

AVALIAÇÃO SOBRE A EMISSÃO DE POLUENTES NA SUBSTITUIÇÃO DO ÓLEO COMBUSTÍVEL POR GÁS NATURAL – ESTUDO DE CASO PARA CALDEIRAS GERADORAS DE VAPOR INDUSTRIAL

Ricardo César Pimentel Chaim
engenheirochaim@uol.com.br

Pedro Teixeira Lacava
p.lacava@ita.br

Resumo

O presente trabalho mostra uma análise sobre as emissões de material particulado (MP), Dióxido de Enxofre (SO_2) e Trióxido de Enxofre (SO_3), em uma planta industrial de produção de vapor. A análise é um estudo de caso e compara essas emissões usando óleo combustível e gás natural como a tecnologia empregada para o processo de combustão na operação das caldeiras. Os resultados foram obtidos durante os últimos onze anos em diferentes condições de operações e equipamentos. Para operação com óleo, o processo de atomização tem uma influência significativa nas emissões de poluentes. O uso de atomizadores do tipo “air-blast” diminui a emissão de material particulado quando comparado com a atomização mecânica. A combustão de gás natural sempre proporcionou menores emissões, a despeito da tecnologia empregada para combustão do óleo.

Palavras-chave: emissão de poluentes, combustão de gás natural e óleo combustível, caldeiras a vapor.

Abstract

This work presents an analysis of the emissions of the particulate material, SO_2 and SO_3 in a steam production industrial plant. The analysis is a case study, and compares these emissions using fuel oil and natural gas as fuels and the technology employed for the combustion process on the boilers operation. The results were obtained during the last eleven years in different operational conditions and equipments. For oil operation, the atomization process has a significant influence on these pollutants emissions. The use of air – blast atomization decreases the emissions of particulate material when compared with mechanical atomization. The natural gas combustion has always provided minor emissions, in spite of the of the oil combustion technology employed.

Keywords: pollutant emissions, natural gas and oil fuel combustion, boilers.

1 Introdução

O impacto ambiental causado pelas emissões de poluentes através dos gases gerados pela combustão de combustíveis fósseis pode ser minimizado com o uso de gás natural. O gás natural é reconhecido como um dos combustíveis que menos gera poluentes, como a fuligem, o dióxido de enxofre e o trióxido de enxofre; focos deste trabalho.

Em se tratando do dióxido de enxofre, suas quantidades introduzidas na atmosfera pelas atividades humanas em 1990 foi de cerca de 156 milhões de toneladas (O’NEILL,1995). A maior fonte não natural de dióxido de enxofre é a combustão de combustíveis fósseis em processos industriais. Durante a combustão, a maior parte do enxofre contido no combustível se oxida para SO_2 . A concentração resultante do gás nos produtos de combustão é em função da porcentagem de enxofre contida no combustível e da razão ar/combustível no processo de queima.

As quantidades de enxofre contidas nos combustíveis fósseis mais comuns são: carvão 0,1% a 6%, óleo residual 0,75 a 3%, gasolina cerca de 0,04% e diesel cerca de 0,22%. O gás natural em sua composição primária é livre de enxofre; no entanto, uma pequena quantidade de enxofre é acrescentada ao gás por questão de segurança, para que ele deixe de ser inodoro.

Já na atmosfera, uma fração de SO₂ sofrerá oxidação por meio de uma variedade de mecanismos que envolvem interações em fase gasosa chamadas de oxidação homogênea, e outra parte do SO₂ lançado para atmosfera se oxida para SO₃ e este, pela reação com vapor d'água, é convertido em H₂SO₄. A formação de SO₃ e H₂SO₄ pode ocorrer antes de os produtos de combustão deixarem a chaminé, se a temperatura for baixa o suficiente. O ácido é depositado através da chuva, no solo, nas águas e nas plantas.

Já a fuligem ou material particulado (MP), é o efluente que está entre os poluentes de maiores riscos ao meio ambiente, pois nos ecossistemas, podem afetar diretamente a vegetação pela deposição nas plantas ou indiretamente por mudança na química do solo (SILVA, 2004).

Na atmosfera, o modo como o material particulado irá se comportar, vai depender eminentemente de seu tamanho, que varia de 0,001 a 500µm, sendo que sua maior porção varia no diâmetro entre 0,1 e 10µm. Partículas muito pequenas movem-se aleatoriamente como moléculas de gás e na prática, não se depositam no solo, permanecendo na atmosfera durante períodos indefinidos de tempo, enquanto que as partículas maiores, depositam-se rapidamente e permanecem por muito pouco tempo na atmosfera (CARVALHO JR. e LACAVA, 2003). As características gerais das partículas em razão de seu tamanho são mostradas na Tab.(1).

Tabela 1: Características das partículas (CARVALHO JR. e LACAVA, 2003)

TAMANHOVE (µm)	LOCIDADE DEPOSIÇÃO (cm/s) para tamanho em µm	CARACTERÍSTICAS DO MOVIMENTO
< 0,1	4x 10 ⁻⁵ para 0,1	Movimento aleatório, similar ao de moléculas de gás.
0,1 - 20	4x 10 ⁻³ para 1	Partículas seguem o movimento do gás no qual se encontram.
> 20	30 para 100	Partículas depositam-se facilmente.

Apesar de sua aparente vantagem, a simples utilização do gás natural não significa que não haverá emissão de poluentes. Faz-se necessário adotar estratégias operacionais para que realmente seja possível se beneficiar da potencialidade do gás natural em ser um combustível com menor impacto ambiental.

Sob a ótica sócia econômica (MOUTINHO, 2004), uma política estatal para o uso em escala do gás natural no Brasil trará no bojo da geopolítica, um perfil integrador da indústria “downstream” de rendas tecnológicas, de desenvolvimento para o gás natural líquido com possibilidades de comercialização com mercados internacionais, como Europa, Ásia e EUA.

Segundo LAGE e LAGEMANN (2003), que estudaram a viabilidade econômica da substituição do óleo combustível 1A por gás natural em caldeiras de geração de vapor, há uma economia anual de aproximadamente 36% quando se passa a operar com o gás.

Na América do Sul, o mercado com maior presença de gás natural é a Argentina, segundo a Agência Internacional de Energia, EIA (www.eia.org, 2004), onde o insumo é cerca de 50,8% da matriz energética. Outros países também fazem uso do combustível em larga escala: Bolívia (21%) e Chile (24,7%). O consumo médio nacional brasileiro fechou 2003 em 30,7 milhões de m³/dia, sendo o principal consumidor o setor industrial com 63% do total, seguido de perto pelas termelétricas com 21%, respondendo por 7,5% da matriz energética brasileira. A diferença em relação aos vizinhos deve-se ao fato da importância do gás no Brasil ser relativamente nova, contudo, o governo tem como meta para 2010 que o gás natural represente 12% da matriz energética.

