



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP de MDL)
Versão 03 – válido a partir de: 28 de julho de 2006**

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade do projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento
- C. Duração da atividade do projeto / Período de obtenção de créditos
- D. Impactos ambientais
- E. Comentários das partes interessadas

Anexos

Anexo 1: Dados para contato com os participantes na atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre o financiamento público

Anexo 3: Informações de linha de base

Anexo 4: Plano de monitoramento

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade do projeto****A.1 Nome da atividade do projeto:**

Projeto de Substituição de Combustível em Caieiras, SP, Brasil

Número da versão do documento: 5

Data: 10/09/2008

A.2. Descrição da atividade de projeto:

Um dos primeiros fabricantes de papel no Brasil, inaugurada em uma época em que o fornecimento desse produto no país dependia da importação, a MD Papéis realizou mudanças profundas sem se desviar do objetivo principal: produzir papéis de alta qualidade e manter-se sempre sintonizada, a fim de prever as tendências de demandas e do mercado.

A MD Papéis está comprometida em fornecer produtos e serviços que satisfaçam seus clientes, fomentando o contínuo aprimoramento de seu Sistema de Gerenciamento da Qualidade. Os principais certificados que atestam seu compromisso com a Qualidade Total, especialmente com relação aos produtos desenvolvidos para a embalagem de alimentos e uso farmacêutico, são os seguintes: CETEA (Mercosul), FDA (EUA) e ISEGA (Alemanha). A MD Papéis possui também um certificado que atesta que seu sistema de gerenciamento da qualidade está de acordo com a norma NBR ISO 9001:2000.

A MD Papéis, uma empresa do grupo Formitex, é conhecida mundialmente pela sua excelência no domínio de diferentes tecnologias para a manufatura de papéis especiais, desenvolvidos para uma indústria em que as transações comerciais entre empresas são muito freqüentes.

Propósito da atividade do projeto

Localizada em uma área industrial do Município de Caieiras, Estado de São Paulo, a empresa desenvolveu uma série de mecanismos e programas que, acima de tudo, demonstram sua preocupação com o meio ambiente e o bem-estar. Como parte desses programas, no início do ano de 2005, a MD Papéis iniciou o planejamento para a conversão do combustível usado em suas caldeiras geradoras de vapor, isto é, de óleo combustível para gás, através da celebração de um contrato com a Comgás – fornecedora de gás natural – e do desenvolvimento da engenharia do projeto. Conforme será explicado mais adiante, no cenário de linha de base, a empresa continuaria usando o óleo combustível em suas caldeiras durante o período de obtenção de créditos.

Os processos da MD Papéis dependem, principalmente, do vapor gerado em suas caldeiras (o vapor utilizado na Planta de Caieiras não é importado). Na verdade, a empresa dispõe de duas caldeiras Aalborg, movidas a óleo combustível.

Como a atividade do projeto proposto reduziria a emissão de gases de efeito estufa

Devido à variedade de barreiras (descritas em detalhes na Seção B.3), o uso de gás natural na indústria não é uma prática usual no Brasil. Portanto, o cenário mais provável do projeto da MD Papéis, no Município de Caieiras, seria manter as caldeiras movidas a óleo combustível.



A falta de políticas nacionais e/ou setoriais e as circunstâncias que influenciam as decisões, ou impõem obrigações à atividade do projeto proposto, também contribuem para essa situação. O uso de óleo combustível e gás natural não é restrito, nem exigido por nenhuma lei ou regulamento brasileiro ou local. Nenhuma política setorial incentiva o emprego de gás natural (bem como nenhuma política desencoraja o uso de óleo combustível). Portanto, nenhuma política setorial ou circunstância tornaria a atividade do projeto preferível, exceto o cenário de linha de base.

Para o projeto da MD Papéis, a principal causa da redução das emissões está relacionada ao fato de que o teor de carbono do gás natural é menor que o do óleo combustível.

É importante notar que a redução das emissões de GEEs supracitadas são adicionais às condições do local e práticas correntes e não ocorreriam na ausência do projeto. Assim sendo, o projeto segue o conceito de adicionalidade, definido segundo o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo de Quioto.

Contribuição da atividade do projeto à sustentabilidade

O projeto contribui para o desenvolvimento sustentável, já que:

- Contribui para a mitigação das emissões de gases de efeito estufa, pois o teor de carbono do gás natural é menor que o de outros combustíveis fósseis, como o óleo combustível;
- É mais seguro lidar com gás natural que óleo combustível, em termos de transporte e armazenagem (como o gás natural utiliza dutos, ao invés de caminhões, não há necessidade de armazená-lo em tanques, portanto os riscos de acidentes e de contaminação do solo/água são menores);
- Cria novos empregos diretos e indiretos durante a conversão e operação dos equipamentos;
- Disponibiliza, ainda, o gás natural na região onde a planta está localizada.

