

1º INVENTÁRIO DE EMISSÕES ANTRÓPICAS DE
GASES DE EFEITO ESTUFA DIRETOS E INDIRETOS
DO ESTADO DE SÃO PAULO, PERÍODO DE 2009 – 2012

RELATÓRIOS DE REFERÊNCIA

ENERGIA

**EMISSÕES DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO REFINO E
TRANSPORTE DE ÓLEO E DERIVADOS, 2009 – 2012**

Governo do Estado de São Paulo, Secretaria do Meio Ambiente
CETESB – Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
São Paulo – 2013

CETESB – COMPANHIA AMBIENTAL DO ESTADO DE SÃO PAULO

Diretor-Presidente

Otávio Okano

Diretor Vice-Presidente

Nelson Roberto Bugalho

Departamento de Cooperação Institucional e Internacional – VI

Fátima Aparecida Carrara

Divisão de Mudanças Climáticas – VIC

Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

FICHA TÉCNICA

Coordenação

João Wagner Silva Alves

Josilene Ticianelli Vannuzini Ferrer

Elaboração

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A

Relatório para Consulta Pública

Para obter outras informações:

Programa de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo – PROCLIMA

Avenida Frederico Hermann Júnior, 345, CEP 05459-900, São Paulo – SP

Telefone: (11) 3133 3157, (11) 3133 3563, Fax: (11) 3133 4058

e-mail: vic_cetesb@.sp.gov.br

www.cetesb.sp.gov.br/geesp

www.cetesb.sp.gov.br/proclima

A realização deste trabalho só foi possível com o apoio da Embaixada Britânica no Brasil



**Embaixada Britânica
Brasília**

Realização:

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.



Apoio:

Embaixada Britânica



Embaixada Britânica
Brasília

AGRADECIMENTOS

1
2
3 Nossos sinceros agradecimentos a: equipe da PETROBAS que incansavelmente
4 dedicou-se ao desenvolvimento deste relatório, empenhando-se no aprimoramento
5 das informações apresentadas no 1º Relatório de Referência do Estado de São Paulo
6 de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa, período de 1990 –
7 2008, Inventário das Emissões de Gases de Efeito Estufa pela Combustão e Fugitivas
8 de Petróleo no Estado de São Paulo, 1990 a 2008; Otavio Okano e Nelson Bugalho,
9 respectivamente Presidente e Vice Presidente da CETESB, pelo apoio com a parceria
10 com a PETROBRAS; Alan Charlton, ex Embaixador do Reino Unido no Brasil, parceiro
11 imprescindível no período de desenvolvimento do projeto entre a CETESB e a
12 Embaixada Britânica; Fátima Aparecida Carrara que coordenou o relacionamento
13 institucional da CETESB com a Embaixada Britânica, contando com o apoio presente e
14 incansável de Luciana Morini, Denise Soletto e equipe do Departamento de
15 Cooperação Institucional e Internacional da CETESB. Para Oswaldo Lucon, Assessor
16 do Secretário do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, nosso reconhecimento pela
17 participação no processo de articulação da parceria com a Embaixada Britânica e pelo
18 apoio e contribuições inestimáveis. Expressamos nosso especial reconhecimento à
19 equipe da Embaixada Britânica, que nos apoiou durante os anos do desenvolvimento
20 deste Projeto, agradecendo em especial para Ana Nassar, Daniel Grabois, Larissa
21 Araújo, Márcia Sumirê, Raissa Ferreira.

RESUMO

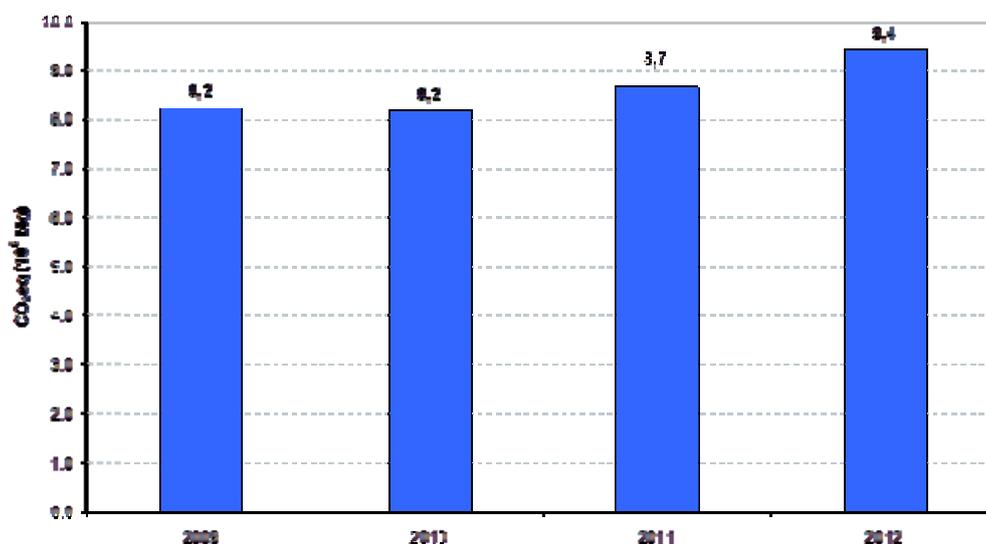
Conforme determinado pela Lei n. 13.798/2009 e seu Decreto Regulamentador 55.947/2010, cabe ao Programa de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo – PROCLIMA, da CETESB, coordenar a elaboração da Comunicação Estadual, com apoio da Secretaria do Meio Ambiente. Essa Comunicação Estadual deve conter, entre outros, um inventário de emissões discriminado por fontes de emissão e absorção por sumidouros de gases de efeito estufa (GEE).

Atendendo ao Termo de Cooperação n. 4600308750 de 12/04/2010, celebrado com a CETESB, a PETROBRAS elaborou e entregou em 2013 um Relatório de Referência de suas emissões de gases de efeito estufa, abrangendo as atividades de refino e transporte de óleo e derivados de suas unidades localizadas no Estado de São Paulo, para o período de 2009 a 2012¹.

Assim como o primeiro relatório elaborado para o período 1990 a 2008, este trabalho será utilizado pela CETESB para compor as emissões do Setor de Energia do Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e indiretos do Estado de São Paulo, integrante da Comunicação Estadual.

O presente relatório segue as diretrizes e métodos de estimativas de emissões do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC, conforme solicitado pela CETESB. Os gráficos apresentados a seguir sintetizam as emissões totais de GEE das atividades de Refino e de Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados desenvolvidas pela PETROBRAS no Estado de São Paulo, para o período 2009-2011.

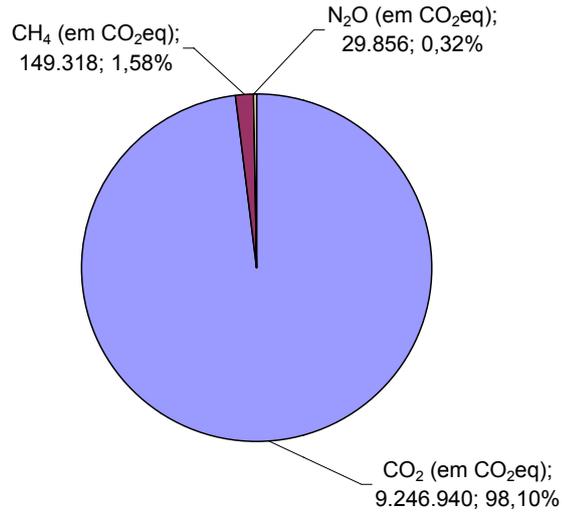
Figura 1 - Emissões Totais de GEE da PETROBRAS no Estado de São Paulo no Período 2009-2012, nas Atividades de Refino e Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados



¹ Precedeu este trabalho um relatório preliminar contendo dados para o período 2009-2011.

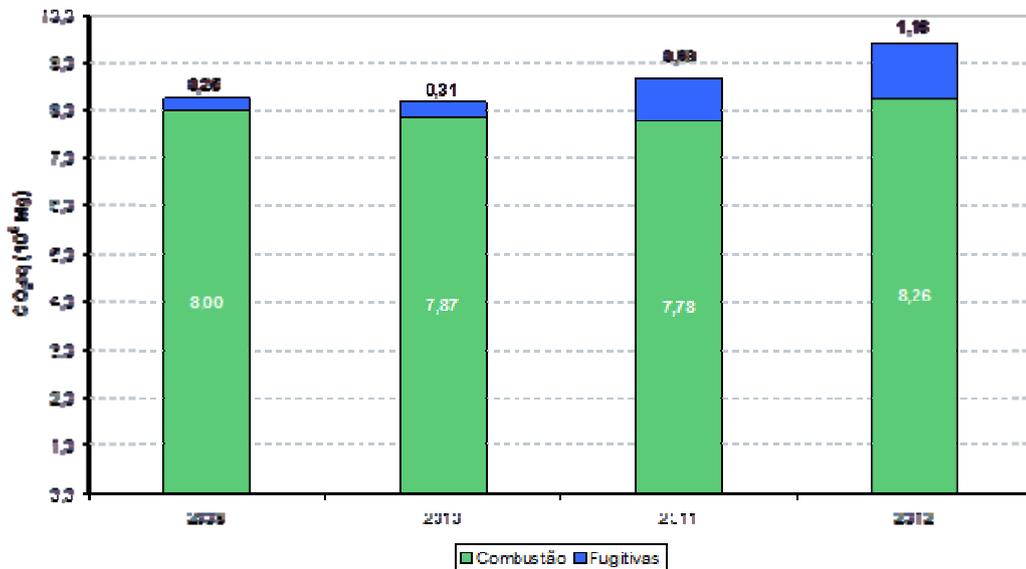
1
2

Figura 2 - Contribuição de Cada GEE no Total das Emissões de 2012



3
4
5
6
7

Figura 3 - Emissões Totais de GEE por Fontes de Combustão e Fontes Fugitivas no Período 2009-2012 nas Atividades de Refino e Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados



8
9
10
11
12
13
14
15
16

LISTA DE EQUAÇÕES

1		
2		
3	Equação 1 - Reação Genérica de Combustão de Hidrocarbonetos	27
4	Equação 2 - Relação entre a Massa de Carbono Presente no Combustível e a Massa de CO ₂ Formada	
5	na Combustão	27
6	Equação 3 - Massa Molecular da Mistura	29
7	Equação 4 - Massa Molecular da Mistura	29
8	Equação 5 - Percentagem Mássica de Cada Componente i do Gás Natural na Mistura	29
9	Equação 6 - Percentagem Mássica de Carbono Elementar em Cada Componente i da Mistura	29
10	Equação 7 - Emissão de CO ₂ por kg de Combustível Queimado	30
11	Equação 8 - Equação de Clapeyron.....	30
12	Equação 9 - Massa Específica do Gás	31
13	Equação 10 - Emissões de CO ₂ por Fontes de Combustão	31
14	Equação 11 - Emissões de CO ₂ por Balanço de Massa	32
15	Equação 12 - Emissões de CH ₄ e N ₂ O por Combustão.....	32
16	Equação 13 - Emissões de CH ₄ e N ₂ O por Combustão em Fornos e Caldeiras	33
17	Equação 14 - Emissões de CH ₄ e N ₂ O por Combustão em Motores	34
18	Equação 15 - Emissões de CH ₄ e N ₂ O por Combustão em Turbinas	35
19	Equação 16 - Emissão de CH ₄ por Combustão em Regeneradores com Queima Parcial de Coque.....	36
20	Equação 17 - Emissões de CO ₂ das Tochas	37
21	Equação 18 - Emissões de CH ₄ das Tochas	37
22	Equação 19 - Emissões de N ₂ O das Tochas	38
23	Equação 20 - Emissões de CO ₂ por Tochas do Refino	38
24	Equação 21 - Emissões de CH ₄ por Tochas do Refino.....	38
25	Equação 22 - Emissões dos Hidrocarbonetos Totais para Atividades de Transportes e Distribuição	39
26	Equação 23 - Emissões de CH ₄ para Atividades de Transportes e Distribuição.....	39
27	Equação 24 - Emissões dos Hidrocarbonetos não Metanos para Atividades de Transportes e	
28	Distribuição	40
29	Equação 25 - Emissões dos Hidrocarbonetos Totais para a Atividade do Refino.....	40
30	Equação 26 - Emissões de CH ₄ para a Atividade do Refino	40
31	Equação 27 - Emissões de Gás Ventilado	41
32	Equação 28 - Emissões de CH ₄ por Despressurização de Linha	41
33	Equação 29 - Emissões de CH ₄ por Despressurização de Linha	41
34	Equação 30 - Emissões de CH ₄ na Câmara de <i>Pigging</i>	42

35

36

37

38

39

40

41

LISTA DE FIGURAS

1	
2	Figura 1 - Emissões Totais de GEE da PETROBRAS no Estado de São Paulo no Período 2009-2012,
3	nas Atividades de Refino e Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados .. 5
4	Figura 2 - Contribuição de Cada GEE no Total das Emissões de 2012 6
5	Figura 3 - Emissões Totais de GEE por Fontes de Combustão e Fontes Fugitivas no Período 2009-2012
6	nas Atividades de Refino e Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados .. 6
7	Figura 4 - Árvore de Decisão para Estimativa de Emissões de CO ₂ por Combustão (IPCC, 2000) 19
8	Figura 5 - Árvore de Decisão para Estimativa de Emissões de CH ₄ e N ₂ O por Combustão (IPCC, 2000). 20
9	Figura 6 - Árvore de Decisão para Estimativa de Emissões por Fontes Fugitivas (IPCC, 2000)..... 21
10	
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	
22	
23	
24	
25	
26	
27	
28	
29	
30	
31	