Dentre do contexto socioeconômico e ambiental que envolve o amplo uso do gás natural como combustível industrial, o presente trabalho apresenta um estudo de caso baseado em um levantamento histórico de análises de campo sobre a emissão dos gases de combustão das caldeiras de geração de vapor do Setor de Utilidades de uma organização industrial localizada na cidade de São José dos Campos – SP. Assim, o trabalho se concentra na substituição de caldeiras a óleo combustível por caldeiras a gás natural neste setor, com o objetivo de comparar as emissões dos poluentes: material particulado (MP), SO₂ e SO₃.

2 Materiais e métodos

2.1 As caldeiras

Para o desenvolvimento da pesquisa de campo, os resultados de análises de efluentes foram coletados de caldeiras que operavam utilizando ou gás natural ou o óleo como combustível.

As caldeiras a gás natural (duas) são do tipo fogo-tubular horizontal marca Aalborg, modelo Mission 3, com capacidade individual de geração de vapor 10.000 kg/h, pressão de operação de 10,5 kgf/cm² e superfície de troca térmica de 255 m². O ano de fabricação destas caldeiras é 1998, sendo que uma delas entrou em funcionamento pleno nesse mesmo ano e outra em 2003.

Apesar do projeto dessas caldeiras também permitir a queima com óleo, elas só operam com gás natural. Para isso utilizam o queimador modelo KGB 750, do mesmo fabricante das caldeiras, que possui capacidade de queima de 790 Nm³/h de gás natural, ou 9.050 kcal/Nm³. O queimador opera com divisão do ar total em ar primário e ar de combustão. O ar primário é injetado próximo à saída da lança de injeção do gás natural, com o intuito de criar uma melhor mistura entre o combustível e o oxidante. No entanto, esse ar não é suficiente para combustão completa do combustível. O ar de combustão é injetado concêntrico a lança de combustível, contudo, mais externamente, complementando a quantidade de ar necessária para operação. Ambos os fluxos de ar são injetados com rotação, obtida através da passagem desses fluxos por palhetas direcionadoras, sendo que no caso do ar de combustão essas palhetas são móveis para um possível ajuste do comprimento da chama.

Já as caldeiras a óleo combustível também eram do tipo fogo-tubular marca Saurer e operaram entre 1986 e 2001, com capacidade de geração de vapor 8.400 kg/h, pressão de operação de 6,3 kgf/cm² e superfície de troca térmica de 270 m². Estas caldeiras utilizavam óleo 1A (antigo BFP) como combustível. Até 1996 utilizavam-se queimadores marca CBC, que possuíam pulverizadores do óleo com vapor como fluido gasoso auxiliar, utilizando um sistema de bicos atomizadores do tipo Y-jet. Em 1997, com intuito de aumentar a capacidade de produção de vapor para 9.000 kg/h, esses queimadores foram substituídos por outros da marca OERTLI, modelo IB.400, com pulverização mecânica. Nesse caso, o óleo aquecido a 150°C é injetado sob pressão (25 kgf/cm² na pressão máxima) através de orifícios. Tais queimadores apresentavam capacidade máxima de queima de 600 kg/h.

2.2 Metodologia para amostragem

A amostragem em chaminés de fontes estacionárias é um procedimento experimental utilizado para quantificar e avaliar as concentrações de poluentes emitidos através de efluentes gasosos, provenientes dos processos industriais. No Estado de São Paulo, os procedimentos de amostragem são norteados pelas Normas Técnicas da Cetesb, a saber: L9.210 - Análise dos Gases de Combustão através do Aparelho Orsat - Método de Ensaio (1990), L9.221 -Determinação dos pontos de amostragem (1990), L9.222 -Determinação da velocidade e vazão dos gases (1990), L9.223 -Determinação da massa molecular seca e do excesso de ar do fluxo gasoso (1990), L9.224 -Determinação da umidade dos efluentes (1993), L9.225 -Determinação de Material Particulado (1995), L9.228 -Determinação de dióxido de enxofre e de névoas de ácido sulfúrico e trióxido de enxofre (1992).

Conforme o Manual de amostragem em dutos e chaminés – Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental do Estado de São Paulo – CETESB (2005), extraindo-se a amostra de um volume conhecido do efluente gasoso e, após análises laboratoriais e procedimentos de cálculos, determina-se a quantidade total dos poluentes analisados. O objetivo básico da amostragem em chaminés consiste na realização da medição em campo de uma série de variáveis e parâmetros da fonte poluidora, para que, juntamente com as análises laboratoriais, seja possível determinar a concentração dos poluentes de interesse, quais sejam: MP (material particulado), SO₂ (dióxido de enxofre) e SO₃ (trióxido de enxofre).

A Norma L9.221-Determinação dos pontos de amostragem -Cetesb (1990), que é aplicável quando o sentido do fluxo dos gases for conhecido, não ciclônico e com seção transversal maior ou igual a 0,070 m², tem como objetivo definir o local na seção transversal da chaminé onde será executada a caracterização do efluente gasoso, e determinar o número de pontos necessários para a obtenção de amostras representativas nesta seção.

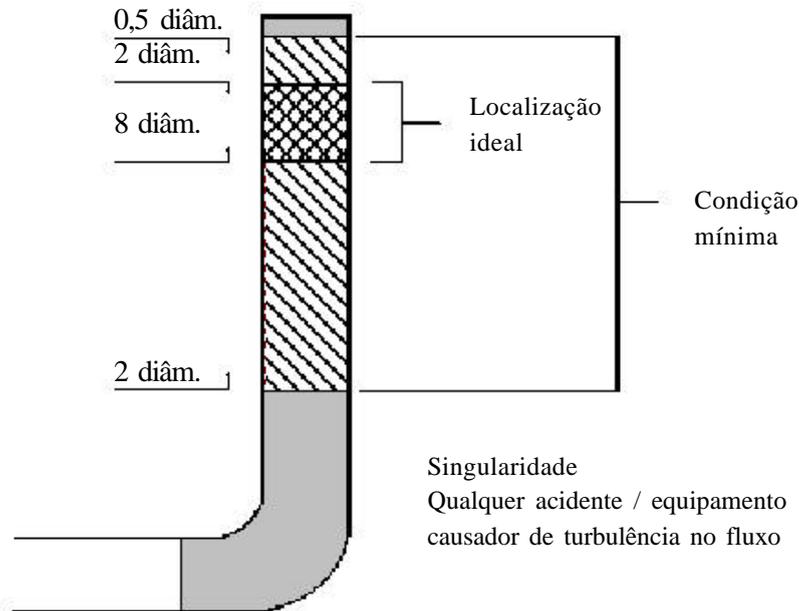


Figura 1 : Esquema da Seção Transversal da Chaminé.

