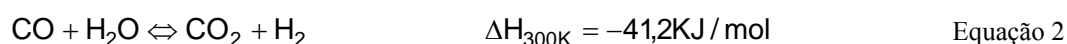
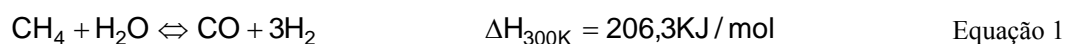
Atualmente o processo mais empregado na produção de metanol é conhecido como ICI Low Process Methanol (LPM), ou seja, compreende uma tecnologia de produção de metanol a baixa pressão (5 a 10 MPa, 200 a 300°C), desenvolvida em meados da década de 1960 pela companhia inglesa ICI (Imperial Chemical Industries).

Este processo envolve a reforma catalítica a vapor de hidrocarbonetos em geral, tipicamente o gás natural, resultando em uma mistura de óxidos de carbono e hidrogênio. Esta mistura é então comprimida e conduzida à produção de metanol, sendo posteriormente separado de outros subprodutos através de destilação fracionada (MATTHEY, 2005).

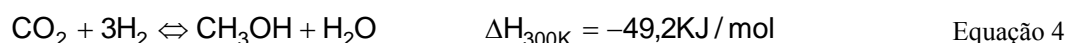
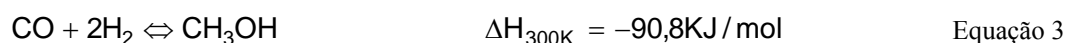
As etapas de produção do metanol compreendem a geração de gás de síntese, a síntese do metanol e destilação dos produtos de reação.

A geração de gás de síntese (*syngas*) promove a produção de uma mistura de gases a partir da reforma a vapor do gás natural com ausência de oxigênio, sobre um

leito catalítico de níquel. A corrente de entrada é composta por cerca de 98% em volume de metano livre de impurezas, tais como compostos a base de enxofre, entre outros. A composição média do *syngas*, após a reforma, é de aproximadamente, 15% de CO, 8% de CO<sub>2</sub>, 74% de H<sub>2</sub> e 3% CH<sub>4</sub>, em volume. As principais reações envolvidas são (FIEDLER et al, 1994):



A etapa de síntese converte o *syngas* em metanol através da reação da mistura de óxidos de carbono com o hidrogênio sobre um leito catalítico de cobre, zinco e alumínio, na proporção 61:30:9, respectivamente. Esta parte do processo requer uma alimentação adicional de gás carbônico para promover o controle cinético da reação de síntese, aumentando a conversão do *syngas* em metanol (FIEDLER et al, 1994). As principais reações envolvidas são:



A etapa seguinte compreende o processo de destilação fracionada dos produtos da reação de metanol, promovendo a separação do produto principal das demais impurezas obtidas do processo anterior, tais como compostos orgânicos leves e água, entre outros (MATTHEY, 2005).

Existe uma grande interação entre as três etapas acima apresentadas devido à extensiva recuperação de calor e reciclo de vapor entre elas, sendo a subdivisão das etapas meramente didática (MATTHEY, 2005).

### 3.4. Publicações sobre ACV do Metanol

A seguir será apresentado o resumo dos principais trabalhos correlacionados com a avaliação do ciclo de vida do metanol encontradas na literatura.

Emmenegger; Heck; Jungbluth (2004) apresentam o relatório sobre o inventário de ciclo de vida do gás natural destinado a alimentar o banco de dados da companhia suíça *Ecoinvent*, detentora de um extenso conhecimento voltado para a aplicação da metodologia de ACV no continente europeu. O relatório introduz em linhas gerais um modelo para o subsistema de gás natural relacionadas com as condições europeias de produção, distribuição e combustão deste composto, utilizado tanto para fins industriais como para fins domésticos. Propõem um modelo que abrange desde a exploração do gás natural, sua produção e purificação, finalizando com o seu transporte e distribuição.

Na etapa de produção do gás natural os autores discorrem sobre a sua origem (Mar do Norte, Alemanha, Argélia, Federação Russa e Nigéria) para estimar a composição média da matéria-prima a ser tratada, bem como para estabelecer um cenário de transporte e distribuição do produto já processado. Discorrem sobre a unidade funcional utilizada no estudo, baseada no poder calorífico superior do gás natural (pois sua função destina-se à combustão para geração de energia). Estabelecem também alguns parâmetros observados em seus estudos, tais como estimativas de emissões fugitivas compreendidas entre 2 a 3% do gás natural processado.

Os resultados apresentados no relatório estão agrupados em diversas categorias de aspectos ambientais, tais como emissões atmosféricas, efluentes líquidos, resíduos sólidos, ocupação da terra e consumo de energia, entre outros, acompanhada de uma breve análise dos principais pontos observados.

O relatório conclui discorrendo sobre as principais emissões atmosféricas ao longo da cadeia produtiva (por se tratar de um produto essencialmente gasoso). Os autores recomendam a utilização da base de dados apresentada com critério, pois o modelo foi construído sob as características regionais do cenário europeu.

Primas (2004) apresenta em seu relatório um estudo sobre o inventário de ciclo de vida do metanol a partir do gás natural. Consta no relatório que mais 90% das indústrias de metanol mundialmente em operação utilizam o gás natural como matéria-prima (FIEDLER et al, 2001).

O modelo de produção de metanol baseia-se no processo ICI *Low Process Methanol* (LPM), utilizando tecnologia de produção de metanol a baixa pressão, subdividindo o sistema de produto em quatro partes: produção de vapor, geração de gás de síntese, síntese de metanol e purificação do metanol. São consideradas apenas as seguintes correntes de entrada: combustível para geração de vapor, eletricidade, água de resfriamento, catalisadores, água de processo e gás natural. Como saída, considera as correntes de: enxofre proveniente da dessulfurização do gás natural, emissões atmosféricas, catalisadores usados (resíduos sólidos) e efluentes líquidos diversos. A unidade funcional adotada foi de 1 kg de metanol.

Assim como em Emmenegger; Heck; Jungbluth (2004), os resultados apresentados no relatório estão agrupados em diversas categorias de aspectos ambientais acompanhadas de uma breve análise dos principais pontos observados. Apresenta como principal conclusão o significativo reflexo dos impactos ambientais oriundos do inventário do gás natural sobre o ciclo de vida do metanol.

O trabalho proposto por Vaswani (2000), intitulado “*Development of Models for calculating the Life Cycle Inventory of methanol by liquid phase and conventional production processes*”, apresenta um amplo estudo acerca do desenvolvimento de um modelo de cálculo de inventário de ciclo de vida de metanol produzido a partir da tecnologia convencional, ou seja, ICI *Low Process Methanol* (LPM).



Além de abordar duas rotas de produção de metanol, uma a partir do carvão mineral e a outra a partir do gás natural, apresenta capítulos exclusivos sobre o inventário de ciclo de vida de eletricidade e de vapor a partir da queima de combustíveis fósseis em geral, como óleo combustível, carvão mineral e gás natural, entre outros.

O autor apresenta, em seu extenso trabalho, o procedimento de balanço de massa e energia sobre um fluxograma de processo simplificado que será utilizado oportunamente como fonte de dados para esta dissertação. Justifica-se sua utilização pelo fato de ser o trabalho que mais se aproxima da realidade de produção brasileira (mesma tecnologia de processamento das empresas brasileiras produtoras de metanol), além de possuir a vantagem de apresentar claramente as hipóteses e as origens dos dados disponibilizados em seus resultados finais.

Ao contrário de Vaswani (2000), o relatório elaborado por Frischknecht; Jungbluth (2004) apresenta apenas algumas informações sobre o inventário de ciclo de vida do gás natural desenvolvido para alimentar o banco de dados da companhia *Pré Consultants*, também detentora de *know how* sobre a metodologia de ACV, no continente europeu.

No relatório da *Pré Consultants*, bem como na base de dados eventualmente disponibilizadas pela companhia, não é possível rastrear a origem dos dados apresentados a fim de adaptá-los à realidade brasileira. O relatório exposto possui muita similaridade quando confrontado com aquele produzido por Emmenegger; Heck; Jungbluth (2004), facilmente compreendido devido à participação do Dr. Rolf Jungbluth em ambos os trabalhos.

Outro trabalho de destaque desenvolvido acerca do tema em questão é o apresentado por Hugill; Overbeek; Spoelstra (2001), intitulado “*A comparison of the eco-efficiency of two production routes for methanol*”. Neste trabalho os autores propõem uma comparação do desempenho ambiental entre duas rotas de produção de metanol: a rota foto-eletrólítica, com a produção de hidrogênio em uma célula

eletroquímica e sua posterior reação com gás carbônico, e a rota convencional, ou seja, *ICI Low Process Methanol* (LPM).

Neste trabalho, o inventário de ciclo de vida do metanol a partir da rota convencional foi construído utilizando-se o programa *Aspen Plus* (Aspen Technology Inc.), que permitiu modelar matematicamente o processo de produção de metanol. Apesar de construir um modelo matemático razoável, os autores destacam que a origem dos dados finais apresentados ficou comprometida devido a insuficiência de informações fornecidas tanto pelos fabricantes de metanol quanto pelos seus usuários finais do produto.

Beer et al (2004) produziram trabalhos envolvendo a análise ambiental da utilização de combustíveis diversos empregados em veículos leves e pesados, isto é, automóveis e caminhões em geral respectivamente. Nestes trabalhos foram observados índices de emissões fugitivas relacionadas às etapas de processamento e transporte de gás natural, entre outras. Os valores admitidos no estudo desenvolvido pelos autores, de uma forma geral, giram em torno de 1 a 1,5 % da corrente de entrada na etapa de processamento, podendo chegar até 7,5 % na etapa de transporte quando contabilizada a distribuição do gás natural ao consumidor final.

Conforme descrito no artigo intitulado “*Natural gas and the environmental results of life cycle assessment*” (RIVA; D’ANGELOSANTE; TREBESCHI, 2004), os autores revelam alguns problemas relacionados à execução da ACV do gás natural para as condições italianas, entre eles a falta de confiabilidade dos dados em algumas etapas do ciclo de vida, utilizando-se para tanto informações não tratadas (brutas), além da heterogeneidade das informações utilizadas no estudo, variando entre dados primários e secundários.

Utilizando o banco de dados do trabalho proposto por Frischknecht et al (1996), também destinado ao cenário suíço e europeu, os autores afirmam em suas conclusões que os resultados de uma ACV dependem das fronteiras do sistema, da origem dos dados e da tecnologia adotada (fronteira tecnológica).

Outros trabalhos empregam a avaliação do ciclo de vida sobre o metanol e seus subprodutos, como em Aresta et al (1999), ou estimam importantes indicadores referentes à quantidade de energia necessária para a produção de produtos químicos em geral, inclusive o metanol (KIM; OVERCASH, 2003).

Estes trabalhos, entretanto, ou não apresentam de forma clara a origem dos dados utilizados em suas conclusões, ou utilizam-se de bases de dados européias nos modelos construídos. Sendo assim fica impossibilitada a aplicação direta destes resultados em um estudo de ACV brasileiro, mas possui grande valia quando comparado a indicadores nacionais previamente estimados.

## **4. METODOLOGIA - ICV DO METANOL**

### **4.1. Definição de Objetivo e Escopo do Estudo**

O objetivo do estudo é a realização do Inventário de Ciclo de Vida (ICV) do metanol para as condições brasileiras segundo a técnica de Avaliação do Ciclo de Vida (ACV), contribuindo tanto para a ampliação dos bancos de dados de ciclo de vida brasileiro e internacional, como para o estudo de ACV do Biodiesel no Brasil.

Os públicos-alvo do inventário elaborado neste estudo são pesquisadores e consultores que utilizam a técnica de ACV nos quais o metanol faça parte do sistema de produto em questão. A principal razão para a realização do estudo é devido à necessidade da construção de um banco de dados brasileiro de ciclo de vida, disponibilizando dados representativos à realidade nacional com o intuito de viabilizar o desenvolvimento de estudos de ACV no país.

#### **4.1.1. Função e Unidade Funcional do Produto**

Como este estudo tem por objetivo a realização do inventário de ciclo de vida do metanol para as condições como este produto é obtido no Brasil, bem como se destina ainda à complementação do banco de dados brasileiro para estudos de ACV, tanto a função do produto como a unidade funcional não serão aqui definidas.

#### **4.1.2. Fluxo de Referência**

Necessita-se adotar uma base de cálculo para remeter todos os aspectos finais encontrados. Para tanto, foi escolhido o valor de 1000 kg de metanol por ser um valor de fácil manipulação matemática, além de ser valor do fluxo de referência utilizado nos principais trabalhos previamente analisados.

### 4.1.3. Modelo Representativo do Sistema de Produto

O modelo representativo do sistema de produto deste estudo contempla basicamente a cadeia produtiva do gás natural e do metanol apresentados anteriormente. É nesta parte do estudo que se elabora o cenário do processo produtivo do metanol e suas inter-relações, identificando as principais correntes que interligam as etapas do ciclo de vida do produto (como a captação de matéria-prima, a produção propriamente dita e o transporte intrínseco entre cada etapa).

A Figura 6 apresenta o modelo representativo do sistema de produto do metanol para as condições brasileiras, compreendendo basicamente os subsistemas de processamento de gás natural, sua distribuição até as indústrias de transformação e, finalmente, a produção propriamente dita do metanol nestas instalações, além do subsistema de importação deste produto no Brasil. Pode-se dizer, portanto, que se trata de um estudo do tipo “berço ao portão da fábrica”, ou *cradle-to-gate* como é conhecido em inglês.

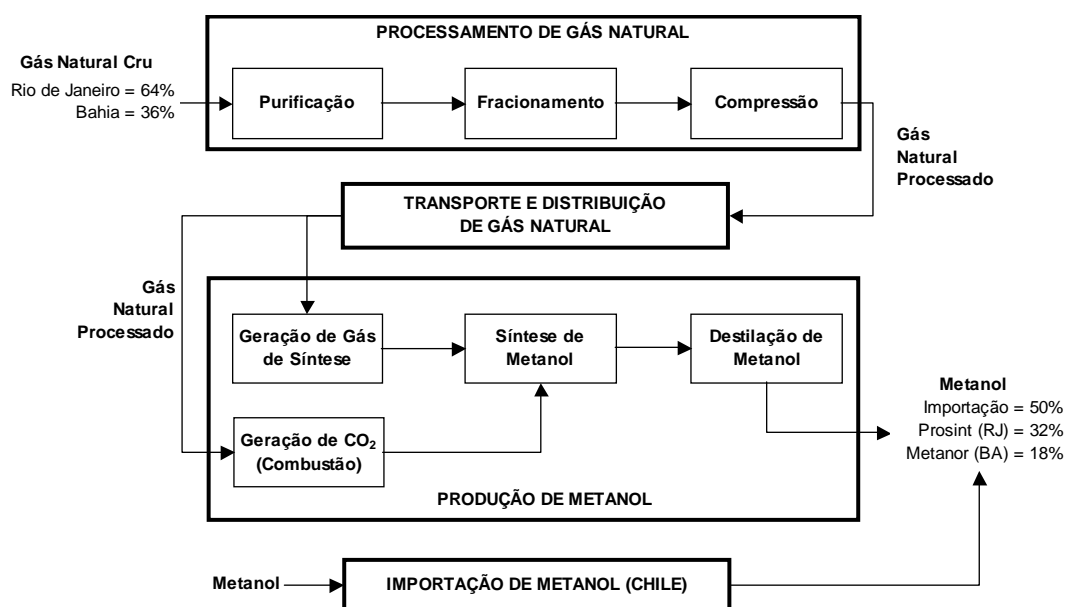


Figura 6. Modelo do sistema de produto do metanol.

Para o modelo do cenário do estado do Rio de Janeiro, o subsistema de transporte de gás natural foi incorporado ao subsistema de processamento de gás natural devido às peculiaridades do cenário de processamento existente nas instalações da Petrobras, justificado também pelas hipóteses do modelo proposto neste estudo.

#### **4.1.4. Fronteiras do Sistema de Produto**

Depois de definido o sistema de produto, deve-se verificar como este interage com o meio ambiente. Necessita-se então definir as fronteiras iniciais do sistema de produto em relação ao meio ambiente.

As fronteiras do estudo podem abranger algumas dimensões (TILLMAN; BAUMANN, 1995). As principais são:

- fronteiras com o meio ambiente, estipulando os limites da interação do sistema estudado com o meio natural;
- fronteiras com outros sistemas, a fim de delimitar os processos que serão abordados daqueles que não o serão, impedindo a abrangência de um universo muito amplo;
- fronteiras geográficas, que definem a localidade onde o estudo está inserido, tornando seus resultados adequados à realidade do sistema estudado;
- fronteira temporal, que considera o momento para o qual os dados terão validade (situação presente, passada ou futura);
- fronteiras de bens de capital, que consideram ou não a inclusão das infra-estruturas necessárias para a realização dos processos (edifícios das fábricas, estradas, equipamentos, entre outros).

Portanto, além de definir as fronteiras com o meio ambiente, isto é, impor fronteiras entre sistema estudado e meio natural que o cerca, deve-se também estipular as fronteiras com outros sistemas correlacionados ao sistema de produto do

metanol, como os subsistemas de geração de energia, produção de produtos químicos diversos e atividades de transporte, entre outros.

Conforme observado nos trabalhos de Emmenegger; Heck; Jungbluth (2004), Frischknecht; Jungbluth (2004) e em Beer et al (2004), os subsistemas do sistema de produto do gás natural foram construídos em módulos isolados com o intuito de possibilitar aos executores de ACV uma flexibilidade na compilação e adequação de cada realidade. Os três principais módulos apresentados nestes trabalhos correspondem aos seguintes subsistemas: módulo 1 - exploração, produção de gás natural; módulo 2 - processamento do gás bruto; módulo 3 - transporte e distribuição do gás processado. Portanto fica a critério de cada autor conjugar os módulos de acordo com suas necessidades.

Riva; D'Angelosante; Trebeschi (2004), por sua vez, consideram em seu estudo apenas os subsistemas de processamento do gás bruto e o subsistema de transporte e distribuição do gás processado.

Seguindo tais direcionamentos, serão excluídos desse estudo os subsistemas de exploração, exploração e produção do gás natural, priorizando o estudo nacional de processamento do gás natural (realizado pela Petrobras), seu transporte e distribuição, finalizando com o subsistema de produção de metanol propriamente dito (Prosint e Metanor).

Esta exclusão também pode ser justificada pela delimitação de uma fronteira temporal que leva em consideração apenas os dados das etapas atuais de beneficiamento de gás natural.

Devido a elevada complexidade da dinâmica de produção do setor petroquímico brasileiro, basicamente centralizada em uma única empresa (Petrobras), bem como suas inúmeras tecnologias empregadas em seus processos, a heterogeneidade dos fornecedores que atuam no ramo, aliado a inexistência de dados primários suficientes cedidos pelos fabricantes a fim de agilizar a execução do trabalho proposto, serão

contabilizados apenas os aspectos ambientais do fluxo primário do modelo representativo do sistema de produto, ou seja, a corrente de gás natural a ser processada e a corrente de metanol produzida, excluindo-se portanto os aspectos ambientais das correntes secundárias que alimentam o fluxo principal.

Outras importantes exclusões a serem consideradas são dos sistemas de bens de capital utilizados no sistema de produto do metanol apresentado anteriormente, justificadas pelo fato desse estudo analisar o ciclo de vida de um produto (metanol) que possui um ciclo de vida extremamente curto quando comparado ao ciclo de vida dos serviços que compõem o sistema modelado, tais como as atividades de construção das instalações industriais, as etapas de montagem de navios e processo de usinagem de tubulações, por exemplo.

Quanto às fronteiras geográficas, o modelo do sistema de produto do metanol apresentado neste trabalho foi elaborado segundo as duas companhias produtoras deste produto: a Prosint localizada no estado do Rio de Janeiro e a Metanor no estado da Bahia, e conseqüentemente a cadeia de processamento de gás natural nestes estados.

#### **4.1.5. Requisitos de Qualidade de Dados**

Com base no modelo do sistema de produto proposto e após delimitar as suas fronteiras, dá-se início à coleta dos dados que alimentarão as unidades de processo do modelo.

Conforme mencionado anteriormente, existe uma elevada complexidade da dinâmica de produção do setor petroquímico brasileiro centralizada basicamente em uma única empresa, a Petrobras. No decorrer da etapa da coleta de dados foi disponibilizada uma visita às instalações da Petrobras na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), no estado do Rio de Janeiro. Algumas informações a respeito das tecnologias de produção, bem como poucos parâmetros de processo foram adquiridos



por meio de entrevista com o engenheiro de processo Alexandre Wanderlei, gerente responsável pelo setor de tratamento de gás natural daquela unidade da companhia.

Quando da coleta de dados relacionados ao subsistema de produção de metanol, após inúmeras tentativas as companhias envolvidas no cenário estudado (Prosint e Metanor), nenhum contato mais aprofundado logrou êxito.

Com a ausência de dados primários referentes aos subsistemas propostos, o autor optou por concentrar esforços na construção de dados secundários a partir de balanços de massa e energia de fluxogramas de processo simplificados, bem como dados de trabalhos acadêmicos similares à realidade brasileira, como observado em Vaswani (2000).

As demais informações necessárias para consolidar o sistema de produto foram obtidas através de diversas fontes, tais como periódicos e artigos científicos (principalmente aqueles descritos no item 3.4), enciclopédia acadêmicas consagradas (ULLMANN, 1994), (ULLMANN, 2001), (WEST, 1980), (PERRY, GREEN, MALONWY, 1999) e (MACKETTA, 1977), materiais institucionais e anuários do setor petroquímico (ABIQUIM, 2005), (ALICEWEB, 2005), (ANP, 2005), (BEN, 2005), (MATTHEY, 2005) e sites institucionais da Petrobras e Transpetro, além da análise dos dados de bases internacionais referentes à avaliação do ciclo de vida (*Ecoinvent* e *SimaPro*).

#### **4.1.6. Procedimentos de Alocação**

Como descrito anteriormente, os procedimentos de alocação compreendem os critérios para promover a repartição das correntes de entrada ou de saída de uma unidade de processo no sistema de produto em estudo. Os critérios de alocação adotados nos subsistemas do gás natural e do metanol serão apresentados oportunamente na etapa de elaboração da análise de inventário.