LISTA DE TABELAS

1		
2		
3	Tabela 1 - Dados Médios Anuais dos Combustíveis, no Período 2009-2011	23
4	Tabela 2 - Exemplo de Análise Elementar de um Combustível Líquido	28
5	Tabela 3 - Exemplo de Análise Elementar de Gás Natural	28
6	Tabela 4 - Percentagem Mássica de C Calculada para Cada Componente do Gás Natural Exemplificado	
7	na Tabela 3.....	30
8	Tabela 5 - Fatores de Emissão para o Cálculo das Emissões de CH ₄ e N ₂ O.....	33
9	Tabela 6 - Dados de Consumo de Combustíveis para a Atividade de Refino, no Período 2009-2012	44
10	Tabela 7 - Emissões de CO ₂ por Combustão na Atividade de Refino no Estado de São Paulo, no Período	
11	2009-2012	44
12	Tabela 8 - Emissões de CH ₄ por Combustão na Atividade de Refino no Estado de São Paulo, no Período	
13	2009-2012	45
14	Tabela 9 - Emissões de N ₂ O por Combustão na Atividade de Refino no Estado de São Paulo, no Período	
15	2009-2012	45
16	Tabela 10 - Dados de Consumo de Combustíveis para as Atividades de Transporte e Distribuição de	
17	Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012.....	46
18	Tabela 11 - Emissões de CO ₂ por Combustão nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás	
19	Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012	46
20	Tabela 12 - Emissões de CH ₄ por Combustão nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás	
21	Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012	46
22	Tabela 13 - Emissões de N ₂ O por Combustão nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás	
23	Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012	47
24	Tabela 14 - Dados de Consumo de Combustíveis para a Atividade de Tratamento de Gás Natural, para	
25	os Anos de 2011 e 2012.....	47
26	Tabela 15 - Emissões de CO ₂ por Combustão na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos	
27	de 2011 e 2012.....	47
28	Tabela 16 - Emissões de CH ₄ por Combustão na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos	
29	de 2011 e 2012.....	48
30	Tabela 17 - Emissões de N ₂ O por Combustão na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos	
31	de 2011 e 2012.....	48
32	Tabela 18 - Dados de Atividade do Refino Relativos a Fontes Fugitivas, no Período 2009-2012.....	49
33	Tabela 19 - Contagem da Quantidade de Componentes de Linhas e Equipamentos por Tipo, Relativos à	
34	Atividade de Refino, para o Cálculo de Emissões Fugitivas por Componentes, no Período 2009-2012	49
35	Tabela 20 - Emissões Fugitivas de CO ₂ na Atividade de Refino, no Período 2009-2012.....	50
36	Tabela 21 - Emissões Fugitivas de CH ₄ na Atividade de Refino, no Período 2009-2012.....	50
37	Tabela 22 - Emissões Fugitivas de N ₂ O na Atividade de Refino, no Período 2009-2012.....	50
38	Tabela 23 - Emissões Fugitivas de CO ₂ nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural,	
39	Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012	51
40	Tabela 24 - Emissões Fugitivas de CH ₄ nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural,	
41	Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012	51
42	Tabela 25 - Emissões Fugitivas de N ₂ O nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural,	
43	Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012	51
44	Tabela 26 - Contagem da Quantidade de Componentes de Linhas e Equipamentos por Tipo, Relativos	
45	às Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, para o Cálculo de	
46	Emissões Fugitivas por Componentes, no Período 2009-2012.....	52
47	Tabela 27 - Emissões Fugitivas de CO ₂ na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de	
48	2011 e 2012.....	52
49	Tabela 28 - Emissões Fugitivas de CH ₄ na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de	
50	2011 e 2012.....	52

1	Tabela 29 - Emissões Fugitivas de N ₂ O na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de	
2	2011 e 2012.....	53
3	Tabela 30 - Contagem da Quantidade de Componentes de Linhas e Equipamentos por Tipo, Relativos à	
4	Atividade de Tratamento de Gás Natural, para o Cálculo de Emissões Fugitivas por Componentes.	
5	Dados para os Anos de 2011 e 2012.....	53
6	Tabela 31 - Emissões de GEE da PETROBRAS no Estado de São Paulo para as Atividades de Refino e	
7	de Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012 .	54
8	Tabela 32 - Total de Emissões por Combustão e por Fontes Fugitivas da PETROBRAS no Estado de	
9	São Paulo, para as Atividades de Refino e de Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural,	
10	Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012.....	54

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

1		
2		
3	ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
4	API	<i>American Petroleum Institute</i>
5	ARPEL	<i>Regional Association of Oil, Gas and Biofuels Sector Companies in</i>
6		<i>Latin America and the Caribbean</i>
7	CDP	<i>Carbon Disclosure Project</i>
8	CETESB	Companhia Ambiental do Estado de São Paulo
9	CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
10	EEA	<i>European Environment Agency</i>
11	EMEP	<i>European Monitoring and Evaluation Programme</i>
12	FCC	<i>Fluid Catalytic Cracking</i> = Craqueamento Catalítico em Leito
13		Fluidizado
14	GEE	Gás/Gases de Efeito Estufa
15	GWP	<i>Global Warming Potential</i> = Potencial de Aquecimento Global
16	IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
17	IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> = Painel
18		Intergovernamental sobre Mudança do Clima
19	LGN	Líquidos de Gás Natural
20	MCT	Ministério de Ciência e Tecnologia (atual MCTI)
21	MCTI	Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação (antigo MCT)
22	PEMC	Política Estadual de Mudanças Climáticas
23	PETROBRAS	Petroleo Brasileiro S.A.
24	PROCLIMA	Programa de Mudanças Climáticas do Estado de São Paulo
25	RECAP	Refinaria de Capuava
26	REPLAN	Refinaria de Paulínia
27	REVAP	Refinaria Henrique Lage
28	RPBC	Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão
29	SIGEA®	Sistema Informatizado de Gestão de Emissões Atmosféricas
30	TCEQ	<i>Texas Commission on Environmental Quality</i>
31	UGH	Unidade de Geração de Hidrogênio
32	UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i> =
33		CQNUMC – Convenção Quadro das Nações Unidas sobre
34		Mudança do Clima
35	URE	Unidades de Recuperação de Enxofre
36	U.S. EPA	<i>United States Environmental Protection Agency</i>
37	UTE	Usina Termoelétrica
38	UTGCA	Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato
39	Vent	Gás Ventilado
40		

LISTA DE SÍMBOLOS

1		
2	°C	Grau Celsius
3	C	Carbono
4	CH ₄	Metano
5	CO ₂	Gás Carbônico/ Dióxido de Carbono
6	CO _{2eq}	Gás Carbônico Equivalente/ Dióxido de Carbono Equivalente
7	DEA	Dietilamina
8	Gg	Gigagrama
9	H ₂	Hidrogênio
10	HC	Hidrocarbonetos
11	HCNM	Hidrocarbonetos Não Metanos
12	HCT	Hidrocarbonetos Totais
13	H ₂ S	Ácido Sulfídrico
14	MEA	Monoetilamina
15	NH ₃	Amônia
16	N ₂ O	Óxido Nitroso
17	T	Tonelada
18		
19		
20		

SUMÁRIO

1		
2	1	INTRODUÇÃO14
3	2	OBJETIVO16
4	3	ESCOPO17
5	3.1	Agregação dos Dados17
6	4	MÉTODO UTILIZADO18
7	4.1	Estimativa das Emissões18
8	4.1.1	Fontes de Emissão por Combustão – Emissões de CO ₂18
9	4.1.2	Fontes de Emissão por Combustão – Emissões de CH ₄ e N ₂ O20
10	4.1.3	Fontes de Emissão por Fugitivas – Emissões de CH ₄ e N ₂ O21
11	4.2	Combustíveis e Fontes22
12	4.2.1	Descrição dos Combustíveis22
13	4.2.2	Descrição dos Tipos de Fontes24
14	4.2.2.1	Fontes de Emissões por Combustão24
15	4.2.2.2	Fontes de Emissões Fugitivas25
16	4.3	Cálculo das Emissões26
17	4.3.1	Fontes de Emissão por Combustão26
18	4.3.1.1	Emissões de CO ₂ por Combustão27
19	4.3.1.2	Emissões de CH ₄ e N ₂ O por Combustão32
20	4.3.2	Fontes de Emissões Fugitivas36
21	4.3.2.1	Emissões Fugitivas de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O36
22	5	RESULTADOS43
23	5.1	Emissões por Combustão43
24	5.1.1	Refino43
25	5.1.2	Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados45
26	5.1.3	Tratamento de Gás Natural47
27	5.2	Emissões Fugitivas48
28	5.2.1	Refino48
29	5.2.2	Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados50
30	5.2.3	Tratamento de Gás Natural52
31	5.3	Resultados Consolidados54
32	6	CONCLUSÃO55
33		REFERÊNCIAS56
34		

1 1 INTRODUÇÃO

2 A gestão de emissões atmosféricas é uma das prioridades da PETROBRAS na
3 execução de seus negócios. A empresa tem intensificado ações buscando o
4 aprimoramento e gerenciamento contínuo das suas emissões de gases de efeito estufa
5 (GEE) e de poluentes regulados associados aos seus processos e produtos.

6
7 O processo de gestão de emissões atmosféricas da Companhia contempla a utilização
8 de padrões corporativos visando à adoção de uma abordagem uniforme e o
9 atendimento à legislação em todos os países onde atua.

10
11 Em 2002, a PETROBRAS implementou um Sistema Informatizado de Gestão de
12 Emissões Atmosféricas, o SIGEA[®], através do qual obtém, de todas as unidades sob
13 seu controle operacional, um inventário minucioso e consistente de suas emissões.
14 Este é calculado com base em dados de consumo e operação de cada equipamento,
15 além de utilizar a mesma metodologia em todas as unidades, associado ao
16 gerenciamento de emissões. Nesse sentido, a Companhia conduz continuamente
17 iniciativas de eficiência energética e otimização do uso de combustíveis, visando à
18 redução da intensidade das emissões de poluentes e gases de efeito estufa.

19
20 A PETROBRAS realiza a verificação externa, por terceira parte, de seu inventário e do
21 SIGEA[®], a fim de garantir a melhoria contínua da gestão das emissões atmosféricas.
22 Os inventários de emissões de 2002 a 2011 já foram verificados, e a verificação do
23 inventário de 2012 está sendo realizada.

24
25 De forma transparente a PETROBRAS disponibiliza anualmente as informações e os
26 resultados de suas emissões, participando de programas voluntários de divulgação de
27 inventário de emissões de GEE, como o *Carbon Disclosure Project – CDP* e o
28 Programa Brasileiro *GHG Protocol*, bem como publicando seus resultados no Relatório
29 de Sustentabilidade. Além disso, também anualmente, responde ao questionário do
30 *Dow Jones Sustainability Index*.

31
32 Conforme determinado pela Lei n. 13.798/2009 e seu Decreto Regulamentador n.
33 55.947/2010, cabe ao PROCLIMA, da CETESB, coordenar a elaboração da
34 Comunicação Estadual com apoio da Secretaria do Meio Ambiente. Essa Comunicação
35 Estadual deve conter, entre outros, um inventário de emissões discriminado por fontes
36 de emissão e absorção por sumidouros de gases de efeito estufa.

37
38 Atendendo ao Termo de Cooperação n. 4600308750 de 12/04/2010, celebrado com a
39 CETESB, a PETROBRAS elaborou e entregou em 2011 um Relatório de Referência de
40 suas emissões de gases de efeito estufa, abrangendo as atividades de refino e
41 transporte de óleo e derivados de suas unidades localizadas no Estado de São Paulo,
42 para o período de 1990 a 2008. Visando a continuidade dessa cooperação, a
43 PETROBRAS disponibiliza por meio deste trabalho um segundo relatório com dados de
44 emissões de GEE de 2009 a 2012.

45

1 Assim como o primeiro relatório, o presente trabalho será utilizado pela CETESB para
2 compor as emissões do setor de energia do Inventário de Emissões Antrópicas de
3 Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo, integrante da
4 Comunicação Estadual.

5

6

1 **2 OBJETIVO**

2 Este relatório de emissões de GEE do Refino e do Tratamento, Transporte e
3 Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados no Estado de São Paulo foi
4 elaborado com a finalidade de ser utilizado pela CETESB para compor as emissões do
5 setor de energia do Inventário de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa
6 Diretos e Indiretos do Estado de São Paulo, previsto na Política Estadual de Mudanças
7 Climáticas – PEMC, instituída pela Lei n. 13.798/2009 e regulamentada pelo Decreto n.
8 55.947/2010.

9
10 De acordo com o Termo de Cooperação n. 4600308750 de 12/04/2010, firmado entre
11 CETESB e PETROBRAS, o presente relatório apresentará as estimativas de emissão
12 de gases de efeito estufa contemplando as emissões de dióxido de carbono (CO₂),
13 metano (CH₄) e óxido nitroso (N₂O), utilizando as diretrizes e método de cálculo
14 definidos pelo Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC.

15
16 NOTA: Este relatório não tem como finalidade subsidiar atividades de licenciamento
17 ambiental de instalações da PETROBRAS, devido ao seu caráter de escopo e objetivo,
18 além da série histórica das emissões aqui relatadas. Os dados apresentados foram
19 agregados com base na metodologia do IPCC, que pode ser diferente de outras
20 metodologias de agregação de dados. As emissões aqui relatadas foram obtidas a
21 partir de dados de operação de instalações da PETROBRAS no referido período,
22 podendo os valores ser diferentes do que aqueles resultantes do cálculo para plena
23 carga.

24
25

1 **3 ESCOPO**

2 **3.1 Agregação dos Dados**

3 Este relatório apresenta as emissões de dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e
4 óxido nítrico (N₂O) das unidades sob controle operacional da PETROBRAS situadas
5 no Estado de São Paulo e que compreendem as seguintes atividades:

6

7 Atividade de Refino:

8

- 9 • Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (RPBC);
- 10 • Refinaria de Capuava (RECAP);
- 11 • Refinaria Henrique Lage (REVAP);
- 12 • Refinaria de Paulínia (REPLAN).

13

14 Atividade de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados:

15

- 16 • Terminais aquaviários, terrestres e centros coletores de álcool;
- 17 • Bases;
- 18 • Estações de Compressão, de Medição e Entrega de gás natural;
- 19 • Dutos: gasodutos e oleodutos operados pela PETROBRAS.

20

21 Atividade de Tratamento de Gás Natural:

22

- 23 • Unidade de Tratamento de Gás Monteiro Lobato (UTGCA).

24

25

1 4 MÉTODO UTILIZADO

2 A elaboração do presente inventário segue as diretrizes estabelecidas no Termo de
3 Cooperação firmado entre CETESB e PETROBRAS (termo n. 4600308750, de
4 12/04/2010), estando de acordo com os métodos de cálculo utilizados na 1ª
5 Comunicação Estadual (2011), coordenada pela CETESB.

6
7 Como diretriz técnica básica, foi utilizado o documento *Revised 1996 IPCC Guidelines*
8 *for National Greenhouse Gas Inventories*, publicado pelo Painel Intergovernamental
9 sobre Mudança do Clima – IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*) em
10 1996. Quando necessário também foi utilizado o *Good Practice Guidance and*
11 *Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*, também do IPCC,
12 publicado em 2000.

13
14 Seguindo o método aplicado, as emissões estão divididas em duas categorias:
15 emissões por combustão e fugitivas. Sendo assim, as unidades e suas respectivas
16 fontes emissoras são consideradas no inventário da seguinte forma:

- 17
- 18 • Emissões por combustão (queima de combustível): quando suas emissões são
 - 19 oriundas de geração de energia;
 - 20 • Emissões fugitivas: quando ocorrem fugas durante o transporte e distribuição em
 - 21 dutos e durante os processamentos em refinarias.