Fonte: adaptado de Amostragem em dutos e chaminés, Cetesb (2005).

Para chaminés ou dutos de seção circular (que é o caso específico do trabalho), em condições gerais, escolhe-se uma seção transversal que fique a pelo menos 8 diâmetros internos a jusante e a pelo menos 2 diâmetros internos a montante de qualquer distúrbio de fluxo, tal como o causado por curva, expansão, contração, chama visível, entrada ou desvios. Caso isto seja impraticável, deve ser selecionada uma seção transversal que esteja a pelo menos 2 diâmetros internos a jusante e 0,5 diâmetro interno a montante de qualquer distúrbio de fluxo conforme é demonstrado na Fig. 1.

Para amostragem de material particulado em dutos e chaminés, em condições específicas, a determinação do número de pontos, quando a seção selecionada for circular e satisfizer o critério de 8 e 2 diâmetros, o número mínimo de pontos será:

- a) 8 pontos – para diâmetro interno entre 0,30m e 0,60m;
- b) 12 pontos – para diâmetro interno maior que 0,60m.

Quando a localização da seção transversal estiver fora da faixa de 8 e 2 diâmetros internos, o número mínimo de pontos é obtido da Fig. 2. Obtêm-se dois números, um a partir da distância a jusante e outro da distância a montante, escolhe-se o maior (mais crítico) e este deve ser o número mínimo de pontos.

As chaminés das caldeiras a gás natural possuem 0,65 m de diâmetro e altura de 6,05 m. Também por conveniência, a seção transversal da amostragem foi a 5,40 m a jusante da singularidade ($B = 8,3$) e 0,65 m a montante da próxima singularidade ($A = 1,0$). Conforme a Fig. 2, são necessários vinte e quatro pontos de amostragem.

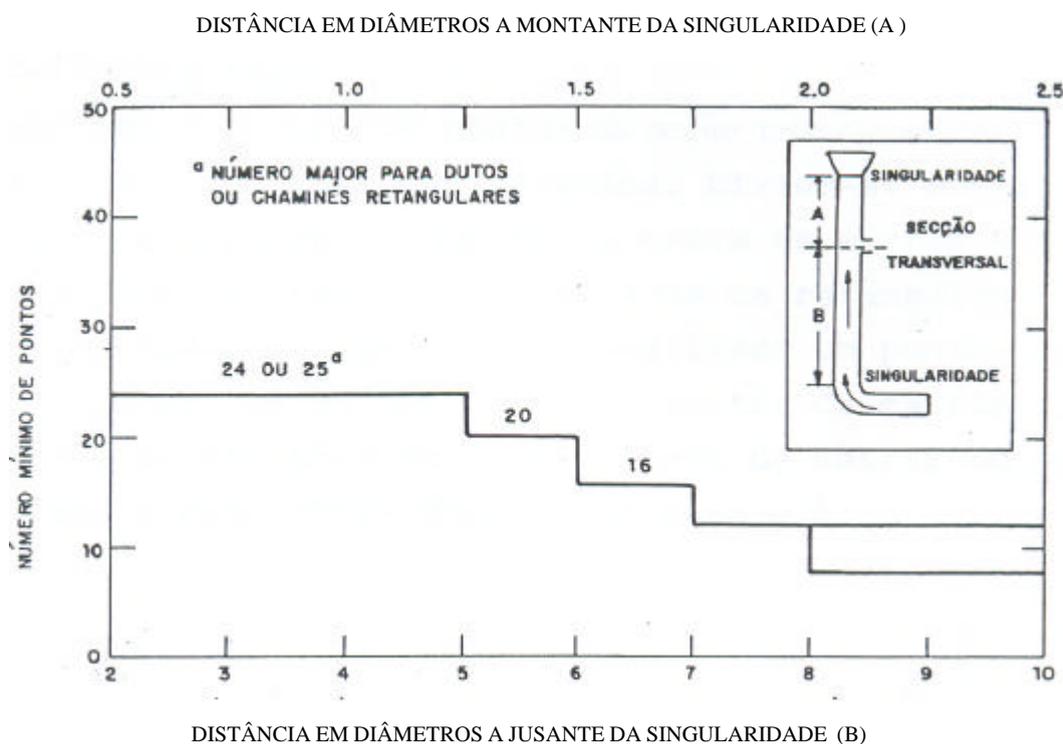


Figura 2 : Esquema da seção transversal da chaminé da caldeira a gás natural.

Fonte: adaptado do Manual de Normas Técnicas L9.221, Cetesb (1990).

A partir da determinação do local da tomada dos pontos de amostragem na chaminé, utiliza-se o equipamento para medição de campo denominado de trem de amostragem.

A amostragem deve ser representativa para todo o fluxo de gases emitidos pela chaminé e isto significa que a velocidade de aspiração da amostra deve ser igual à velocidade com que os gases escoam pela chaminé, ou seja, a amostra deve ser isocinética.

Uma vez garantida a isocineticidade da amostragem, a coleta de material particulado no ciclone e no filtro da câmara de aquecimento não deve ser inferior a 2,5 minutos por ponto de amostragem. O tempo total de coleta, ou seja, da soma dos pontos, não deve ser inferior a sessenta minutos e também não pode corresponder a um volume inferior a 850 litros nas CNTP, conforme L9.225 – Determinação de Material Particulado – Cetesb (1995).

Antes da amostragem é feita uma pesagem no ciclone e no conjunto filtro-porta-filtro. Após a amostragem realiza-se uma segunda pesagem desses componentes e a diferença em relação à pesagem inicial indica a quantidade de material particulado retido nesses componentes. Além disso, como parte do material particulado pode se apresentar retido ao longo da sonda, é preciso também contabilizar esse material. Para isso, com a sonda desconectada do trem de amostragem, faz-se uma lavagem interna com acetona e recolhe-se esse conteúdo em um Becker previamente tarado. Por evaporação da acetona a 60°C e posterior pesagem determina-se a quantidade da material particulado retido na sonda.

Os padrões legais de emissão normalmente são expressos em miligramas por normal metro cúbico (mg/Nm³) e, para a obtenção destes dados, são medidos parâmetros como pressões e temperatura ponto a ponto na chaminé, para então corrigir os valores medidos às condições padrões.