## **4.2. Análise de Inventário**

Conforme mencionado anteriormente, é nesta fase que se executa a coleta de dados e os procedimentos de cálculo para quantificar as entradas e saídas pertinentes do sistema de produto considerado.

Será apresentado a seguir o detalhamento dos subsistemas que compõem o modelo representativo de sistema de produto do metanol, bem como as hipóteses consideradas para a construção dos modelos, possibilitando a posterior execução do inventário de ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras. Também serão consideradas as hipóteses de exclusão dos aspectos ambientais na fase de construção dos inventários de cada subsistema em questão.

### **4.2.1. Processamento e Transporte de Gás Natural – Rio de Janeiro**

A Figura 7 mostra o modelo do processamento e transporte de gás natural segundo as condições estudadas no cenário do estado do Rio de Janeiro. Esse modelo representa 64% de todo o gás natural processado no país destinado às instalações da companhia Prosint (RJ).

No modelo apresentado, o gás natural é extraído das reservas localizadas em alto mar, mais especificamente provenientes da Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro.

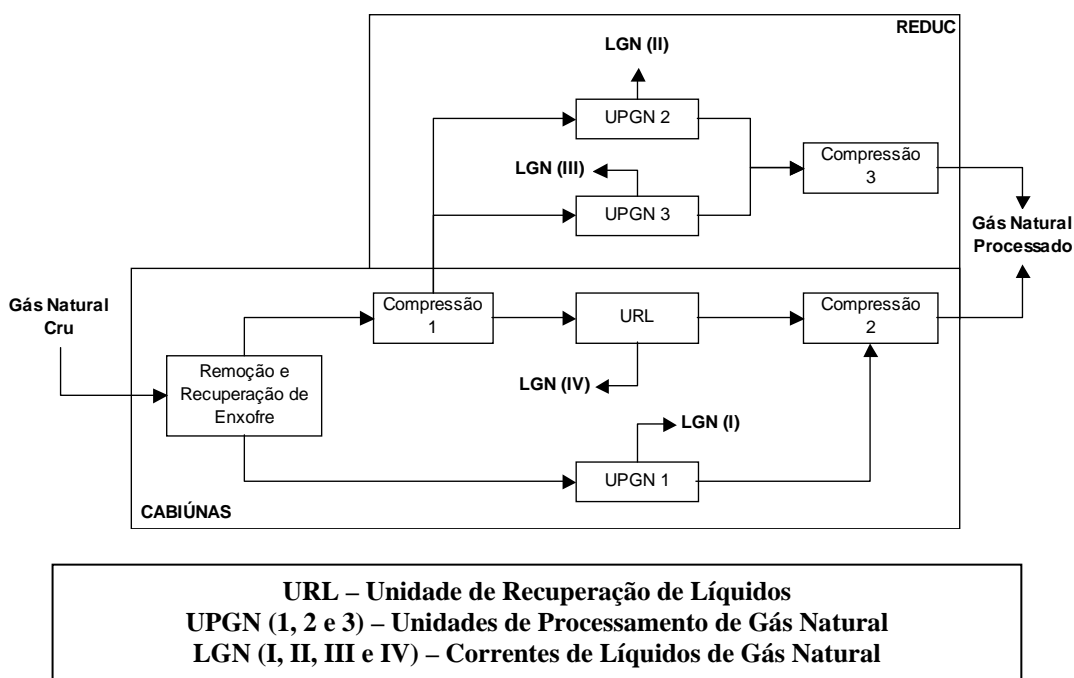


Figura 7. Modelo do processamento e transporte de gás natural – Rio de Janeiro.

Primeiramente o gás natural é coletado das diversas plataformas de produção em alto mar (*off shore*) até a estação de processamento da Petrobrás em Cabiúnas, localizada no município de Macaé, estado do Rio de Janeiro. Além de transportar o gás natural até as instalações de processamento em terra, a etapa de compressão da corrente gasosa proporciona a condensação da água presente no gás além das fases mais pesadas do gás natural (propano, butano e mais pesados). Portanto, pode-se dizer que a quantidade de água presente na corrente de entrada da estação de processamento é desprezível.

A composição média do gás natural que chega nas instalações de Cabiúnas está apresentada na Tabela 8. As informações foram coletadas na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), no estado do Rio de Janeiro, pertencente à Petrobrás - Petróleo Brasileiro S/A (setembro de 2005).

Tabela 8. Composição média do gás natural – Cabiúnas (RJ).

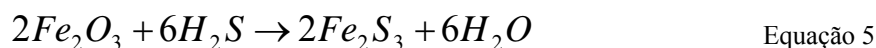
<b>Componente</b>	<b>Proporção (% vol)</b>
<i>Metano (C1)</i>	84,5
<i>Etano (C2)</i>	8,0
<i>Propano (C3)</i>	3,0
<i>Butano (C4) e mais pesados</i>	3,5
<i>CO<sub>2</sub></i>	1,0

Fonte: REDUC, Petrobras.

A primeira etapa do processamento do gás natural é a remoção e recuperação de compostos a base de enxofre presente na corrente de entrada, principalmente o gás sulfídrico (H<sub>2</sub>S). A remoção do H<sub>2</sub>S e de outros sulfetos presentes no gás deve ocorrer não somente em virtude dos problemas relacionados à corrosão, mas também em consequência dos inconvenientes causados pelos óxidos de enxofre formados durante a combustão (SHREVE, BRINK, 1997). Por outro lado, compostos de enxofre como o H<sub>2</sub>S têm valor comercial, depois de recuperado.

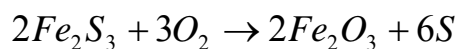
O teor de H<sub>2</sub>S presente no gás natural pode chegar até 100 g/Nm<sup>3</sup> (SHREVE, BRINK, 1997). Porém, o teor de enxofre total do gás natural que chega às instalações de Cabiúnas é da ordem de 3,5 mg/Nm<sup>3</sup>, incluindo o gás sulfídrico<sup>1</sup>.

O modelo adotado para a remoção de enxofre baseia-se no processo de adsorção de H<sub>2</sub>S em um leito de óxido de ferro (Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), segundo a seguinte reação (WEST, 1980):



O enxofre é então removido da corrente de gás e retido na forma de sulfeto de ferro. Quando a capacidade de adsorção do leito se exaurir, isto é, quando leito de óxido de ferro transformar-se em sulfeto de ferro, este pode ser parcialmente regenerado através do processo de oxidação do composto, verificado conforme a seguinte reação:

<sup>1</sup> Conforme informações adquiridas na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), da Petrobras, através de entrevista com o Engenheiro de Processo Alexandre Wanderlei, gerente responsável pelo setor de tratamento de gás natural (setembro de 2005).



Equação 6

O leito de óxido de ferro pode então ser recuperado e reutilizado no processo de remoção de enxofre da corrente de gás natural. O enxofre puro, por sua vez, possui valor comercial, por exemplo, como matéria prima para a produção de ácido sulfúrico (SHREVE; BRINK, 1997).

Após a etapa de purificação, a corrente de gás natural é dividida em duas partes: a primeira parte é conduzida para uma Unidade de Processamento de Gás Natural (UPGN 1), ainda em Cabiúnas. A outra parte passa pela etapa de Compressão 1, onde a fase vapor é transportada através o gasoduto GASDUC II para a Refinaria de Duque de Caxias (REDUC), a uma distância de aproximadamente 180 km (PETROBRÁS, 2005). A fase líquida remanescente do processo de Compressão 1 é enviada para a Unidade de Recuperação de Líquidos (URL), ainda em Cabiúnas<sup>2</sup>.

Tanto na UPGN 1, como na URL, ocorre a separação do metano das demais fases dos hidrocarbonetos associados, conhecidos como Líquidos de Gás Natural (LGN), compostos basicamente por etano, propano e butano. As correntes do gás processado nestas duas unidades de Cabiúnas, compostas basicamente por metano, são destinadas para a unidade de Compressão 2, transportada pelo gasoduto GASDUC I até às instalações da REDUC, pela mesma distância percorrida pelo GASDUC II (PETROBRÁS, 2005).

O gás que chega às instalações da REDUC pelo GASDUC II, proveniente da etapa de Compressão 1 em Cabiúnas, é destinado a duas Unidades de Processamento de Gás Natural, a UPGN 2 e UPGN 3, com tecnologias de processamento distintas. Também ocorre a separação do metano das demais fases dos hidrocarbonetos associados nestas unidades, onde a corrente de saída de gás processado é então

---

<sup>2</sup> Idem nota anterior.

enviada para a unidade de Compressão 3 que, juntamente com o fluxo de gás processado proveniente de Cabiúnas (GASDUC I), atende o mercado consumidor no qual a empresa Prosint está inserida.

Tanto Unidade de Recuperação de Líquidos (URL) em Cabiúnas, como as UPGN's 1 e 2, utilizam o processo de Absorção Refrigerada para a separação do gás processado dos Líquidos de Gás Natural (LGN).

O processo de absorção para recuperação dos componentes pesados do gás se dá através da absorção física promovida pelo contato do gás com um óleo de absorção, geralmente um hidrocarboneto líquido com peso molecular na faixa entre 100 a 180 g/gmol (MAIA, 2000).

O mecanismo deste processo baseia-se na diferença de pressão de vapor do componente no óleo e sua pressão parcial no gás. Como a primeira é menor que a segunda, ocorre a transferência de massa do gás para o óleo, com liberação de energia e conseqüente aumento de temperatura. Quando a pressão é reduzida, os componentes leves são liberados do óleo, ficando retidos apenas os hidrocarbonetos mais pesados.

O contato entre o óleo de absorção e o gás ocorre em contra-corrente em uma torre onde o óleo é admitido pelo topo e o gás pelo fundo. A eficiência de absorção depende, entre outros fatores, da pressão, da temperatura de operação do sistema e das quantidades relativas de gás e óleo de absorção. Procede-se a refrigeração da saída do óleo rico em hidrocarbonetos pesados seguido do seu fracionamento em colunas, recuperando-o e reutilizando-o novamente no processo. O propano é o fluido refrigerante utilizado neste tipo de processo.

As recuperações comumente obtidas nas UPGN's que utilizam essa tecnologia são apresentadas na Tabela 9, e as recuperações comumente obtidas na URL estão apresentadas na Tabela 10.

Tabela 9. Recuperações – UPGN a absorção refrigerada.

<b>Componente</b>	<b>Recuperação (% molar)</b>
<i>Etano</i>	50
<i>Propano</i>	90 a 95
<i>Butano e mais pesados</i>	100

Fontes: Maia, 2000; Hydrocarbon Processing (2002).

Tabela 10. Recuperações – URL a absorção refrigerada.

<b>Componente</b>	<b>Recuperação (% molar)</b>
<i>Etano</i>	90
<i>Propano, Butano e mais pesados</i>	100

Fontes: Maia, 2000; Hydrocarbon Processing (2002).

A UPGN 3, por sua vez, utiliza o processo de Turbo Expansão para a separação do gás processado dos Líquidos de Gás Natural (LGN).

O procedimento de recuperação de líquidos no processo de Turbo Expansão consiste basicamente no resfriamento do gás seguido de uma expansão do mesmo. Com a liberação de energia do gás há um brusco abaixamento de temperatura e conseqüente condensação dos hidrocarbonetos (MAIA, 2000). As recuperações que podem ser atingidas em um processo de Turbo Expansão estão apresentadas na Tabela 11.

Tabela 11. Recuperações – UPGN a turbo expansão.

<b>Componente</b>	<b>Recuperação (% molar)</b>
<i>Etano</i>	85
<i>Propano</i>	99
<i>Butano e mais pesados</i>	100

Fontes: Maia, 2000; Hydrocarbon Processing (2002).

O transporte da corrente de gás proveniente da região de Campos é realizado através dos gasodutos GASDUC I, com 20 polegadas de diâmetro, e GASDUC II, com 16 polegadas de diâmetro, perfazendo uma distância de aproximadamente 180 km, desde a unidade da Petrobrás de Cabiúnas até a Refinaria Duque de Caxias (REDUC) (TRANSPETRO, 2005). Para tanto, necessitam-se estações de compressão

entre o trajeto a ser transposto, com intervalos que vão de 60 a 160 km, onde a compressão intermediária é realizada através de turbinas (NATURAL GAS WEBSITE, 2005).

#### 4.2.2. Distribuição de Gás Natural – Rio de Janeiro

O gás natural processado proveniente das instalações industriais da REDUC, no estado do Rio de Janeiro, é distribuído através de gasodutos até às instalações da Prosint (produtora de metanol) pela Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro (CEG RIO). A Figura 8 apresenta o modelo do subsistema de distribuição do gás natural processado no estado do Rio de Janeiro.

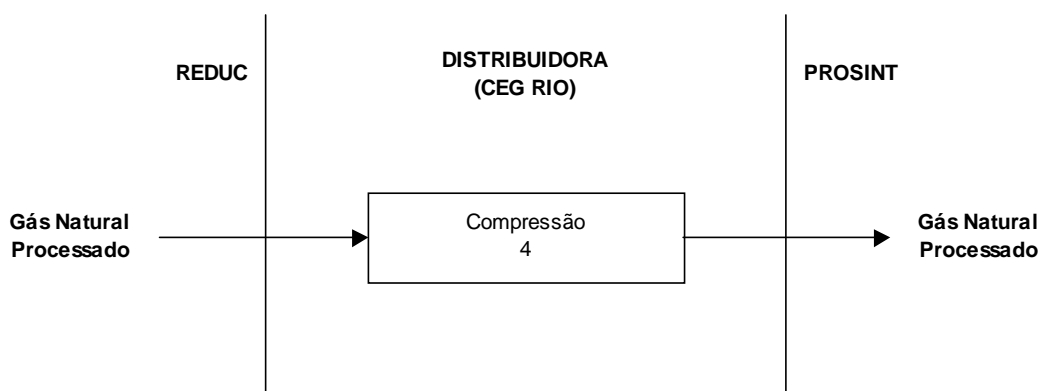


Figura 8. Modelo da distribuição de gás natural – Rio de Janeiro.

Estima-se que haja uma distância de cerca de 10 km desde as instalações da REDUC até às instalações da Prosint. O gás é transportado através de um gasoduto com diâmetro de 12 polegadas (CECCHI, 2001), representado por Compressão 4 na Figura 8.

A exemplo da etapa de transporte apresentada anteriormente, a compressão do gás natural processado é realizada através de turbinas. Neste caso, a distância a ser transposta na distribuição é bem menor que a distância realizada na etapa de transporte, e conseqüentemente, a pressão de operação do gasoduto também será menor.



### 4.2.3. Processamento de Gás Natural – Bahia

A Figura 9 mostra o modelo do processamento de gás natural segundo as condições estudadas no cenário do Pólo Petroquímico de Camaçari, no estado da Bahia, representando 36% de todo o gás natural processado no país destinado ao abastecimento das instalações da companhia Metanor S.A. Apesar de ser outro cenário, para efeito de realização de um inventário a notação adotada será LGN (V e VI), UPGN (4 e 5) e Compressão (5 e 6).

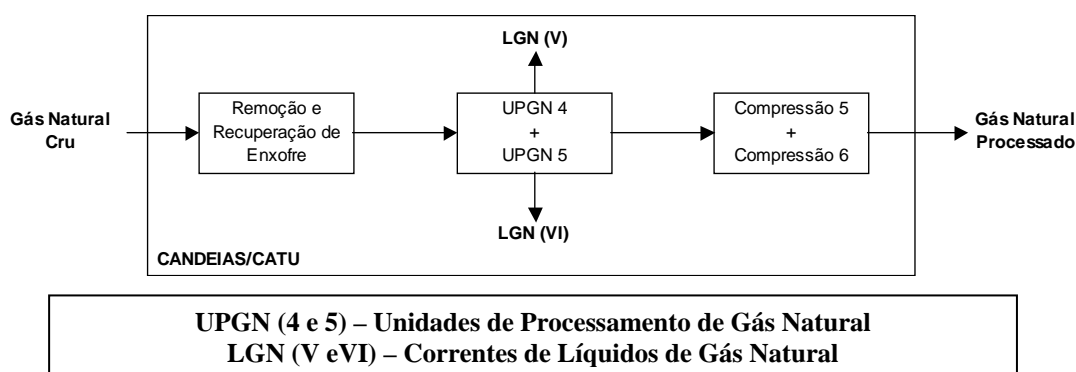


Figura 9. Modelo do processamento de gás natural – Bahia.

A unidade de processamento de gás natural de Candeias localiza-se em São Francisco do Conde, no estado da Bahia. O recebimento de gás natural dá-se através de gasodutos provenientes de vários campos adjacentes a região, porém os maiores são os campos de Miranda e Água Grande (CECCHI, 2001).

A unidade de processamento de gás natural de Catu localiza-se entre as cidades de Pojuca e Catu, a 90 km de Salvador. O recebimento de gás natural ocorre principalmente pelo gasoduto proveniente do campo de Miranda, entre outros.

Assim como o gás natural cru que chega na UPGN de Cabiúnas, pode-se considerar a ausência de água na composição média do gás natural que chega às instalações de processamento de Candeias e Catu, apresentada na Tabela 12 (CECCHI, 2001). Será considerado o valor de  $3,5 \text{ mg/Nm}^3$  de compostos a base de

enxofre, incluindo o  $H_2S$ , como considerado no cenário do Rio de Janeiro anteriormente apresentado.

Tabela 12. Composição média do gás natural – Candeias e Catu (BA).

<b>Componente</b>	<b>Proporção (% vol)</b>
<i>Metano (C1)</i>	<i>84,5</i>
<i>Etano (C2)</i>	<i>8,0</i>
<i>Propano (C3)</i>	<i>3,0</i>
<i>Butano (C4) e mais pesados</i>	<i>3,5</i>
<i>CO<sub>2</sub></i>	<i>1,0</i>

Fonte: Petrobras.

As tecnologias de processamento utilizadas neste modelo são similares às utilizadas no modelo do subsistema de processamento do estado do Rio de Janeiro. A diferença entre os modelos baseia-se apenas na disposição da interligação das unidades de processo, ou seja, as UPGN's utilizam o processo de Absorção Refrigerada para a separação do gás processado dos Líquidos de Gás Natural (LGN V e LGN VI).

#### **4.2.4. Transporte de Gás Natural – Bahia**

O modelo do subsistema de transporte do gás natural processado nas UPGN's de Candeias e Catu está apresentado na Figura 10.

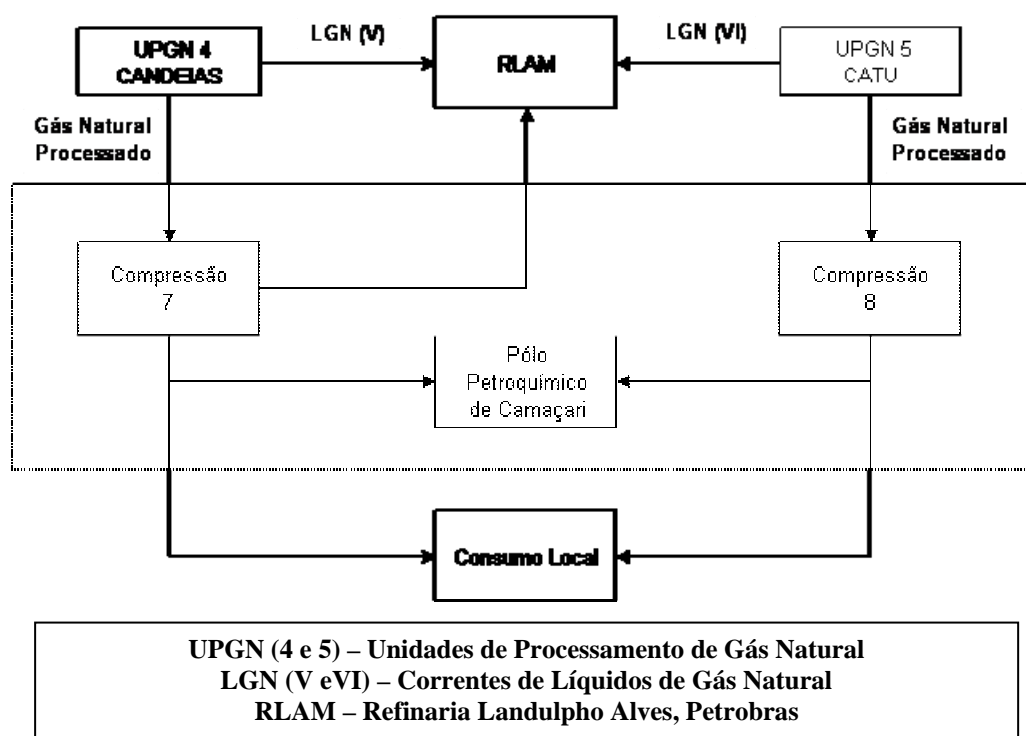


Figura 10. Modelo do transporte de gás natural – Bahia.

O gás natural processado proveniente nas UPGN's de Candeias e Catu passa pelas etapas de Compressão 7 e 8, sendo transportado até o Pólo Petroquímico de Camaçari. O gasoduto que transporta o gás processado da UPGN de Candeias até o pólo de Camaçari tem 37 km de distância e um diâmetro de 12 polegadas. O gasoduto de interliga a UPGN de Catu e Camaçari, 33 km de distância e 14 polegadas de diâmetro. Como essas distâncias são inferiores a 60 km, não são necessárias estações de compressão entre o trajeto a ser transposto (NATURAL GAS WEBSITE, 2005).

#### 4.2.5. Distribuição de Gás Natural – Bahia

Assim como o modelo de subsistema de distribuição no estado do Rio de Janeiro, o gás natural processado proveniente do Pólo Petroquímico de Camaçari é distribuído através de gasodutos até às instalações da Metanor (produtora de metanol) pela Companhia de Gás da Bahia (BAHIAGÁS). A Figura 11 apresenta o modelo do subsistema de distribuição do gás natural processado no estado do Bahia.