A.3. Participantes do projeto:

Nome da Parte envolvida (*) ([anfitriã] indica a Parte anfitriã)	Entidade(s) Privada e/ou pública Participantes do projeto (*) (conforme aplicável)	Por favor, indique se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> • Entidade privada : MD Papéis LTDA 	Não
(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma Parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).		

- O Brasil ratificou o Protocolo de Quioto em 23/08/02

A.4. Descrição técnica da atividade do projeto:

A.4.1. Local da atividade do projeto:

A.4.1.1. Parte(s) Anfitriã(s):



A República Federativa do Brasil

A.4.1.2. Região/Estado/Província etc.:

Estado de São Paulo

A.4.1.3. Município/Cidade/Comunidade e etc:

Caieiras

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização geográfica e o limite do projeto,, inclusive informações que permitam a identificação única da atividade do projeto (máximo de uma página):

O Município de Caieiras está localizado na Região Metropolitana da cidade mais importante do Brasil: São Paulo (a aproximadamente 32 km). A área do entorno do Município de Caieiras é bastante industrializada, compreendendo importantes fabricantes de plástico e de papel e celulose (**Figura 1**).

Figura 1 - Mapa de localização da MD Papéis.



A.4.2. Categoria(s) da atividade do projeto:

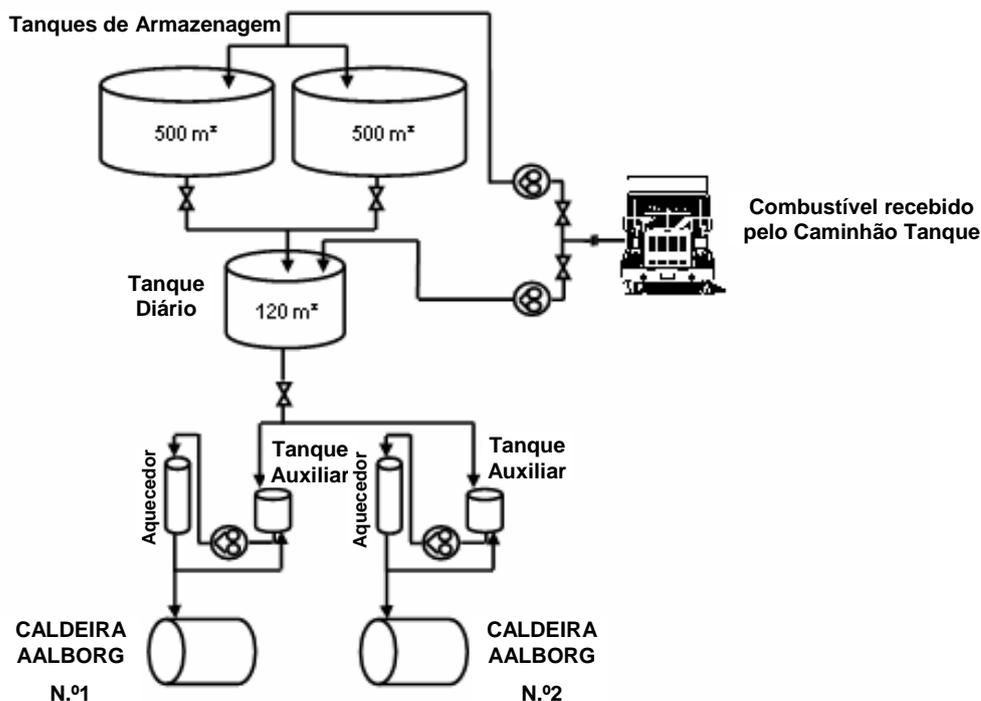
Esse projeto pertence à Categoria 4: Indústrias Manufatureiras, relacionadas nas *Sectoral Scopes* para credenciamento das entidades operacionais.

A.4.3. Tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto:

A atividade do projeto consiste na conversão das caldeiras movidas a óleo combustível para gás natural. O principal motivo era que a utilização de um combustível com menor teor de carbono reduz significativamente as emissões de GEE geradas pelas operações da MD Papéis.

Além disso, a atividade do projeto trará benefícios ambientais e atenuará alguns riscos das operações diárias com combustíveis (tais como acidentes e contaminação da água/solo). Atualmente, o óleo combustível é transportado por caminhões tanque e colocado em tanques de armazenagem (**Figura 2**). Após a implementação do projeto, o combustível (gás natural) será transportado através de dutos, portanto nenhum gás natural será armazenado na planta.