Considerando ainda que os padrões estabelecidos referem-se a metros cúbicos secos, é necessário que seja descontado o vapor de água existente nos gases amostrados, que no caso de produtos de combustão, podem resultar valores elevados. Para solucionar esse problema, depois da câmara aquecida, a amostra passa por um banho de gelo, para condensar o vapor de água contido nos gases.

A Fig. 3 representa um conjunto de reservatórios imersos no banho de gelo onde a amostra escoar da esquerda para direita. Os dois primeiros reservatórios na verdade são borbulhadores, onde antes de iniciar a amostragem adiciona-se um certo volume de água pesado com o próprio reservatório. No final da amostragem, pesam-se novamente os reservatórios e obtém-se a quantidade de umidade retida neles, conforme a L9.224 – Determinação da umidade dos efluentes – Cetesb

(1993). No terceiro reservatório nenhum líquido é adicionado; contudo, como ele também está imerso no banho de gelo, parte da umidade será condensada no interior deste. Finalmente, o restante da umidade fica retido no quarto reservatório onde está presente um gel de sílica. Assim, o total de água retida durante um tempo de amostragem corresponde à soma do aumento de peso dos reservatórios.

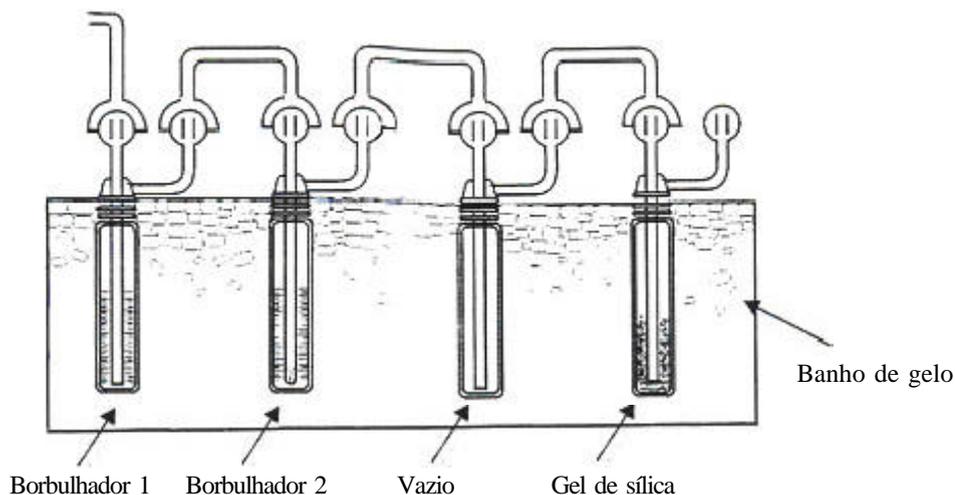


Figura 3: Conjunto caixa-fria/borbulhadores

Fonte: Amostragem em Dutos e Chaminés, Cetesb (2005).

Para as análises de SO_2 e SO_3 , uma estrutura semelhante à utilizada para determinação da umidade da amostra também é empregada, ou seja, reservatórios/borbulhadores são imersos a um banho de gelo, conforme a norma L9.228 - Determinação de dióxido de enxofre e de névoas de ácido sulfúrico e trióxido de enxofre - Cetesb (1992). Adiciona-se no primeiro borbulhador 100 ml de isopropanol a 80%, no segundo e terceiro 100 ml de peróxido de hidrogênio e no último reservatório um gel de sílica. Determina-se o SO_3 do frasco que contém isopropanol por titulação, usando torina como indicador de cor. Gradativamente adiciona-se (gota a gota) solução de perclorato de bário com concentração conhecida (0,01N). Quando a mistura mudar da coloração verde para rosa, a seguinte relação é utilizada para determinar a concentração de SO_3 através da relação $N.V = N'.V'$, onde N é a concentração conhecida do perclorato de bário na solução (0,01N), V é volume da alíquota a ser titulada (10ml), V' é o volume da solução de perclorato consumido na titulação (adicionado a mistura SO_3 /isopropanol/torina) e N' é a concentração do SO_3 .

O SO_2 é determinado de forma semelhante ao SO_3 . Mistura-se o conteúdo dos borbulhadores 2 e 3, retira-se uma alíquota de 10 ml e num Becker adiciona-se 40 ml de isopropanol 100%. Para titulação, utiliza-se torina. Novamente adiciona-se perclorato de bário (0,01N) até a alteração da coloração de verde para rosa. O cálculo da concentração do SO_2 segue o mesmo procedimento do SO_3 .

A determinação da massa molecular seca e do excesso de ar, conforme a norma L9.223 – Determinação da massa molecular seca e do excesso de ar no fluxo gasoso - Cetesb (1992), é obtida através da captação de um volume de amostra armazenado e um reservatório flexível e impermeável, com capacidade de 5 a 10 litros, instalado após a bomba de vácuo do trem de amostragem.

A amostra armazenada é conduzida ao aparelho de Orsat, onde se determinam as concentrações percentuais de CO_2 e O_2 , de acordo com a L9.210 – Análise dos gases de combustão através do aparelho de Orsat - Cetesb (1990). Por diferença de concentrações, calcula-se o percentual de N_2 .

2.3 Normalização das emissões

Os resultados obtidos através dos laudos entre 1993 e 2004 representam amostras que ocorrem para diferentes condições de excesso de ar, ou seja, diferentes porcentagens de O_2 nos produtos de combustão.

Como o excesso de ar dilui a concentração de qualquer composto presente nos gases de chaminé, para que as se possa comparar as emissões é necessário corrigi-las para um valor padrão de O_2 nos gases de combustão (CARVALHO JR. e LACAVA, 2003). Em geral, essa correção normaliza a emissão de um determinado poluente para concentrações corrigidas de 3% de O_2 , 7% de O_2 ou 12% de O_2 . No presente trabalho adotou-se 7% de O_2 .

Para a correção das emissões fez-se uso da Eq. (1) conforme sua dedução em CARVALHO JR. e LACAVA (2003).

$$[A]_{BS, corr} = \frac{21 - [O_2]_{BS, corr}}{2} \cdot [A]_{BS, real} \quad (1)$$

onde $[A]_{BS, corr}$ é a concentração do poluente A corrigida; $[O_2]_{BS, corr}$ é concentração de O_2 para o valor que se pretende corrigir, no nosso caso 7%; $[O_2]_{BS, real}$ é a concentração de O_2 medida e $[A]_{BS, real}$ é a concentração do poluente medida. O subscrito BS indica que a medida foi feita em base seca, ou seja, condensou-se e retirou-se a água da amostra.