22

23 4.1 Estimativa das Emissões

24 Segundo o Guia de Boas Práticas do IPCC (IPCC, 2000), há três métodos para a
25 estimativa de emissões atmosféricas. Cada método é baseado em um *Tier*, sendo que
26 o *Tier 1* é aquele que estima as emissões atmosféricas por aproximação de fatores
27 agregados, enquanto o *Tier 2* e o *Tier 3* estimam as emissões atmosféricas com
28 detalhes de informações desagregados.

29

30 4.1.1 Fontes de Emissão por Combustão – Emissões de CO₂

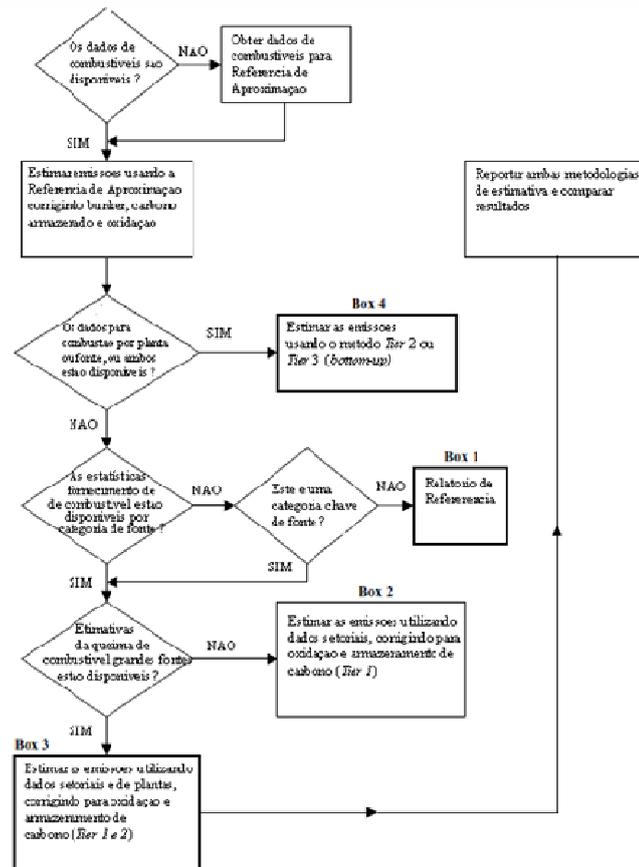
31 Para estimar as emissões de CO₂ para fontes de combustão foi considerada a árvore
32 de decisões descrita na Figura 4 seguinte, conforme orientado no Guia de Boas
33 Práticas do IPCC (IPCC, 2000).

34

35

1
2

Figura 4 - Árvore de Decisão para Estimativa de Emissões de CO₂ por Combustão (IPCC, 2000)



3
4

Fonte: IPCC (2000).

5

6 Na utilização desta árvore de decisão foram considerados os processos adotados no
7 inventário de emissões da PETROBRAS, alinhado ao método do IPCC. A sequência
8 adotada na árvore de decisão da Figura 4 pode ser observada a seguir:

9

- 10 • Pergunta – 1º passo: Os dados de combustíveis estão disponíveis?
- 11 • Resposta – 1º passo: Sim. Os dados estão disponíveis de forma mensal.
- 12 • Pergunta – 2º passo: Os dados para combustão por planta ou fonte, ou ambos,
13 estão disponíveis?
- 14 • Resposta – 2º passo: Sim. Como a PETROBRAS adotou em seu inventário
15 interno a metodologia *bottom-up*, os dados de combustão são obtidos por fonte
16 emissora.

17

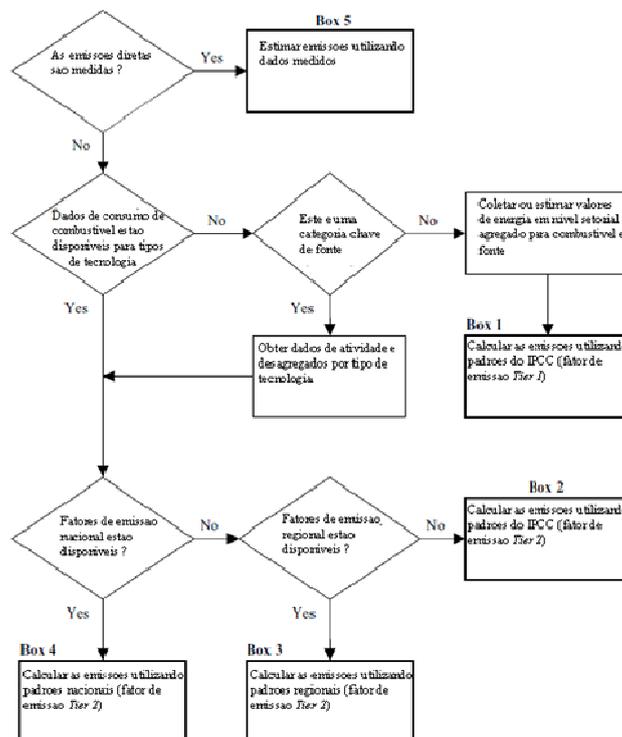
18 De acordo com os passos seguidos na árvore de decisão conclui-se que o método que
19 deve ser utilizado para a estimativa de emissões de CO₂ por processos de combustão
20 é o Tier 3 (Box 4 da figura anterior).

21

1 4.1.2 Fontes de Emissão por Combustão – Emissões de CH₄ e N₂O

2 Para estimar as emissões de CH₄ e N₂O para fontes de combustão foi considerada a
3 árvore de decisão descrita na Figura 5 seguinte, conforme orienta o Guia de Boas
4 Práticas do IPCC (IPCC, 2000).

5
6 **Figura 5 -** Árvore de Decisão para Estimativa de Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão (IPCC, 2000)
7



8
9 Fonte: IPCC (2000).

10
11 Na utilização desta árvore de decisão foram considerados os processos adotados no
12 inventário de emissões da PETROBRAS, alinhado ao método do IPCC. A sequência
13 adotada na árvore de decisão da Figura 5 pode ser verificada a seguir:

- 14
- 15 • Pergunta – 1º passo: As emissões diretas são medidas?
 - 16 • Resposta – 1º passo: Não.
 - 17 • Pergunta – 2º passo: Os dados de consumo de combustível estão disponíveis
18 por tipo de tecnologia?
 - 19 • Resposta – 2º passo: Sim. Como a PETROBRAS adotou em seu inventário
20 interno a metodologia *bottom-up*, os dados de combustão são obtidos por fonte
21 emissora, levando-se em conta as tecnologias adotadas.
 - 22 • Pergunta – 3º passo: Os fatores de emissão nacional estão disponíveis?
 - 23 • Resposta – 3º passo: Não.
 - 24 • Pergunta – 4º passo: Os fatores de emissão regional estão disponíveis?
 - 25 • Resposta – 4º passo: Não.
- 26

1 De acordo com os passos seguidos na árvore de decisão conclui-se que o método que
2 deve ser utilizado para a estimativa de emissões de CH₄ e N₂O por processos de
3 combustão é o Tier 2, com a utilização de fatores de emissões recomendados pelo
4 IPCC (Box 2 da figura anterior).

5

6 4.1.3 Fontes de Emissão por Fugitivas – Emissões de CH₄ e N₂O

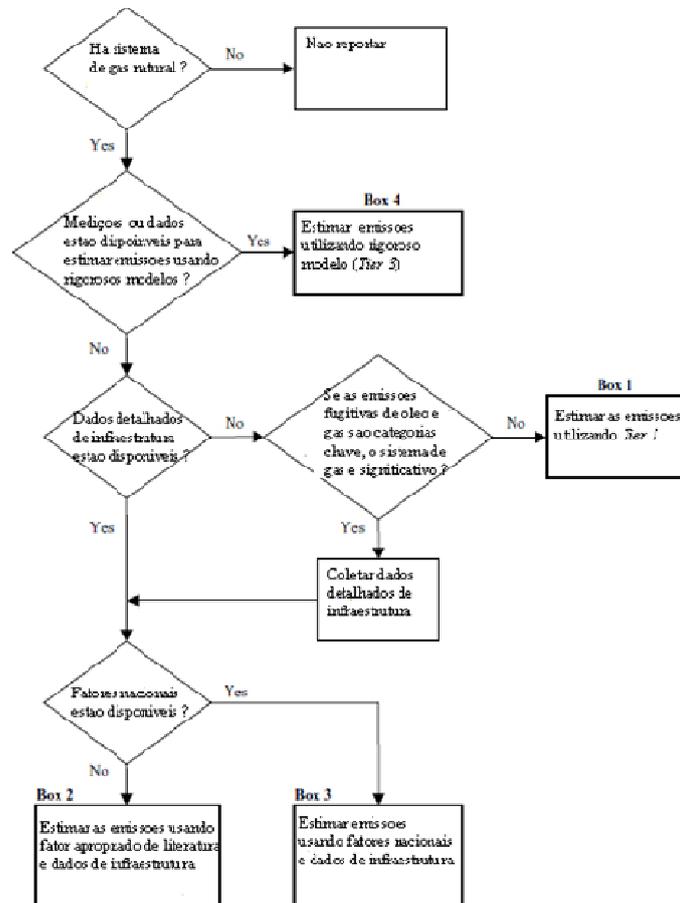
7 Para estimar as emissões por fontes fugitivas foi considerada a árvore de decisão
8 descrita na Figura 6 seguinte, conforme orienta o Guia de Boas Práticas do IPCC (IPCC,
9 2000).

10

11

12

Figura 6 - Árvore de Decisão para Estimativa de Emissões por Fontes Fugitivas (IPCC, 2000)



13

14

Fonte: IPCC (2000).

15 Na utilização desta árvore de decisão foram considerados os processos adotados no
16 inventário de emissões da PETROBRAS, alinhado ao método do IPCC. A sequência
17 adotada na árvore de decisão da Figura 6 pode ser verificada a seguir:

18

- 19 • Pergunta – 1º passo: Há sistema de gás natural?
- 20 • Resposta – 1º passo: Sim.
- 21 • Pergunta – 2º passo: Medições ou dados estão disponíveis para estimar
- 22 emissões usando rigorosos modelos?
- 23 • Resposta – 2º passo: Não.

- 1 • Pergunta – 3º passo: Dados detalhados de infraestrutura estão disponíveis?
2 • Resposta – 3º passo: Sim.
3 • Pergunta – 4º passo: Os fatores de emissão nacional estão disponíveis?
4 • Resposta – 4º passo: Não. Portanto, a estimativa utiliza fator apropriado
5 segundo a literatura.

6
7 De acordo com os passos seguidos na árvore de decisão conclui-se que o método que
8 deve ser utilizado para a estimativa de emissões por fontes é aquele baseado em
9 fatores de literatura adequados, utilizando-se também os dados detalhados de
10 infraestrutura local (Box 2 da figura anterior).

11

12 **4.2 Combustíveis e Fontes**

13 **4.2.1 Descrição dos Combustíveis**

14 As características dos combustíveis são aspectos importantes para o cálculo das
15 emissões. Para o presente trabalho foram consideradas as características médias
16 anuais dos combustíveis utilizados nas unidades da PETROBRAS compreendidas
17 neste relatório, para o período de 2009 a 2012. Foram identificados os seguintes tipos
18 de combustíveis, abrangendo tanto fontes por combustão quanto fontes fugitivas:

19

20 • Óleo Diesel: derivado da destilação do petróleo bruto, constituído basicamente
21 por hidrocarbonetos. O óleo diesel é um composto formado principalmente por átomos
22 de carbono e hidrogênio, e em baixas concentrações por enxofre, nitrogênio e oxigênio.
23 Em função dos tipos de aplicações, o óleo diesel apresenta características
24 diferenciadas.

25 • Gasolina: combustível derivado do petróleo e composto basicamente por
26 hidrocarbonetos, tipicamente uma mistura de parafinas (alcanos), naftenos
27 (cicloalcanos) e olefinas (alcenos), e ainda compostos aromáticos. Pode conter
28 também pequenos níveis de contaminantes, como compostos de enxofre e compostos
29 de nitrogênio.

30 • Óleo Combustível: é um derivado de petróleo. Sua composição predominante é
31 de cadeias longas de hidrocarbonetos, incluindo átomos de carbono, hidrogênio,
32 enxofre, nitrogênio e oxigênio. Em função dos tipos de aplicações, o óleo combustível
33 apresenta características diferenciadas.

34 • Gás Natural: porção do petróleo que existe na fase gasosa ou em solução no
35 óleo nas condições originais de reservatório, e que permanece no estado gasoso nas
36 CNTP (condições normais de temperatura e pressão). A composição do gás natural
37 pode variar muito, dependendo de fatores relativos ao reservatório, processo de
38 produção, condicionamento, processamento e transporte.

39 • Gás Combustível: resultante da mistura de gás natural com gás de refinaria em
40 proporções adequadas em função da demanda do processo.

41 • Gás de Purga: subproduto do processo de hidrotreamento de lubrificantes e
42 parafinas.

43 • Gás Ácido: é o gás geralmente originário das unidades de retificação de águas
44 ácidas, tendo alto teor de ácido sulfídrico (H₂S).

- 1 • Gás Amoniacal: é o gás geralmente originário das unidades de retificação de
 2 águas ácidas, tendo alto teor de amônia (NH₃).
- 3 • Coque: combustível fóssil sólido obtido a partir do resíduo de vácuo de petróleo
 4 processado em unidade de coqueamento retardado.
- 5 • Carga FCC (*Fluid Catalytic Cracking*): o gasóleo, uma corrente extraída da torre
 6 de destilação a vácuo, é tipicamente a matéria-prima para o FCC.
- 7 • Carga URE (Unidade de Recuperação de Enxofre): a URE recebe correntes de
 8 unidades de MEA / DEA (monoetilamina / dietilamina, respectivamente), as quais, por
 9 sua vez, têm a função de tratar os gases gerados no processo de destilação do
 10 petróleo que contenham H₂S e/ou CO₂.