Figura 2 - Processo de Abastecimento de Combustível da MD Papéis



Quanto à tecnologia a ser empregada pela atividade do projeto, pode-se dizer que é bastante convencional e basicamente consiste na substituição dos queimadores de combustível (de queimadores de óleo combustível por um sistema de injeção de gás natural), construção de duto interno de gás natural e reforma dos instrumentos de campo (por exemplo, alguns acessórios existentes, que são usados para manter a temperatura do óleo, serão eliminados). Além disso, os tanques de armazenagem de óleo serão higienizados e o efeito poluente nas suas proximidades será reduzido. A **Tabela 1** apresenta as características das caldeiras que serão convertidas de acordo com a atividade do projeto.

Tabela 1 – Características das Caldeiras Aalborg.



Fabricante	Aalborg Industries Ltda
Modelo	AR-4N
Tipo de Caldeira	Fogo - Tubular
Montagem	Horizontal
Número de Passes	03
Produção de vapor (c/água a 20°C)	20.000 Kg/h
Qualidade do Vapor	Saturado
Combustível	Óleo 1A / 3A / NG
PCI do Combustível	9.650 Kcal/Kg
Queimador	KBO 750
Pressão de Operação	10,5 Kgf/cm ²
Pressão de Projeto	12,0 Kgf/cm ²
Pressão de Teste Hidrostático	18,0 Kgf/cm ²
Eficiência térmica com 80% de carga	90 %
CO ₂ nos gases de combustão	13 %
Consumo de óleo (c/água a 20° C)	1.483 Kg/h
Ano de instalação	Fabricado em 1998 e Instalado em 1999 (ambas as caldeiras)
Vida útil esperada	18 anos (ambas as caldeiras)

Conforme mencionado, todas as caldeiras apresentam uma vida útil restante de 18 anos e não haverá aumento da eficiência devido à conversão.

A.4.4 Quantidade estimada de redução de emissões durante o período de obtenção de créditos escolhido:

Estima-se que, anualmente, a atividade do projeto reduza as emissões de GEE em 10.298,76 tCO₂e.

Tabela 2 – Redução de emissões durante o período de obtenção de créditos

Anos	Estimativa anual de reduções da emissão em toneladas de CO ₂ e
Início em 01/03/2007	8.582,30
Ano de 2008	10.298,76
Ano de 2009	10.298,76
Ano de 2010	10.298,76
Ano de 2011	10.298,76
Ano de 2012	10.298,76
Ano de 2013	10.298,76
Ano de 2014	10.298,76
Ano de 2015	10.298,76
Ano de 2016	10.298,76
Término em 28/02/2017	1.716,46
Total de redução estimada (toneladas de CO₂e)	102.987,55
Número total dos anos de creditação	10
Média anual da redução estimada durante o período de obtenção de créditos (toneladas de CO₂e)	10.298,76

A.4.5. Financiamento público para a atividade do projeto:



Não será utilizado nenhum financiamento público.

SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base e monitoramento

B.1. Título e referência da metodologia de linha de base e de monitoramento aprovada aplicada à atividade do projeto:

Versão 3 da ACM0009 – *Metodologia de linha de base aprovada e consolidada para a substituição de combustível de carvão ou de petróleo por gás natural na indústria.*

Disponível na página eletrônica da CQNUMC:

<http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>.

B.2 Justificativa da escolha da metodologia e o por que ela é aplicável à atividade de projeto:

A planta de produção de papel da MD Papéis, atualmente em operação, não começou usando gás natural. Assim sendo, a atividade do projeto envolve a conversão das caldeiras existentes de óleo para gás natural.

Esse projeto atende aos critérios de aplicabilidade da ACM0009, pois:

- Antes da implementação da atividade do projeto, somente o óleo (e não o gás natural) foi usado nos elementos do processo;
- Os regulamentos/programas não proíbem as instalações de utilizar combustíveis fósseis que já estavam sendo usados antes da substituição de combustível;
- Os regulamentos não exigem o uso do gás natural ou qualquer outro combustível nos elementos do processo;
- A atividade do projeto não aumenta a capacidade de liberação térmica ou vida útil dos elementos do processo durante o período de obtenção de créditos (isto é, a redução de emissões é contabilizada somente no final do tempo de vida do elemento do processo relevante), nem há nenhuma expansão da capacidade térmica planejada para as instalações do projeto durante o período de obtenção de créditos;
- A atividade do projeto proposto não gera nenhuma mudança no processo integrado.

B.3. Descrição das fontes e gases incluídos dentro do limite do projeto

O limite do projeto abrange as emissões de CO₂ associadas à queima de combustível por cada elemento do processo sujeito à substituição de combustível. O limite do projeto é aplicável tanto às emissões de linha de base quanto às do projeto.