3. Resultados

Os dados brutos foram obtidos a partir de laudos técnicos de análises de chaminés realizadas entre os anos 1993 e 2004, sobretudo para emissão de Material Particulado, SO_2 e SO_3 . Nesse período ocorreram modificações técnicas no Setor de Utilidades e os resultados foram divididos nos três grupos relacionados.

1 - Resultados das caldeiras a óleo operando com queimador cujo sistema de pulverização do combustível é feito com fluido gasoso auxiliar, que para a presente situação é o próprio vapor gerado pela caldeira (análises realizadas entre 1993 e 1995).

2 - Resultados para caldeiras a óleo operando com queimador cujo sistema de pulverização é mecânico, ou seja, a pulverização do combustível é feita pela passagem deste sob pressão por um orifício (análises realizadas entre 1997 e 2001).

3 - Resultados para caldeiras operando com gás natural como combustível (análises realizadas entre 1998 e 2004).

Entre 1993 e 2004, a Unidade de Geração de Vapor operou da seguinte maneira:

1993 – As caldeiras a óleo, denominadas por caldeiras 1 e 2, utilizaram queimadores com sistema de pulverização do combustível com fluido gasoso auxiliar.

1997 – Houve a troca dos queimadores de pulverização com fluido auxiliar por queimadores de pulverização mecânica, para aumento da capacidade de geração de vapor do setor.

1998 – Uma caldeira híbrida entrou em operação (denominada por caldeira três), utilizando gás natural.

2001 – As caldeiras a óleo deixaram de operar.

2003 – Uma segunda caldeira híbrida também entra em operação queimando gás natural.

A operação das caldeiras ocorre com os sopradores de ar na máxima descarga, sendo que a adequação da energia presente nos gases de combustão necessária para gerar o vapor é feita alterando-se a vazão de combustível. Assim, para carga menores de vapor espera-se uma combustão com maior excesso de ar e, conseqüentemente, maior porcentagem de O_2 nos gases de combustão. Se a medida de carga de vapor aumenta, também aumenta a vazão de combustível, reduzindo o excesso de ar e porcentagem de O_2 nos gases de combustão.

Esse arranjo operacional da caldeira pode ser concluído através dos resultados emitidos nos laudos de amostragem. Para uma mesma caldeira, a vazão na chaminé praticamente não varia com a quantidade de Q nos gases de combustão. Como a vazão de combustível é no mínimo quinze vezes menor que a de ar, como condição estequiométrica, então se pôde concluir que a alteração do processo de combustão em função da carga de produção de vapor foi executada através do ajuste da vazão de combustível.

Na seqüência, serão apresentados os resultados das emissões de Material Particulado, SO_2 e SO_3 para os três grupos de condição técnica de operação do Setor de Utilidades.

Os resultados são apresentados em função da porcentagem volumétrica do O_2 nos gases de combustão, representando a condição operacional. Além disso, os resultados foram corrigidos para 7% de O_2 , conforme apresentado anteriormente.

3.1 Emissão de material particulado (MP)

As Figuras 4, 5 e 6 apresentam as emissões de particulados para os grupos 1, 2 e 3, respectivamente. Para os resultados do Grupo 1, nota-se que há uma tendência média de redução da emissão de MP à medida que se aumenta o excesso de ar, ou seja, a porcentagem de O_2 nos gases de combustão. Com a maior disponibilidade de oxidante na região de chama, a tendência natural é de uma redução na quantidade de MP, pois, no caso da queima de óleo e gás, basicamente o material particulado formado são núcleos condensados sólidos com diâmetro inferior a 0,1 mm, conhecidos com fuligem. A fuligem forma-se em regiões da chama onde a temperatura é elevada e há deficiência de oxidante. Desta forma, o maior excesso de ar contribui para redução dessas regiões favoráveis à formação de fuligem.

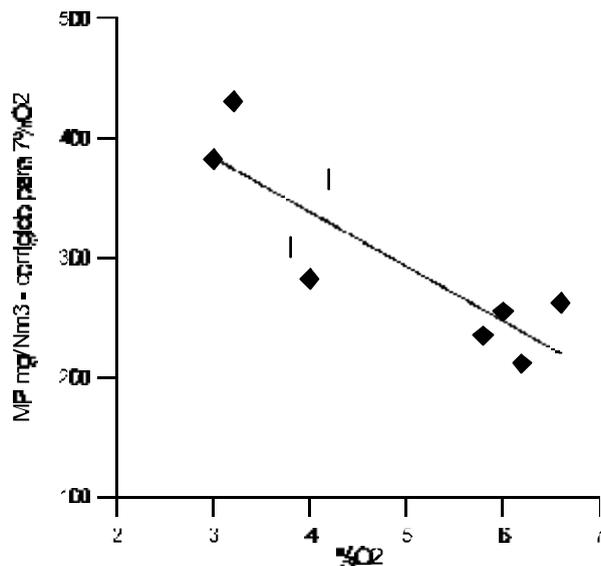


Figura 4 Emissão de material particulado Grupo 1 – pulverização utilizando vapor.

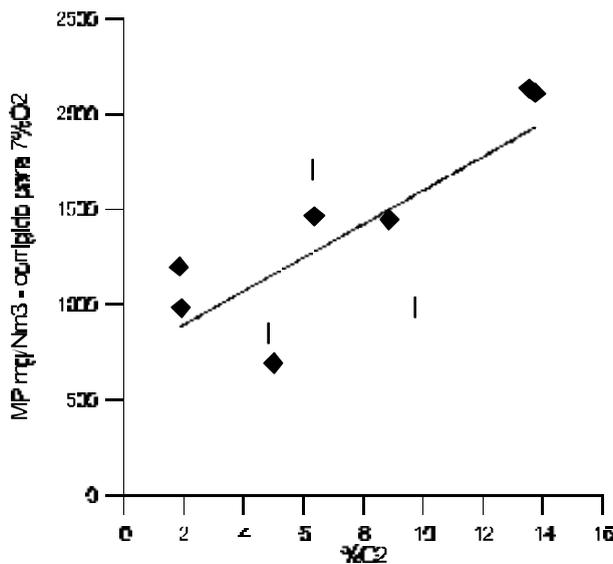


Figura 5 Emissão de material particulado Grupo 2 – pulverização mecânica.