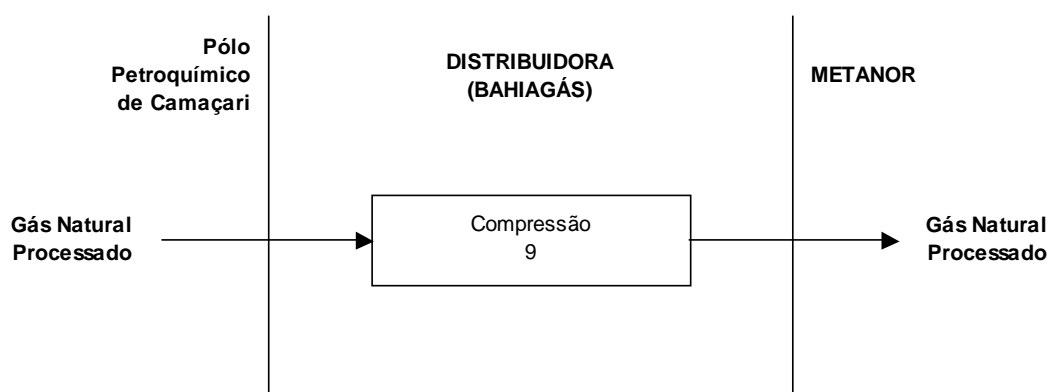


Figura 11. Modelo de distribuição de gás natural – Bahia.

Para distribuir o gás até as instalações da Metanor, localizada no Pólo Petroquímico de Camaçari, utiliza-se um gasoduto com diâmetro de 12 polegadas, perfazendo uma distância com menos de 10 km (CECCHI, 2001). As tecnologias de distribuição da BAHIAGÁS são similares àquelas utilizadas pela distribuidora do estado do Rio de Janeiro (CEG RIO).

#### 4.2.6. Produção de Metanol

Conforme anteriormente mencionado, o processo *ICI Low Process Methanol* (LPM), utiliza-se de uma tecnologia de produção de metanol a baixa pressão (5 a 10 MPa, 200 a 300°C), desenvolvida em meados da década de 60 pela companhia inglesa ICI (MATTHEY, 2005).

A Figura 12 apresenta o modelo do cenário de produção das duas companhias brasileiras de metanol (Prosint e Metanor) baseados no processo *Low Process Methanol* (LPM). Além disso, esse modelo também representa a produção do metanol importado no Brasil, proveniente das instalações de produção em Punta Arenas, no Chile.

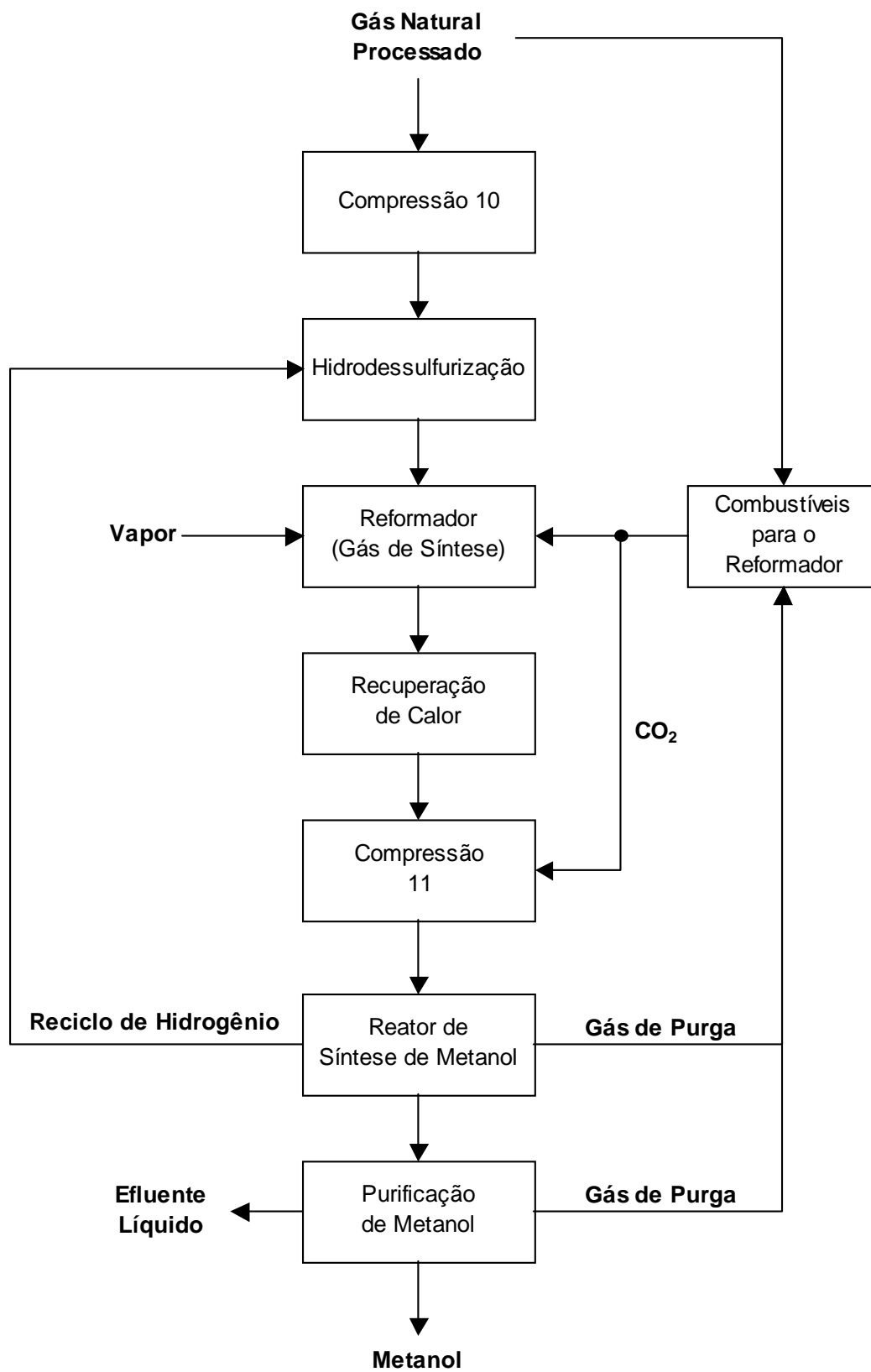
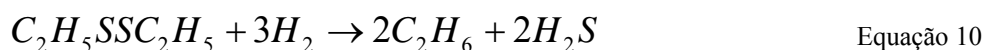
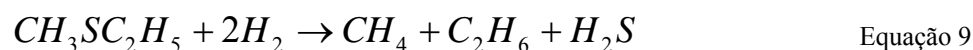


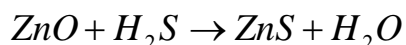
Figura 12. Modelo de produção de metanol no Brasil.

A corrente de gás natural processado recebido é previamente comprimida (etapa de Compressão 10) para ser destinada à etapa de hidrodessulfurização, responsável pela remoção de compostos à base de enxofre que compõem o fluxo de gás proveniente das etapas de processamento do gás natural.

A tecnologia ICI empregada nas instalações da Prosint é a hidrodessulfurização da corrente de gás composta por diversos compostos orgânicos que contêm enxofre na sua composição. As reações mais comuns que podem ocorrer neste processo são as seguintes (ICI, 1970):



Após a conversão dos compostos a  $H_2S$ , a corrente de gás então é injetada sobre um leito de grânulos de óxido de zinco ( $ZnO$ ), que promove a conversão do óxido a sulfeto de zinco ( $ZnS$ ), segundo a Equação 13 (ICI, 1970):



Equação 13

Na etapa de reforma (geração de *syngas*) há a geração de uma mistura de gases a partir da reforma a vapor do gás natural sobre um leito catalítico de níquel, segundo as Equações 1 a 4. A corrente de entrada é composta por cerca de 98% em volume de metano livre de impurezas, como compostos a base de enxofre e cloro, entre outros. A composição média do *syngas*, após a reforma, é de aproximadamente, 15% de CO, 8% de CO<sub>2</sub>, 74% de H<sub>2</sub> e 3% CH<sub>4</sub>, em volume (FIEDLER et al, 1994).

O calor necessário para a geração de vapor é proveniente da combustão do próprio gás natural e do gás de purga proveniente da etapa de síntese de metanol, além de diversas correntes de gases provenientes de outras etapas do processo.

Após essa etapa, há um aproveitamento da energia gerada na etapa anterior, reaproveitada em outras partes do processo, como na geração de vapor destinada ao pré-aquecimento de correntes de alimentação, por exemplo.

Após ser comprimido na etapa de Compressão 11, o fluxo dos gases resultantes da etapa de geração de gás de síntese é destinado à etapa de síntese de metanol, onde ocorre a reação da mistura de óxidos de carbono com o hidrogênio sobre um leito catalítico de cobre, zinco e alumínio, na proporção 61:30:9, respectivamente. Esta parte do processo requer uma alimentação adicional de gás carbônico, este proveniente da etapa de queima de combustíveis para o reformador e injetado na etapa de Compressão 11. O CO<sub>2</sub> promove o controle cinético da reação de síntese, aumentando a conversão do *syngas* em metanol (FIEDLER et al, 1994).

A etapa seguinte compreende o processo de destilação fracionada dos subprodutos da síntese de metanol para a obtenção do produto principal (metanol), separando-o de impurezas diversas, como compostos orgânicos leves e água, entre outros (MATTHEY, 2005).

#### 4.2.7. Importação de Metanol

A importação de metanol para o ano de 2005 foi de cerca de 250 mil toneladas, grande parte proveniente das instalações de metanol localizadas em Punta Arenas, no Chile (ALICEWEB, 2005). O transporte do produto é realizado via marítima, com destino em diferentes portos do Brasil. O modelo do subsistema de importação de metanol no Brasil está apresentado na Figura 13.

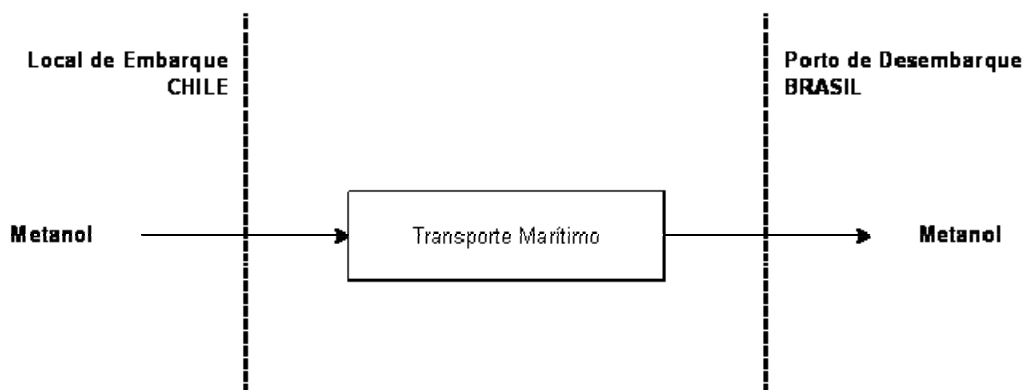


Figura 13. Modelo de importação de metanol.

A Tabela 13 apresenta o destino da importação de metanol no Brasil, no ano de 2005, originário de Punta Arenas, no Chile (ALICEWEB, 2005).

Tabela 13. Importação de metanol no Brasil, em 2005

<b>Porto de Desembarque</b>	<b>Importação ( x 10<sup>3</sup> t)</b>	<b>%</b>
<i>Porto de Paranaguá (PR)</i>	159	64
<i>Porto de Rio Grande (RS)</i>	47	19
<i>Porto de Aratu (BA)</i>	28	11
<i>Porto do Rio de Janeiro (RJ)</i>	16	6
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>100</b>

Fonte: Aliceweb (ano base: 2005).



A Tabela 14 apresenta as distâncias correspondentes de cada porto desembarque marítimo brasileiro até o porto de embarque de Punta Arenas, localizado ao sul do Chile (MARITIMECHAIN, 2005).

Tabela 14. Distâncias de portos brasileiros a Punta Arenas, Chile.

<b><i>Porto de Desembarque</i></b>	<b><i>Milhas Náuticas</i></b>	<b><i>km</i></b>
<i>Porto de Paranaguá (PR)</i>	1896	3512
<i>Porto de Rio Grande (RS)</i>	1721	3188
<i>Porto de Aratu (BA)</i>	3016	5586
<i>Porto do Rio de Janeiro (RJ)</i>	2271	4206

Fonte: Maritimechain.

## 5. RESULTADOS

### 5.1. Modelo dos Inventários

Definidos os modelos dos subsistemas, pode-se iniciar a construção dos respectivos Inventários de Ciclo de Vida (ICV). A Figura 14 apresenta o modelo da unidade de processo que será utilizada para a apresentação dos dados de entrada e saída de matéria em cada etapa com a descrição de cada componente do modelo.

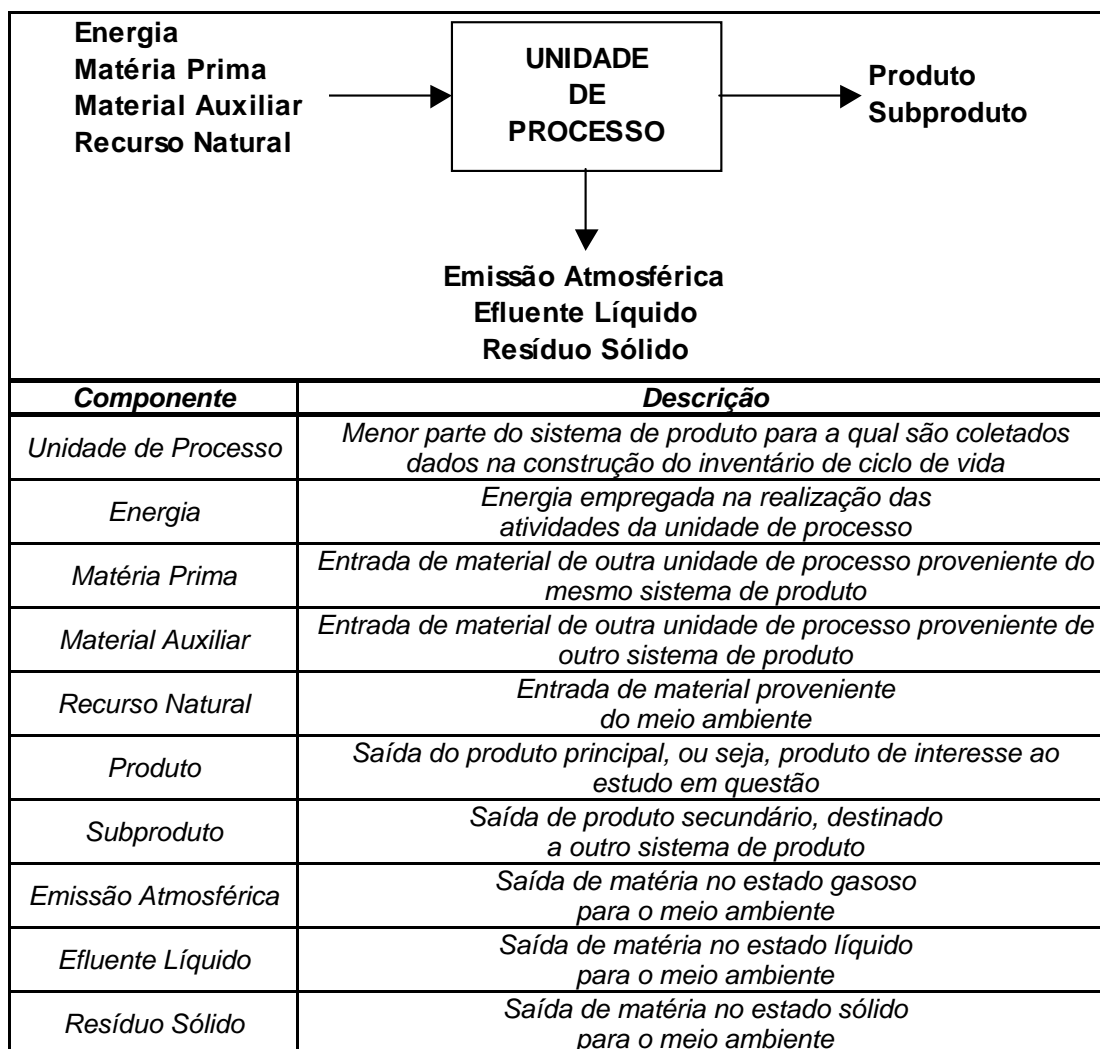


Figura 14. Modelo de unidade de processo para apresentação dos dados.

## 5.2. Inventário do Subsistema do Gás Natural

### 5.2.1. Remoção e Recuperação de Enxofre

Conforme descrito anteriormente, o modelo adotado para a remoção de enxofre baseia-se no processo de adsorção de  $H_2S$  em um leito de óxido de ferro ( $Fe_2O_3$ ). O enxofre é então removido da corrente de gás e retido na forma de sulfeto de ferro ( $Fe_2S_3$ ), sendo regenerado através do processo de oxidação do composto, verificado conforme as Equações 5 e 6. A Tabela 15 resume o inventário de remoção e recuperação de enxofre.

Tabela 15. Inventário – remoção e recuperação de enxofre

Unidade	Entrada				Saída				
	Matéria Prima	Material Auxiliar	Recurso Natural	Energia	Produto	Subproduto	Emissão Atmosférica	Efluente Líquido	Resíduo Sólido
Metano	m <sup>3</sup>	87,11			84,500		1,742	0,871	
Etano	m <sup>3</sup>	8,25			8,000		0,165	0,082	
Propano	m <sup>3</sup>	3,09			3,000		0,062	0,031	
C4 +	m <sup>3</sup>	3,61			3,500		0,072	0,036	
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	1,03			1,000		0,021	0,010	
Enxofre	g	0,36					0,007	0,003	0,35
Água	g			(a)				(a)	
Ar (O <sub>2</sub> )	g			0,81					
Energia	GJ			(b)					

Hipóteses e considerações:

- entrada: 103,09 Nm<sup>3</sup>;
- saída de produto: 100 Nm<sup>3</sup>;
- fator de conversão:  $FC = (\text{saída de produto}) / (\text{entrada}) = 0,97$ ;
- alocação mássica;
- composição do gás de entrada (% vol): 84,5 % de metano, 8 % de etano, 3 % de propano, 3,5 % de C4 + e 1% de CO<sub>2</sub>;
- enxofre presente no gás de entrada: 3,5 mg/Nm<sup>3</sup>, com recuperação total do enxofre na forma elementar;
- emissões atmosféricas: 2% da corrente de entrada (BEER et al, 2004).
- efluentes líquidos: 1% da corrente de entrada.
- (a) e (b): consumo de água e energia desprezada nesta etapa.

### 5.2.2. UPGN e URL - Absorção Refrigerada

A unidade de processamento de gás natural (UPGN) e a unidade de recuperação de líquidos (URL) operam com tecnologia de separação denominada absorção refrigerada, conforme descrito no item 4.2.1.

As recuperações comumente obtidas na UPGN que utiliza essa tecnologia estão apresentadas na Tabela 16, e as recuperações comumente obtidas na URL estão apresentadas na Tabela 17.

Tabela 16. Recuperações – UPGN a absorção refrigerada.

<b>Componente</b>	<b>Recuperação (% molar)</b>
<i>Etano</i>	50
<i>Propano</i>	90 a 95
<i>Butano e mais pesados</i>	100

Fontes: Maia, 2000; Hydrocarbon Processing (2002).

Tabela 17. Recuperações – URL a absorção refrigerada.

<b>Componente</b>	<b>Recuperação (% molar)</b>
<i>Etano</i>	90
<i>Propano, Butano e mais pesados</i>	100

Fontes: Maia, 2000; Hydrocarbon Processing (2002).

O balanço mássico e energético desta unidade de processo, tanto para UPGN como para URL, foram conduzidos segundo o esquema simplificado apresentado na Figura 15.

A Tabela 18 apresenta o balanço mássico e energético da UPGN por absorção refrigerada e a Tabela 19 o balanço mássico e energético da URL por absorção refrigerada, ambos referentes à Figura 15. As Tabelas 20 e 21 resumem o inventário da etapa de separação de gás natural em uma UPGN e URL, respectivamente, utilizando a tecnologia de absorção refrigerada.

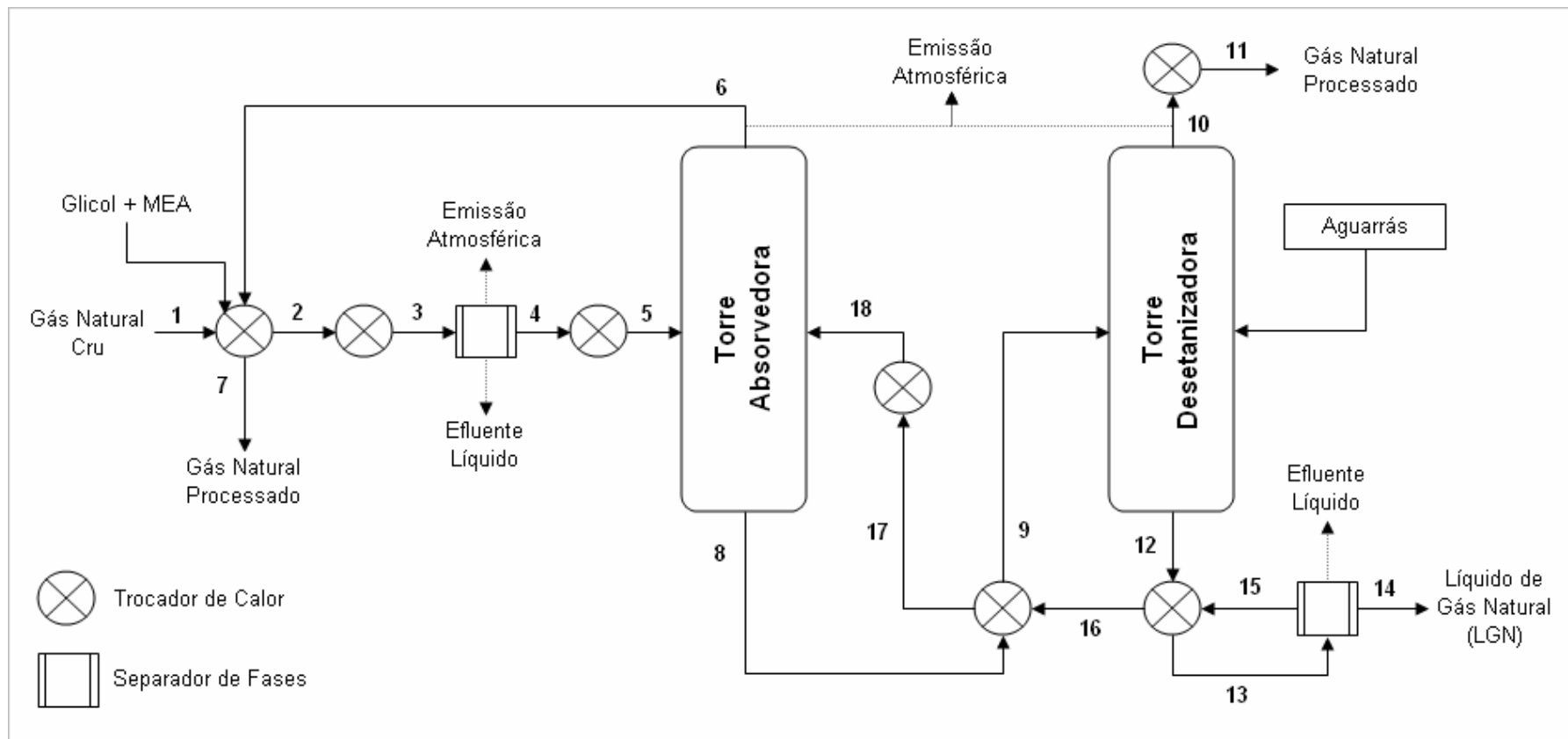


Figura 15. Fluxograma simplificado de UPGN e URL por absorção refrigerada.