A fim de determinar as emissões da atividade do projeto, foram incluídas as emissões de dióxido de carbono oriundas da combustão de gás natural em cada elemento do processo.

Já para determinar as emissões de linha de base, foram incluídas as emissões de dióxido de carbono da combustão da quantidade de carvão ou óleo que, na ausência da atividade do projeto, seria usada em cada elemento do processo.

A **extensão espacial** dos limites do projeto abrange o local geográfico e físico das instalações industriais.

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/ Explicação
--	-------	-----	-----------	---------------------------



Linha de base	Queima do combustível de linha de base	CO ₂	Sim	Fonte principal da emissão
		CH ₄	Não	Fonte secundária
		N ₂ O	Não	Fonte secundária
Atividade do projeto	Queima do Gás natural	CO ₂	Sim	Fonte principal da emissão
		CH ₄	Não	Fonte secundária
		N ₂ O	Não	Fonte secundária

B.4. Descrição de como o cenário de linha de base é identificado e descrição do cenário de linha de base identificado:

Nesta seção, determina-se o cenário de linha de base mais plausível, seguindo todas as etapas sugeridas na Metodologia Aprovada Consolidada (*Approved Consolidated Methodology*) ACM0009.

Etapa 1. Identificação de todas as alternativas realistas e críveis para o uso de combustível no elemento do processo

Há quatro alternativas realistas e críveis disponíveis para os participantes do projeto:

- (1) Continuação da prática corrente do uso de óleo como combustível;
- (2) Substituição de combustível derivado de petróleo por biomassa;
- (3) Substituição de combustível derivado de petróleo por gás natural, em algum momento futuro, durante o período de creditação;
- (4) A atividade do projeto (substituição de óleo combustível por gás natural) não realizada através do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo -MDL.

Etapa 2. Eliminação das alternativas que não estão de acordo com as leis e regulamentos aplicáveis

Atualmente, as quatro alternativas estão de acordo com as leis e regulamentos brasileiros e não há leis/regulamentos que as tornem compulsória/preferível. Portanto, a decisão da MD Papéis na escolha do gás natural não foi imposta, nem restrita por nenhuma legislação vigente e a atividade do projeto proposta não é a única alternativa, pois a empresa poderia continuar usando o óleo combustível. Nenhuma alternativa é eliminada na Etapa 2.

Etapa 3. Eliminação das alternativas que encontram barreiras proibitivas

As alternativas 1 e 4 não encontram barreiras proibitivas. Entretanto, a alternativa 2 apresenta barreiras técnicas, pois a biomassa não está disponível e também, sua queima na caldeira, não é operacionalmente eficiente ou, até mesmo, possível. De acordo com o manual do equipamento (que é fornecido pela Aalborg Industries), a caldeira flamo-tubular apenas funciona com óleo combustível ou gás natural. A utilização de biomassa na caldeira flamo-tubular poderia gerar resíduos dentro do equipamento. Geralmente, a caldeira de biomassa é do tipo água tubular.

A alternativa 3 também enfrenta barreiras proibitivas devido ao fato de a determinação dos preços futuros do gás natural e óleo combustível não ser precisa.

O preço do óleo combustível no Brasil é livremente determinado pelas companhias fornecedoras, como a Petrobras, Esso, Shell e Ipiranga, e é afetado, principalmente, pelo preço do óleo no mercado internacional. O preço do óleo cru é determinado, basicamente, no mercado internacional pelo balanço entre a produção da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e da demanda das nações não-OPEP. Os preços do óleo têm sido muito voláteis ao longo dos últimos 25 anos e, além disso, períodos de volatilidade nos preços podem ser esperados no futuro, principalmente, devido a



circunstâncias políticas e econômicas imprevisíveis (EIA/DOE, 2006¹). Portanto, não é possível prever os preços do óleo combustível, uma vez que estes variam de acordo com o mercado internacional de óleo, e este influenciado por uma série de variáveis indefinidas (como clima, disponibilidade do combustível e geopolítica).

De acordo com a ANP (2002)², o preço do gás natural que é vendido às distribuidoras, como a Comgás, é constituído fundamentalmente por duas parcelas: (i) o preço do gás na boca do poço, que é destinado para a remuneração dos produtores, e (ii) preço do transporte, que é destinado aos transportadores do gás no transporte da área de produção até a área de consumo.

Existem, atualmente no Brasil, três formas distintas para determinar o preço do gás natural³. Uma delas está associada ao gás natural produzido no país. O gás natural nacional é regularizado pelo Ministério de Energia, que estabelece o preço máximo do gás natural nacional a ser vendido para empresas concessionárias de gás canalizado. O preço total é composto da soma do preço na boca do poço na entrada do gasoduto e a parcela referente ao transporte do gás do local de recebimento ao de distribuição. Conforme mencionado pela ANP, o preço do gás natural produzido no Brasil é determinado de acordo com a cesta de óleo combustível, que é calculada no mercado internacional.