A Figura 5 mostra que as emissões de material particulado (MP) aumentaram quando a pulverização passou de fluido auxiliar para mecânica. Além disso, a tendência dos resultados se inverteu, ou seja, operações com maior excesso de ar proporcionaram maior emissão de MP. Essa diferença pode estar associada com as diferenças entre os processos de pulverização. Na maneira como as caldeiras operam, o aumento no excesso de ar corresponde à redução na vazão de combustível, o que, para o processo de injeção de combustível se traduz em redução na pressão de injeção deste, piorando a qualidade da pulverização. Assim, mesmo com o aumento da quantidade de oxigênio disponível, a redução da vazão de combustível deteriora o processo de pulverização e prejudica a mistura entre o combustível e o ar, criando regiões na chama com deficiência de oxidante e favoráveis à maior formação de fuligem.

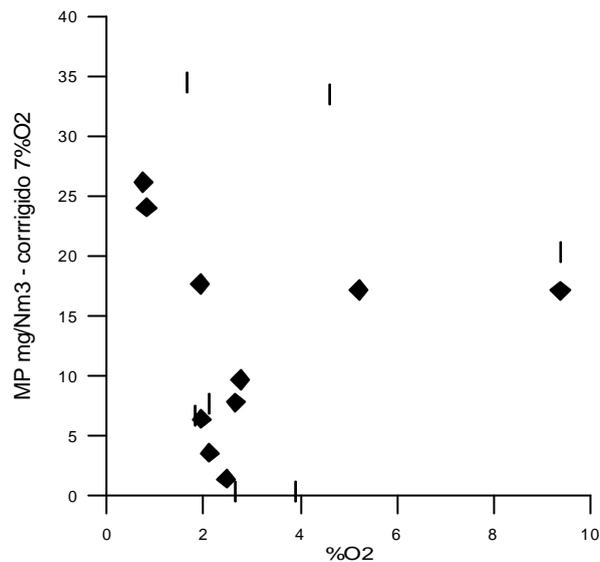


Figura 6 Emissão de material particulado Grupo 3 – Gás Natural.

A Figura 6 mostra que a emissão de material particulado (MP) para o gás natural é muito inferior à do óleo combustível seja qual for a tecnologia de combustão empregada para este. Para o gás natural, a emissão não ultrapassou 40 mg/Nm^3 ($7\% \text{O}_2$), enquanto que para o óleo combustível com pulverização a vapor esteve entre 178 e 612 mg/Nm^3 ($7\% \text{O}_2$) e para a pulverização mecânica entre 693 e 2135 mg/Nm^3 ($7\% \text{O}_2$). A menor formação de fuligem para o gás natural está associada a dois fatores:

1) o gás mistura-se mais rapidamente com o ar, o que evita regiões com deficiência de oxidante;

2) as reações de combustão são mais rápidas para o gás natural, pois não envolvem a quebra de complexas cadeias das moléculas como no caso do óleo combustível, favorecendo a combustão na “competição pelo carbono” entre as reações de combustão e as reações de craqueamento do combustível que formam a fuligem.

Mostra também que não houve um padrão para a emissão de MP com o aumento do excesso de ar. Provavelmente isto está associado ao fato das emissões serem muito baixas e alguma variação nessa faixa pode não ser facilmente observada pelo sistema adotado para avaliação do material particulado (MP).

3.2 Emissões de Dióxido de Enxofre (SO₂)

As Figuras 7, 8 e 9 mostram os resultados para as emissões de SO₂ para os Grupos 1, 2 e 3 respectivamente.

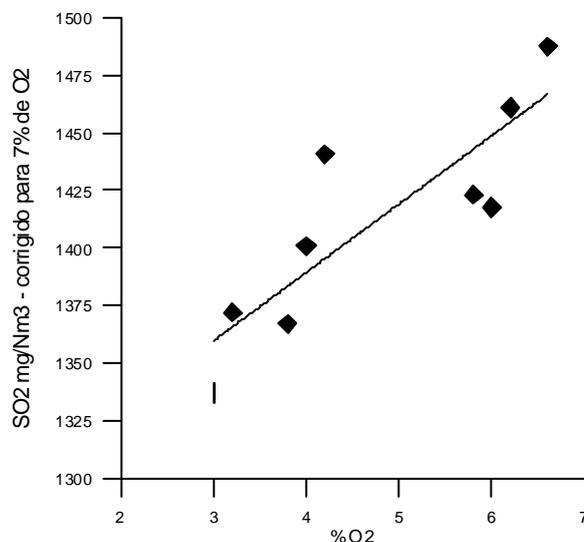


Figura 7. Emissão de SO₂ Grupo 1 – pulverização utilizando vapor.

Basicamente dois fatores influenciam a emissão de SO_2 em um processo de combustão: a quantidade de enxofre presente no combustível e a disponibilidade de oxigênio para oxidação desse enxofre. Qualitativamente, pode-se observar que há uma tendência de aumento da emissão corrigida de SO_2 com o também aumento do excesso de ar. Basicamente, a maior presença de oxigênio na região de chama favorece o mecanismo de formação do SO_2 , em especial a reação de terminação $\text{SO} + \text{O} \Rightarrow \text{SO}_2 + hv$.

As emissões de SO_2 para o óleo combustível foram diferentes conforme a técnica de pulverização do combustível. Ao contrário da emissão de MP, a pulverização utilizando fluido auxiliar foi mais favorável à formação de SO_2 , o que pode ser explicado pelo fato desse tipo de pulverização normalmente ser mais eficiente, o que favorece a mistura entre o reagentes e a oxidação do enxofre presente no combustível.

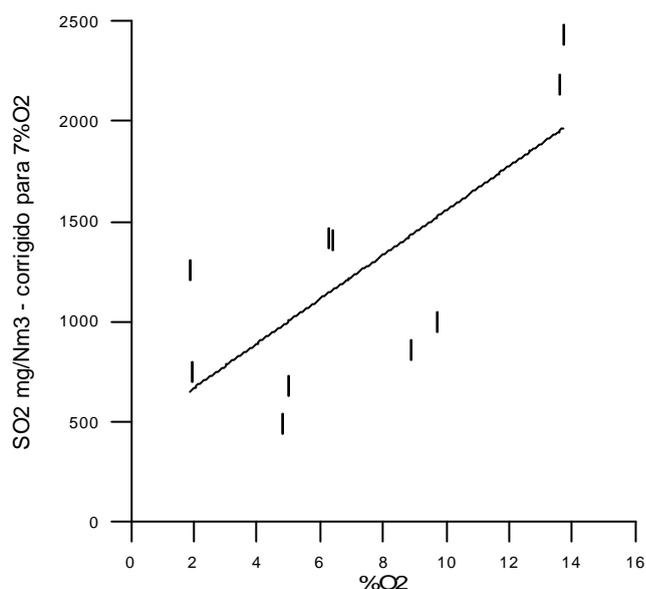


Figura 8 : Emissão de SO_2 Grupo 2 – pulverização mecânica.