11

12 A Tabela 1 a seguir apresenta as características médias anuais dos combustíveis
 13 relacionados anteriormente.

14

15 **Tabela 1 - Dados Médios Anuais dos Combustíveis, no Período 2009-2011**

16

Tipo de Combustível	Propriedade	Unidade	2009	2010	2011	2012
Carga FCC	Teor de C	% massa	89,18	89,16	89,15	89,13
	PCS	MJ/kg	40,00	40,00	40,02	40,00
	Densidade	kg/m ³	948,69	945,08	945,73	943,46
Carga URE em operação	Teor de CO ₂	% massa	31,25	26,95	25,73	24,84
	Teor de HC	% massa	2,35	2,25	1,73	1,41
Carga URE fora de operação	Teor de CO ₂	% massa	29,48	31,60	23,33	23,65
	Teor de HC	% massa	2,52	2,82	1,66	1,27
Coque FCC	Teor de C	% massa	91,84	91,88	92,52	92,29
	PCS	MJ/kg	39,61	40,11	40,29	40,06
	Densidade	kg/m ³	900,00	900,00	900,10	900,00
Diesel	Teor de C	% massa	87,00	87,00	87,00	87,00
	PCS	MJ/kg	45,00	45,00	45,00	45,00
	Densidade	kg/m ³	830,00	830,00	830,00	830,00
Gasolina	Teor de C	% massa	85,00	85,00	85,00	90,00
	PCS	MJ/kg	47,00	47,00	47,00	40,00
	Densidade	kg/m ³	845,00	845,00	845,00	980,00
Gás ácido	Teor de C	% massa	0,00	0,00	0,00	0,00
	PCS	MJ/kg	16,30	16,17	16,21	16,29
	Densidade	kg/m ³	1,43	1,41	1,45	1,36
Gás amoniacal	Teor de C	% massa	0,00	0,00	0,00	0,00
	PCS	MJ/kg	18,06	17,93	18,17	18,16
	Densidade	kg/m ³	0,86	0,89	0,89	0,86
Gás combustível	Teor de C	% massa	70,40	70,25	70,68	70,91
	PCS	MJ/kg	49,88	50,04	50,63	49,94
	Densidade	kg/m ³	0,83	0,81	0,81	0,84
Gás natural	Teor de C	% massa	73,43	73,72	73,86	73,17
	PCS	MJ/kg	50,84	51,50	51,65	51,66
	Densidade	kg/m ³	0,82	0,82	0,82	0,84
Gás purga	Teor de C	% massa	31,92	31,82	32,52	31,75
	PCS	MJ/kg	9,03	9,13	9,55	9,03
	Densidade	kg/m ³	1,20	1,19	1,18	1,19
Óleo combustível	Teor de C	% massa	87,53	87,55	87,45	87,37
	PCS	MJ/kg	42,35	42,33	42,28	42,48
	Densidade	kg/m ³	970,74	976,87	951,23	928,97

17 Fonte: SIGEA[®].

18 NOTA: os dados médios do combustível Gasolina foram erroneamente inseridos no
 19 SIGEA[®], estando mais próximos de um combustível obtido de frações mais pesadas do

1 petróleo do que de uma gasolina típica. Dado que o consumo deste combustível, e
2 conseqüentemente suas emissões, são relativamente muito pequenos (menor do que
3 0,003%, no caso do CO₂, considerando a atividade de transporte e distribuição), e
4 sobretudo que as emissões calculadas a partir destes dados estão majoradas em
5 relação a uma gasolina típica, optou-se por manter os valores presentes no SIGEA®.

6

7 **4.2.2 Descrição dos Tipos de Fontes**

8 **4.2.2.1 Fontes de Emissões por Combustão**

9 **Fornos e Caldeiras**

10 Caldeiras são equipamentos auxiliares utilizados para a geração de vapor que é
11 consumido nas diversas áreas de uma planta de produção. As caldeiras são fontes de
12 combustão que queimam diferentes tipos de combustíveis nos seguintes estados:
13 sólido (carvão mineral, madeira), líquido (diesel, óleos combustíveis, resíduos de
14 processos) ou gasoso (gás ácido, gás natural, gás de refinaria).

15

16 Os fornos são equipamentos utilizados para aquecimento do petróleo que será
17 destilado, aquecimento de carga em vários processos, Trata-se de fontes de
18 combustão que também podem utilizar diversos tipos de combustíveis.

19

20 **Motores**

21 Motores de combustão interna são equipamentos que utilizam combustíveis líquidos
22 (gasolina, diesel) e gasosos (gás natural), normalmente empregados para acionamento
23 de bombas, turbinas, geração elétrica, etc. São fontes de combustão cujas emissões
24 dependem do combustível utilizado e de sua composição.

25

26 **Turbinas**

27 Turbinas são equipamentos utilizados principalmente para geração de energia elétrica
28 ou compressão de gás. Podem ser movimentadas através da queima de gás natural,
29 gás combustível ou óleo diesel. As turbinas, quando acionadas por vapor
30 superaquecido, são denominadas turbinas a vapor e não geram qualquer tipo de
31 emissão de poluentes para a atmosfera, pois as emissões são atribuídas ao
32 equipamento gerador de vapor (como por exemplo, uma caldeira).

33

34 **Regenerador FCC (Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado)**

35 O craqueamento catalítico converte frações pesadas de hidrocarbonetos em produtos
36 leves. O gasóleo (matéria prima do FCC) é um produto extraído na torre de destilação
37 a vácuo. No FCC o gasóleo passa por um reator com catalisador em alta temperatura,
38 promovendo-se a ruptura das cadeias moleculares e gerando frações mais leves de
39 hidrocarbonetos, além de um resíduo com alto teor de carbono (coque).

40 Distinguem-se dois tipos de processos de regeneração:

1

2 • Por queima total: neste tipo de processo o coque é encaminhado para o
3 regenerador onde sofre queima completa, gerando CO_2 que é emitido para a
4 atmosfera.

5 • Por queima parcial: neste tipo de processo o coque é encaminhado para o
6 regenerador onde sofre queima parcial, gerando um gás combustível de baixo poder
7 calorífico. Este gás pode ser queimado em uma caldeira de CO , sendo então
8 aproveitado seu conteúdo energético, ou enviado para a tocha em casos de
9 emergência.

10

11 **URE – Unidade de Recuperação de Enxofre**

12 Na unidade de Recuperação de Enxofre o gás ácido é queimado em condições sub-
13 estequiométricas. Com isso, o H_2S , não convertido no processo, e o SO_2 produzido
14 geram a maior parte do enxofre elementar recuperável.

15

16 No interior da câmara de combustão de uma URE o enxofre se encontra na fase vapor,
17 junto com vapor d'água, SO_2 e H_2S gasoso. Estes gases passam por um recuperador
18 de calor, onde o enxofre é condensado e em seguida recolhido em um tanque. O gás
19 remanescente deste processo segue para os queimadores e reatores em linha
20 (estágios), de onde mais enxofre é extraído gradativamente. O gás remanescente final
21 é alinhado para uma câmara de destruição de H_2S , gerando SO_2 .

22

23 **4.2.2.2 Fontes de Emissões Fugitivas**

24 **Unidade de Geração de Hidrogênio – UGH**

25 O hidrogênio (H_2) é produzido na unidade de geração de hidrogênio através de um
26 processo de oxidação parcial de hidrocarbonetos pesados ou, mais frequentemente,
27 através da reforma com vapor de frações mais leves, como por exemplo, gás natural.
28 Neste processo são formados H_2 e CO_2 em grandes quantidades.

29

30 Esta mistura é então alinhada para um sistema de peneira molecular ou de tratamento
31 onde o H_2 sai com alto grau de pureza e o gás residual (majoritariamente CO_2) é
32 alinhado ao forno da unidade de geração de hidrogênio sendo lançado para a
33 atmosfera, junto com os gases de combustão.

34

35 **Tocha**

36 A tocha é utilizada para queima de gases excedentes ou provenientes de sistemas de
37 alívio e emergência. Em algumas emergências, líquidos de gás natural (LGN) podem
38 também ser direcionados para queima em tocha.

39

40

41 **Fugitivas por Componentes**

1 Emissões fugitivas por componentes são emissões não passíveis de controle, oriundas
2 de micros vazamentos em componentes (como válvulas, flanges, etc.) de linhas que
3 transportam hidrocarbonetos.
4

5 **Gás Ventilado (Vent)**

6 Emissões por ventilação de gás são liberações para a atmosfera como resultado do
7 projeto (design) de um processo ou equipamento, ou de práticas operacionais.
8 Diversas fontes de emissão de gás ventilado estão associadas às operações da
9 indústria de petróleo e gás natural, como por exemplo: cabeças de poços de
10 exploração de petróleo, cujo gás do reservatório acaba por sair através do anelar da
11 haste de extração, e o gás “*blanketing*” que é utilizado em tanques de armazenamento
12 de modo a deixar os vapores gerados abaixo do limite de inflamabilidade.
13

14 **Despressurização de Linha**

15 A despressurização de linha ocorre para a realização de manutenção programada ou
16 em situações emergenciais. O gás emitido de uma linha despressurizada pode ser
17 lançado diretamente para a atmosfera, gerando emissões de CH₄, ou ser enviado para
18 uma tocha onde é queimado e emite gases de combustão.
19

20 ***Pigging***

21 *Pigs* são objetos de variadas formas, feitos de metal ou polímeros. Eles são utilizados
22 na inspeção ou limpeza de dutos de gás ou óleo. As operações de lançamento e
23 recebimento de *pigs* são realizadas de forma programada e consistem da inserção do
24 *pig* em uma extremidade da tubulação e sua retirada em outra. Nesta operação, os *pigs*
25 são isolados na extremidade do duto por válvulas, formando então as câmaras de
26 *pigging* cujos volumes são bem definidos. Há situações em que as câmaras são
27 inertizadas com nitrogênio ou ar antes de serem abertas e nesta situação as emissões
28 são consideradas nulas. Outra situação possível é o alinhamento das emissões para
29 tocha, sendo que neste caso as emissões são contabilizadas como pertencentes a tal
30 tipo de fonte.
31

32 **4.3 Cálculo das Emissões**

33 Os dados apresentados neste relatório são oriundos do SIGEA[®]. As emissões de CO₂
34 são calculadas basicamente por estequiometria, enquanto as emissões de CH₄ e N₂O
35 são calculadas a partir de fatores de emissão.
36

37 **4.3.1 Fontes de Emissão por Combustão**

38 Nesta categoria estão incluídas as emissões por queima de combustível para geração
39 de energia. Foram contemplados os seguintes processos e equipamentos:

- 40 • Refino: caldeiras, fornos, motores, turbinas, unidade de recuperação de enxofre
41 (URE), craqueamento catalítico (FCC);

- 1 • Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados: caldeiras,
2 fornos, motores (compressores), turbinas;
3 • Tratamento de Gás Natural: motores (compressores) e turbinas.
4

5 **4.3.1.1 Emissões de CO₂ por Combustão**

6 As emissões de CO₂ por combustão são calculadas por estequiometria (balanço de
7 massa), a partir da análise elementar ou cromatográfica dos combustíveis e da sua
8 vazão, conforme detalhado a seguir. A eficiência de conversão de carbono (C) para
9 CO₂ adotada no SIGEA[®] para a estimativa de emissões é de 100%.

10

11 **Método para Estimativa das Emissões de CO₂ por Combustão**

12 Para a estimativa das emissões de CO₂ por fontes de combustão o SIGEA[®] utiliza-se
13 de cálculo estequiométrico, levando em conta a reação de combustão do combustível
14 considerado.

15

16 Desta forma, a seguir será feita uma breve discussão da reação genérica de
17 combustão de hidrocarbonetos, assumindo-se sua oxidação completa.

18

19 A referida reação pode ser representada pela seguinte equação simplificada:

20

21 **Equação 1 - Reação Genérica de Combustão de Hidrocarbonetos**

22



24

25 onde, x e y representam, respectivamente, o número de átomos de carbono e de
26 hidrogênio na molécula do hidrocarboneto genérico C_xH_y.

27

28 Da equação anterior nota-se que para cada mol de carbono presente no combustível
29 (hidrocarboneto) é gerado um mol de CO₂.

30

31 Assumindo-se um hidrocarboneto com um átomo de carbono, ou seja, x=1, temos que
32 para cada 12,011 gramas de carbono, são gerados após a combustão 44,011 gramas
33 de CO₂. Assim, a relação entre a massa de carbono presente no combustível e a
34 massa de CO₂ formada na combustão é de:

35

36

37

38 **Equação 2 - Relação entre a Massa de Carbono Presente no Combustível e a Massa de CO₂ Formada**
39 **na Combustão**

40

41
$$44,011/12,011 = 3,664 \text{ g de CO}_2 / \text{g de C}$$

1 onde:

44,011	massa molecular do CO ₂	
12,011	massa atômica do carbono	

2
3 A relação descrita na **Equação 2** anterior para uma reação de combustão, 3,664 g de
4 CO₂ / g de C, é válida para hidrocarbonetos de qualquer número de átomos de carbono
5 em suas moléculas, e mesmo para compostos orgânicos que contenham outros
6 átomos além de carbono e hidrogênio, uma vez que a relação entre o carbono presente
7 e o CO₂ formado independe de outros elementos químicos que façam parte da
8 molécula do composto.

9
10 Desta forma, a partir da citada relação, é possível determinar a massa de CO₂ formado
11 a partir da combustão de um dado combustível, uma vez que se saiba a massa de
12 carbono presente neste combustível, e ainda que o mesmo seja constituído de diversos
13 compostos e não se tenha a porcentagem mássica de cada componente.

14
15 Em geral, as análises da composição dos combustíveis líquidos são apresentadas na
16 forma elementar e em porcentagem mássica, conforme exemplificado a seguir:

17
18 **Tabela 2 - Exemplo de Análise Elementar de um Combustível Líquido**

Elemento	% mássica	Elemento	% mássica
C	82	O	1
S	0,9	N	2
H	13,1	Cz (cinzas)	5
Densidade (kg/m ³)	840	PCS (kJ)	45000

20
21
22 Já os combustíveis gasosos têm os resultados de suas análises cromatográficas
23 apresentados em percentagens volumétricas ou frações molares de cada constituinte,
24 conforme exemplificado a seguir para um gás natural:

25
26 **Tabela 3 - Exemplo de Análise Elementar de Gás Natural**

Componentes	Gás Natural (%obs)
CH ₄	90,0
C ₂ H ₆	2,1
C ₃ H ₈	0,2
O ₂	3,2
N ₂	1,5
H ₂ S	-
C ₄ ⁺	3
Total	100

28
29
30 Para a estimativa das quantidades de CO₂ formado, deve-se primeiro transformar as
31 frações volumétricas em frações mássicas e então determinar as quantidades dos
32 elementos químicos de interesse.