A segunda maneira consiste na determinação do preço do gás natural importado. O preço do gás natural importado, que é destinado aos distribuidores locais, já foi liberalizado. Neste caso, as partes negociam livremente contratos presentes e futuros.

O gás natural do Estado de São Paulo é importado da Bolívia. Desta forma, o preço é liberalizado e uma previsão precisa não é possível devido a uma série de incertezas envolvendo os mercados interno e internacional que afetam direta ou indiretamente o preço dos combustíveis.

Segundo Almeida (2006)⁴, as companhias distribuidoras e os consumidores não estão certos de como a Petrobras e o Governo irão garantir o fornecimento nos próximos anos. Além disso, estes agentes não sabem informar o preço futuro do gás natural.

Por esta razão, a alternativa 3 enfrenta barreiras proibitivas e é eliminada nesta etapa.

¹Energy Information Administration (EIA). *International Energy Outlook 2006*. Chapter 3. 2006
Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/oil.pdf>

² Agência Nacional do Petróleo. *Indústria Brasileira de Gás Natural: Histórico Recente da Política de Preços*. Séries ANP Número IV. Rio de Janeiro, 2002. Disponível em:
<http://www.anp.gov.br/doc/gas/LivroHistoricoTarifa.PDF>

³ A terceira maneira não será mencionada aqui, visto que está relacionada ao gás natural destinado às usinas Termoeletricas.

⁴ Almeida E. Crise do Gás Boliviano e o Futuro da Indústria de Gás Natural no Brasil. Boletim Infopetro Petróleo e Gás Brasil. Março/Abril de 2006 – ano 7 – n.2.
Disponível em: www.ie.ufrj.br/infopetro



Etapa 4. Comparação da atratividade econômica das alternativas remanescentes

Conforme requisitado pela metodologia da linha de base ACM0009, comparou-se a atratividade econômica sem as receitas das vendas da REC (Redução de Emissões Certificada), para a Alternativa 1 e Alternativa 4, aplicando-se a Etapa 2 (análise comparativa do investimento) da última versão da *Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade* aceita pelo Conselho Executivo do MDL.

A *Ferramenta para a demonstração e avaliação da adicionalidade* sugere três métodos de análise: análise simples de custos (Opção I), análise comparativa do investimento (Opção II) e análise de *benchmark* (Opção III). Assim sendo, a análise comparativa do investimento (Opção II) foi adotada e o cenário de linha de base mais plausível foi selecionado, através da comparação do custo de uso de gás natural e óleo combustível, com base no fornecimento da mesma quantidade de energia.

A probabilidade de desenvolvimento desse projeto, comparada à continuação de sua linha de base, será determinada por meio da análise do Valor Presente Líquido (VPL). Assim sendo, realizou-se a análise comparativa do investimento, levando em consideração alguns dados básicos:

- (i) Custos de ambos os combustíveis (preço e consumo)
 - *Óleo combustível*
Preço: 0,6180 R\$/Kg
64,03648 R\$/Gcal;
Consumo: 16.840.000 Kg/ por ano
 - *Gás natural*
Preço: 0,60768 R\$/m³
67,03533 R\$/Gcal
Consumo: 17.926.751,24 m³/ por ano (ou 1.493.896 m³/ por mês)

Fonte: MD Papéis, com base no volume de gás natural exigido para suprir a necessidade histórica de energia da planta (desde 2005) – que costumava ser atendida pelo consumo de óleo combustível no cenário de linha de base.

Os preços do gás natural por unidade de energia são mais altos que os do óleo combustível na época em que a decisão da implementação do projeto foi tomada, isto é, no começo de 2005. Conseqüentemente, os preços superiores do gás natural em comparação aos de óleo combustível e o investimento necessário para a conversão dos combustíveis, ao longo da vida útil do projeto (18 anos), resultaram em VPL negativo, se não considerado o MDL (favor ver análise comparativa de custos pelo VPL)

A fonte dos preços do gás natural é a CSPE (Comissão de Serviços Públicos de Energia), que é a comissão reguladora do fornecimento de energia do Estado de São Paulo e responsável pela determinação dos preços do gás natural no estado. As informações relacionadas ao preço do óleo combustível durante o período tem como base os recibos de compra dos fornecedores de óleo combustível da MD Papéis, que são a Petrobras, Shell e Grigollettos. Já o gás natural segue o preço mensal estipulado pela CSPE no mesmo período, disponível no CSPE n.º 297, de 28-5-2004; segmento industrial, classe 10.