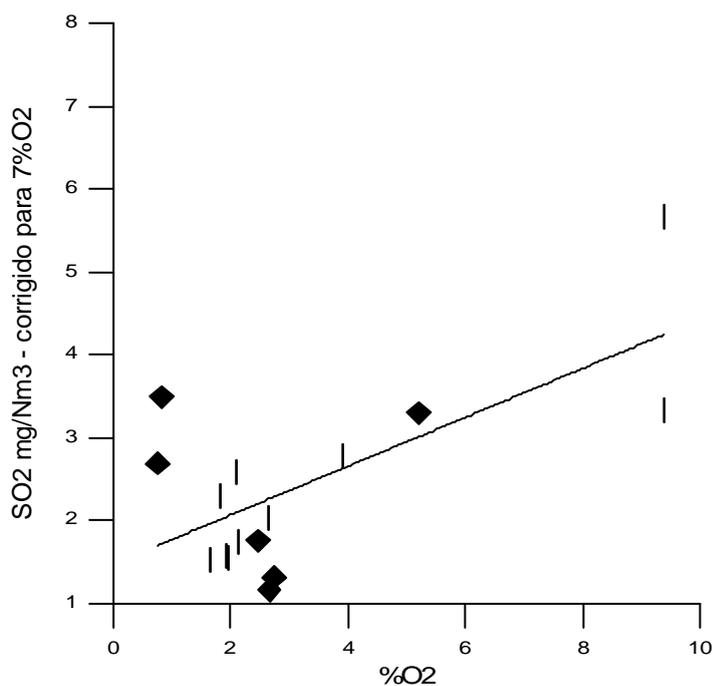


Figura 9: Emissão de SO_2 Grupo 3 – Gás Natural.

Tal qual a emissão de particulados, as emissões de SO₂ para o gás natural foram extremamente inferiores às do óleo combustível, independente da técnica utilizada para pulverização desse. Esse fato, a despeito de como se desenvolve o processo de combustão, está fortemente ligado à diferença da quantidade de enxofre presente em cada combustível. O óleo combustível 1A empregado está classificado como um óleo “ATE” – alto teor de enxofre, cerca de 5% de seu peso. O gás natural em sua composição é livre de enxofre. No entanto, para que ele deixe de ser inodoro, uma pequena quantidade deste é acrescentada. No entanto, de acordo com os resultados apresentados na Figura 9 a presença de SO₂ é praticamente desprezível em comparação ao óleo combustível, não ultrapassando 6 mg/Nm³ (7% O₂).

3.3 Emissões de trióxido de enxofre (SO₃)

Parte do SO₂ formado pode ser convertido a SO₃ pela reação: SO₂ + ½ O₂ ⇌ SO₃, contudo, para que tal reação ocorra é necessário baixa temperatura na chaminé, o que produz uma expectativa de emissão pequena desse composto para maioria dos dispositivos de combustão. Praticamente para todas as situações analisadas nesse trabalho, a temperatura no ponto de coleta da chaminé foi entre 400 e 500 °C, o que é teoricamente suficiente para pouca presença de SO₃, o que se confirmou para todos os grupos analisados, conforme mostram as Fig.'s 10, 11 e 12.

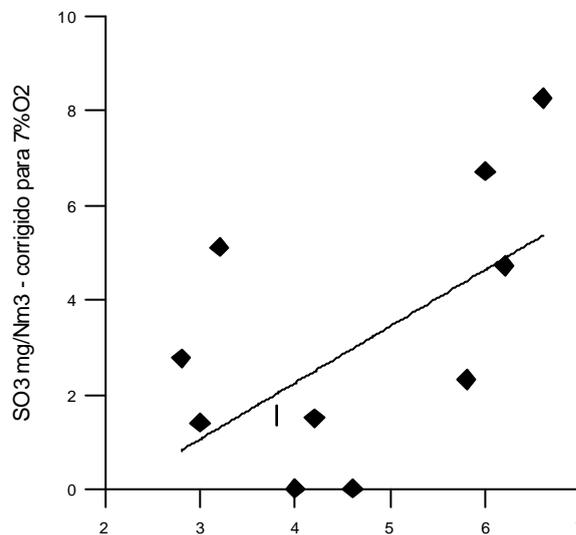


Figura 10 : Emissão de SO₃ Grupo 1 – pulverização utilizando vapor.

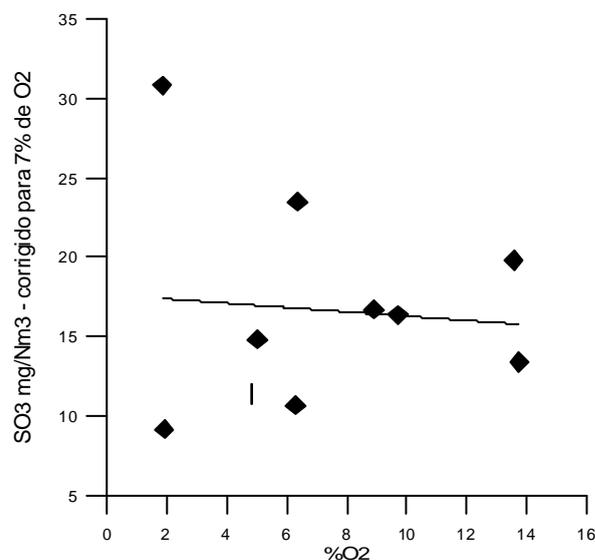


Figura 11: Emissão de SO₃ Grupo 2 – pulverização mecânica.

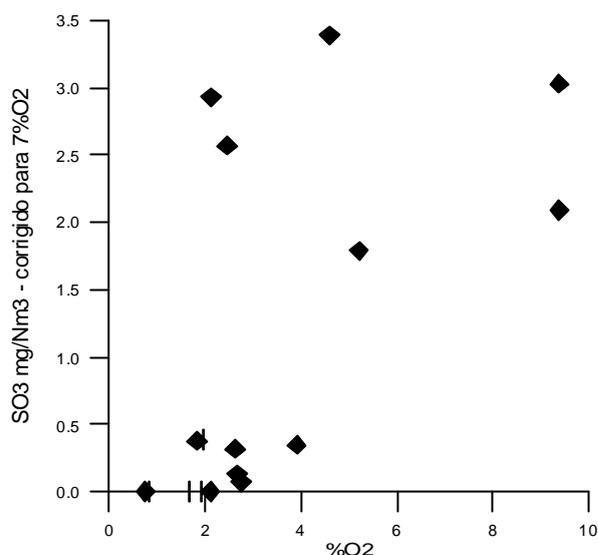


Figura 12 : Emissão de SO₃ Grupo 3 – Gás Natural.