Tabela 18. Balanço de massa e energia – UPGN a absorção refrigerada.

Corrente	Temp. (K)	Metano (m <sup>3</sup> )	Etano (m <sup>3</sup> )	Propano (m <sup>3</sup> )	C4 + (m <sup>3</sup> )	Aguarrás (m <sup>3</sup> )	CO <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> )	Total (m <sup>3</sup> )	Energia (GJ)
1	314	98,27	9,30	3,49	4,07		1,16	116,29	
2	286	98,27	9,30	3,49	4,07		1,16	116,29	3,3
3	249	98,27	9,30	3,49	4,07		1,16	116,29	
4	253	98,27	9,30	3,49	4,07			115,13	0,4
5	249	98,27	9,30	3,49	4,07			115,13	
6	259	73,70	0,70					74,40	
7	312	73,70	0,70					74,40	
8	239	24,57	8,61	3,49	4,07	11,63		52,36	
9	281	24,57	8,61	3,49	4,07	11,63		52,36	
10	269	21,62	3,81					25,43	
11	314	21,62	3,81					25,43	-0,2
12	407	2,95	4,79	3,49	4,07	23,26		38,56	
13	430	2,95	4,79	3,49	4,07	23,26		38,56	
14	362		4,51	3,21	3,95			11,68	
15	554					23,26		23,26	
16	515					23,26		23,26	
17	322					11,63		11,63	7,6
18	249					11,63		11,63	

<b>Emissões Atmosféricas</b>	<b>3,47 m<sup>3</sup></b>
<b>Efluentes Líquidos</b>	<b>1,16 m<sup>3</sup></b>
<b>Energia Total</b>	<b>11,16 GJ</b>

Tabela 19. Balanço de massa e energia – URL a absorção refrigerada

Corrente	Temp. (K)	Metano (m <sup>3</sup> )	Etano (m <sup>3</sup> )	Propano (m <sup>3</sup> )	C4 + (m <sup>3</sup> )	Aguarrás (m <sup>3</sup> )	CO <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> )	Total (m <sup>3</sup> )	Energia (GJ)
1	314	102,61	9,71	3,64	4,25		1,21	121,43	
2	286	102,61	9,71	3,64	4,25		1,21	121,43	3,5
3	249	102,61	9,71	3,64	4,25		1,21	121,43	
4	253	102,61	9,71	3,64	4,25			120,21	0,4
5	249	102,61	9,71	3,64	4,25			120,21	
6	259	76,96	0,73					77,68	
7	312	76,96	0,73					77,68	
8	239	25,65	8,99	3,64	4,25	12,14		54,67	
9	281	25,65	8,99	3,64	4,25	12,14		54,67	
10	269	22,57	-0,26					22,32	
11	314	22,57	-0,26					22,32	-0,2
12	407	3,08	9,24	3,64	4,25	24,29		44,50	
13	430	3,08	9,24	3,64	4,25	24,29		44,50	
14	362		8,95	3,53	4,12			16,61	
15	554					24,29		24,29	
16	515					24,29		24,29	
17	322					12,14		12,14	7,9
18	249					12,14		12,14	

<b>Emissões Atmosféricas</b>	<b>3,62 m<sup>3</sup></b>
<b>Efluentes Líquidos</b>	<b>1,21 m<sup>3</sup></b>
<b>Energia Total</b>	<b>11,67 GJ</b>

Tabela 20. Inventário UPGN a absorção refrigerada

Unidade	Entrada				Saída				
	Matéria Prima	Material Auxiliar	Recurso Natural	Energia	Produto	Subproduto	Emissão Atmosférica	Efluente Líquido	Resíduo Sólido
Metano	m <sup>3</sup>	98,27			95,319		1,965	0,983	
Etano	m <sup>3</sup>	9,30			4,512	4,512	0,186	0,093	
Propano	m <sup>3</sup>	3,49			0,169	3,215	0,070	0,035	
C4 +	m <sup>3</sup>	4,07				3,948	0,081	0,041	
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	1,16					1,163		
MEA	m <sup>3</sup>		1,9E-07					1,9E-07	
Aguarrás	m <sup>3</sup>		9,0E-06					9,0E-06	
Glicol	m <sup>3</sup>		4,9E-03					4,85E-03	
Energia	GJ			11,2					

Hipóteses e considerações:

- entrada: 116,29 Nm<sup>3</sup>;
- saída de produto: 100 Nm<sup>3</sup>;
- saída de subproduto: 11,68 Nm<sup>3</sup>;
- fator de conversão: FC = (saída de produto) / (entrada) = 0,86;
- alocação mássica;
- recuperações (% molar): 50% de etano e 95% de propano e 100% de C4 +;
- emissões atmosféricas: 2% da corrente de entrada (BEER et al, 2004);
- efluentes líquidos: 1% da corrente de entrada;
- remoção total de CO<sub>2</sub>, destinado à corrente de emissões atmosféricas;
- MEA: monoetanolamina, utilizada na remoção de CO<sub>2</sub>;
- aguarrás: solvente utilizado como óleo de absorção na separação de gases;
- glicol: utilizado na desidratação do gás.

Tabela 21. Inventário URL a absorção refrigerada

Unidade	Entrada				Saída				
	Matéria Prima	Material Auxiliar	Recurso Natural	Energia	Produto	Subproduto	Emissão Atmosférica	Efluente Líquido	Resíduo Sólido
Metano	m <sup>3</sup>	102,61			99,529		2,052	1,026	
Etano	m <sup>3</sup>	9,71			0,471	8,952	0,194	0,097	
Propano	m <sup>3</sup>	3,64				3,534	0,073	0,036	
C4 +	m <sup>3</sup>	4,25				4,122	0,085	0,042	
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	1,21					1,214		
MEA	m <sup>3</sup>		1,9E-07					1,9E-07	
Aguarrás	m <sup>3</sup>		9,3E-06					9,3E-06	
Glicol	m <sup>3</sup>		5,1E-03					5,07E-03	
Energia	GJ			11,7					

Hipóteses e considerações:

- entrada: 121,43 Nm<sup>3</sup>;
- saída de produto: 100 Nm<sup>3</sup>;
- saída de subproduto: 16,06 Nm<sup>3</sup>;
- fator de conversão:  $FC = (\text{saída de produto}) / (\text{entrada}) = 0,83$ ;
- alocação mássica;
- recuperações (% molar): 90% de etano e 100% de propano e C4 +;
- emissões atmosféricas: 2% da corrente de entrada (BEER et al, 2004);
- efluentes líquidos: 1% da corrente de entrada;
- remoção total de CO<sub>2</sub>, destinado à corrente de emissões atmosféricas;
- MEA: monoetanolamina, utilizada na remoção de CO<sub>2</sub>;
- aguarrás: solvente utilizado como óleo de absorção na separação de gases.
- glicol: utilizado na desidratação do gás.



### 5.2.3. UPGN - Turbo Expansão

O procedimento de recuperação de líquidos no processo de Turbo Expansão consiste basicamente no resfriamento do gás seguido de uma expansão do mesmo. Com a liberação de energia do gás há um brusco abaixamento de temperatura e conseqüente condensação dos hidrocarbonetos. As recuperações que podem ser atingidas em um processo de Turbo Expansão estão na Tabela 22.

Tabela 22. Recuperações – UPGN a turbo expansão.

<b>Componente</b>	<b>Recuperação (% molar)</b>
<i>Etano</i>	85
<i>Propano</i>	99
<i>Butano e mais pesados</i>	100

Fontes: Maia, 2000; Hydrocarbon Processing (2002).

O balanço mássico e energético desta unidade de processo foram conduzidos segundo o esquema simplificado apresentado na Figura 16.

A Tabela 23 apresenta o balanço mássico da UPGN por turbo expansão, e a Tabela 24 resume o inventário da etapa de separação de gás natural em uma UPGN utilizando a tecnologia de turbo expansão.

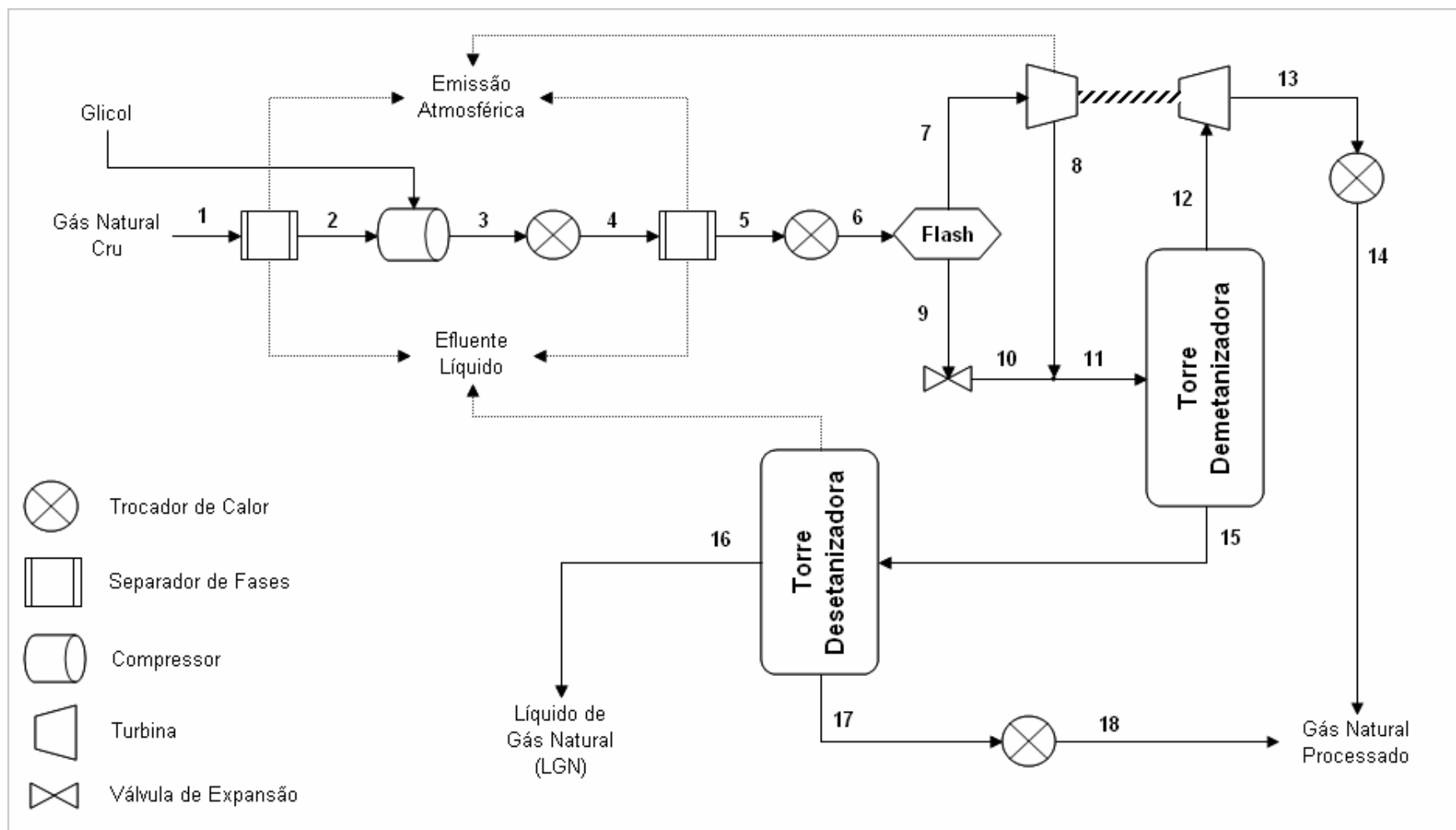


Figura 16. Fluxograma simplificado de UPGN a turbo expansão.

Tabela 23. Balanço de massa e energia - UPGN a turbo expansão

Corrente <sup>(a)</sup>	Temp. (K)	Metano (m <sup>3</sup> )	Etano (m <sup>3</sup> )	Propano (m <sup>3</sup> )	C4+ (m <sup>3</sup> )	CO <sub>2</sub> (m <sup>3</sup> )	Total (m <sup>3</sup> )	Energia (GJ)
1	298	102,67	9,72	3,65	4,25	1,22	121,5	
2	298	101,44	9,60	3,60	4,20	0,91	119,8	63,6
3	354	101,44	9,60	3,60	4,20	0,91	119,8	
4	311	101,44	9,60	3,60	4,20	0,91	119,8	3,7
5	293	100,62	9,53	3,57	4,17		117,9	
6	249	100,62	9,53	3,57	4,17		117,9	5,2
7	249	95,59	4,76				100,4	
8	202	95,59	4,76				100,4	
9	249	5,03	4,76	3,57	4,17		17,5	
10	222	5,03	4,76	3,57	4,17		17,5	0,5
11	212	100,62	9,53	3,57	4,17		117,9	
12	306	75,46	0,95	0,03			76,5	
13	311	75,46	0,95	0,03			76,5	
14	322	75,46	0,95	0,03			76,5	-0,6
15	286	25,15	8,57	3,54	4,17		41,4	
16	354		7,93	3,46	4,08		15,5	
17	276	23,10	0,45				23,5	
18	300	23,10	0,45				23,5	-0,3

(a) Na Corrente 2, a energia é cedida ao sistema na forma de compressão desta corrente.

<b>Emissões Atmosféricas</b>	<b>3,621 m<sup>3</sup></b>
<b>Efluentes Líquidos</b>	<b>2,411 m<sup>3</sup></b>
<b>Energia Total</b>	<b>72,17 GJ</b>

Tabela 24. Inventário UPGN a turbo expansão

Unidade	Entrada				Saída				
	Matéria Prima	Material Auxiliar	Recurso Natural	Energia	Produto	Subproduto	Emissão Atmosférica	Efluente Líquido	Resíduo Sólido
Metano	m <sup>3</sup>	102,67			98,565		2,053	2,053	
Etano	m <sup>3</sup>	9,72			1,400	7,932	0,194	0,194	
Propano	m <sup>3</sup>	3,65			0,035	3,464	0,073	0,073	
C4 +	m <sup>3</sup>	4,25				4,083	0,085	0,085	
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	1,22					1,215		
Glicol	m <sup>3</sup>		5,07E-03					5,07E-03	
Energia	GJ			72,2					

Hipóteses e considerações:

- entrada: 121,51 Nm<sup>3</sup>;
- saída de produto: 100 Nm<sup>3</sup>;
- saída de subproduto: 15,48 Nm<sup>3</sup>;
- fator de conversão:  $FC = (\text{saída de produto}) / (\text{entrada}) = 0,82$ ;
- alocação mássica;
- recuperações (% molar): 85% de etano e 99% de propano e 100% de C4 +;
- emissões atmosféricas: 2% da corrente de entrada (BEER et al, 2004);
- efluentes líquidos: 2% da corrente de entrada;
- remoção total de CO<sub>2</sub>, destinado à corrente de emissões atmosféricas;
- glicol: utilizado na desidratação do gás.

### 5.2.4. Compressão

A compressão é a unidade de processo responsável tanto pelo transporte de gás natural através de gasodutos, conduzindo-o entre as etapas de processamento, como pela sua distribuição até o consumidor final. O modelo adotado neste trabalho baseia-se na compressão do gás natural através de turbinas que utilizam a própria energia proveniente da co-geração do gás natural como fonte de energia, conforme apresentado na Figura 17.

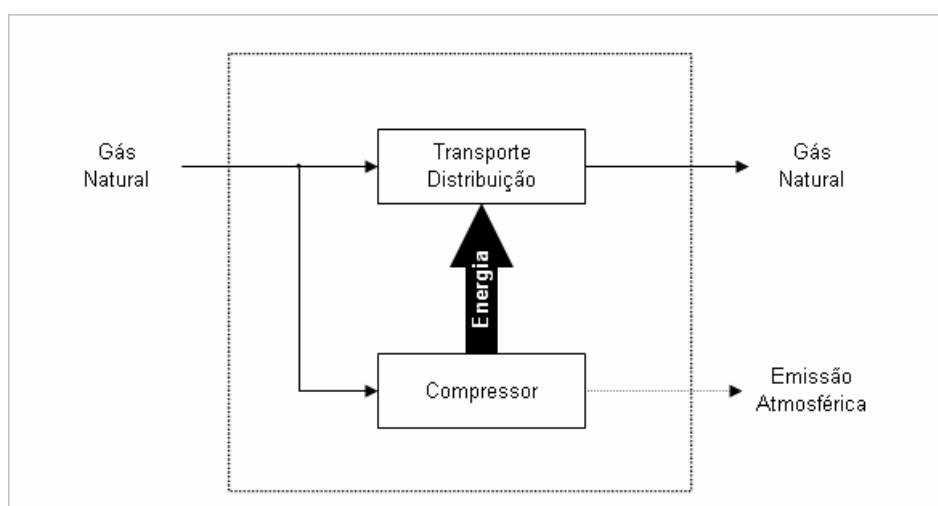


Figura 17. Modelo da unidade de processo de compressão.

A composição média do gás natural considerado no desenvolvimento do modelo está apresentada na Tabela 25.

Tabela 25. Composição média do gás natural – Cabiúnas (RJ).

<b>Componente</b>	<b>Proporção (% vol)</b>
<i>Metano</i>	<i>84,5</i>
<i>Etano</i>	<i>8,0</i>
<i>Propano</i>	<i>3,0</i>
<i>Butano e mais pesados</i>	<i>3,5</i>
<i>CO<sub>2</sub></i>	<i>1,0</i>

Fonte: REDUC, Petrobras.

O modelo baseia-se no transporte da corrente de gás proveniente da Bacia de Campos, realizado através dos gasodutos GASDUC I e II, com distância de aproximadamente 180 km desde a unidade da Petrobrás de Cabiúnas até a Refinaria Duque de Caxias (REDUC).

Considerando temperatura de entrada de 300 K e pressão de entrada de 10 atm (1013,25 kPa), pressão máxima de projeto de 88 atm (8916,6 kPa) constante por todo o trajeto, temos uma variação de pressão de aproximadamente 7900 kPa (TRANSPETRO, 2005). Utilizando o diagrama de pressão versus entalpia para o gás natural e demais parâmetros físico-químicos (LYONS, 1996; MCKETTA, 1977; PERRY, 1999), temos:

Temperatura de entrada = 300 K

Pressão de entrada = 1013 kPa → Entalpia inicial  $\approx$  16 kJ/mol

Pressão de saída = 8917 kPa → Entalpia inicial  $\approx$  158 kJ/mol

Variação de entalpia  $\approx$  142 kJ/mol

Massa molecular do gás natural  $\approx$  19,7 g/gmol (média ponderada)

Densidade média do gás natural  $\approx$  329 kg/m<sup>3</sup> (média ponderada)

Distância transportada  $\approx$  180 km

Energia consumida  $\approx$  13,4 MJ / (Nm<sup>3</sup> de gás natural transportado. km)

Entalpia de combustão do gás natural  $\approx$  44,5 MJ / Nm<sup>3</sup> (média ponderada)

Ganho de energia na co-geração  $\approx$  25%

Portanto, para cada 1 Nm<sup>3</sup> de gás natural transportado a cada quilômetro, utiliza-se cerca de 0,225 Nm<sup>3</sup> de gás natural nos compressores (geração de energia).

Os gases decorrentes da combustão completa do gás natural, adotando 98% de eficiência (LYONS, 1996) estão apresentados na Tabela 26, contribuindo para o valor total das emissões atmosféricas desta unidade de processo.

A Tabela 27 resume o inventário da etapa de compressão de gás natural, tanto para as atividades de transporte como para distribuição.

Tabela 26. Gases decorrentes da combustão completa do gás natural.

Composição (m <sup>3</sup> )		Ar	Produtos da Combustão (m <sup>3</sup> )	
			CO <sub>2</sub>	CxHy
Metano	0,845	15,773	2,277	0,017
Etano	0,080	1,394	0,230	0,002
Propano	0,030	0,509	0,088	0,001
C4 +	0,035	0,586	0,104	0,001
CO <sub>2</sub>	0,010	*	0,010	*
<b>Total</b>	<b>1,00</b>	<b>18,26</b>	<b>2,71</b>	<b>0,02</b>

Tabela 27. Inventário da compressão de gás natural.

Unidade	Entrada				Saída				
	Matéria Prima	Material Auxiliar	Recurso Natural	Energia	Produto	Subproduto	Emissão Atmosférica	Effluente Líquido	Resíduo Sólido
Metano m <sup>3</sup>	107,21				84,303		3,716		
Etano m <sup>3</sup>	10,15				7,981		0,352		
Propano m <sup>3</sup>	3,81				2,993		0,132		
C4 + m <sup>3</sup>	4,44				3,492		0,154		
CO <sub>2</sub> m <sup>3</sup>	1,27				1,231		79,873		
Água m <sup>3</sup>							62,273		
Ar (O <sub>2</sub> ) m <sup>3</sup>			540,07						
Energia GJ/km				1,7					

Hipóteses e considerações:

- entrada: 126,88 Nm<sup>3</sup>;
- saída de produto: 100 Nm<sup>3</sup>;
- fator de conversão:  $FC = (\text{saída de produto}) / (\text{entrada}) = 0,79$ ;
- emissões atmosféricas: 3% da corrente de entrada, além daquelas provenientes da combustão completa do gás natural destinada à geração de energia (EMMENEGGER; HECK; JUNGBLUTH, 2004);
- para cada 1 Nm<sup>3</sup> de gás natural transportado a cada quilômetro, cerca de 0,225 Nm<sup>3</sup> de gás natural é destinado aos compressores para promover a geração de energia (18,37% da quantidade de entrada).