Com relação à previsão dos combustíveis, a determinação de seus preços futuros não é precisa, principalmente devido a incertezas, envolvendo os mercados interno e externo, que afetam direta ou indiretamente o preço.

- (ii) Investimento total necessário para a conversão das caldeiras: R\$ 863.135;
- (iii) Eficiência de combustão dos diferentes combustíveis no elemento do processo



- Óleo combustível: 90,0%
 - Gás natural: 90,0%
- Fonte:** Fornecedor dos Equipamentos - Aalborg-Industries
- (iv) Vida útil do Projeto, que é igual a vida útil remanescente da unidade geradora de energia existente: 18 anos.

Além disso, para fins de cálculo do indicador do VPL, algumas premissas são assumidas:

- Taxa básica de juros média nominal do Brasil em 2005: 18,0% ao ano (fonte: www.bacen.gov.br)
- Inflação: Baseada no Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) em 2005: 5,7% ao ano (fonte: www.ibge.gov.br)

Alternativa 1 – Caldeiras movidas a óleo combustível

VPL: R\$ (70.114.844)

Período: 2006 (2º semestre) – 2024 (1º semestre)

Taxa de juros real: 12,3%

Alternativa 4 – Caldeiras movidas a gás natural

VPL: R\$ (74.082.429)

Período: 2006 (2º semestre) – 2024 (1º semestre)

Taxa de juros real: 12,3%

Uma análise de sensibilidade do VPL dos custos foi realizada quando a taxa real de juros brasileira e o preço do gás natural foram alterados. Estes parâmetros foram selecionados devido a forte influência que exercem na atratividade do Projeto.

Conforme mostram Tabela 3 e Tabela 4, a alternativa 1 (caldeiras movidas a óleo combustível) continua sendo a opção mais econômica mesmo quando estes parâmetros variam tendendo a favor da alternativa 4 (caldeiras movidas a gás natural).

Tabela 3 – Análise de Sensibilidade VPL

Taxa de Juros	Custos VPL	Custos VPL
	Óleo Combustível	Gás Natural
14% (+2%)	(62.114.644)	(65.697.270)
13% (+1%)	(65.920.740)	(69.686.827)
12%	(70.114.844)	(74.082.429)
11% (-1%)	(74.748.783)	(78.938.295)
10% (-2%)	(79.882.620)	(84.317.258)



Tabela 4 – Análise de Sensibilidade VPL

Redução do Preço do Gás Natural	Custos VPL	Custos VPL
	Óleo Combustível	Gás Natural
0,50%	(70.114.844)	(73.717.547)
1,00%	(70.114.844)	(73.356.277)
1,50%	(70.114.844)	(72.998.567)
2,00%	(70.114.844)	(72.644.364)
2,50%	(70.114.844)	(72.293.616)
3,00%	(70.114.844)	(71.946.274)

Portanto, comparando o VPL dos custos das duas alternativas acima, o cenário com o melhor custo-benefício é o da primeira – caldeiras movidas a óleo combustível – que apresenta o VPL mais alto. Assim sendo, a alternativa 1 continua sendo o cenário da linha de base, pois esse poderia ser o mesmo encontrado na ausência da atividade do projeto.

B.5. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs por fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade registrada do projeto de MDL (avaliação e demonstração de adicionalidade):

Nesta seção, demonstra-se a adicionalidade do Projeto com base na metodologia consolidada de linha de base ACM0009.

Etapa 1. Análise do Investimento e de Sensibilidade

- **Alternativa 1 – Caldeiras movidas a óleo combustível**

Essa é a situação original no local, usada como cenário de referência na análise de fluxo de caixa dos custos de combustível.

- **Alternativa 4 – Caldeiras movidas a gás natural**

Tabela 4 - Análise Econômica sem as Receitas do MDL

Período (2006-2024)	Investimento	VPL
Anos	R\$	R\$
18	863.135	(3.965.474)

Tabela 5 - Análise Econômica com as Receitas do MDL

Período (2006-2016)	Investimento	Receitas Oriundas do MDL	VPL
Anos	R\$	R\$	R\$
18	863.135	5.005.194,99	(1.479.036)

Foi realizada uma análise de sensibilidade do VPL quando a taxa básica de juros brasileira foi alterada. Esse parâmetro foi selecionado, pois costuma variar ao longo do tempo, além de ser o mais influente no



que se refere a atratividade do projeto. Assim sendo, verificou-se que o VPL do projeto permanece mais baixo (negativo) que sua alternativa, mesmo no caso de esse parâmetro mudar em favor do projeto.