33

1 Primeiramente deve-se determinar a massa molecular da mistura (Mol_{mistura}), ou seja,
2 do combustível, a partir da relação:

3
4
5

Equação 3 - Massa Molecular da Mistura

$$Mol_{mistura} = \frac{1}{100} * \sum \%vol_i * Mol_i$$

6
7 onde:

<i>Mol_{mistura}</i>	massa molecular da mistura (combustível)	
<i>%vol_i</i>	percentagem molar ou volumétrica do componente <i>i</i>	
<i>Mol_i</i>	massa molecular do componente <i>i</i>	

8
9 Utilizando o gás natural exemplificado na tabela anterior, sua massa molecular é
10 calculada conforme segue:

11
12
13

Equação 4 - Massa Molecular da Mistura

$$Mol_{mistura} = \frac{90 * 16 + 2,1 * 30 + 0,2 * 44 + 3,2 * 32 + 1,5 * 28 + 3 * 84}{100}$$
$$Mol_{mistura} = 19,08 \text{ gmol}$$

14
15
16

17 A percentagem mássica de cada componente *i* (%*mas_i*) do gás natural na mistura é
18 obtida por meio da equação seguinte:

19
20
21

Equação 5 - Percentagem Mássica de Cada Componente *i* do Gás Natural na Mistura

$$\%mas_i = \frac{\%vol_i * Mol_i}{Mol_{mistura}}$$

22
23

24 A percentagem mássica de carbono elementar (%*mas_{C,i}*) em cada componente *i* da
25 mistura é calculada a partir da equação a seguir:

26
27
28

Equação 6 - Percentagem Mássica de Carbono Elementar em Cada Componente *i* da Mistura

$$\%mas_{C,i} = \frac{Mol_C * N_{C,i} * \%mas_i}{Mol_i}$$

29
30
31 onde:

<i>%mas_{C,i}</i>	Percentagem mássica de carbono no componente <i>i</i>	
<i>Mol_C</i>	Massa atômica do carbono (12,011 kg/kmol)	
<i>N_{C,i}</i>	Número de átomos de C na molécula do componente <i>i</i>	
<i>%mas_i</i>	Percentagem mássica do componente <i>i</i>	
<i>Mol_i</i>	Massa molecular do componente <i>i</i>	

32
33 A Tabela 4, a seguir, apresenta a percentagem mássica de carbono calculada para cada
34 componente *i* do gás natural tomado como exemplo:

Tabela 4 - Percentagem Mássica de C Calculada para Cada Componente do Gás Natural Exemplificado na Tabela 3

Componente	%vol _i	Mol _i	%mas _i	%mas _C
CH ₄	90	16	75,47	56,60
C ₂ H ₆	2,1	30	3,30	2,64
C ₃ H ₈	0,2	44	0,46	0,38
O ₂	3,2	32	5,37	0
N ₂	1,5	28	2,20	0
Outros (C ₆ ⁺)	3	84	13,21	11,32
Total	100		100,01	70,94

Assim, a percentagem mássica de carbono do gás natural tomado como exemplo é determinada somando-se as porcentagens mássicas de carbono de cada componente do gás.

Com a percentagem mássica de carbono é possível, então, determinar a quantidade de CO₂ que será gerada pela combustão deste combustível. Desta forma, supondo-se a queima de 1 kg deste gás natural, cuja percentagem mássica de carbono foi determinada como sendo 70,94%, a emissão de CO₂ por kg deste combustível queimado é:

Equação 7 - Emissão de CO₂ por kg de Combustível Queimado

$$\frac{\%mas_C * Mol_{CO_2}}{100 * Mol_C} = \frac{70,94 * 44,011}{100 * 12,011} = 0,7094 * 3,664 = 2,6 \text{ kg CO}_2/\text{kg de combustível}$$

O fator de emissão determinado para o gás natural exemplificado (**Equação 7**) deve ser multiplicado pela massa do mesmo que é queimado, obtendo-se desta forma as emissões de CO₂.

Se a quantidade de gás queimado é dada em volume, deve-se multiplicar esta quantidade pela sua massa específica, sempre nas condições normais (0°C e 1 atm). A massa específica de um gás pode ser obtida a partir da equação dos gases ideais (Equação de Clapeyron):

Equação 8 - Equação de Clapeyron

$$PV = nRT \Rightarrow PV = \frac{mRT}{Mol_{mistura}} \Rightarrow \left(\frac{m}{V}\right) = \frac{PMol_{mistura}}{RT} \Rightarrow \rho = \frac{PMol_{mistura}}{RT}$$

Usando as variáveis nas unidades adequadas, ou seja:

$$P = 101325 \text{ Pa}$$

$$R = 8314 \text{ J/kmol}\cdot\text{K}$$

1 $T = 273,15 K$

2

3 A massa específica do gás é obtida por meio da equação:

4

5 **Equação 9 - Massa Específica do Gás**

6

$$7 \quad \rho_{mistura} = \frac{101325 * Mol_{mistura}}{8314 * 273,15}$$

8

9 No caso do gás natural em questão, temos que sua massa específica é $0,85 \text{ kg/m}^3$.

10

11 Conforme citado, nas demonstrações de cálculo de emissões de CO_2 por combustão
12 apresentadas anteriormente tomou-se como premissa a conversão de 100% do
13 carbono presente num combustível. Caso a eficiência de conversão num dado
14 equipamento seja diferente, pode-se estimá-la a partir de históricos de medições ou
15 mesmo a partir de fatores de conversão reconhecidos internacionalmente.

16

17 **Emissões de CO_2 por Combustão – Forno, Caldeira, Turbina, Motor e FCC**

18 As estimativas de emissões de CO_2 por combustão são realizadas por meio de balanço
19 de massa, cujo método foi detalhado no item anterior, conforme recomenda o *Revised*
20 *1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC, 1996).

21

22 O método utilizado para o cálculo das emissões de CO_2 por fontes de combustão se
23 baseia no teor médio (anual) de carbono de cada combustível, considerando a queima
24 completa, ou seja, a conversão de 100% do carbono presente nos combustíveis em
25 CO_2 .

26

27 A fórmula utilizada para o cálculo é a seguinte:

28

29 **Equação 10 - Emissões de CO_2 por Fontes de Combustão**

30

$$31 \quad E_{CO_2} = \frac{\%C}{100} * \varepsilon * \dot{Q} * \frac{Mol_{CO_2}}{Mol_C}$$

32 onde:

E_{CO_2}	Emissão de CO_2	Mg/mês
$\%C$	Porcentagem mássica de carbono contido no combustível	adm
E	Eficiência de conversão = 1	adm
\dot{Q}	Vazão mássica de combustível	Mg/mês
Mol_{CO_2}	Massa molecular do dióxido de carbono	44,011 kg/kmol
Mol_C	Massa atômica do carbono	12,011 kg/kmol

33 **Emissões de CO_2 por Combustão – URE (Unidade de Recuperação de Enxofre)**

1 Neste caso, o cálculo por balanço de massa parte dos seguintes dados de entrada:
 2 carga de gás ácido na entrada da URE, em base seca e nas CNTP, e frações molares
 3 de CO₂ e hidrocarbonetos (HC) na corrente de entrada, também em base seca.

4
 5 Uma vez que o cálculo é feito por balanço de massa, as emissões independem do tipo
 6 de planta de recuperação, ou seja, da quantidade de estágios existentes na URE. Além
 7 disso, considera-se que todo o HC é convertido a CO₂ na câmara de destruição
 8 (conversor).

9
 10 Para o caso em que a planta se encontre parada, considera-se que toda a corrente de
 11 entrada será queimada em tocha ou forno, e por esta razão todo o carbono do HC será
 12 convertido a CO₂.

13
 14 **Equação 11 - Emissões de CO₂ por Balanço de Massa**

15
 16
$$E_{CO_2} = V_{g.a.} * \frac{Mol_{CO_2}}{22,4 * 1000} * (x_{CO_2} + 1,6 * x_{HC})$$

17 onde:

<i>E_{CO2}</i>	Emissão de CO ₂	Mg/mês
<i>V_{g.a.}</i>	Volume de gás ácido alimentado na URE em operação ou volume de gás ácido produzido com URE fora de operação. Volume em base seca e nas CNTP	m ³ /mês
<i>x_{HC}</i>	Fração molar do dióxido de carbono na carga	0 a 1
<i>x_{CO2}</i>	Fração molar dos hidrocarbonetos na carga	0 a 1
<i>Mol_{CO2}</i>	Massa molecular do dióxido de carbono	44,011 kg/kmol

18
 19 NOTA: adotou-se, para o cálculo das emissões de CO₂, a seguinte composição de HC:
 20 70% de CH₄ e 30% de C₃H₈.

21
 22 **4.3.1.2 Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão**

23 A estimativa das emissões de CH₄ e N₂O por combustão é realizada por meio de
 24 fatores de emissão e do consumo de combustível, conforme consta no Guia de Boas
 25 Práticas do IPCC (IPCC, 2000), uma vez que não há medição de emissões diretas
 26 (vide árvore de decisão relativa à estimativa destas emissões – item 4.1.2). A equação
 27 seguinte demonstra o cálculo com base em fator de emissão:

28
 29 **Equação 12 - Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão**

30
 31
$$E = \sum (f_{a,b,c} * C_{a,b,c})$$

32 onde:

<i>E</i>	Emissão do poluente	Mg/mês
<i>F</i>	Fator de emissão	
<i>C</i>	Consumo de combustível	
<i>índices a, b e c</i>	a = tipo de combustível; b = setor de atividade; c = tipo de tecnologia	

33 Para o cálculo das emissões de CH₄ e N₂O foram utilizados fatores de emissão
 34 específicos, por tipo de fonte e de combustível, uma vez que os dados de consumo de

1 combustível inserido no SIGEA[®] apresentam este grau de desagregação, pois o
 2 inventário interno da PETROBRAS utiliza o método *bottom-up*.

3
 4 Os fatores de emissão utilizados, apresentados na tabela a seguir, foram obtidos do
 5 AP-42, da US-EPA, do API Compendium, da API, e do *Atmospheric Emissions*
 6 *Inventories Methodologies in the Petroleum Industry* da ARPEL.

7
 8 **Tabela 5 - Fatores de Emissão para o Cálculo das Emissões de CH₄ e N₂O**
 9

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	Fórmula de Cálculo das Emissões	Fator para CH ₄	Fator para N ₂ O
Caldeiras e Fornos	Gás natural	$E_i = f_i \times Q / 1000$	36,8 kg/10 ⁶ m ³	35,2 kg/10 ⁶ m ³
	Óleo - grande porte ¹		0,0336 kg/m ³	0,0636 kg/m ³
	Óleo - pequeno porte ¹		0,1200 kg/m ³	0,0636 kg/m ³
Motores	Diesel - alta potência ²	$E_i = f_i \times Q \times PCS / 10^6$	1,265 g/GJ	0,57 g/GJ*
	Diesel - baixa potência ²		56 g/GJ	0,57 g/GJ*
Motores	Gasolina	$E_i = f_i \times Q \times PCS / 10^6$	473 g/GJ	0,57 g/GJ*
Turbinas	Gás natural	$E_i = f_i \times \zeta / 10^6$	0,003698 g/10 ⁶ J	0,00129 g/10 ⁶ J
FCC – queima parcial de coque	Carga fresca para o FCC	$E_i = f_i \times Q_c / 1000$	0,924 kg/m ³	–

10 ¹ Grande porte: caldeira ou forno com capacidade > 29 MW / Pequeno porte: caldeira ou forno com
 11 capacidade ≤ 29 MW;

12 ² Alta potência: motores maiores que 447,4 kW (600 hp) / Baixa potência: motores menores que 447,4
 13 kW (600 hp);

14 * Estes fatores foram atualizados ou adicionados em 2011.

15
 16 onde:

E_i	Emissão do poluente i	Mg/mês
f_i	Fator de emissão do poluente i	vide respectiva unidade na tabela anterior
Q	Vazão do combustível	m ³ /mês no caso de caldeiras e fornos, Mg/mês nos demais casos
Q_c	Vazão volumétrica da carga fresca	m ³ /mês
PCS	Poder calorífico superior do combustível	MJ/kg
ζ	Energia fornecida à turbina	GJ/mês

17
 18 **Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão – Fornos e Caldeiras**

19 Fornos e caldeiras compartilham os mesmos fatores para o cálculo das emissões, os
 20 quais são diferenciados em função do tipo de combustível utilizado e da capacidade
 21 térmica do equipamento, que por sua vez recebe a seguinte classificação:

- 22
 23 1. Grande porte (industrial): capacidade > 29 MW;
 24 2. Pequeno porte (comercial): capacidade ≤ 29 MW.

25
 26 Admite-se que estes equipamentos operam com um teor de 5% de oxigênio nos gases
 27 de combustão.

28
 29 As emissões são calculadas de acordo com a seguinte equação, utilizando-se os
 30 fatores fornecidos na Tabela 1.3-1 do AP-42 (US-EPA):

31 **Equação 13 - Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão em Fornos e Caldeiras**
 32

$$E_i = f_i * \frac{Q}{1.000}$$

onde:

E_i	Emissão do poluente i	Mg/mês
f_i	Fator de emissão relativo ao poluente i	kg/m ³ de combustível consumido
Q	Vazão do combustível	m ³ /mês

Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão – Motores

O cálculo das emissões é baseado no fator de emissão para motores a diesel sem controle de emissões de poluentes do “*Compendium of Greenhouse Gases*” CD (tabela 4-5 da versão 2004, no caso do CH₄, e tabela 3-8 da versão 2009 no caso do N₂O), segundo a seguinte equação:

Equação 14 - Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão em Motores

$$E_i = \frac{Q * PCS * f_i}{10^6}$$

onde:

E_i	Emissão do poluente i	Mg/mês
Q	Vazão do combustível	Mg/mês
PCS	Poder calorífico superior do combustível	MJ/kg
f_i	Fator de emissão relativo ao poluente i	kg/m ³ de combustível consumido

Os motores que utilizam óleo diesel como combustível são diferenciados em função de seu porte, o que deve ser levado em consideração para a escolha do fator de emissão adequado:

1. Motores menores que 447,4 kW (600 hp);
2. Motores maiores que 447,4 kW (600 hp).

Admite-se que estes equipamentos operam com um teor de 5% de oxigênio nos gases de combustão.

Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão – Turbinas

As emissões de CH₄ são estimadas a partir de fatores extraídos do *API Compendium* (API).

Já as emissões de N₂O são calculadas por meio de fatores baseados no AP-42 (US-EPA), Capítulo 3, Seção 3.1, os quais se aplicam a uma carga maior que 80% (potência).

Admite-se que estes equipamentos operam com um teor de 15% de oxigênio nos gases de combustão.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32

A equação utilizada para a determinação das emissões é:

Equação 15 - Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão em Turbinas

$$E_i = \frac{f_i * \xi}{10^6}$$

onde:

E_i	Emissão do poluente i	Mg/mês
f_i	Fator de emissão para o poluente i	g/MJ
ξ	Energia fornecida à turbina	GJ/mês

Emissões de CH₄ e N₂O por Combustão – Regenerador FCC

Há dois tipos de processos com relação ao tipo de queima que ocorre no regenerador, conforme citado a seguir:

1. Regenerador com queima total de coque;

Neste tipo de processo o coque é encaminhado para um regenerador, onde sofre queima completa, gerando CO₂ que é emitido para a atmosfera.