### 5.2.5. Subsistema Gás Natural – Rio de Janeiro

As Figuras 18 e 19 retomam os modelos dos subsistemas de processamento, transporte e distribuição de gás natural no Rio de Janeiro.

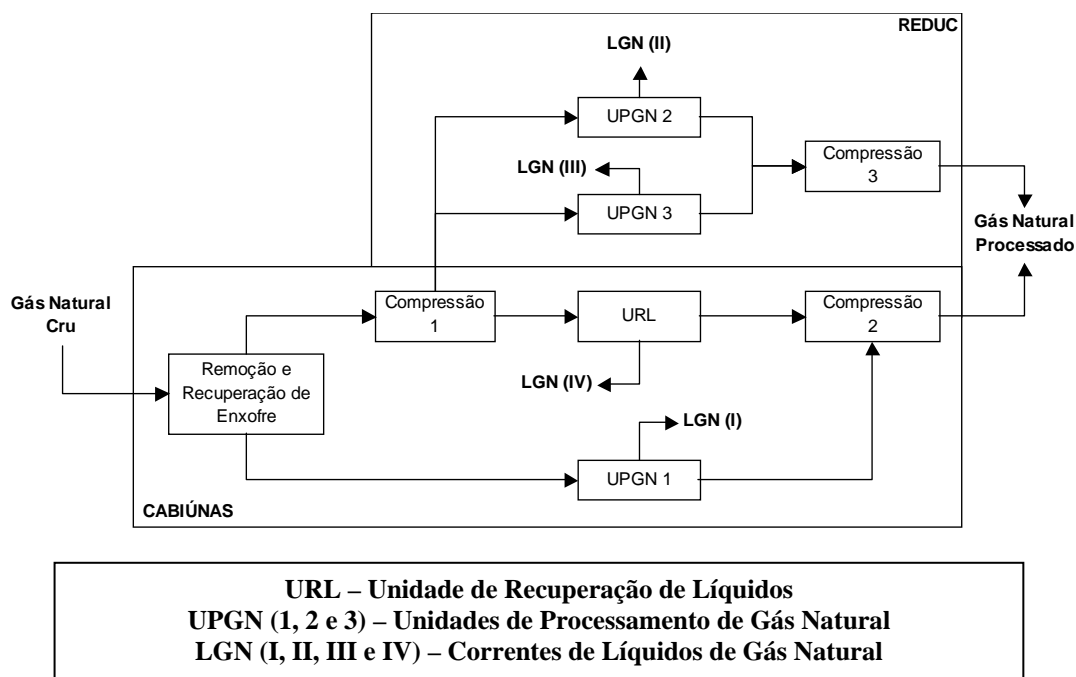


Figura 18. Modelo do processamento e transporte de gás natural – Rio de Janeiro.

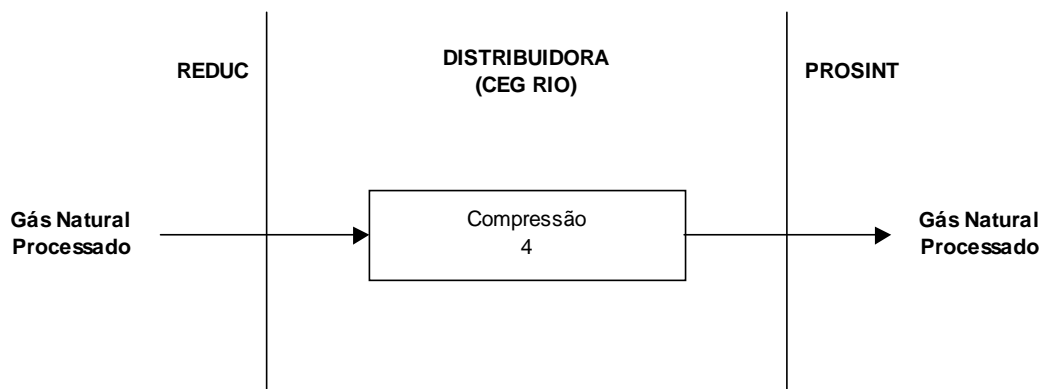


Figura 19. Modelo da distribuição de gás natural – Rio de Janeiro.



O fluxo de referência adotado para este subsistema é de 100 Nm<sup>3</sup> de gás natural processado, e a alocação utilizada é mássica. A Tabela 28 resume as informações sobre a construção do inventário para o subsistema do gás natural produzido no cenário do Rio de Janeiro<sup>3</sup>, baseado nas Figuras 18 e 19 (CECCHI, 2001). A Tabela 29 apresenta as distâncias médias percorridas no transporte e na distribuição do gás natural no cenário do Rio de Janeiro (PETROBRAS, 2005). A Tabela 30 apresenta o inventário do subsistema do gás natural no cenário do Rio de Janeiro, e a Tabela 31 a consolidação dos dados considerando alocação mássica.

Tabela 28. Resumo de informações para construção do inventário.

<b>Unidade de Processo</b>	<b>Modelo</b>	<b>Fator de Conversão <sup>(a)</sup></b>	<b>Participação <sup>(b)</sup></b>	<b>Tabela</b>
<i>Remoção e Recuperação de Enxofre</i>	<i>Rem. Rec. Enxofre</i>	<i>0,97</i>	<i>100%</i>	<i>15</i>
<i>Compressão 1</i>	<i>Compressão</i>	<i>0,79</i>	<i>70%</i>	<i>27</i>
<i>Compressão 2</i>	<i>Compressão</i>	<i>0,79</i>	<i>48%</i>	<i>27</i>
<i>Compressão 3</i>	<i>Compressão</i>	<i>0,79</i>	<i>52%</i>	<i>27</i>
<i>Compressão 4</i>	<i>Compressão</i>	<i>0,79</i>	<i>100%</i>	<i>27</i>
<i>UPGN 1</i>	<i>Absorção Refrigerada</i>	<i>0,86</i>	<i>30%</i>	<i>20</i>
<i>UPGN 2</i>	<i>Absorção Refrigerada</i>	<i>0,86</i>	<i>36%</i>	<i>20</i>
<i>UPGN 3</i>	<i>Turbo Expansão</i>	<i>0,82</i>	<i>16%</i>	<i>24</i>
<i>URL</i>	<i>Absorção Refrigerada</i>	<i>0,83</i>	<i>18%</i>	<i>21</i>

(a) Fator de Conversão = Saída / Entrada; (b) Parcela de gás natural processado em cada unidade de processo.  
Fonte: Petrobras, ANP (2005).

Tabela 29. Distâncias de transporte e distribuição de gás natural.

<b>Unidade de Processo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Distância (km)</b>
<i>Compressão 1</i>	<i>Cabiúnas - REDUC</i>	<i>180</i>
<i>Compressão 2</i>	<i>Cabiúnas - REDUC</i>	<i>180</i>
<i>Compressão 3</i>	<i>REDUC (interno)</i>	<i>1</i>
<i>Compressão 4</i>	<i>REDUC - Prosint</i>	<i>10</i>

Fonte: Petrobras (2005).

<sup>3</sup> Conforme informações adquiridas na Refinaria Duque de Caxias (REDUC), da Petrobras, através de entrevista com o Engenheiro de Processo Alexandre Wanderlei, gerente responsável pelo setor de tratamento de gás natural.

Tabela 30. Inventário gás natural – Rio de Janeiro.

		<b>Entrada</b>				<b>Saída</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Matéria Prima</b>	<b>Material Auxiliar</b>	<b>Recurso Natural</b>	<b>Energia</b>	<b>Produto</b>	<b>Subproduto</b>	<b>Emissão Atmosférica</b>	<b>Efluente Líquido</b>	<b>Resíduo Sólido</b>
<b>Metano</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	192,91				98,00		18,18	3,76	
<b>Etano</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	18,26				1,00	9,06	1,72	0,36	
<b>Propano</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	6,85				1,00	5,30	0,65	0,13	
<b>C4 +</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	7,99					6,41	0,75	0,16	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>	2,28						218,54	0,02	
<b>MEA</b>	<b>ml</b>		0,26						0,26	
<b>Aguarrás</b>	<b>ml</b>		12,39						12,39	
<b>Glicol</b>	<b>L</b>		7,89						7,89	
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>							168,86		
<b>Ar (O<sub>2</sub>)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>			1466,30						
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>	0,80						0,02	0,01	0,78
<b>Energia</b>	<b>GJ</b>				528,74					

Fluxo de Referência = 100 Nm<sup>3</sup> de gás natural processado.  
Fator de Conversão Total = Saída / Entrada = 0,438

Tabela 31. Dados consolidados: gás natural – Rio de Janeiro.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 100 Nm<sup>3</sup> de Gás Natural Processado</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia Total</b>	<b>GJ</b>	<b>418,99</b>		
Absorção Refrigerada (UPGN)	GJ	9,84		<i>Energia Consumida</i>
Absorção Refrigerada (URL)	GJ	2,40		
Turbo Expansão	GJ	13,23		
Compressão (transporte)	GJ	380,10		
Compressão (distribuição)	GJ	13,42		
<b>Gás Natural Cru</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>228,30</b>		
Metano	m <sup>3</sup>	192,91		<i>Matéria Prima</i>
Etano	m <sup>3</sup>	18,26		
Propano	m <sup>3</sup>	6,85		
C4 +	m <sup>3</sup>	7,99		
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	2,28		
Enxofre	g	0,80		
<b>Gás Natural Processado</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>100,00</b>	
Metano	m <sup>3</sup>		98,00	<i>Produto</i>
Etano	m <sup>3</sup>		1,00	
Propano	m <sup>3</sup>		1,00	
<b>Líquido de Gás Natural (LGN)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>20,76</b>	
Etano	m <sup>3</sup>		9,06	<i>Subprodutos</i>
Propano	m <sup>3</sup>		5,30	
C4 +	m <sup>3</sup>		6,41	
<b>Ar (O<sub>2</sub>)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>1161,95</b>	<i>Recurso Natural</i>
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>173,18</b>	<b>Emissões Atmosféricas</b>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>14,40</b>	
<b>CxHy</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>2,47</b>	
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>133,81</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>0,02</b>	
<b>Compostos Orgânicos</b>	<b>L</b>		<b>6,25</b>	<b>Efluentes Líquidos</b>
<b>CxHy</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>3,49</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>0,01</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>0,78</b>	<b>Resíduo Sólido</b>
<i>Alocação mássica considerada.</i>				

### 5.2.6. Subsistema Gás Natural – Bahia

As Figuras 20, 21 e 22 retomam os modelos dos subsistemas de processamento, transporte e distribuição de gás natural na Bahia.

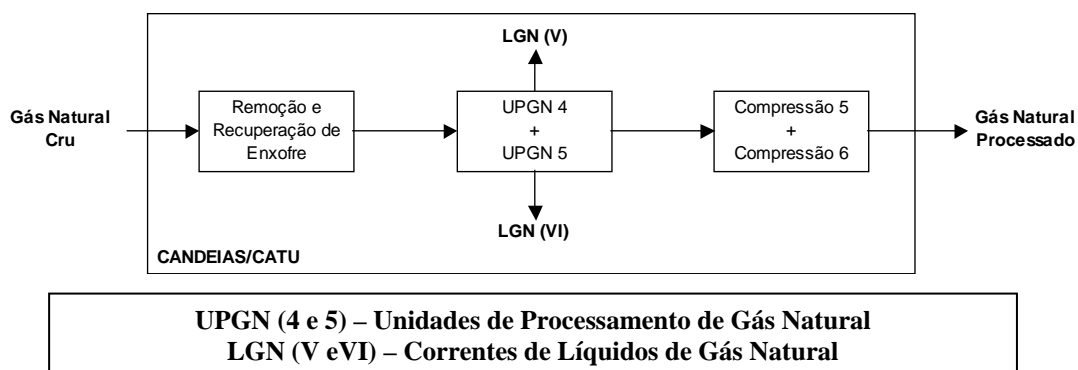


Figura 20. Modelo do processamento de gás natural – Bahia.

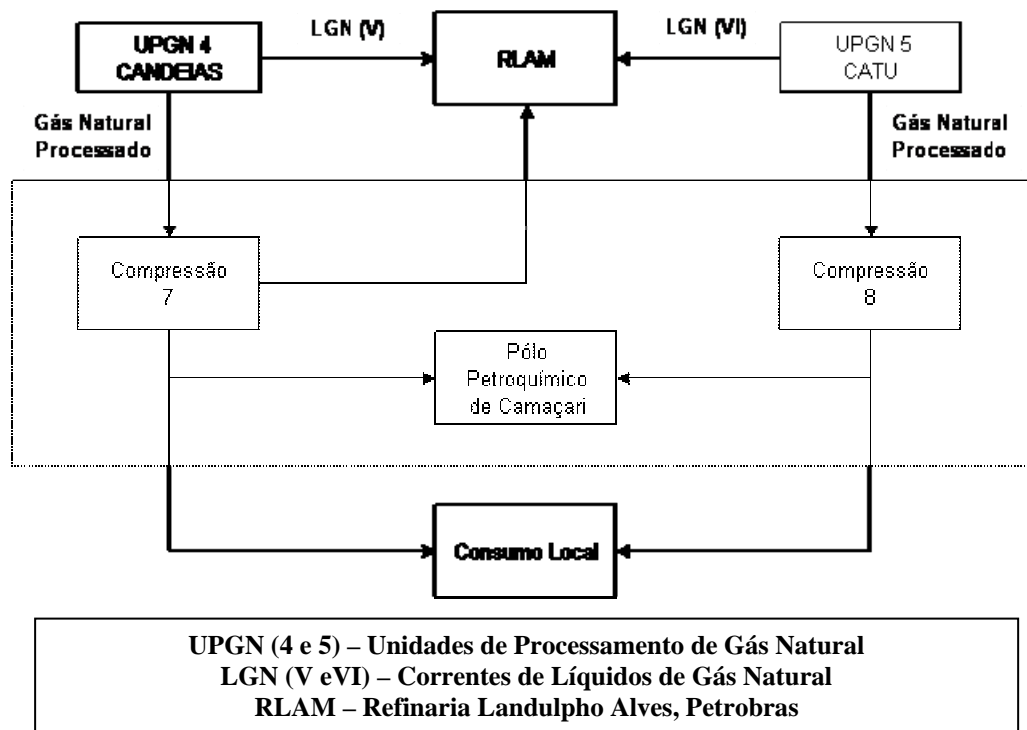


Figura 21. Modelo do transporte de gás natural – Bahia.

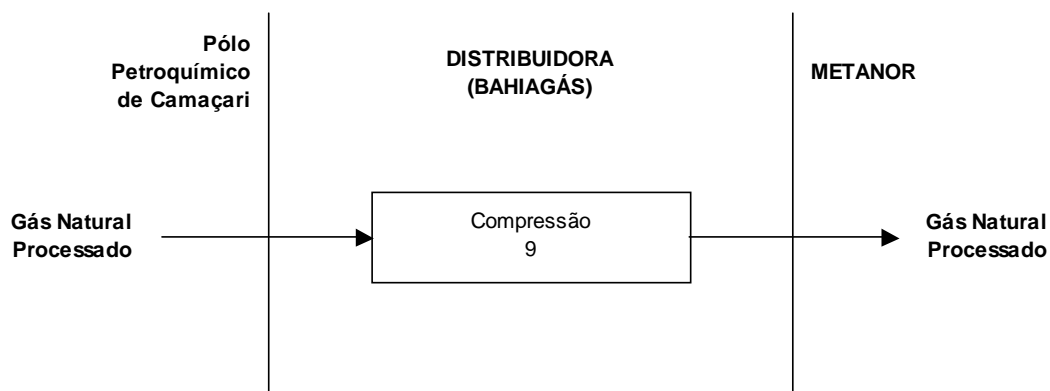


Figura 22. Modelo de distribuição de gás natural – Bahia.

O fluxo de referência adotado para este subsistema é de 100 Nm<sup>3</sup> de gás natural processado, e a alocação utilizada é mássica.

A Tabela 32 resume as informações sobre a construção do inventário para o subsistema do gás natural produzido no cenário da Bahia, baseado nas Figuras 20, 21 e 22 (CECCHI, 2001).

A Tabela 33 apresenta as distâncias médias percorridas no transporte e na distribuição do gás natural no cenário da Bahia (PETROBRAS, 2005).

A Tabela 34 apresenta o inventário do subsistema do gás natural no cenário da Bahia, e a Tabela 35 a consolidação dos dados considerando alocação mássica.

Tabela 32. Resumo de informações para construção do inventário.

<b>Unidade de Processo</b>	<b>Modelo</b>	<b>Fator de Conversão <sup>(a)</sup></b>	<b>Participação <sup>(b)</sup></b>	<b>Tabela</b>
Remoção e Recuperação de Enxofre	Rem. Rec. Enxofre	0,97	100%	15
Compressão 5	Compressão	0,79	60%	27
Compressão 6	Compressão	0,79	40%	27
Compressão 7 <sup>(c)</sup>	Compressão	0,79	25%	27
Compressão 8 <sup>(d)</sup>	Compressão	0,79	30%	27
Compressão 9	Compressão	0,79	55%	27
UPGN 4	Absorção Refrigerada	0,86	60%	20
UPGN 5	Absorção Refrigerada	0,86	40%	20

(a) Fator de Conversão = Saída / Entrada; (b) Parcela de gás natural processado em cada unidade de processo, (c) Compressão 7 = 42 % para Pólo Petroquímico de Camaçari, 34 % para Refinaria Landulpho Alves (RLAM) e 24 % para consumo local; (d) Compressão 8 = 74 % para Pólo Petroquímico de Camaçari e 26 % para consumo local.

Fonte: Petrobras, ANP (2005).

Tabela 33. Distâncias de transporte e distribuição de gás natural.

<b>Unidade de Processo</b>	<b>Descrição</b>	<b>Distância (km)</b>
Compressão 5	Candeias (interno)	1
Compressão 6	Catu (interno)	1
Compressão 7	Candeias - Camaçari	37
Compressão 8	Catu - Camaçari	33
Compressão 9	Camaçari - Metanor	10

Fonte: Petrobras (2005).

Tabela 34. Inventário gás natural – Bahia.

		<b>Entrada</b>				<b>Saída</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Matéria Prima</b>	<b>Material Auxiliar</b>	<b>Recurso Natural</b>	<b>Energia</b>	<b>Produto</b>	<b>Subproduto</b>	<b>Emissão Atmosférica</b>	<b>Efluente Líquido</b>	<b>Resíduo Sólido</b>
<b>Metano</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	373,91				98,00		35,48	7,37	
<b>Etano</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	35,40				1,00	16,65	3,36	0,70	
<b>Propano</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	13,28				1,00	11,87	1,26	0,26	
<b>C4 +</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	15,49					14,57	1,47	0,31	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>	4,43						799,66	0,04	
<b>MEA</b>	<b>ml</b>		0,69						0,69	
<b>Aguarrás</b>	<b>ml</b>		33,05						33,05	
<b>Glicol</b>	<b>L</b>		17,91						17,91	
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>							620,19		
<b>Ar (O<sub>2</sub>)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>			5382,17						
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>	1,55						0,03	0,01	1,50
<b>Energia</b>	<b>GJ</b>				122,00					

Fluxo de Referência = 100 Nm<sup>3</sup> de gás natural processado.  
Fator de Conversão Total = Saída / Entrada = 0,226

Tabela 35. Dados consolidados: gás natural – Bahia.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 100 Nm<sup>3</sup> de Gás Natural Processado</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia Total</b>	<b>GJ</b>	<b>69,43</b>		
Absorção Refrigerada (UPGN)	GJ	23,45		Energia Consumida
Compressão (transporte)	GJ	36,36		
Compressão (distribuição)	GJ	9,63		
<b>Gás Natural Cru</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>442,50</b>		
Metano	m <sup>3</sup>	373,91		Matéria Prima
Etano	m <sup>3</sup>	35,40		
Propano	m <sup>3</sup>	13,28		
C4 +	m <sup>3</sup>	15,49		
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	4,43		
Enxofre	g	1,55		
<b>Gás Natural Processado</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>100,00</b>	
Metano	m <sup>3</sup>		98,00	Produto
Etano	m <sup>3</sup>		1,00	
Propano	m <sup>3</sup>		1,00	
<b>Líquido de Gás Natural (LGN)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>43,09</b>	
Etano	m <sup>3</sup>		16,65	Subprodutos
Propano	m <sup>3</sup>		11,87	
C4 +	m <sup>3</sup>		14,57	
<b>Ar (O<sub>2</sub>)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>3063,02</b>	Recurso Natural
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>455,09</b>	Emissões Atmosféricas
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>20,19</b>	
<b>CxHy</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>3,47</b>	
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>352,95</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>0,03</b>	
<b>Compostos Orgânicos</b>	<b>L</b>		<b>10,19</b>	Efluentes Líquidos
<b>CxHy</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>4,91</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>0,01</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>1,50</b>	Resíduo Sólido

Alocação mássica considerada.



### 5.3. Inventário do Subsistema do Metanol

O modelo adotado para o inventário do subsistema do metanol possui como referência o trabalho desenvolvido por Vaswani (2000), conforme citado anteriormente. Similar aos demais subsistemas aqui apresentados, o procedimento utilizado pelo autor na execução do inventário final do metanol, em seu trabalho, baseia-se nos balanços de massa e energia do fluxograma de processo simplificado, conforme apresentado na Figura 23.

Vaswani (2000) cita ainda que as informações apresentadas no inventário do subsistema de produção de metanol incluem a quantidade de matéria-prima utilizada no processo, bem como as emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos gerados pelo processo. Ressalta-se ainda que o modelo utilizado pelo autor é similar às tecnologias das instalações de produção de metanol no Brasil (Prosint e Metanor).