Tabela 6- Análise de Sensibilidade

Taxa de Juros	VPL com MDL	VPL sem MDL
14,30%	(1.324.983)	(3.582.626)
13,30%	(1.397.432)	(3.766.087)
12,30%	(1.479.036)	(3.965.474)
11,30%	(1.574.095)	(4.189.512)
10,30%	(1.681.931)	(4.434.638)

A partir das análises dos resultados, é possível concluir que:

A alternativa 4 possui o VPL negativo com ou sem as RECs. Isso demonstra que o impacto das receitas oriundas do MDL é importante na escolha do projeto, uma vez que reduz os prejuízos financeiros. Desta forma, como o VPL da Alternativa 4 sem as RECs é negativo, o projeto é adicional.

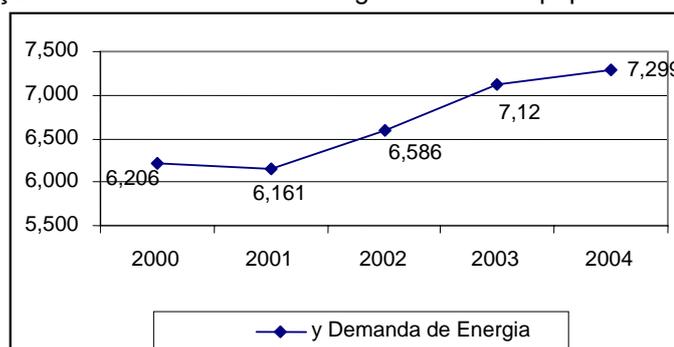
Etapa 2. Análise da Prática Comum

Tradicionalmente, o gás natural tem representado um papel secundário no sistema energético brasileiro. Até 1995, a Petrobras monopolizava sua produção, importação e transporte e as reservas domésticas eram relativamente pequenas. Em 1997, a liberalização do mercado energético brasileiro iniciou a abertura do mercado de gás natural ao capital privado.

A demanda de gás natural tem apresentado uma tendência no Brasil, pois, passando de 4,2 bilhões de m³ em 1990 para 7,7 bilhões de m³ em 1999, envolveu um aumento anual acumulado de 7%. Desde a interconexão com a Bolívia, o consumo anual cresceu 25,1% até chegar a 15,1 bilhões de m³ em 2002.

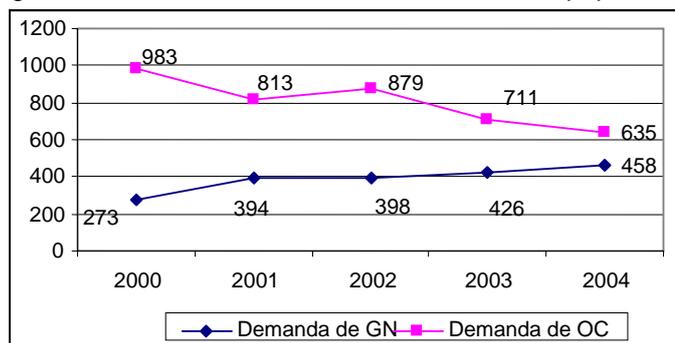
O **Gráfico 1** apresenta a evolução do consumo total final de energia (eletricidade e combustíveis) no setor de pasta de papel e papel nos últimos cinco anos.

Gráfico 1 – Evolução da demanda total de energia no setor de papel e celulose (em 1.000 tep)



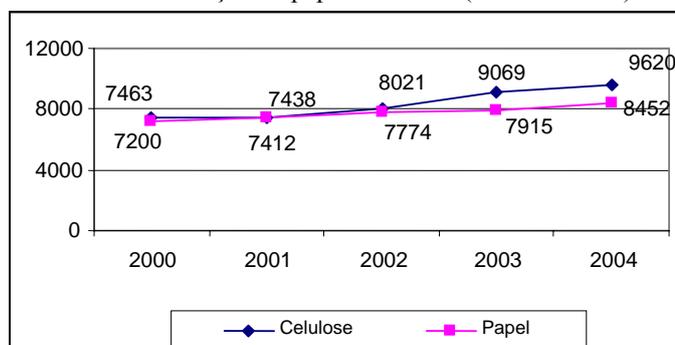
Fonte: BEN – Balanço Energético Nacional (2005)

O **Gráfico 2** mostra a evolução da demanda de gás natural e óleo combustível, considerando-se o mesmo período.

**Gráfico 2** - Demanda de gás natural e óleo combustível na indústria de papel e celulose (em 1.000 tep)

Fonte: BEN – Balanço Energético Nacional (2005)

O **Gráfico 3** apresenta a evolução da produção de papel e celulose dentro do mesmo período (2000 – 2004).

Gráfico 3 - Produção de papel e celulose(em 1.000 tons)

Fonte: BEN – Balanço Energético Nacional (2005)

Conforme os gráficos anteriores indicam, houve um aumento da demanda absoluta de gás natural no setor e uma correspondente diminuição na demanda do óleo combustível entre os anos de 2000 e 2004. Esse fato pode estar associado à reforma do setor de óleo e gás.