4 Conclusões e comentários

Dentro do contexto de que o gás natural é um combustível que possibilita operações de combustão com menor emissão de poluentes e, dada a sua contínua expansão na matriz energética nacional, o presente trabalho direcionou-se para um estudo de caso sobre a troca do óleo combustível para gás natural no processo de geração de vapor de uma importante indústria situada na região industrial da cidade de São José dos Campos – SP.

De uma forma geral, a conclusão final do trabalho é algo que já se sabia de antemão, ou seja, que o gás natural emite menos poluente que o óleo pesado. Contudo, essa informação ou é apresentada de uma forma qualitativa, sem entrar em detalhes sobre as condições operacionais do processo, ou são resultados de experimentos controlados que não cobrem exatamente o contexto de uma operação industrial. Desta forma, o presente trabalho propiciou esse confronto entre a quantificação da emissão de poluentes com as condições de operação e com os equipamentos utilizados para produção de vapor.

Apesar dos resultados serem baseados em laudos, o presente trabalho teve a preocupação de informar ao leitor como é o procedimento para uma amostragem de chaminé baseado nas normas vigentes, conforme seção 2.

Quanto aos resultados apresentados, algumas observações podem ser feitas:

1) Independentemente das emissões de material particulado e SO₂ serem extremamente dependentes do processo de atomização do óleo combustível, as emissões desses poluentes é muito inferior para o gás natural.

2) Apesar da emissão relativamente alta de SO₂ para o óleo combustível, a presença de SO₃ na chaminé foi muito baixa, em razão da temperatura ainda ser suficiente elevada para pouca formação desse poluente.

Fica claro no presente trabalho que o ganho ambiental com a troca de combustível é muito grande. Contudo, é importante notar que a questão preço ainda é fundamental, se não a principal referência para tomada de decisão do setor industrial, na escolha do combustível. Assim sendo, é extremamente importante que o governo mantenha uma política de preço para o gás que realmente seja atrativa para o setor produtivo.

Evidentemente, os resultados e os comentários aqui apresentados são específicos para uma dada operação com equipamentos particulares. No entanto, boa parte do que foi visto serve de base para análises e estudos em outras unidades de geração de vapor ou até mesmo para outros processos industriais.

Finalmente, espera-se que esse estudo seja uma fonte inspiradora para outros trabalhos sobre esse tema e que outras empresas também abram suas portas para análises como esta, ou até mesmo para desenvolvimentos de experimentos em campo sem prejuízo de suas operações.

Referências

- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. Disponível em: <<http://www.eia.org>>. Acesso em: 10 jun. 2004.
- CARVALHO JÚNIOR, J. A.; LACAVAL, P. T. *Emissões em processos de combustão*. São Paulo: UNESP, 2003.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Dutos e chaminés de fontes estacionárias: determinação da massa molecular seca e do excesso de ar do fluxo gasoso*. São Paulo: CETESB, 1992.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Dutos e chaminés de fontes estacionárias: determinação da umidade dos efluentes: normas técnicas*. São Paulo: CETESB, 1993.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Dutos e chaminés de fontes estacionárias: determinação da velocidade e vazão dos gases: normas técnicas*. São Paulo: CETESB, 1992.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Dutos e chaminés de fontes estacionárias: determinação de dióxido enxofre: normas técnicas*. São Paulo: CETESB, 1992.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Dutos e chaminés de fontes estacionárias: determinação de material particulado: normas técnicas*. São Paulo: CETESB, 1995.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Dutos e chaminés de fontes estacionárias: determinação dos pontos de amostragem: normas técnicas*. São Paulo: CETESB, 1990.
- COMPANHIA DE TECNOLOGIA DE SANEAMENTO AMBIENTAL. *Manual de amostragem, em dutos e chaminés*. São Paulo: CETESB, 2005.
- LAGE, R. M.; LAGEMANN, V. *Combustão industrial, óleo e gás combustíveis*. São Paulo, 2003. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás - IBP, 2003. Programas e resumos do Curso de Combustão Industrial.
- MOUTINHO, E. S. Como petróleo e o gás podem mudar uma região. In: SEMINÁRIO GÁS NA ECONOMIA, Guarujá, SP, 2004. *Programas e Resumos...* Guarujá, SP, 2004.
- O'NEILL, P. *Environmental chemistry*. London: Chapman & Hall, 1995.
- SILVA, L. C. *Níveis de chumbo (Pb) e zinco (Zn) em solo e gramíneas como indicadores de poluição de áreas marginais de uma rodovia de grande tráfego*. 2004. 54 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia)-Universidade de Taubaté, Taubaté, 2004.

SOBRE OS AUTORES

Ricardo César Pimentel Chaim

Engenheiro Químico pela Escola Superior de Química Oswaldo Cruz, Campus São Paulo em 1991, Especialista em Engenharia de Segurança do Trabalho pela Faculdade de Engenharia Industrial – FEI – em 1992, Gestão e Tecnologias Ambientais pela Escola Politécnica – EPUSP – em 2002 e M.Sc em Ciências Ambientais pela Universidade de Taubaté – UNITAU – em 2005. Atualmente ocupa o cargo de Professor Associado da Universidade Metodista – UMESP – Campus Planalto em São Bernardo do Campo.

Pedro Teixeira Lacava

Engenheiro Mecânico pela Universidade Estadual Paulista – UNESP – Campus de Guaratinguetá em 1992, M.Sc em Ciências Espaciais pelo Instituto Nacional de pesquisas Espaciais – INPE – em 1995, Doutor em Engenharia Aeronáutica e Mecânica pelo Instituto Tecnológico de Aeronáutica – ITA – em 2000. Atualmente ocupa o cargo de professor Adjunto do Departamento de Propulsão da ITA, onde atua em nível de graduação e pós-graduação, como orientador convidado do Programa de Pós-Graduação em Ciências Ambientais da Universidade de Taubaté; é Vice-presidente da Associação Aeroespacial Brasileira – AAB; é Editor Associado da Área de Energia da Revista Tecnologia de Metalurgia e Materiais e em 2004 recebeu o Prêmio Presidente Vargas de Reconhecimento Tecnológico dado pela ABM – Associação Brasileira de Metalurgia e Materiais e CSN – Companhia Siderúrgica Nacional.