Neste caso, considera-se que não há emissões de CH₄ ou de N₂O.

2. Regenerador com queima parcial de coque;

Neste tipo de processo o coque é encaminhado para um regenerador, onde sofre queima parcial, gerando um gás combustível de baixo poder calorífico. O gás gerado pode ser queimado em uma caldeira de CO, porém em situações de emergência é enviado para a tocha.

Para o regenerador com queima parcial, as emissões de CH₄ são estimadas a partir da aplicação do fator sugerido em “ARPEL – *Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum Industry*”, Tabela 6.22, de acordo com a equação a seguir.

1 **Equação 16** - Emissão de CH₄ por Combustão em Regeneradores com Queima Parcial de Coque

$$E_i = \frac{f_i * Q_c}{1.000}$$

4 onde:

E_i	Emissão de CH ₄	Mg/mês
f_i	Fator de emissão para CH ₄	kg/m ³ de carga fresca para o FCC
Q_c	Vazão de carga fresca	m ³ /mês

6 Não há fator disponível em literatura para o cálculo de emissões de N₂O por este tipo de fonte.

9 4.3.2 Fontes de Emissões Fugitivas

10 As emissões classificadas nesta categoria são aqueles que ocorrem como fugas durante a extração de petróleo e gás natural, durante o transporte e distribuição em dutos (inclusive de derivados), e durante o seu processamento em refinarias.

14 São também consideradas como fugitivas as emissões de dióxido de carbono por combustão não útil em tochas, conhecida como *flaring*, assim como as correntes de CO₂ oriundas das unidades de geração de hidrogênio.

18 Neste relatório foram contemplados os seguintes processos e equipamentos:

- 20 • Refino: fugitivas em componentes de linhas e equipamentos (flanges, conexões, válvulas, selos de bomba e compressores, drenos e outros), unidade de geração de hidrogênio (UGH) e tochas (*flare*);
- 24 • Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados: descompressão de linhas, fugitivas em componentes de linhas e equipamentos (flanges, conexões, válvulas, selos de bomba e compressores, drenos e outros), tochas (*flare*), *pigging* e gás ventilado;
- 29 • Tratamento de Gás Natural: fugitivas em componentes de linhas e equipamentos (flanges, conexões, válvulas, selos de bomba e compressores, drenos e outros) e tochas (*flare*).

33 4.3.2.1 Emissões Fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O

34 Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH)

35 As emissões de CO₂ são estimadas por meio de cálculo estequiométrico, conforme já mencionado anteriormente, sendo, portanto necessário obter a composição (teor de carbono) do combustível utilizado na unidade. No caso de recuperação e venda de CO₂ a quantidade comercializada pode ser descontada das emissões desta unidade.

1 Tocha

2 As emissões de CO₂ das tochas são calculadas por meio de cálculo estequiométrico,
3 levando em conta a eficiência de conversão do carbono a CO₂. Desta forma, adotaram-
4 se as eficiências de conversão citadas no *Atmospheric Emissions Inventories*
5 *Methodologies in the Petroleum Industry* (ARPEL), quais sejam 98% para tochas com
6 vapor e 95% para tochas sem vapor. Além disso, como valor padrão, foi assumido que
7 os gases de combustão possuem um teor de 5% de oxigênio (base seca).

8

9 A equação utilizada para determinação destas emissões é:

10

11

12

Equação 17 - Emissões de CO₂ das Tochas

$$E_{CO_2} = \frac{\%C}{100} * \varepsilon * \dot{Q} * \frac{Mol_{CO_2}}{Mol_C}$$

13

14 onde:

E_{CO_2}	Emissão de CO ₂	Mg/mês
$\%C$	Percentagem mássica de carbono contido no combustível	adm
E	Eficiência de conversão (0,98 no caso de tocha com vapor, e 0,95 para tocha sem vapor)	adm
\dot{Q}	Vazão mássica de combustível	Mg/mês
Mol_{CO_2}	Massa molecular do dióxido de carbono	44,011 kg/kmol
Mol_C	Massa atômica do carbono	12,011 kg/kmol

15

16 As emissões de CH₄ são calculadas a partir da quantidade deste composto no gás
17 queimado (combustível) e da eficiência de conversão de carbono a CO₂, conforme
18 equação que segue:

19

20

21

Equação 18 - Emissões de CH₄ das Tochas

$$E_{CH_4} = \frac{\%CH_4}{100} * (1 - \varepsilon) * \dot{Q}$$

22

23 onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH ₄	Mg/mês
$\%CH_4$	Percentagem mássica de CH ₄ contido no gás queimado	adm
E	Eficiência de conversão (0,98 no caso de tocha com vapor, e 0,95 para tocha sem vapor)	adm
\dot{Q}	Vazão mássica de combustível	Mg/mês

24

25 As emissões de N₂O são calculadas a partir da aplicação direta de fator obtido em
26 “*Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P Operations – Report No*
27 *2.59/197 – September, 1994*”.

28

29 A equação utilizada para determinação destas emissões é:

30

31

Equação 19 - Emissões de N₂O das Tochas

$$E_{N_2O} = f_{N_2O} * \dot{Q}$$

onde:

E_{N_2O}	Emissão de N ₂ O	Mg/mês
f_{N_2O}	Fator de emissão para o N ₂ O	0,000081 Mg N ₂ O/Mg de gás queimado
\dot{Q}	Vazão mássica de gás que é queimado	Mg/mês

Tochas do Refino

Este protocolo de cálculo foi desenvolvido especialmente para a estimativa de emissões por tochas de refinarias para as quais não se dispõe de dados de quantidade e composição do gás queimado. As emissões são então estimadas com base na quantidade de petróleo processado pela refinaria.

No caso das emissões de CO₂, sua estimativa utiliza fator de emissão extraído de CORINAIR, Tabela 5, conforme a equação:

Equação 20 - Emissões de CO₂ por Tochas do Refino

$$E_{CO_2} = f_{CO_2} * \dot{P}$$

onde:

E_{CO_2}	Emissão de CO ₂	kg
f_{CO_2}	Fator de emissão para o CO ₂	2,773 kg CO ₂ /m ³ de petróleo processado
\dot{P}	Petróleo processado	m ³

Para a estimativa de emissões de CH₄ foi utilizado fator de emissão do *American Petroleum Institute's Final Draft of the Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil & Gas Industry*, de 1º de Abril de 2001, Tabela 4-5. A equação utilizada para a determinação destas emissões é:

Equação 21 - Emissões de CH₄ por Tochas do Refino

$$E_{CH_4} = f_{CH_4} * \dot{P}$$

onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH ₄	kg
f_{CH_4}	Fator de emissão para o CH ₄	2,284.10 ⁻⁹ kg CH ₄ /m ³ de petróleo processado
\dot{P}	Petróleo processado	m ³

O protocolo de cálculo Tochas do Refino não compreende emissões de N₂O.

1 Fugitivas por Componentes

2 A estimativa de emissões é feita a partir de fatores que consideram o tempo de
3 operação e a quantidade dos componentes de linhas e equipamentos, os quais são
4 diferenciados por tipo e por serviço (isto é, pelo produto que passa ou está contido no
5 respectivo componente). É necessário ainda conhecer a porcentagem mássica de CH₄
6 e de hidrocarbonetos não metanos (HCNM) do produto que passa ou está contido no
7 componente, pois desta forma é possível informar a quantidade emitida desses dois
8 gases separadamente.

9
10 Os fatores foram extraídos de “Air Permit Technical Guidance for Chemical Sources:
11 Equipment Leak Fugitives”, TCEQ, Outubro de 2000.

12
13 O protocolo de cálculo do SIGEA[®] permite considerar a eficiência de redução das
14 emissões fugitivas nos casos em que um programa de detecção e reparo esteja
15 implementado e a redução seja conhecida.

16
17 O cálculo das emissões de CH₄ para atividades de transportes e distribuição é feito a
18 partir das seguintes equações:

19

20 1. Inicialmente calculam-se os hidrocarbonetos totais (HCT):

21

22 **Equação 22** - Emissões dos Hidrocarbonetos Totais para Atividades de Transportes e Distribuição

23

$$E_{HCT} = f_{HCT_{a,b,c}} * w_{HCT} * N * H * \frac{(100 - \varepsilon_{controle})}{100}$$

24
25 onde:

E_{HCT}	Emissões de hidrocarbonetos totais	Mg/mês
$f_{HCT_{a,b,c}}$	Fator de emissão de hidrocarbonetos totais, relativo ao componente a, tipo de fluido movimentado b, e Área de Negócio c	
w_{HCT}	Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido presente na linha ou equipamento	adm
N	Quantidade de componentes de um mesmo tipo, e que trabalham com um mesmo tipo fluido, na linha ou equipamento	adm
H	Tempo durante o qual a linha ou equipamento conteve o fluido em condições normais de operação	h/mês
$\varepsilon_{controle}$	Eficiência do programa de controle de emissões	%

26

27 2. Em seguida são calculadas as emissões de CH₄:

28

29 **Equação 23** - Emissões de CH₄ para Atividades de Transportes e Distribuição

30

$$E_{CH_4} = E_{HCT} * \frac{\%CH_4}{\%HCT}$$

31

32

1 onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH_4	Mg/mês
$\%CH_4$	Percentagem mássica de CH_4 no fluido contido na linha ou equipamento	
$\%HCT$	Percentagem mássica de hidrocarbonetos totais no fluido contido na linha ou equipamento	adm

2
3 Alternativamente, pode-se também utilizar frações mássicas no lugar das percentagens
4 mássicas da **Equação 23**. Se necessário, as emissões de hidrocarbonetos não metanos
5 (HCNM) pode ser calculada por diferença:

6
7 **Equação 24** - Emissões dos Hidrocarbonetos não Metanos para Atividades de Transportes e
8 Distribuição

$$E_{HCNM} = E_{HCT} - E_{CH_4}$$

12
13 Para a atividade do refino a estimativa é feita a partir de uma correção das emissões
14 estimadas para HCNM, conforme as expressões a seguir:

15
16 **Equação 25** - Emissões dos Hidrocarbonetos Totais para a Atividade do Refino

$$E_{HCT} = f_{HCT_{a,b,c}} * \frac{w_{HCT}}{w_{HCT} - w_{CH_4}} * w_{HCT} * N * H * \frac{(100 - \varepsilon_{controle})}{100}$$

17
18
19 onde:

E_{HCT}	Emissões de hidrocarbonetos totais	Mg/mês
$f_{HCT_{a,b,c}}$	Fator de emissão de hidrocarbonetos totais, relativo ao componente a, tipo de fluido movimentado b, e Área de Negócio c	
w_{HCT}	Fração mássica de hidrocarbonetos no fluido presente na linha ou equipamento	adm
w_{CH_4}	Fração mássica de CH_4 no fluido presente na linha ou equipamento	adm
N	Quantidade de componentes de um mesmo tipo, e que trabalham com um mesmo tipo fluido, na linha ou equipamento	adm
H	Tempo durante o qual a linha ou equipamento conteve o fluido em condições normais de operação	h/mês
$\varepsilon_{controle}$	Eficiência do programa de controle de emissões	%

20
21 **Equação 26** - Emissões de CH_4 para a Atividade do Refino

$$E_{CH_4} = E_{HCT} * \frac{\%CH_4}{\%HCT}$$

22
23
24 onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH_4	Mg/mês
$\%CH_4$	Percentagem mássica de CH_4 no fluido contido na linha ou equipamento	
$\%HCT$	Percentagem mássica de hidrocarbonetos totais no fluido contido na linha ou equipamento	adm

25
26 Alternativamente, pode-se também utilizar frações mássicas no lugar das percentagens
27 mássicas da **Equação 23**.

1 Gás Ventilado (Vent)

2 Para o cálculo das emissões de gás ventilado é necessário conhecer seu volume, sua
3 densidade e seu teor de CH₄. Em geral, este protocolo de cálculo é aplicado a aqueles
4 casos nos quais a emissão, ou a operação que a gera, não se enquadram em nenhum
5 tipo de protocolo existente.

7 Equação 27 - Emissões de Gás Ventilado

$$9 E_{CH_4} = \frac{\%CH_4}{100} * \frac{V}{1000} * \rho_{CH_4}$$

11 onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH ₄	Mg/mês
$\%CH_4$	Teor volumétrico de CH ₄	%
V	Volume de gás ventilado	m ³ /mês
ρ_{CH_4}	Massa específica do metano	kg/m ³ nas CNTP

13 Despressurização de Linha

14 A estimativa de emissões é feita a partir do cálculo do volume despressurizado, o qual
15 se baseia em um modelo termodinâmico simples (Equação dos gases ideais) e na
16 quantidade de vezes que a operação de despressurização ocorre. Desta forma, não se
17 considera a compressibilidade dos gases no cálculo de volume citado anteriormente.

18
19 Ocorre emissão de CH₄ nos casos de despressurização de gás natural ou gás de
20 refinaria para a atmosfera. No caso de alinhamento para tocha, o gás despressurizado
21 é contabilizado como gás queimado neste tipo de equipamento. As equações que
22 representam as emissões por despressurização direta para a atmosfera são as que
23 seguem:

25 Equação 28 - Emissões de CH₄ por Despressurização de Linha

$$27 E_{CH_4} = (m_i - m_f) * N * w_{CH_4}$$

29 Equação 29 - Emissões de CH₄ por Despressurização de Linha

$$31 (m_i - m_f) = \frac{V * Mol}{R * 10^6} \left(\frac{P_i}{(T_i + 273,15)} - \frac{P_f}{(T_f + 273,15)} \right)$$

1 onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH ₄	Mg
m_i e m_f	Massa inicial e final, respectivamente, de gás natural ou gás de refinaria contido na linha	
N	Quantidade de operações de despressurização realizadas	mês ⁻¹
w_{CH_4}	Fração mássica de metano no gás despressurizado	adm
V	Volume da linha despressurizada	m ³
Mol	Massa molecular do gás despressurizado	kg/kmol
R	Constante universal dos gases	8.314 J/kmol.K
P_i e P_f	Pressão inicial e final, respectivamente, da linha	Pa
T_i e T_f	Temperatura inicial e final, respectivamente, da linha	°C

2

3 **Pigging**

4 O protocolo de cálculo para estas emissões foi apoiado nas sugestões apresentadas
5 no seguinte documento técnico da US-EPA: “*Control of Volatile Organic Compound*
6 *Emissions from Batch Processes – Alternative Control Techniques Information*
7 *Document*” (EPA-450/R-94-020). O método de cálculo se baseia no deslocamento de
8 vapor de um único componente do líquido ou no deslocamento e posterior emissão de
9 um volume de gás equivalente ao volume da câmara de *pigging*.