A Tabela 36 apresenta os valores das variáveis das unidades de processo referentes ao fluxograma da Figura 23 (VASWANI 2000).

As Tabelas 37 e 38 apresentam o balanço mássico e o balanço de energia referentes ao fluxograma da Figura 23, respectivamente (VASWANI 2000).

A Tabela 39 apresenta os aspectos ambientais (emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos) decorrentes da produção de metanol (VASWANI 2000).

A Tabela 40 apresenta os dados consolidados do inventário da produção de metanol.

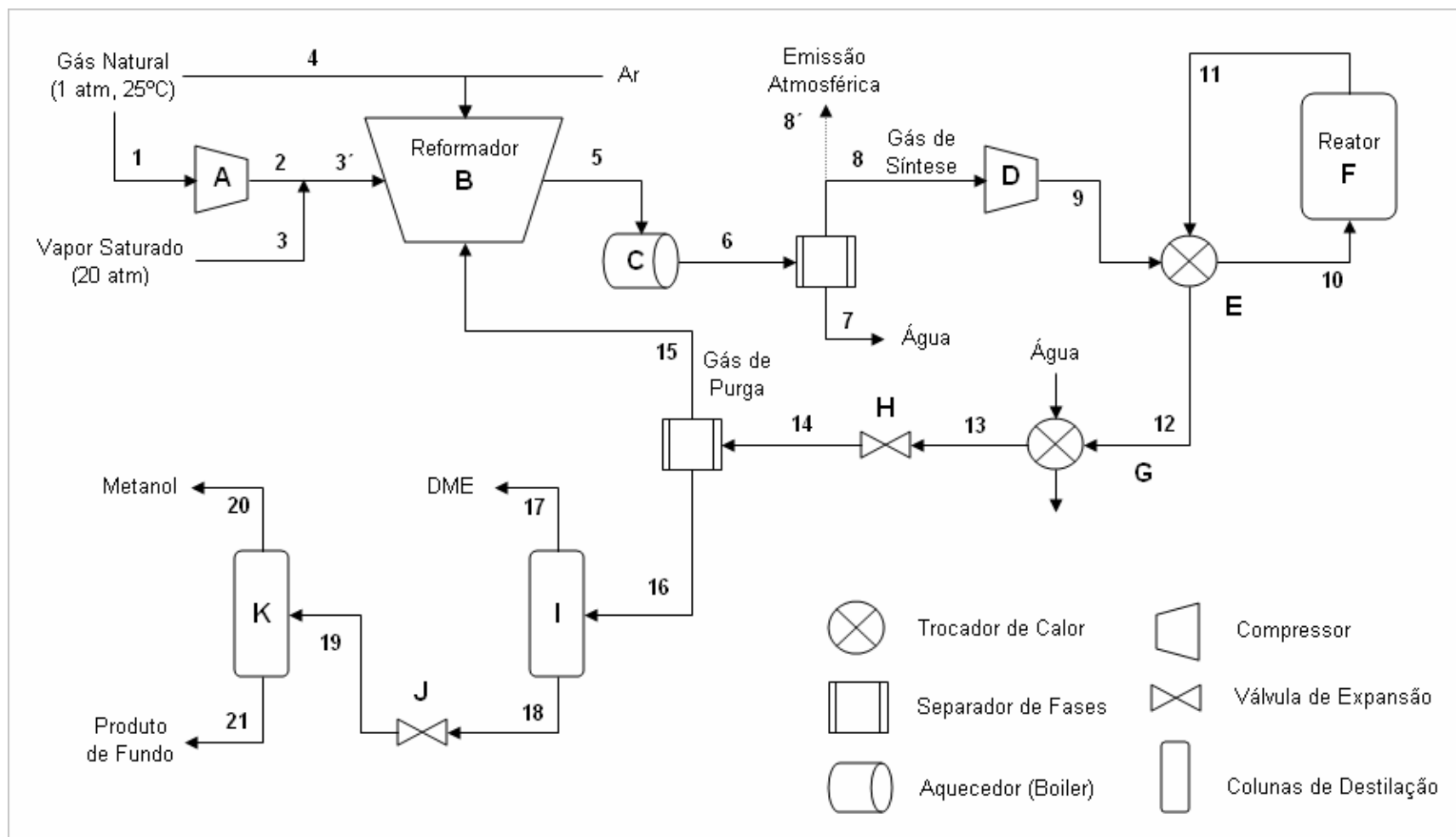


Figura 23. Fluxograma simplificado da produção de metanol.

Tabela 36. Variáveis das unidades de processo – produção de metanol.

<b>Unidade de Processo</b>		<b>Variáveis (unidade)</b>	<b>Valor</b>
A	Compressão de gás natural	Temperatura de entrada (K)	298
		Pressão de saída (atm)	20
		Eficiência da compressão (%)	75
B	Geração de gás de síntese	Temperatura de reação (K)	1153
		Pressão de reação (atm)	20
		Razão entre vapor e gás natural	3,681
		Eficiência do reformador (%)	92
		Conversão de CH <sub>4</sub> (%)	81,46
		Conversão de C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> e C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> (%)	100
C	Aquecedor (boiler)	Conversão de CO (reação de shift) (%)	40,2
		Temperatura de saída (K)	383
		Pressão do vapor gerado (atm)	6,8
		Temperatura da alimentação de água (K)	323
D	Compressão de gás de síntese	Eficiência do aquecedor (%)	85
		Pressão de saída (atm)	50
E	Trocador de calor (reagente/produto)	Eficiência de compressor (%)	75
		Temperatura de saída da corrente fria (K)	523
F	Reator (metanol)	Eficiência do trocador de calor (%)	100
		Temperatura do reator (K)	533
		Pressão do reator (atm)	50
		Pressão do vapor gerado (atm)	40
		Eficiência do reator (%)	85
		Conversão de CO e CO <sub>2</sub> (%)	95
G	Condensador	Produção de DME (% de metanol produzido)	2
		Temperatura de saída (K)	318
I	Coluna de destilação de DME <sup>(a)</sup>	Eficiência do condensador (%)	85
		Pressão de saída (atm)	11,2
		Pressão de operação (atm)	11,2
		Temperatura da corrente de entrada (K)	318
J	Válvula	Taxa de refluxo	20
		Pressão do vapor utilizado no reboiler (atm)	6,8
		Pressão de saída (atm)	3,4
K	Coluna de destilação de metanol	Pressão de operação (atm)	3,4
		Temperatura da corrente de entrada (K)	318
		Taxa de refluxo	1,5
		Pressão do vapor utilizado no reboiler (atm)	6,8

(a)DME: Dimetil Éter, subproduto do sistema.  
Fonte: Vaswani, 2000.

Tabela 37. Balanço mássico – produção de metanol.

Corrente	Temp. (K)	Pressão (atm)	Metano (kmol/h)	Etano (kmol/h)	Propano (kmol/h)	N <sub>2</sub> (kmol/h)	H <sub>2</sub> (kmol/h)	CO (kmol/h)	CO <sub>2</sub> (kmol/h)	Água (kmol/h)	DME <sup>(c)</sup> (kmol/h)	Metanol (kmol/h)	Total <sup>(a)</sup> (kmol/h)
1	298	1	906	70	21	1,7	0	0	1,3	0	0	0	1000
2	605	20	906	70	21	1,7	0	0	1,3	0	0	0	1000
3	486	20	0	0	0	0	0	0	0	3681	0	0	3681
4	298	1	GN <sup>(b)</sup>	GN	GN	GN	GN	GN	GN	GN	GN	GN	62,7
5	1153	20	168	0	0	1,7	3088	564,3	378	2363	0	0	6563
6	383	20	168	0	0	1,7	3088	564,3	378	2363	0	0	6563
7	383	20	0	0	0	0	0	0	0	2363	0	0	2363
8´	383	20	0,84	0	0	0,01	15,44	2,82	1,89	0	0	0	21
8	383	20	167	0	0	1,69	3072	561,5	376,1	0	0	0	4179
9	493	50	167	0	0	1,69	3072	561,5	376,1	0	0	0	4179
10	523	50	167	0	0	1,69	3072	561,5	376,1	0	0	0	4179
11	523	50	167	0	0	1,69	884	3,29	18,81	369,7	12,39	890,7	2348
12	495	50	167	0	0	1,69	884	3,29	18,81	369,7	12,39	890,7	2348
13	318	50	167	0	0	1,69	884	3,29	18,81	369,7	12,39	890,7	2348
14	318	11,2	167	0	0	1,69	884	3,29	18,81	369,7	12,39	890,7	2348
15	318	11,2	167	0	0	1,69	884	3,29	18,81	0	0	0	1075
16	318	11,2	0	0	0	0	0	0	0	369,7	12,39	890,7	1273
17	318	11,2	0	0	0	0	0	0	0	0	12,39	0	12,39
18	318	10,5	0	0	0	0	0	0	0	369,7	0	890,7	1260
19	318	3,4	0	0	0	0	0	0	0	369,7	0	890,7	1260
20	363	3,4	0	0	0	0	0	0	0	1,58	0	889,8	891,4
21	363	3,4	0	0	0	0	0	0	0	368,1	0	0,89	369

(a) Para uma produção de 28503,5 kg/h de metanol.

(b) Gás natural utilizado como combustível no reformador será considerado no balanço de energia.

(c) DME: Dimetil Éter

Fonte: Vaswani, 2000.

Tabela 38. Balanço de energia – produção de metanol.

<b>Unidade de Processo</b>	<b>Tipo de Energia</b>	<b>Valor<sup>(a,b)</sup></b>	<b>Unidade</b>
<i>Compressão de gás natural</i>	<i>Eletricidade</i>	<i>3,97E+03</i>	<i>kWh</i>
<i>Reformador</i>	<i>Vapor (20 atm, saturado)</i>	<i>1,72E+08</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Reformador</i>	<i>Entalpia de combustão do gás natural</i>	<i>5,74E+07</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Reformador</i>	<i>Entalpia de combustão do gás de purga<sup>(c)</sup></i>	<i>-2,85E+08</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Aquecedor (boiler)</i>	<i>Vapor (6,8 atm, saturado)</i>	<i>-8,80E+06</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Compressão de gás de síntese</i>	<i>Eletricidade</i>	<i>5,14E+03</i>	<i>kWh</i>
<i>Reator (metanol)</i>	<i>Vapor (40 atm, saturado)</i>	<i>-6,36E+07</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Condensador</i>	<i>Calor<sup>(d)</sup></i>	<i>-2,22E+07</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Coluna de destilação de DME<sup>(e)</sup></i>	<i>Vapor (6,8 atm, saturado)</i>	<i>7,22E+06</i>	<i>kJ/h</i>
<i>Coluna de destilação de Metanol</i>	<i>Vapor (6,8 atm, saturado)</i>	<i>1,18E+08</i>	<i>kJ/h</i>
<b>Total de eletricidade utilizada</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>9,11E+03</b>	<b>kWh</b>
<b>Total de vapor consumido/produzido</b>	<b>Vapor</b>	<b>2,25E+05</b>	<b>MJ/h</b>
<b>Gás natural consumido</b>	<b>Calor</b>	<b>62,7</b>	<b>kmol/h</b>

(a) Para uma produção de 28503,5 kg/h de metanol.

(b) Valores negativos indicam que a energia foi produzida no sistema e posteriormente creditada.

(c) Valores negativos indicam que esta energia foi produzida pela combustão dos gases de purga para alimentação do reformador.

(d) Este parâmetro não influencia no inventário do metanol.

(e) DME: Dimetil Éter

Fonte: Vaswani, 2000.

Tabela 39. Aspectos ambientais (kg/kg metanol produzido).

<b>Emissões Atmosféricas</b>	
<i>Material particulado</i>	<i>5,52E-04</i>
<i>SO<sub>2</sub></i>	<i>3,67E-02</i>
<i>NO<sub>x</sub></i>	<i>3,56E-03</i>
<i>CO</i>	<i>7,53E-03</i>
<i>CO<sub>2</sub></i>	<i>1,57E+00</i>
<i>CH<sub>4</sub></i>	<i>8,88E-03</i>
<i>Metanol<sup>(a)</sup></i>	<i>8,65E-07</i>
<b>Efluentes Líquidos</b>	
<i>Sólidos suspensos</i>	<i>3,37E-04</i>
<i>DBO<sup>(b)</sup></i>	<i>4,90E-05</i>
<i>DQO<sup>(c)</sup></i>	<i>3,48E-04</i>

(a) Na forma de emissões fugitivas.

(b) DBO: Demanda Bioquímica de Oxigênio

(c) DQO: Demanda Química de Oxigênio

Fonte: Vaswani, 2000.

Tabela 40. Dados consolidados – produção de metanol.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1000 kg de Metanol Produzido</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia Total</b>	<b>GJ</b>	<b>8,86</b>		<i>Energia Consumida</i>
Eletricidade	GJ	1,13		
Vapor	GJ	7,73		
Calor	GJ	0,01		
<b>Gás Natural</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>184,38</b>		<i>Matéria Prima</i>
Metano	m <sup>3</sup>	169,54		
Etano	m <sup>3</sup>	12,44		
Propano	m <sup>3</sup>	2,40		
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>1000,00</b>	<i>Produto</i>
<b>DME<sup>(a)</sup></b>	<b>kg</b>		<b>20,00</b>	<i>Subproduto</i>
<b>Material Particulado</b>	<b>kg</b>		<b>0,54</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
SO <sub>2</sub>	kg		<b>35,97</b>	
NO <sub>x</sub>	kg		<b>3,49</b>	
CO	kg		<b>7,38</b>	
CO <sub>2</sub>	kg		<b>1539</b>	
CH <sub>4</sub>	kg		<b>8,70</b>	
Metanol <sup>(b)</sup>	kg		<b>8,48E-04</b>	
<b>Sólidos Suspensos</b>	<b>kg</b>		<b>0,33</b>	<i>Efluentes Líquidos</i>
DBO <sup>(c)</sup>	kg		<b>0,05</b>	
DQO <sup>(d)</sup>	kg		<b>0,34</b>	

Alocação mássica considerada.

Eletricidade: 319,65 kWh para produzir 1000 kg/h de metanol

(a) DME: Dimetil Éter

(b) Na forma de emissões fugitivas.

(c) DBO: Demanda Bioquímica de Oxigênio

(d) DQO: Demanda Química de Oxigênio

#### 5.4. Inventário do Subsistema de Importação do Metanol

A Figura 24 retoma os modelos dos subsistemas de importação do metanol proveniente do Chile. O transporte do produto é realizado via marítima, com destino em diferentes portos do Brasil, conforme apresentado nas Tabelas 41 e 42.

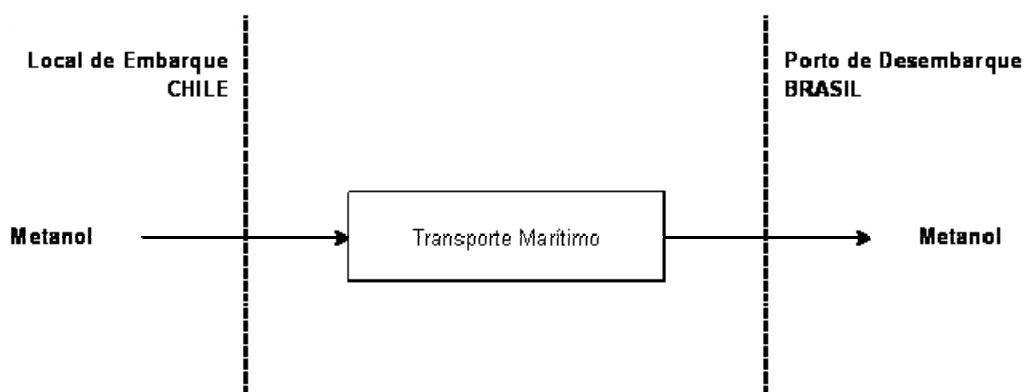


Figura 24. Modelo de importação de metanol.

Tabela 41. Importação de metanol no Brasil, em 2005

<b>Porto de Desembarque</b>	<b>Importação ( x 10<sup>3</sup> t)</b>	<b>%</b>
<i>Porto de Paranaguá (PR)</i>	159	64
<i>Porto de Rio Grande (RS)</i>	47	19
<i>Porto de Aratu (BA)</i>	28	11
<i>Porto do Rio de Janeiro (RJ)</i>	16	6
<b>Total</b>	<b>250</b>	<b>100</b>

Fonte: Aliceweb (Ano Base: 2005).

Tabela 42. Distâncias de portos brasileiros a Punta Arenas, Chile.

<b>Porto de Desembarque</b>	<b>Milhas Náuticas</b>	<b>km</b>
<i>Porto de Paranaguá (PR)</i>	1896	3512
<i>Porto de Rio Grande (RS)</i>	1721	3188
<i>Porto de Aratu (BA)</i>	3016	5586
<i>Porto do Rio de Janeiro (RJ)</i>	2271	4206

Fonte: Maritimechain.



Para tanto foi adotado o modelo de transporte marítimo por navios cargueiros transatlânticos movidos a diesel. Serão consideradas neste estudo apenas as emissões gasosas provenientes da combustão de diesel.

Spielmann et al (2004) apresenta o consumo de diesel no valor de 1,3 g/t.km, ou seja, consumo de combustível por tonelada transportada por uma distância de um quilômetro. A Tabela 43 exprime os valores de referência extraídos de Spielmann et al (2004).

Tabela 43. Índices de emissão para motores a diesel.

<b>Emissão</b>	<b>g / kg diesel</b>
<i>NO<sub>x</sub></i>	80,4
<i>CO</i>	7,4
<i>CxHy</i>	2,7
<i>N<sub>2</sub>O</i>	0,08

Fonte: Spielmann et al, 2004 - ECOINVENT Report.

Após agrupar os valores anteriormente apresentados aos índices de emissão, pode-se consolidar o inventário da importação do metanol adotando-se o fluxo de referência de 1,0 tonelada de metanol importado, apresentado na Tabela 44.

Tabela 44. Dados consolidados: importação do metanol.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1000 kg de Metanol Importado</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>	<b>1000,00</b>		<i>Produto</i>
<b>Metanol Importado</b>	<b>kg</b>		<b>1000,00</b>	
<b>Diesel Combustível</b>	<b>kg</b>	<b>4,85</b>		<i>Matéria Prima</i>
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>g</b>		<b>389,63</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CO</b>	<b>g</b>		<b>35,86</b>	
<b>CxHy</b>	<b>g</b>		<b>13,08</b>	
<b>N<sub>2</sub>O</b>	<b>g</b>		<b>0,39</b>	

## 5.5. Resultado Final Consolidado

O resultado final consolidado do inventário do ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras será composto pelos inventários consolidados dos subsistemas apresentados neste trabalho. A Figura 25 apresenta a estrutura do inventário final com as participações dos subsistemas utilizados na sua construção.

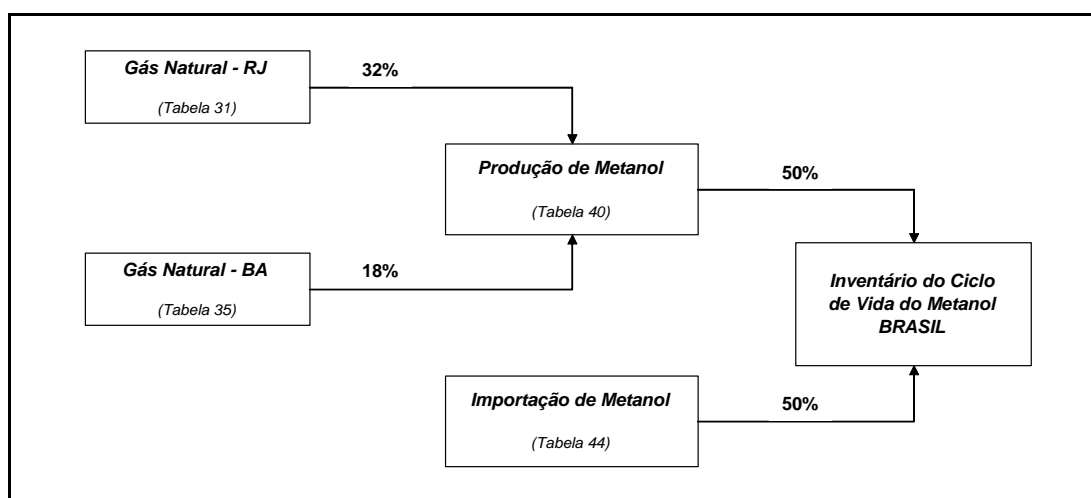


Figura 25. Estrutura do ICV - Brasil.

A Tabela 45 apresenta o resultado final consolidado o inventário de ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras, segundo a estrutura da Figura 25.

Tabela 45. Resultado final consolidado.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1000 kg de Metanol</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia Total</b>	<b>GJ</b>	<b>544,94</b>		
Absorção Refrigerada (UPGN)	GJ	27,18		Energia Consumida
Absorção Refrigerada (URL)	GJ	2,83		
Turbo Expansão	GJ	15,61		
Compressão (transporte)	GJ	472,66		
Compressão (distribuição)	GJ	22,23		
Eletricidade	GJ	0,56		
Vapor	GJ	3,87		
Calor (combustão de gás natural)	GJ	2,87E-03		
<b>Gás Natural Cru</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>563,12</b>		
Metano	m <sup>3</sup>	475,84		Matérias-primas
Etano	m <sup>3</sup>	45,05		
Propano	m <sup>3</sup>	16,89		
C4 +	m <sup>3</sup>	19,71		
CO <sub>2</sub>	m <sup>3</sup>	5,63		
Enxofre	g	1,97		
<b>Diesel combustível</b>	<b>kg</b>	<b>2,42</b>		
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>1000,00</b>	
<b>Líquido de Gás Natural (LGN)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>53,10</b>	
Etano	m <sup>3</sup>		21,74	Subprodutos
Propano	m <sup>3</sup>		14,12	
C4 +	m <sup>3</sup>		17,23	
<b>DME</b>	<b>kg</b>		<b>10,00</b>	
<b>Ar (O<sub>2</sub>)</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>2836,91</b>	Recurso Natural
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>392,18</b>	
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>36,43</b>	Emissões Atmosféricas
<b>CO</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>3,24</b>	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>894,97</b>	
<b>CxHy</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>5,22</b>	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>1,23</b>	
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>3,43</b>	
<b>Material Particulado</b>	<b>kg</b>		<b>0,27</b>	
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>4,24E-04</b>	
<b>Compostos Orgânicos</b>	<b>L</b>		<b>14,14</b>	Efluentes Líquidos
<b>CxHy</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>7,38</b>	
<b>DBO</b>	<b>g</b>		<b>24,01</b>	
<b>DQO</b>	<b>g</b>		<b>170,52</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>0,02</b>	
<b>Sólidos Suspensos</b>	<b>g</b>		<b>165,13</b>	
<b>Enxofre</b>	<b>g</b>		<b>1,91</b>	Resíduo Sólido

## 6. DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

### 6.1. Considerações Gerais

Conforme mencionado anteriormente, os resultados apresentados neste trabalho são provenientes da manipulação matemática de dados secundários oriundos da literatura consultada, bem como das informações adquiridas com os representantes das empresas produtoras dos compostos envolvidos no modelo previamente apresentado.