10

11 A estimativa das emissões de CH₄ baseia-se no modelo termodinâmico de gases
12 ideais, de modo que é necessário conhecer a pressão e temperatura iniciais dos gases
13 na câmara de *pigging*.

14

15 Cabe ressaltar que, no caso de dutos cujos fluidos sejam líquidos, as emissões são
16 calculadas a partir de certas propriedades do respectivo líquido (como pressão de
17 vapor, massa molecular da fase vapor, etc).

18

19 **Equação 30** - Emissões de CH₄ na Câmara de *Pigging*

20

$$21 \quad E_{CH_4} = \frac{P * V * N}{1000} * \frac{Mol}{R * (T + 273,15)}$$

22 onde:

E_{CH_4}	Emissão de CH ₄	Mg
P	Pressão do fluido no duto	Pa
V	Volume da câmara de pig	m ³
N	Quantidade de aberturas da câmara realizadas	mês ⁻¹
Mol	Massa molecular do gás ou da fase vapor	kg/kmol
R	Constante universal dos gases	8.314 J/kmol.K
T	Temperatura do fluido na câmara de pig	°C

23

24

1 **5 RESULTADOS**

2 A seguir são apresentadas as estimativas de emissões de gases de efeito estufa por
3 fontes de combustão e fontes fugitivas. Em cada categoria são citados as atividades e
4 tipos de fontes considerados neste trabalho, seu consumo de combustíveis, e as
5 emissões por atividade, por tipo de fonte, por tipo de combustível e por tipo de GEE
6 (CO₂, CH₄ e N₂O). Os resultados apresentados foram obtidos do SIGEA[®], entre os
7 meses de março e abril de 2013.

8
9 NOTA: os resultados apresentados nesta seção foram consolidados a partir de dados
10 de atividade e de emissões obtidos do SIGEA[®]. Esta consolidação foi realizada por
11 meio de planilhas eletrônicas, e não houve qualquer arredondamento dos valores
12 numéricos neste processo. Apenas na elaboração deste relatório os valores foram
13 arredondados (sendo o número de casas decimais variável em função da ordem de
14 grandeza dos valores, de modo a facilitar sua leitura), de modo que em alguns casos
15 pode haver uma pequena diferença, na última casa decimal, entre valores individuais e
16 seus respectivos totais e subtotais. Optou-se por proceder deste modo para que os
17 valores de totais e subtotais representem exatamente os valores calculados por meio
18 de planilhas eletrônicas e que foram feitos sem qualquer arredondamento.

19
20 Para a elaboração deste trabalho foi realizada uma minuciosa revisão do relatório
21 preliminar que cobriu o período 2009-2011. Pequenos erros verificados no referido
22 relatório foram corrigidos nesta versão.

23

24 **5.1 Emissões por Combustão**

25 Nesta categoria estão compreendidas as seguintes atividades e tipos de fontes:

26

- 27 • Refino: caldeiras, fornos, motores, turbinas, unidade de recuperação de enxofre
28 (URE), craqueamento catalítico (FCC);
- 29 • Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados: caldeiras,
30 fornos, motores (compressores), turbinas;
- 31 • Tratamento de Gás Natural: motores (compressores) e turbinas.

32

33 **5.1.1 Refino**

34 A tabela a seguir apresenta dados de consumo de combustíveis para a atividade de
35 refino, uma vez que este é um dado necessário para o cálculo das emissões.

36

37

1
2**Tabela 6 - Dados de Consumo de Combustíveis para a Atividade de Refino, no Período 2009-2012**

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Gás combustível	296.872	317.543	375.945	504.691
	Óleo combustível	311.768	223.981	178.802	66.816
Forno	Gás combustível	1.297.449	1.240.672	1.064.333	1.012.477
	Óleo combustível	35.415	17.961	8.034	5.724
Motor	Diesel	0,91	0,91	0,91	0,91
Regenerador FCC	Queima Parcial				
	Coque	696.167	737.342	687.157	746.240
	Gasóleo (m ³)	13.084.640	13.347.805	13.265.296	14.333.039
	Caldeira de CO				
	Gás combustível	75.343	80.282	92.047	94.061
	Queima total				
	Coque	100.554	92.028	114.816	131.236
	Gasóleo (m ³)	1.025.559	981.381	1.185.631	1.328.028
Turbina	Gás natural	75.425	77.796	69.829	132.668
URE	Gás ácido	87.654.031	85.931.634	100.601.211	116.890.928

3

4 Nas tabelas que seguem são apresentadas as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O por
5 combustão, relativas à atividade de refino.

6

Tabela 7 - Emissões de CO₂ por Combustão na Atividade de Refino no Estado de São Paulo, no Período 2009-20127
8
9

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível / Condição de Operação	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Gás combustível	784.145	839.482	1.010.430	1.353.179
	Óleo combustível	999.985	719.129	575.162	213.762
	Total caldeira	1.784.130	1.558.611	1.585.592	1.566.941
Forno	Gás combustível	2.776.977	2.669.987	2.608.079	2.630.821
	Óleo combustível	114.169	57.348	25.575	18.250
	Total forno	2.891.146	2.727.335	2.633.654	2.649.071
Motor	Diesel	2,91	2,91	2,91	2,91
Regenerador FCC	Coque – queima parcial	2.531.369	2.674.602	2.544.626	2.740.980
	Coque – queima total	340.899	313.485	393.189	449.534
	Total FCC	2.872.267	2.988.087	2.937.815	3.190.514
Turbina	Gás natural	201.947	208.405	188.777	356.009
URE	Gás ácido	62.031	60.837	64.144	69.408
Total		7.811.524	7.543.277	7.409.984	7.831.946

10

11

1 **Tabela 8 - Emissões de CH₄ por Combustão na Atividade de Refino no Estado de São Paulo, no Período**
 2 **2009-2012**
 3

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível / Condição de Operação	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Gás combustível	13,23	14,31	17,33	22,77
	Óleo combustível	10,62	7,71	6,23	2,47
	Total caldeira	23,85	22,02	23,56	25,24
Forno	Gás combustível	52,04	51,21	45,86	44,48
	Óleo combustível	2,10	0,76	0,30	0,21
	Total forno	54,14	51,97	46,02	44,69
Motor	Diesel	0,00229	0,00229	0,00229	0,00229
Regenerador FCC	Coque – queima parcial	3,35	93,97	188,92	290,84
	Coque – queima total	–	–	–	–
	Total FCC	3,35	93,97	188,92	290,84
Turbina	Gás natural	14,43	14,92	13,52	25,40
URE	Gás ácido	–	–	–	–
Total		95,76	182,87	272,16	386,17

4 **Tabela 9 - Emissões de N₂O por Combustão na Atividade de Refino no Estado de São Paulo, no Período**
 5 **2009-2012**
 6
 7

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível / Condição de Operação	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Gás combustível	12,65	13,69	16,57	21,78
	Óleo combustível	20,10	14,60	11,79	4,67
	Total caldeira	32,76	28,28	28,36	26,46
Forno	Gás combustível	50,71	49,87	45,06	43,75
	Óleo combustível	2,29	1,25	0,57	0,40
	Total forno	53,00	51,12	45,35	44,15
Motor	Diesel	0,00043	0,00043	0,00002	0,00002
Regenerador FCC	Coque – queima parcial	–	–	3,93	3,97
	Coque – queima total	–	–	–	–
	Total FCC	–	–	3,93	3,97
Turbina	Gás natural	5,03	5,20	4,72	8,86
URE	Gás ácido	–	–	–	–
Total		90,79	84,61	82,64	83,43

8
 9 **5.1.2 Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados**

10 A tabela a seguir apresenta dados de consumo de combustíveis para as atividades de
 11 transporte e distribuição de gás natural, petróleo e derivados, os quais são necessários
 12 para o cálculo das emissões.

13
 14

1
2
3**Tabela 10 - Dados de Consumo de Combustíveis para as Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012**

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Diesel	186,53	0,01	0,00	0,00
	Óleo combustível	7.571,46	8.737,86	9.350,18	7.784,00
Forno	Diesel	0,00	51,33	88,93	31,34
	Gás natural	4.676,99	5.119,25	4.802,95	9.601,62
Motor	Diesel	386,91	2.702,12	472,66	412,57
	Gás natural	2.741,51	10.542,65	4.599,06	8.066,41
	Gasolina	1,24	1,99	1,25	0,78
Turbina	Gás natural	55.336,29	81.414,17	85.054,69	73.799,22
Total		70.900,94	108.569,39	104.369,71	99.695,94

4

5 Nas tabelas que seguem são apresentadas as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O por
6 combustão, relativas às atividades de transporte e distribuição de gás natural, petróleo
7 e derivados.

8

Tabela 11 - Emissões de CO₂ por Combustão nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012

9

10

11

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Diesel	600,09	0,00	0,00	0,00
	Óleo combustível	24.228,80	27.950,55	30.059,96	25.176,56
	Total caldeira	24.828,89	27.950,55	30.059,96	25.176,56
Forno	Diesel	0,00	163,63	283,49	93,31
	Gás natural	10.442,15	13.769,66	12.917,86	25.833,70
	Total forno	10.442,15	13.933,29	13.201,35	25.927,00
Motor	Diesel	1.244,55	8.638,03	1.502,08	1.298,57
	Gás natural	5.817,54	28.044,41	12.230,96	21.891,01
	Gasolina	3,87	6,20	4,00	2,57
	Total motor	7.065,95	36.688,64	13.737,05	23.192,15
Turbina	Gás natural	115.618,54	215.432,05	232.205,11	200.597,56
Total		157.955,52	294.004,53	289.203,47	274.893,28

12

Tabela 12 - Emissões de CH₄ por Combustão nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012

13

14

15

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Diesel	0,02	0,00	0,00	0,00
	Óleo combustível	1,08	1,24	1,24	0,84
	Total caldeira	1,10	1,24	1,24	0,84
Forno	Diesel	0,00	0,01	0,01	0,00
	Gás natural	0,17	0,24	0,23	0,84
	Total forno	0,17	0,25	0,24	0,84
Motor	Diesel	0,93	1,11	1,12	0,95
	Gás natural	11,26	54,24	23,66	44,20
	Gasolina	0,03	0,04	0,03	0,01
	Total motor	12,22	55,39	24,80	45,15
Turbina	Gás natural	46,21	83,48	89,41	77,34
Total		59,70	140,36	115,68	124,18

16

17

Tabela 13 - Emissões de N₂O por Combustão nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2009	2010	2011	2012
		[t]			
Caldeira	Diesel	0,01	0,00	0,00	0,00
	Óleo combustível	0,57	0,66	0,68	0,48
	Total caldeira	0,58	0,66	0,68	0,48
Forno	Diesel	0,00	0,00	0,01	0,00
	Gás natural	0,16	0,23	0,22	0,90
	Total forno	0,16	0,24	0,23	0,90
Motor	Diesel	0,17	0,40	0,01	0,01
	Gás natural	0,05	0,24	0,02	0,04
	Gasolina	4,54E-05	7,29E-05	3,11E-05	1,79E-05
	Total motor	0,22	0,63	0,03	0,05
Turbina	Gás natural	2,90	5,40	5,82	5,03
Total		3,86	6,92	6,75	6,45

5.1.3 Tratamento de Gás Natural

A tabela a seguir apresenta dados de consumo de combustíveis para a atividade de tratamento de gás natural, os quais são necessários para o cálculo das emissões. A unidade da PETROBRAS no Estado de São Paulo que realiza o tratamento de gás natural começou a operar apenas em 2011, e por isso não há dados para anos anteriores a este.

Tabela 14 - Dados de Consumo de Combustíveis para a Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de 2011 e 2012

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2011	2012
		[t]	
Forno	Gás natural	—	496,83
Motor	Diesel	148,57	75,04
	Gás natural	31,21	1.242,08
Turbina	Gás natural	16.863,19	41.487,30
Total		17.042,96	43.301,25

Nas tabelas a seguir, as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O por combustão, relativas à atividade de tratamento de gás natural. Note-se que a unidade da PETROBRAS no Estado de São Paulo que realiza o tratamento de gás natural começou a operar apenas em 2011, e por isso não há dados para anos anteriores a este.

Tabela 15 - Emissões de CO₂ por Combustão na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de 2011 e 2012

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2011	2012
		[t]	
Forno	Gás natural	—	1.353,34
Motor	Diesel	473,59	279,60
	Gás natural	99,48	3.383,35
	Total motor	573,07	3662,95
Turbina	Gás natural	47.735,77	113.008,78
Total		48.308,84	118.025,08

1 **Tabela 16 - Emissões de CH₄ por Combustão na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos**
 2 **de 2011 e 2012**
 3

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2011	2012
		[t]	
Forno	Gás natural	—	0,02
Motor	Diesel	0,16	0,11
	Gás natural	0,02	6,43
	Total motor	0,17	6,53
Turbina	Gás natural	3,08	8,02
Total		3,26	14,58

4 **Tabela 17 - Emissões de N₂O por Combustão na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos**
 5 **de 2011 e 2012**
 6
 7

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível	2011	2012
		[t]	
Forno	Gás natural	—	0,02
Motor	Diesel	0,0034	0,0020
	Gás natural	0,0007	0,0058
	Total motor	0,0041	0,0078
Turbina	Gás natural	1,08	2,80
Total		1,08	2,83

8

9 **5.2 Emissões Fugitivas**

10 Nesta categoria estão compreendidas as seguintes atividades e tipos de fontes:

- 11
- 12 • Refino: fugitivas em componentes de linhas e equipamentos (flanges, conexões, válvulas, selos de bomba e compressores, drenos e outros), unidade de geração de hidrogênio (UGH) e tochas (*flare*);
 - 13
 - 14
 - 15 • Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados: descompressão de linhas, fugitivas em componentes de linhas e equipamentos (flanges, conexões, válvulas, selos de bomba e compressores, drenos e outros), tochas (*flare*), *pigging* e gás ventilado;
 - 16
 - 17
 - 18
 - 19 • Tratamento de Gás Natural: fugitivas em componentes de linhas e equipamentos (flanges, conexões, válvulas, selos de bomba e compressores, drenos e outros) e tochas (*flare*).
 - 20
 - 21

22

23 **5.2.1 Refino**

24 As próximas duas tabelas apresentam dados de atividade do refino, os quais são
 25 necessários para o cálculo das emissões fugitivas.
 26
 27

Tabela 18 - Dados de Atividade do Refino Relativos a Fontes Fugitivas, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	Dado de Atividade	2009	2010	2011	2012
UGH*	Carga processada (t)	11.300	38.753	251.852	346.252
Tocha	Carga processada (m ³)	46.476.643	42.196.450	21.953.012	37.451.228

*UGH: Unidade de Geração de Hidrogênio

Tabela 19 - Contagem da Quantidade de Componentes de Linhas e Equipamentos por Tipo, Relativos à Atividade de Refino, para o Cálculo de Emissões Fugitivas por Componentes, no Período 2009-2012

		2009	2010	2011	2012
Horas de Operação		8.760	8.760	8.760	8.760
Tipo de Linha	Dado de Atividade				
Gás / vapor	% CH ₄	40	40	40	40
	% HCNM	60	60	60	60
	<i>Contagem de componentes por tipo</i>				
	Conexões	1.395	1.395	1.395	1.394
	Drenos	66	66	66	66
	Finais de linhas	0	0	0	0
	Flanges	23.065	23.065	23.065	23.065
	Selos de bombas	11	11	11	11
	Selos de compressores	37	37	37	37
	Válvulas de alívio	549	549	549	549
	Válvulas	9.593	9.593	9.593	9.593
	Outros	2	2	2	2
	Óleo leve	% CH ₄	0	0	0
% HCNM		100	100	100	100
<i>Contagem de componentes por tipo</i>					
Conexões		3.496	3.496	3.496	3.496
Drenos		66	2.114	2.114	2.114
Finais de linhas		0	0	0	0
Flanges		40.071	40.071	40.071	40.071
Selos de bombas		534	534	534	534
Selos de compressores		10	10	10	10
Válvulas de alívio		12	12	12	12
Válvulas		15.000	15.000	15.000	15.000
Outros		56	56	56	56
Óleo pesado		% CH ₄	0	0	0
	% HCNM	100	100	100	100
	<i>Contagem de componentes por tipo</i>				
	Conexões	140	140	140	140
	Drenos	66	18	18	18
	Finais de linhas	0	0	0	0
	Flanges	23.540	23.540	23.540	23.540
	Selos de bombas	157	157	157	157
	Selos de compressores	0	0	0	0
	Válvulas de alívio	9	9	9	9
	Válvulas	9.396	9.396	9.396	9.396
	Outros	4	4	4	4

Nas tabelas a seguir, as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O por fontes fugitivas, relativas à atividade de refino.