A preocupação principal do autor ao desenvolver o estudo foi de apresentar os aspectos ambientais que pudessem ser rastreados da sua origem até a unidade de processo correspondente. Outro fato a ser considerado baseia-se na construção de um modelo de sistema de produto mais próximo da realidade brasileira, tanto nas características de tecnologia de produção, quanto na dinâmica de processamento dos produtos intermediários.

Analisando as bases de dados internacionais disponíveis no mercado, percebe-se que estas não possuem uma descrição aprofundada dos subsistemas ali presentes, isto é, as empresas que comercializam os dados de inventário de ciclo de vida, descrevem os módulos dos subsistemas de forma sucinta, dificultando a correlação dos dados com as respectivas unidades de processo. Sendo assim a utilização desses bancos de dados que muitas vezes são construídos segundo as realidades européias, impossibilitam uma boa representatividade ao serem aplicados no modelo brasileiro.

Sendo assim, a possível diferença entre os valores numéricos entre essas bases de dados e o resultado proposto por este trabalho podem ser justificadas em relação a elementos como a própria origem dos dados (primários e secundários), fronteiras do sistema de produto, representatividade tecnológica do modelos adotados e métodos de alocação utilizados, entre outros.

Apesar dos dados serem estimados através de balanços de massa e energia, o uso deste inventário deverá considerar tais hipóteses nos resultados futuros obtidos em estudos posteriores. Entretanto tal estudo se aproxima ao sistema real de produção do metanol no Brasil, diminuindo a margem de erro frente à utilização de inventários estrangeiros quando aplicado em estudos nacionais, pois até o momento não há registro de nenhum trabalho similar a este no Brasil.

## 6.2. Análise dos Resultados

Analisando o resultado final consolidado do inventário do ciclo de vida do metanol apresentado na Tabela 45, observa-se que do consumo energético total despendido para a produção de 1000 kg de metanol (fluxo de referência), cerca de 87,4 % desta energia é utilizada na forma de compressão para promover o transporte do gás natural desde a região produtora até as unidades de processamento de gás natural.

A Figura 26 apresenta o consumo energético de cada subsistema que compõe o modelo representativo do sistema de produto.

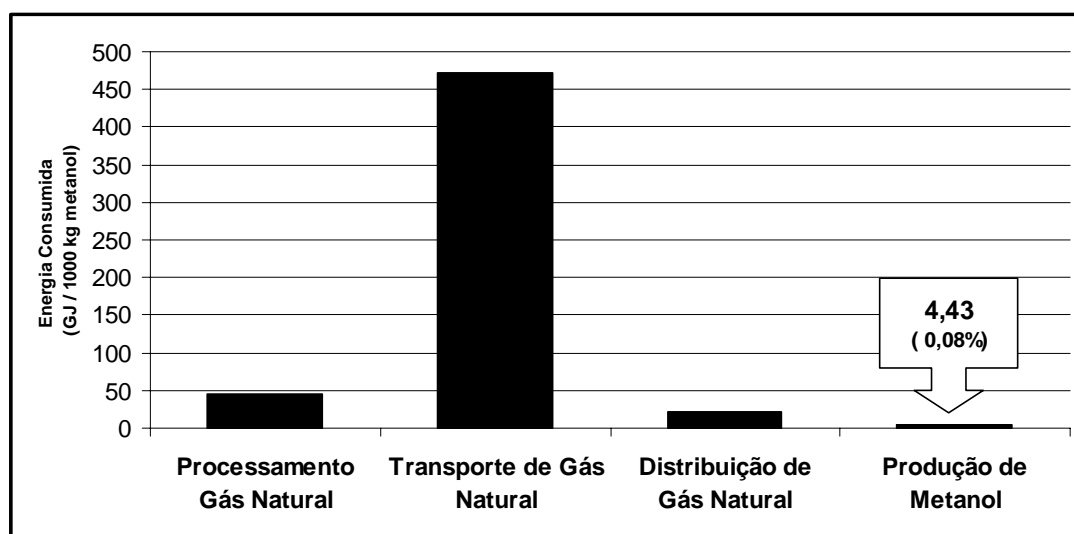


Figura 26. Consumo energético por 1000 kg de metanol.

O elevado consumo energético referente ao subsistema de transporte de gás natural é devido à combustão do próprio gás para geração de energia. Outro fator a ser evidenciado refere-se às grandes distâncias dos gasodutos de interligação entre as unidades de extração do gás natural e as unidades de processamento de gás (Cabiúnas a REDUC, por exemplo), exigindo uma demanda muito elevada de energia para promover o transporte do gás.

O baixo valor encontrado referente ao consumo energético do subsistema de produção de metanol justifica-se pela própria integração energética existente no processo de produção desenvolvido pela ICI, ou seja, o processo de produção de metanol a baixa pressão.

O reaproveitamento energético do sistema concentra-se no pré-aquecimento da corrente de gás de síntese que alimenta o reator de conversão de metanol através da corrente de saída de metanol do mesmo reator, conforme observado na Figura 23 e na Tabela 27.

Analisando os subprodutos apresentados na Tabela 45, previamente definidos como “saída de produto secundário, destinado a outro sistema de produto”, observa-se uma geração de 53,10 m<sup>3</sup> de LGN (líquido de gás natural) e 10 kg de DME (dimetil éter), além dos 1000 kg de metanol produzido (produto principal). Observando as correntes de entrada de matéria-prima, constata-se 557,49 m<sup>3</sup> de gás natural (descontando a corrente de CO<sub>2</sub>) e 2,42 kg de óleo diesel combustível. Analisando a Tabela 46, que apresenta as correntes de entrada e saída em termos energéticos, tem-se:

Tabela 46. Correntes de entrada e saída em termos energéticos.

		<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>	<b>Energia (GJ)</b>
<b>Entradas</b>	Gás Natural Cru <sup>(a)</sup>	557,49	m <sup>3</sup>	22,86
	Diesel combustível <sup>(b)</sup>	2,42	kg	0,10
<b>Saídas</b>	Líquido de Gás Natural (LGN) <sup>(c)</sup>	53,10	m <sup>3</sup>	2,34
	Dimetil Éter (DME) <sup>(d)</sup>	10,00	kg	0,29
	Metanol <sup>(e)</sup>	1000,00	kg	19,94

(a)  $\Delta H_{comb} = - 41 \text{ MJ/m}^3$

(b)  $\Delta H_{comb} = - 43 \text{ MJ/kg}$

(c)  $\Delta H_{comb} = - 44 \text{ MJ/m}^3$

(d)  $\Delta H_{comb} = - 28,9 \text{ MJ/kg}$

(e)  $\Delta H_{comb} = - 19,94 \text{ MJ/kg}$

Fonte: Perry, 1999.

- energia total agregada às correntes de entrada = 22,96 GJ;
- energia total agregada às correntes de saída = 22,57 GJ.

Portanto podemos considerar um fator de conversão global, em termos energéticos, de:

$$FC = \text{Saída} / \text{Entrada} = \frac{22,57}{22,96} \cong 0,983 \text{ ou } 98,3\%$$

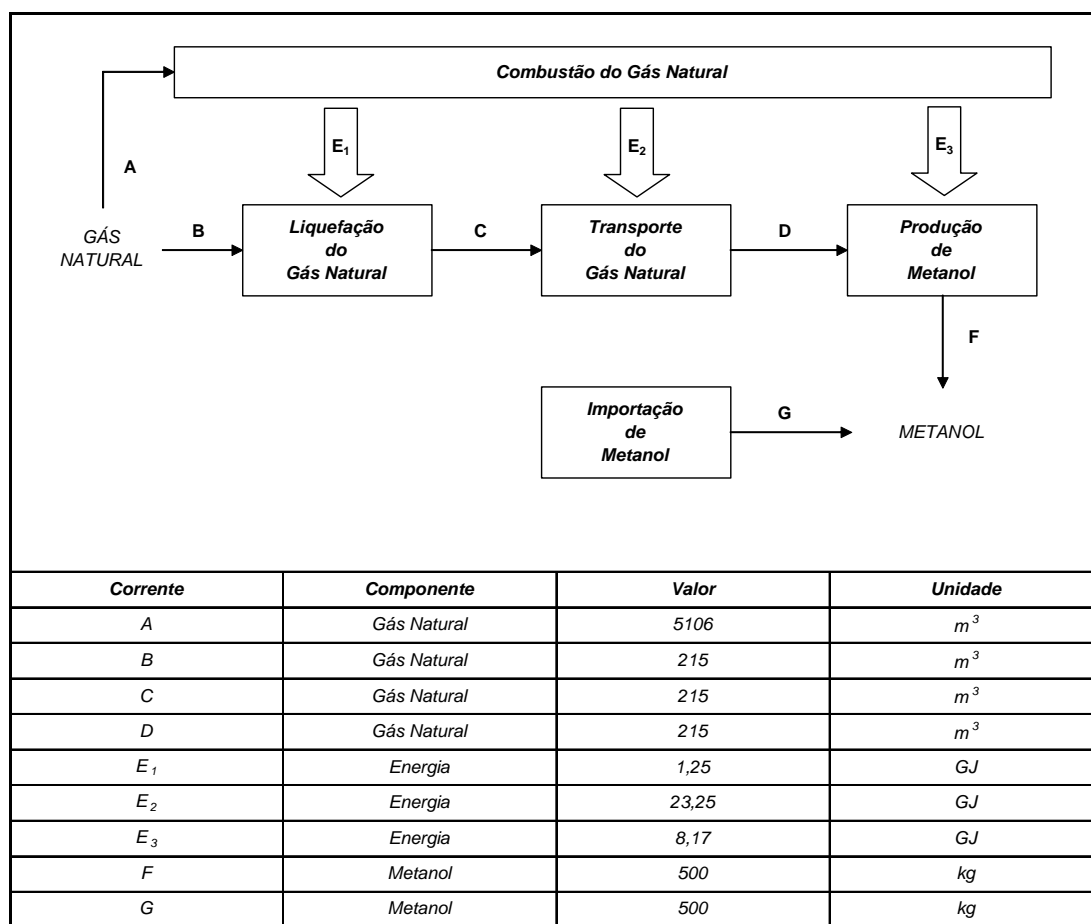
O valor FC calculado aproxima-se de 100%, ou seja, comprova que a estimativa das correntes de entrada e de saída conduzidas através dos balanços mássicos e energéticos estão coerentes.

Dentre às emissões atmosféricas apresentadas na Tabela 45, a corrente de maior volume corresponde ao gás carbônico (CO<sub>2</sub>) emitido. Sua principal origem reside na queima de gás natural destinado à geração de energia para a unidade de processo de compressão.

### 6.3. Comparação dos Resultados

Como comparações aos resultados apresentados neste estudo foram utilizados os trabalhos desenvolvidos por Emmenegger; Heck; Jungbluth (2004) e por Primas (2004) destinados a alimentar o banco de dados da companhia suíça *Ecoinvent*, detentora de extensa informação referente a inventários de ciclo de vida de produtos e processos com base no cenário europeu de produção (ECOINVENT, 2006).

O modelo a ser estruturado para a utilização do banco de dados *Ecoinvent* para a produção de 1000 kg de metanol está apresentado na Figura 27.



Fonte: Ecoinvent, 2006 (adaptado).

Figura 27. Estrutura de produção de metanol (*Ecoinvent*)



As Tabelas 47, 48, 49, 50 e 51 apresentam o inventário do ciclo de vida de cada subsistema correspondente à Figura 27, sejam eles liquefação do gás natural, combustão do gás natural, transporte do gás natural, produção de metanol e importação de metanol, respectivamente.

Tabela 47. Inventário *Ecoinvent*: liquefação do gás natural.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 100 Nm<sup>3</sup> de Gás Natural Processado</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia</b>	<b>GJ</b>	<b>0,58</b>		<i>Energia Consumida</i>
<b>Gás Natural</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>100,00</b>		<i>Matéria-prima</i>
<b>Gás Natural Processado</b>	<b>m<sup>3</sup></b>		<b>100,00</b>	<i>Produto</i>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>kg</b>		<b>0,48</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CO</b>	<b>kg</b>		<b>4,00</b>	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>560</b>	
<b>CxHy</b>	<b>kg</b>		<b>1,06E-01</b>	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>kg</b>		<b>1,31</b>	
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>5,50E-02</b>	
<b>Dioxinas</b>	<b>kg</b>		<b>2,90E-12</b>	

Tabela 48. Inventário *Ecoinvent*: combustão do gás natural.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1 GJ</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Gás Natural</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>59,68</b>		<i>Matéria-prima</i>
<b>Energia</b>	<b>GJ</b>		<b>1,00</b>	<i>Produto</i>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>kg</b>		<b>4,5E-03</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CO</b>	<b>kg</b>		<b>4,0E-02</b>	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>5,6E+01</b>	
<b>CxHy</b>	<b>kg</b>		<b>1,0E-03</b>	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>kg</b>		<b>1,3E-01</b>	
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>5,5E-04</b>	
<b>Dioxinas</b>	<b>kg</b>		<b>2,9E-14</b>	

Tabela 49. Inventário *Ecoinvent*: transporte do gás natural.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1 t.km</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia</b>	<b>MJ</b>	<b>0,79</b>		<i>Energia Consumida</i>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>kg</b>		<b>2,1E-04</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>1,2E-06</b>	
<b>CxHy</b>	<b>kg</b>		<b>1,5E-05</b>	
<b>Gases CFC's</b>	<b>kg</b>		<b>9,2E-08</b>	

Tabela 50. Inventário *Ecoinvent*: produção de metanol.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1000 kg metanol produzido</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia (combustão gás natural)</b>	<b>GJ</b>	<b>16,35</b>		<i>Energia Consumida</i>
<b>Energia (elétrica)</b>	<b>kWh</b>	<b>74</b>		
<b>Gás Natural</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>430</b>		<i>Matérias-primas</i>
<b>Calalisador (Cu, Al, Zn, Ni, Mo)</b>	<b>kg</b>	<b>0,39</b>		
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>9,01</b>		<i>Recurso Natural</i>
<b>Energia dissipada</b>	<b>GJ</b>		<b>4,9E+00</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>kg</b>		<b>9,8E-01</b>	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>kg</b>		<b>1,5E-01</b>	
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>1,4E-05</b>	
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>5,3E-01</b>	
<b>Energia dissipada</b>	<b>GJ</b>		<b>4,0E-01</b>	<i>Efluentes Líquidos</i>
<b>DBO</b>	<b>kg</b>		<b>1,8E-01</b>	
<b>DQO</b>	<b>kg</b>		<b>4,9E-01</b>	
<b>Carbono Orgânico Dissolvido</b>	<b>kg</b>		<b>2,4E-01</b>	
<b>Carbono Orgânico Total</b>	<b>kg</b>		<b>2,4E-01</b>	
<b>Formaldeído</b>	<b>kg</b>		<b>1,0E-01</b>	
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>3,0E-02</b>	
<b>Fenóis</b>	<b>kg</b>		<b>1,0E-02</b>	
<b>Sólidos suspensos</b>	<b>kg</b>		<b>2,0E-02</b>	
<b>Cloro</b>	<b>kg</b>		<b>2,0E-03</b>	
<b>Fósforo</b>	<b>kg</b>		<b>1,0E-02</b>	

Tabela 51. Inventário *Ecoinvent*: importação de metanol.

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1 t.km</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Diesel combustível</b>	<b>kg</b>	<b>1,3E-03</b>		<i>Produto</i>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>kg</b>		<b>3,6E-08</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CO</b>	<b>kg</b>		<b>4,0E-06</b>	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>4,0E-03</b>	
<b>CxHy</b>	<b>kg</b>		<b>1,6E-06</b>	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>kg</b>		<b>3,3E-05</b>	
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>9,1E-05</b>	
<b>Material particulado</b>	<b>kg</b>		<b>6,7E-06</b>	
<b>Hidroc. aromáticos policíclicos</b>	<b>kg</b>		<b>2,6E-09</b>	
<b>Dioxinas</b>	<b>kg</b>		<b>1,3E-15</b>	
<b>DBO</b>	<b>kg</b>		<b>2,9E-04</b>	<i>Efluentes Líquidos</i>
<b>DQO</b>	<b>kg</b>		<b>2,9E-04</b>	
<b>Carbono Orgânico Dissolvido</b>	<b>kg</b>		<b>7,9E-05</b>	
<b>Carbono Orgânico Total</b>	<b>kg</b>		<b>7,9E-05</b>	
<b>Óleo</b>	<b>kg</b>		<b>9,1E-05</b>	

A Tabela 52 apresenta os dados consolidados da produção de metanol aplicando as bases de dados das tabelas anteriores ao modelo apresentado na Figura 27.

A Tabela 53 apresenta a comparação entre o inventário de ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras e o inventário final do metanol segundo a base de dados *Ecoinvent* (ECOINVENT, 2006).

Tabela 52. Resultado final consolidado (Ecoinvent)

<b>Fluxo de Referência (FR) = 1000 kg metanol</b>				
	<b>Unidade</b>	<b>Entrada ( / FR)</b>	<b>Saída ( / FR)</b>	<b>Descrição</b>
<b>Energia (combustão gás natural)</b>	<b>GJ</b>	<b>32,67</b>		<i>Energia Consumida</i>
<b>Energia (elétrica)</b>	<b>kWh</b>	<b>37</b>		
<b>Gás Natural</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>215</b>		<i>Matérias-primas</i>
<b>Diesel combustível</b>	<b>kg</b>	<b>2,42</b>		
<b>Calalisador (Cu, Al, Zn, Ni, Mo)</b>	<b>kg</b>	<b>0,20</b>		
<b>Água</b>	<b>m<sup>3</sup></b>	<b>4,51</b>		<i>Recurso Natural</i>
<b>Energia dissipada</b>	<b>GJ</b>		<b>2,45</b>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<b>CH<sub>4</sub></b>	<b>kg</b>		<b>7,99</b>	
<b>CxHy</b>	<b>kg</b>		<b>0,70</b>	
<b>CO</b>	<b>kg</b>		<b>9,91</b>	
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>3041</b>	
<b>NO<sub>x</sub></b>	<b>kg</b>		<b>7,23</b>	
<b>SO<sub>2</sub></b>	<b>kg</b>		<b>0,31</b>	
<b>Dioxinas</b>	<b>kg</b>		<b>9,6E-12</b>	
<b>Gases CFC's</b>	<b>kg</b>		<b>2,7E-03</b>	
<b>Material particulado</b>	<b>kg</b>		<b>0,01</b>	
<b>Hidroc. aromáticos policíclicos</b>	<b>kg</b>		<b>4,8E-06</b>	
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>0,27</b>	
<b>Energia dissipada</b>	<b>GJ</b>		<b>0,20</b>	
<b>DBO</b>	<b>kg</b>		<b>0,62</b>	
<b>DQO</b>	<b>kg</b>		<b>0,78</b>	
<b>Carbono Orgânico Dissolvido</b>	<b>kg</b>		<b>0,27</b>	
<b>Carbono Orgânico Total</b>	<b>kg</b>		<b>0,27</b>	
<b>Formaldeído</b>	<b>kg</b>		<b>0,05</b>	
<b>Metanol</b>	<b>kg</b>		<b>0,02</b>	
<b>Fenóis</b>	<b>kg</b>		<b>5,0E-03</b>	
<b>Sólidos suspensos</b>	<b>kg</b>		<b>1,0E-02</b>	
<b>Cloro</b>	<b>kg</b>		<b>1,0E-03</b>	
<b>Fósforo</b>	<b>kg</b>		<b>5,0E-03</b>	
<b>Óleo</b>	<b>kg</b>		<b>0,17</b>	

Nota: foi considerada uma distância média de 450 km para a etapa de transporte de gás natural (compressão), e uma distância média de 3728 km para etapa de importação de metanol.

Tabela 53. Comparação dos resultados.

<i>Fluxo de Referência (FR) = 1000 kg metanol</i>						
	<i>Unidade</i>	<i>Cenário I ICV Metanol Brasil</i>		<i>Cenário II ICV Ecoinvent</i>		<i>Descrição</i>
		<i>Entrada ( / FR)</i>	<i>Saída ( / FR)</i>	<i>Entrada ( / FR)</i>	<i>Saída ( / FR)</i>	
<i>Energia (gás natural)</i>	<i>GJ</i>	<i>544,94</i>		<i>32,67</i>		<i>Energia Consumida</i>
<i>Energia (elétrica)</i>	<i>kWh</i>	<i>320</i>		<i>37</i>		
<i>Gás Natural</i>	<i>kg</i>	<i>184</i>		<i>215</i>		<i>Matérias-primas</i>
<i>Diesel combustível</i>	<i>kg</i>	<i>2,42</i>		<i>2,42</i>		
<i>Calalisador (Cu, Al, Zn, Ni, Mo)</i>	<i>kg</i>			<i>0,20</i>		
<i>Água</i>	<i>m<sup>3</sup></i>			<i>4,51</i>		<i>Recursos Naturais</i>
<i>Ar (O<sub>2</sub>)</i>	<i>kg</i>	<i>34042</i>				
<i>Energia dissipada</i>	<i>GJ</i>				<i>2,45</i>	<i>Emissões Atmosféricas</i>
<i>Água</i>	<i>m<sup>3</sup></i>		<i>392</i>			
<i>CH<sub>4</sub></i>	<i>kg</i>		<i>36,46</i>		<i>7,99</i>	
<i>CxHy</i>	<i>kg</i>		<i>5,22</i>		<i>0,70</i>	
<i>CO</i>	<i>kg</i>		<i>3,24</i>		<i>9,91</i>	
<i>CO<sub>2</sub></i>	<i>kg</i>		<i>895</i>		<i>3041</i>	
<i>NO<sub>x</sub></i>	<i>kg</i>		<i>1,23</i>		<i>7,23</i>	
<i>SO<sub>2</sub></i>	<i>kg</i>		<i>3,43</i>		<i>0,31</i>	
<i>Dioxinas</i>	<i>kg</i>				<i>9,6E-12</i>	
<i>Gases CFC's</i>	<i>kg</i>				<i>2,7E-03</i>	
<i>Material particulado</i>	<i>kg</i>		<i>0,27</i>		<i>0,01</i>	
<i>Hidroc. aromáticos policíclicos</i>	<i>kg</i>				<i>4,8E-06</i>	
<i>Metanol</i>	<i>kg</i>		<i>4,24E-04</i>		<i>0,27</i>	
<i>Energia dissipada</i>	<i>GJ</i>				<i>0,20</i>	<i>Efluentes Líquidos</i>
<i>DBO</i>	<i>kg</i>		<i>0,02</i>		<i>0,62</i>	
<i>DQO</i>	<i>kg</i>		<i>0,17</i>		<i>0,78</i>	
<i>Compostos Orgânicos</i>	<i>kg</i>		<i>0,01</i>		<i>0,53</i>	
<i>Formaldeído</i>	<i>kg</i>				<i>0,05</i>	
<i>Metanol</i>	<i>kg</i>				<i>0,02</i>	
<i>Fenóis</i>	<i>kg</i>				<i>5,0E-03</i>	
<i>Sólidos suspensos</i>	<i>kg</i>		<i>1,7E-01</i>		<i>1,0E-02</i>	
<i>Enxofre</i>	<i>kg</i>		<i>1,9E-04</i>			
<i>Cloro</i>	<i>kg</i>				<i>1,0E-03</i>	
<i>Fósforo</i>	<i>kg</i>				<i>5,0E-03</i>	
<i>Óleo</i>	<i>kg</i>				<i>0,17</i>	
<i>Enxofre</i>	<i>kg</i>		<i>0,02</i>			

#### 6.4. Discussão Comparativa

Algumas conclusões observadas na análise comparativa dos dados da Tabela 53:

- a quantidade de energia consumida no cenário I, cerca de 545 GJ por 1000 kg de metanol produzido, é muito maior que a energia consumida no cenário II, cerca de 33 GJ consumidos para produzir a mesma quantidade de metanol. Essa grande diferença pode ser justificada pelo fato de ser adotado um modelo simplificado no subsistema de compressão para o cenário I, ou seja, foi estimada a energia necessária para promover a compressão isoentálpica do gás natural entre valores pré-estabelecidos na literatura, conforme discutido no item 5.2.4.;
- no cenário II, por sua vez, o valor indicado corresponde a uma média daqueles observados pelos autores nas próprias unidades de produção de metanol, ou seja, 34,3 GJ por 1000 kg de metanol produzido utilizando a tecnologia ICI LPM (PRIMAS, 2004 apud FITZPATRICK, 2000);
- observa-se diferença similar no caso do consumo de energia elétrica, justificada pela divergência no modelo das fronteiras estabelecidas no cenário I, baseado no estudo de Vaswani, 2000, e o cenário II;
- no primeiro cenário o autor estima a energia elétrica para as diversas operações unitárias da planta de metanol, tais como bombas e compressores, por exemplo. O consumo de energia elétrica apresentada no cenário II, mais uma vez, baseia-se em médias adquiridas nas próprias unidades de produção de metanol;
- quanto às emissões atmosféricas dos gases  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_x\text{H}_y$ , as estimativas apresentadas no cenário I são superiores daquelas apresentadas no cenário II, justificadas pelo fato de ser considerado o valor de 2% para as emissões fugitivas nos subsistemas de processamento de gás natural para ambos os gases do cenário I, conforme discutido no item 3.4 (BEER et al, 2004);

- os valores das emissões dos gases CO, CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, entretanto, são maiores no cenário II quando comparadas aos valores apresentados no cenário I. Esta diferença pode ser justificada devido à utilização do gás natural combusto como fonte energia em todos os subsistemas do cenário II, diferentemente do cenário I, que utiliza o gás natural como combustível apenas no subsistema de compressão. Sendo assim, a geração de emissões atmosféricas na forma dos gases CO, CO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> serem maiores no modelo do cenário II.
- analisando os valores da emissão de SO<sub>2</sub>, percebe-se que a estimativa encontrada no cenário I (3,43 kg) é superior daquela apresentada pelo cenário II (0,19 kg). No primeiro caso foi considerado o subsistema de dessulfurização do gás natural antes de seu processamento nas UPGN's, correlacionado com o valor de enxofre apresentado como resíduo sólido, proporcionado pela recuperação do meio catalítico conforme descrito no item 4.2.1. No segundo caso não foi considerado tal tratamento prévio, onde o SO<sub>2</sub> apresentado neste cenário é proveniente da combustão do gás natural com traços de enxofre.

## 7. CONCLUSÕES

O objetivo deste trabalho baseou-se na construção do inventário de ciclo de vida do metanol para as condições brasileiras. Porém muitas outras experiências foram adquiridas acerca da metodologia da avaliação do ciclo de vida, além de muitos outros conhecimentos decorrentes da busca de informações e seus reflexos acerca do resultado final.

Apesar das dificuldades em se obter dados primários, e muitas vezes os próprios dados secundários, acredita-se que o trabalho aqui desenvolvido alcançou uma primeira estimativa condizente com o cenário proposto inicialmente.

Como principal conclusão, destaca-se a obtenção de um conjunto de dados agrupados de acordo com cada etapa do ciclo de vida do metanol, bem como da etapa do ciclo de vida do gás natural utilizado como matéria-prima.

As diversas tabelas com os valores de impactos ambientais, apresentadas no decorrer do trabalho, permite ao leitor verificar e analisar o raciocínio desenvolvido pelo autor nas diversas etapas, desde o tratamento do gás natural até a produção e importação de metanol no Brasil.

Ressalta-se que os cenários e os dados disponibilizados neste trabalho possuem diferentes fontes de consulta, sendo portanto utilizados para um único fim.

Apesar disso, os diferentes métodos de construção e compilação das etapas do trabalho apresentam uma boa interação intrínseca, comprovada pela análise energética discutida anteriormente.

Esse fato, portanto, serve como base para a utilização dos dados finais como primeira estimativa em estudos posteriores.



Os dados finais disponibilizados têm como intuito apresentar uma estimativa dos aspectos ambientais decorrentes da produção de metanol no Brasil.

Para tanto deve-se observar que diversas hipóteses foram levantadas e aplicadas no decorrer do trabalho e que, quando utilizadas, deverão ser levadas em consideração e adaptadas quando possível ou necessário.

Conclui-se, finalmente, que maior aprendizado que a metodologia pode nos fornecer baseia-se no chamado *Life Cycle Thinking*, ou seja, no ponto de vista sistêmico proposto pela ferramenta que nos leva a refletir sobre a individualidade face ao todo.

A partir deste conceito, prova-se mais uma vez que o resultado final depende de pequenas partes que se interagem, que são dinâmicas e, principalmente, dependem exclusivamente das nossas ações individuais e rotineiras.

## 8. CONSIDERAÇÕES E RECOMENDAÇÕES

Mais uma vez ressalta-se o não comprometimento das empresas que participam do sistema de produto em estudo, bem como dos órgãos públicos envolvidos na obtenção e tratamento dos dados de emissões atmosféricas, efluentes líquidos e resíduos sólidos.

Apresentando motivos diversos, ora as empresas afirmam impedimentos devido à confiabilidade de suas informações, ora não apresentavam interesse em despendere maiores esforços frente à nova ferramenta de gestão ambiental a elas oferecida.

Apesar disso, porém, não mudou o enfoque do estudo que era o de disponibilizar os dados representativos para a execução do inventário final do modelo representativo do sistema de produto, utilizando os dados secundários obtidos principalmente da literatura consultada.

Devido a elevada complexidade da dinâmica de produção do setor petroquímico brasileiro, basicamente centralizada em uma única empresa de produção de gás natural (Petrobras) e outras duas relacionadas à produção de metanol (Prosint e Metanor), aliado ainda às inúmeras tecnologias empregadas em seus processos e à heterogeneidade dos fornecedores que atuam no ramo, recomenda-se fortemente o envolvimento estratégico dessas companhias em todas as etapas da ACV.

Inicialmente, colaborando na construção do objetivo e escopo do estudo, e posteriormente permitindo a disponibilidade dos dados referentes à compilação do inventário final, pois assim levaria em consideração as circunstâncias particulares de operação que não podem ser previstas teoricamente, reduzindo as estimativas e, conseqüentemente, as incertezas do resultado global.

Acredita-se que tal comprometimento das empresas envolvidas no sistema de produto deva ser incentivado nas indústrias produtoras de matérias-primas de base, como a Petrobras por exemplo, disponibilizando assim inventários de ciclo de vida de produtos como o petróleo, gasolina, diesel e nafta. Envolvimento similar e paralelo aos fornecedores de produtos básicos para os demais sistemas, como energia elétrica, abastecimento de água, disposição dos resíduos sólidos, ente outros.

Partindo do ponto de vista acadêmico, este estudo colabora também no desenvolvimento de outros trabalhos relacionados à aplicação da metodologia da ACV.

Primeiramente, pela execução ordenada das etapas propostas pela técnica, explicitada no decorrer dos tópicos abordados. Em seguida, pela preocupação em se apresentar de forma clara a realidade e o contexto nacional, eximindo-se da utilização de bases de dados internacionais como primeira opção e demonstrando, acima de tudo, que é possível estimar um inventário brasileiro mesmo com as dificuldades enfrentadas.

## 9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABIQUIM, Associação Brasileira da Indústria Química. **Anuário da Indústria Química**. 30.ed. São Paulo: ABIQUIM, 2005.

ABNT, Associação Brasileira de Normas Técnicas. **Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida – Princípios e Estrutura. NBR ISO 14040**. Rio de Janeiro: ABNT, 2001.

ABREU, P. L.; MARTINEZ, J. A. **Gás Natural: o combustível do novo milênio**. 2.ed. Porto Alegre: Plural Comunicação, 2003.

ALICEWEB, Sistema de Análise das Informações de Comércio Exterior via Internet. **Ministério do Desenvolvimento Indústria e Comércio Exterior**. Disponível em: <<http://aliceweb.desenvolvimento.gov.br>>. Acesso em: 13 jul. 2005.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2004**. Brasil, 2005.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2005**. Brasil, 2006.

ANP, AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo e do gás natural 2006**. Brasil, 2007.

ARESTA, M. et al. **Environmental Life Cycle Assessment (E-LCA) applied to the synthesis of methanol and dimethylcarbonate**. METEA Research Center, University of Bari, Italy: 1999.

BRASIL. Ministério das Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **BEN – Balanço Energético Nacional 2005, Ano Base 2004**. Rio de Janeiro: EPE-2005.

BEER, T. et al. **Life-Cycle Emissions Analysis of Fuels for Light Vehicles**. Report, The University of Melbourne, Australia: Maio, 2004.

BEER, T. et al. **Comparison of Transport Fuels**. Final Report, The University of Melbourne, Australia: 2004.

CECCHI, J.C. (Coord.). **ANP, Agência Nacional de Petróleo. Indústria Brasileira de Gás Natural: Regulação Atual e Desafios Futuros**. Superintendência de Comercialização e Movimentação de Gás Natural, Rio de Janeiro, 2001.

CHEHEBE, J.R.B. **Análise do ciclo de vida de produtos. Ferramenta gerencial da ISO 14000**. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora, 1998.

CHRISTENSEN, T.S.; PRIMDAHL, I. I. **Improve Syngas Production using Authothermal Reforming**, Hydrocarbon processing, Março, 1994.

CURRAN, M.A. (Org.). **Environmental Life Cycle Assessment**. Nova Iorque: McGraw Hill, 1996.

DALHAMMAR, C.; VAN ROSSEM, C. Life cycle thinking – a new approach in environmental policymaking. In. Life Cycle Management LCM 2005 International Conference, Barcelona, 2005 – Vol. 1. **Anais**. Barcelona: 2005.

DAMASCENO, E. C. **Notas de aula da disciplina PMI 5755 – Recursos Minerais e Desenvolvimento Auto-Sustentado**. São Paulo, 2004.

ECOINVENT. Zürich. **Base de dados de inventários de ciclo de vida**. Swiss Centre for Life Cycle Inventories of the Swiss Federal Institutes of Technology. Disponível em: < <http://www.ecoinvent.org> >. Acesso em: 18 de out. 2006.

EMMENEGGER, M. F.; HECK, T.; JUNGBLUTH, N. **Life Cycle Inventories of Energy Systems: Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries, Data v1.1 (2004) - Natural Gas**. Ecoinvent Report No. 5: Dübendorf, Julho 2004.

ERNST, W. S. **Push Syngas Production Limits**, Hydrocarbon Processing. Março 2000.

FIEDLER, E. et al. **Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry**, Fifth Edition, Natural Gas, Vol. A17 - 1994. Wiley, New York.

FIEDLER, E. et al. **Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry**, Sixth Edition, Methanol, Chapter 4, 6, 8, 10 - 2001 Electronic Release. Wiley InterScience, New York.

FIGUEIRÊDO, M. C. B. et al. Metodologia de avaliação dos impactos ambientais de inovações tecnológicas agroindustriais, com base no ciclo de vida. In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM.

FITZPATRICK, T. J. **Impact of New Technology on Methanol Plant Production Costs**. Syntex (ICI Group). Cleveland (UK): 2000.

FRISCHKNECHT, R. et al. **Ökoinventare von Energiesystemen – Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz**. 3-Auflage, Gruppe Energie-Stoffe-Umwelt, ETH Zürich, PSI Villingen; 1996.

FRISCHKNECHT, R.; JUNGBLUTH, N. **SimaPro 6 Database Manual**. Report version 2.1: Junho 2004.

FRISCHKNECHT, R. **ecoinvent Data v1.1 (2004): from heterogenous databases to unified and transparent LCI data.** International Journal of Life Cycle Assessment 2005; 10(1): 1-2.

FRISCHKNECHT, R. et al. **The ecoinvent Database: Overview and Methodological Framework.** International Journal of Life Cycle Assessment 2005; 10(1): 3-8.

FRITSCH, S. **Steam reformer based hydrogen plant optimization.** The International Conference HYFORUM 2000, Munich, Setembro 2000.

GOLDEMBERG, J.; MOREIRA, J. R. **The Alcohol Program.** Energy Policy 1999; 27(4): 229-245.

GOLDEMBERG, J.; VILLANUEVA, L.D. **Energia, Meio Ambiente e Desenvolvimento.** São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003.

HEDEMANN, J; KÖNIG, U. Technical Documentation of the ecoinvent Database. Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Institut für Umweltinformatik. Final report ecoinvent No. 4. Hamburg, 2000. CD-ROM.

HISCHIER, R. et al. Capacity building for a national Life Cycle Inventory Database - lessons learned in the real world. Case study of a Swiss-Brazilian capacity building project . In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais.** São Paulo: 2007. 1 CD-ROM.

HOLANDA, A. **Biodiesel e a inclusão social.** Brasília: Câmara dos Deputados, Coordenação de Publicações, 2004.

HUGILL, J.A.; OVERBEEK, J.P.; SPOELSTRA, S. **A comparison of the eco-efficiency of two production routes for methanol.** ECN Energy Efficiency in Industry: 2001.

HUNT, R.G.; SELLERS, J.D.; FRANKLIN, W.E. Resource and Environmental Profile Analysis: A Life Cycle Environmental Assessments for Products and Procedures. **Environ. Impact Assess Rev.**, 12, 1992, 245-269

HYDROCARBON PROCESSING, **Gas Processes**. Texas: Gulf Publishing Company, Maio 2002.

ICI Chemicals Industries. **Catalyst handbook: with special reference to unit processes in ammonia and hydrogen manufacture**. Agricultural Division, London: Wolfe, 1970.

ISO, International Organization for Standardization. **ISO 14040 – Environmental management - Life cycle assessment – Principles and framework**. Geneva: ISO, 1997.

\_\_\_\_\_ **ISO 14042: Environmental Management - Life Cycle Assessment - Life Cycle Impact Assessment**. Geneva, 2000.

\_\_\_\_\_ **ISO 14043: Environmental Management -Life Cycle Assessment - Life Cycle Interpretation**. Geneva, 2000.

\_\_\_\_\_ **ISO TR 14047: Illustrative Examples on How to Apply ISO 14042 - Life Cycle Assessment - Life Cycle Impact Assessment**. Geneva, 2001.

\_\_\_\_\_ **ISO TS 14048: Environmental Management – Life Cycle Assessment – LCA Data Documentation Format**. Geneva, 2001.

\_\_\_\_\_ **ISO TR 14049: Environmental Management – Life Cycle Assessment – Examples of Application of ISO 14041 to Goal and Scope Definition and Inventory Analysis**. Geneva, 2000.



KIM, S.; OVERCASH, M. **Energy in chemical manufacturing processes: gate-to-gate information for life cycle assessment.** Journal of Chemical Technology and Biotechnology, 78:995-1005 (2003).

LYONS, W. C. (Ed.). **Standard handbook of petroleum and natural gas engineering.** Houston: Gulf Publishing Company, 1996. Volume I e II

MATAI, P. H. L. S. **Notas de aula da disciplina ENE 5721 – Petróleo e Gás Natural I.** São Paulo, 2004.

MAIA, J. L. (Org.). **Processamento do Gás Natural.** Petrobrás, Rio de Janeiro, 2000.

MARITIMECHAIN. **E-commerce site for the Maritime Industry.** Website institucional. Disponível em: <<http://www.maritiemchain.com>>. Acesso em: 03 dez. 2005.

MATTHEY, J. **Methanol Plant Technology: Syntex Low Pressure Methanol (LPM) Process.** Johnson Matthey Catalysts Company, 2005.

MCKETTA, J. J. **Encyclopedia of Chemical Processing and Design.** New York : Marcel Dekker, 1977.

METANOR. **Informações Financeiras 2004.** Metanor S. A., Metanol do Nordeste, 2005.

METHANOL. **World Methanol Supply/Demand.** De Witt & Company, 2005.

NATURAL GAS WEBSITE. **Natural Gas and Technology, Processing Natural Gas.** Disponível em: <[www.naturalgas.org](http://www.naturalgas.org)>. Acesso em: 07 ago. 2005.

OLIVEIRA, S. A.; VIANNA, F. C.; ZANCHETTA, M. T. Análise de Ecoeficiência da BASF: estudo de caso brasileiro. In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM.

PEGORARO, L. A. et al. The Life Cycle Impact Assessment (LCIA) and some important considerations to Brazil. In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM.

PETROBRÁS. **Petróleo Brasileiro S/A**. Website institucional. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br>>. Acesso em: 18 set. 2005.

PERRY, R. H.; GREEN, D.H.; MALONEY, J. O. **Perry's chemical engineers' handbook**. New York : McGraw-Hill, 1999.

POULALLION, P. **Manual do Gás Natural**. Rio de Janeiro: Conselho para Assuntos de Energia, 1986.

PRIMAS, A. **Life Cycle Inventories of Chemicals, Data v1.1 (2004) – Methanol from natural Gas**. Ecoinvent Report No. 8: Dübendorf, Julho 2004.

PROSINT. **Prosint Química S.A.**. Grupo Peixoto de Castro, 2005.

RIVA, A.; D'ANGELOSANTE, S.; TREBESCHI, C. **Natural gas and the environmental results of life cycle assessment**. Science Direct, Energy 31 (2006) 138-148.

SANDÉN, B. A. et al. LCA of emerging technologies: a methodological framework. In. Life Cycle Management LCM 2005 International Conference, Barcelona, 2005 – Vol. 1. **Anais**. Barcelona: 2005.

SHEREVE, R.N.; BRINK, J.A. **Indústrias de processos químicos**. 4.ed. Rio de Janeiro: Editora Guanabara Dois, 1997.

SILVA, G. A.; CAMARGO, A.; KULAY, L. A. Methanol and Ethanol for Bio-Diesel Manufacture – a screening LCA. In. Life Cycle Management LCM 2005 International Conference, Barcelona, 2005 – Vol. 1. **Anais**. Barcelona: 2005.

SOUZA, D. M.; SOARES, S. R.; SOUSA, S. R. A Life Cycle Impact Assessment Method for the Brazilian Context . In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM

SOUSA, S. R.; SOARES, S. R.; SOUZA, D. M. Normalização em Análise do Ciclo de Vida de Produtos: uma revisão. In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM

SPIELMANN, M. et al. **Life Cycle Inventories of Transport Services, Data v1.1 (2004)**. Ecoinvent Report No. 14: Dübendorf, Maio 2004.

TACHARD, A. L.; OMETTO, A. R. A importância da normalização de impactos na ACV para comparação de produtos em termos ambientais. In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM.

TEIXEIRA, W. et al. **Decifrando a Terra**. São Paulo: Oficina Textos, 2002.

TILLMAN, A.M.; BAUMANN, H. **General description of Life Cycle Assessment Methodology**. Chalmers University of Technology. Estocolmo, 1995.

TINDALL, B. M.; CREWS, M. A. **Alternative Technologies to steam-methane reforming**. Hydrocarbon Processing, Novembro, 1995.

TRANSPETRO. **Empresa de Transporte do Sistema Petrobrás**. Website institucional. Disponível em: <<http://www.transpetro.com.br>>. Acesso em: 18 set. 2005.

UGAYA, C. et al. Quality Guidelines' proposal for a future Brazilian LCI database. In. Conferência Internacional Ciclo de Vida, 2., São Paulo, 2007. **Anais**. São Paulo: 2007. 1 CD-ROM.

UNEP – United Nations Environmental Program. **Life Cycle Assessment: What is it and How to do It**. 1ª Edição. Paris: UNEP, 1996.

VASWANI, S. **Development of models for calculating the life cycle inventory of methanol by liquid phase and conventional production process**. Department of Civil Engineering, North Caroline State University, United States: Raleigh, 2000.

WEST, J.R. **Sulfur Recovery**. Encyclopedia of Chemical Technology, 3.ed. Vol. 22, Texagulf Inc., 1980.