Tabela 20 - Emissões Fugitivas de CO₂ na Atividade de Refino, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	Dado de Atividade	2009	2010	2011	2012
		[t]			
UGH ¹	Carga processada	30.473	80.034	653.092	898.024
	CO ₂ vendido	28.301	25.339	23.803	5.402
Tocha	Carga processada	128.880	117.011	60.876	103.852
Total		159.353	197.045	713.968	1.001.876

¹ As emissões de CO₂ apontadas no tipo de combustível “carga processada” já descontam a quantidade de CO₂ que é vendida a terceiros.

Tabela 21 - Emissões Fugitivas de CH₄ na Atividade de Refino, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível / Dado de Atividade	2009	2010	2011	2012
		[t]			
UGH ¹	Carga processada	—	—	2,18	3,11
Tocha	Carga processada	1,06	0,96	0,50	0,86
Fugas por componentes ²	Componentes de processo	3.443,36	3.420,21	3.420,21	3.420,21
Total		3.444,42	3.421,17	3.422,89	3.424,17

¹ As emissões fugitivas de CH₄ pela fonte UGH são estimadas pelo SIGEA[®] desde 2011, data na qual seus protocolos de cálculo foram complementados de modo a abranger o referido tipo de emissão.

² As emissões fugitivas por componentes são estimadas, segundo o protocolo “*Equipment Leaks*” da US-EPA, com base no número de componentes de diferentes tipos presentes em linhas e equipamentos da atividade de refino, e em função do tipo de combustível em contato com estes componentes.

Tabela 22 - Emissões Fugitivas de N₂O na Atividade de Refino, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	Tipo de Combustível / Dado de Atividade	2009	2010	2011	2012
		[t]			
UGH ¹	Carga processada	—	—	2,09	2,98
Total		—	—	2,09	2,98

¹ As emissões fugitivas de N₂O pela fonte UGH são estimadas pelo SIGEA[®] desde 2011, data na qual seus protocolos de cálculo foram complementados de modo a abranger o referido tipo de emissão.

NOTA: As fontes dos tipos “Tocha” e “Fugas por componentes” não apresentam emissões de N₂O.

5.2.2 Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados

Nas tabelas que seguem são apresentadas as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O por fontes fugitivas, relativas às atividades de transporte e distribuição de gás natural, petróleo e derivados.

Tabela 23 - Emissões Fugitivas de CO₂ nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	2009	2010	2011	2012
	[t]			
<i>Pigging</i>	0,35	0,49	0,23	0,81
Tocha	435,93	1.399,95	1.366,37	1.424,66
Total	436,28	1.400,44	1.366,60	1.425,46

Tabela 24 - Emissões Fugitivas de CH₄ nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	2009	2010	2011	2012
	[t]			
Despressurização	0,00	1.418,46	820,19	0,66
Fugas por componentes	2,34	4,34	6,14	7,10
<i>Pigging</i>	0,00	3,57	1,16	1,01
Vent	742,28	640,42	1.220,38	2.860,99
Total	744,62	2.066,78	2.047,88	2.869,77

Tabela 25 - Emissões Fugitivas de N₂O nas Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012

Tipo de Fonte	2009	2010	2011	2012
	[t]			
Tocha	0,012	0,038	0,038	0,037
Total	0,012	0,038	0,038	0,037

NOTA: conforme se pode notar nas três tabelas anteriores (Tabela 23, Tabela 24 e Tabela 25), nem todas as fontes de emissões fugitivas apresentam emissões para cada um dos GEE abordados neste relatório (CO₂, CH₄ e N₂O). Detalhes sobre quais destes gases são emitidos ou não por cada tipo de fonte fugitiva podem ser verificados na seção 4.3.2.1. Emissões Fugitivas de CO₂, CH₄ e N₂O.

A tabela seguinte apresenta dados sobre a quantidade de componentes de linhas e equipamentos por tipo, relativos às atividades de transporte e distribuição de gás natural, petróleo e derivados, dados estes que são necessários para o cálculo das emissões fugitivas por componentes.

Tabela 26 - Contagem da Quantidade de Componentes de Linhas e Equipamentos por Tipo, Relativos às Atividades de Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, para o Cálculo de Emissões Fugitivas por Componentes, no Período 2009-2012

		2009	2010	2011	2012
Horas de Operação		8.727	8.695	8.691	8.695
Tipo de Linha	Dado de Atividade				
Gás / vapor	% CH ₄	83	82	83	85
	% HCNM	12	12	12	10
	<i>Contagem de componentes por tipo</i>				
	Conexões	0	0	216	518
	Drenos	300	550	722	707
	Finais de linhas	0	0	3	6
	Flanges	5.098	5.857	6.141	6.621
	Selos de bombas	0	0	0	0
	Selos de compressores	7	12	17	22
	Válvulas de alívio	233	281	367	372
	Válvulas	2.425	2.795	3.849	4.279
Outros	148	209	446	644	
Óleo leve	% CH ₄	11	11	20	32
	% HCNM	87	87	78	64
	<i>Contagem de componentes por tipo</i>				
	Conexões	0	0	0	1.066
	Drenos	0	296	296	298
	Finais de linhas	0	0	0	173
	Flanges	7.302	7.427	7.344	4.896
	Selos de bombas	360	360	350	81
	Selos de compressores	0	0	0	0
	Válvulas de alívio	0	0	0	222
	Válvulas	7.517	7.796	7.754	3.524
Outros	483	514	498	47	

5.2.3 Tratamento de Gás Natural

Nas tabelas a seguir, as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O por fontes fugitivas, relativas à atividade de tratamento de gás natural. Note-se que a unidade da PETROBRAS no Estado de São Paulo que realiza o tratamento de gás natural começou a operar apenas em 2011, e por isso não há dados para anos anteriores a este.

Tabela 27 - Emissões Fugitivas de CO₂ na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de 2011 e 2012

Tipo de Fonte	2011	2012
	[t]	
Tocha	42.550,00	18.774,01
Total	42.550,00	18.774,01

Tabela 28 - Emissões Fugitivas de CH₄ na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de 2011 e 2012

Tipo de Fonte	2011	2012
	[t]	
Fugas por componentes	0,12	0,88
Tocha	598,97	290,20
	0,00	0,42
Total	599,09	291,50

Tabela 29 - Emissões Fugitivas de N₂O na Atividade de Tratamento de Gás Natural, para os Anos de 2011 e 2012

Tipo de Fonte	2011	2012
	[t]	
Tocha	1,31	0,59
Total	1,31	0,59

NOTA: a fonte do tipo Fugas por componentes apresenta apenas emissões de CH₄.

A tabela seguinte apresenta dados sobre a quantidade de componentes de linhas e equipamentos por tipo, relativos à atividade de tratamento de gás natural, os quais são necessários para o cálculo das emissões fugitivas por componentes.

Tabela 30 - Contagem da Quantidade de Componentes de Linhas e Equipamentos por Tipo, Relativos à Atividade de Tratamento de Gás Natural, para o Cálculo de Emissões Fugitivas por Componentes. Dados para os Anos de 2011 e 2012

		2011	2012	
Tipo de Linha	Dado de Atividade			
Gás / vapor	Horas de Operação	720	8.784	
	% CH ₄	80	60	
	% HCNM	10	40	
	<i>Contagem de componentes por tipo</i>			
	Conexões	41	41	
	Drenos	0	0	
	Finais de linhas	0	0	
	Flanges	44	44	
	Selos de bombas	0	0	
	Selos de compressores	0	0	
	Válvulas de alívio	0	0	
	Válvulas	22	22	
	Outros	4	4	
	Óleo pesado	Horas de operação	2.160	8.784
% CH ₄		63	20	
% HCNM		35	80	
<i>Contagem de componentes por tipo</i>				
Conexões		188	248	
Drenos		0	0	
Finais de linhas		61	82	
Flanges		618	793	
Selos de bombas		9	12	
Selos de compressores		0	0	
Válvulas de alívio		0	0	
Válvulas		236	323	
Outros		13	16	

1 5.3 Resultados Consolidados

2 Nas tabelas seguintes são apresentadas as emissões consolidadas por tipo de
3 atividade, assim como o total de emissões por combustão e por fontes fugitivas.

4
5 **Tabela 31** - Emissões de GEE da PETROBRAS no Estado de São Paulo para as Atividades de Refino e
6 de Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural, Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012
7

Atividade	2009	2010	2011	2012
	[CO _{2eq}]			
Refino	8.073.366	7.842.235	8.227.809	8.940.626
Transporte e distribuição	176.483	343.913	338.110	341.203
Tratamento de gás natural	—	—	104.250	144.285
Total	8.249.849	8.186.148	8.670.170	9.426.114

8
9 **Tabela 32** - Total de Emissões por Combustão e por Fontes Fugitivas da PETROBRAS no Estado de
10 São Paulo, para as Atividades de Refino e de Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás Natural,
11 Petróleo e Derivados, no Período 2009-2012
12

Tipo de Emissão	2009	2010	2011	2012
	[CO _{2eq}]			
Combustão	8.002.087	7.872.444	7.783.753	8.264.628
Fugitivas	247.762	313.704	886.417	1.161.486
Total	8.249.849	8.186.148	8.670.170	9.426.114

13
14 Nota: Para a conversão das emissões de CO₂, CH₄ e N₂O em CO_{2eq} foi utilizado o
15 GWP-100 dos citados gases, que é, respectivamente, 1, 21 e 310.

1 **6 CONCLUSÃO**

2 Neste relatório foram apresentadas as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O das unidades sob
3 controle operacional da PETROBRAS localizadas no Estado de São Paulo,
4 abrangendo as atividades de Refino e de Tratamento, Transporte e Distribuição de Gás
5 Natural, Petróleo e Derivados, para o período de 2009 a 2012.

6
7 Para a elaboração deste trabalho seguiu-se as diretrizes e métodos de estimativas de
8 emissões do Painel Intergovernamental sobre Mudança do Clima – IPCC, conforme
9 solicitado pela CETESB no Termo de Cooperação (termo n. 4600308750, de
10 12/04/2010) que foi firmado com a PETROBRAS.

11
12 Os dados apresentados foram obtidos por meio do sistema informatizado de Gestão de
13 Emissões Atmosféricas da PETROBRAS, o SIGEA[®]. Ressalta-se que os inventários de
14 emissões da PETROBRAS dos anos de 2002 a 2011 já foram verificados, e a
15 verificação do inventário de 2012 está em processo de conclusão.

16
17 Por meio deste relatório a PETROBRAS almeja contribuir com parte dos dados que a
18 CETESB necessitará para compor as emissões do setor de energia do Inventário de
19 Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa Diretos e Indiretos do Estado de São
20 Paulo, integrante da Comunicação Estadual.

1 REFERÊNCIAS

- 2 API. **Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Oil and**
3 **Natural Gas Industry**. Washington: American Petroleum Institute, 2009. Disponível
4 em: <http://www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_GHG_COMPENDIUM.pdf>.
5 Acesso em: abr. 2013.
- 6 ARPEL. **Atmospheric Emissions Inventories Methodologies in the Petroleum**
7 **Industry**. ARPEL, dez. 1998.
- 8 E&P FORUM. **Methods for Estimating Atmospheric Emissions from E&P**
9 **Operations**. Report n. 2.59/197. The Oil Industry International Exploration & Production
10 Forum. Londres: set. 1994.
- 11 IPCC. **Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National**
12 **Greenhouse Gas Inventories**. IPCC National Greenhouse Gas Inventories
13 Programme. Hayama: IGES, 2000.
- 14 _____. **Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.**
15 **Reporting Instructions** [Houghton, J.T; MeiraFilho, L.G; Lim, B.; Tréanton, K.; Mamaty, I;
16 Bonduki, Y.; Griggs, D.J.; Callander, B.A (eds.)]. Bracknell: IPCC, OECD, IEA, 1996.
- 17 PETROBRAS. Relatório de Referência: Emissões de GEE do Sistema Petrobras no
18 Estado de São Paulo de 1990 a 2008, março de 2011.
- 19 TCEQ. **Air Permit Technical Guidance for Chemical Sources: Equipment Leak**
20 **Fugitives**. Draft document. Austin, Texas: Texas Commission on Environmental
21 Quality, out. 2000.
- 22 U.S. EPA. AP-42: **Compilation of Air Pollutant Emission Factors**: Volume 1:
23 Stationary point and area sources. Durham, North Carolina: U.S. Environmental
24 Protection Agency, Research Triangle Park, jan. 1995, 5th edition. Disponível em:
25 <<http://www.epa.gov/ttnchie1/ap42/>>. Acesso em: abr. 2013.
- 26 _____. **Control of Volatile Organic Compound Emissions from Batch Processes**
27 – Alternative control techniques information document. Publication n. EPA-450/R-94-
28 020. Durham, North Carolina: U. S. Environmental Protection Agency, Research
29 Triangle Park, fev. 1994.