Apesar disso, o uso de gás natural na indústria ainda representa somente 10% de todo o mercado (**Gráfico 4**) e a prática mais comum já foi o uso de óleo combustível. Quanto à venda de gás, a indústria papelreira representa somente 11,3% do total de vendas, conforme os dados mais recentes disponibilizados na página eletrônica da Comgás (**Gráfico 5**). Portanto, atualmente, o uso de gás natural no segmento industrial ainda não é prática comum no Brasil.

Gráfico 4 – Difusão do Gás Natural

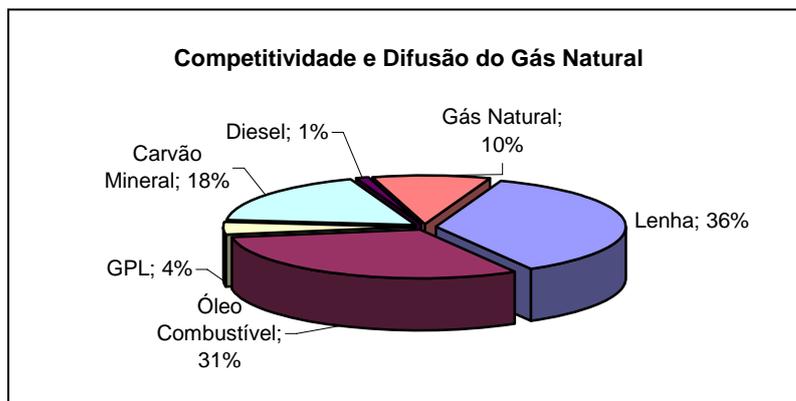
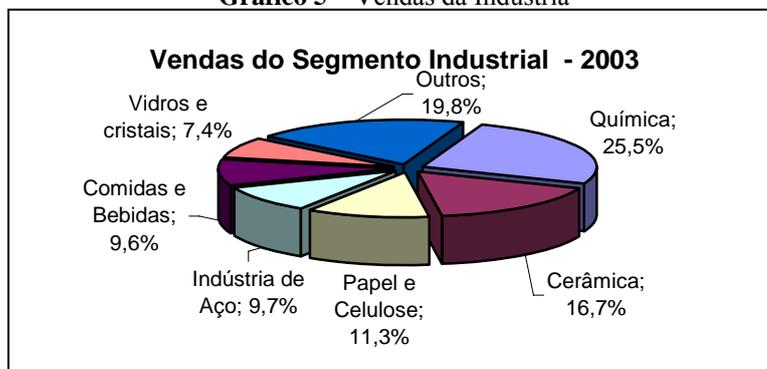
Fonte: CSPE - 2005⁵

Gráfico 5 – Vendas da Indústria



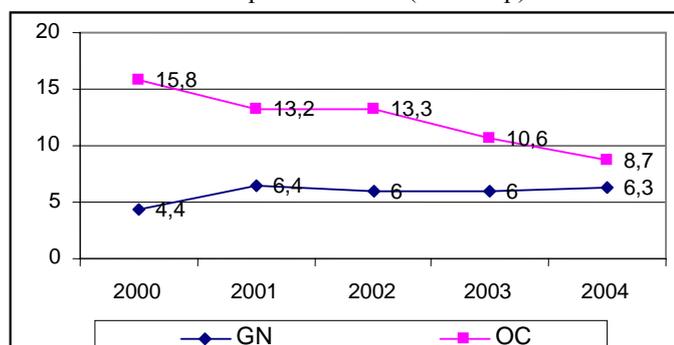
Fonte: Comgas - 2003

Além disso, a tendência da demanda de gás natural tem se mantido estável desde 2001, o que pode estar associado ao elevado grau de incerteza com relação ao desenvolvimento do mercado de gás natural no país, principalmente devido às barreiras existentes para sua difusão. O **Gráfico 6** apresenta a demanda relativa de gás natural e óleo combustível associada ao setor de papel e celulose.

⁵ http://www.cspe.sp.gov.br/downloads/secoes/gas_audiencia/01-2005/Etapa-I/DocumentacaoGeral/ResumoExecutivoPlanoNegocios.pdf

⁶ http://www.comgas.com.br/templates/gempresas_industria_cenergetico.aspx?page=594&idiom=1

Gráfico 6 - Demanda Relativa de Óleo Combustível e Gás Natural na Indústria de Papel e Celulose (em % tep)



Fonte: BEN – Balanço Energético Nacional (2005)

Segundo um relatório publicado pela ANP⁷ (Agência Nacional de Petróleo), a agência brasileira reguladora da indústria petrolífera e de gás natural, as barreiras mais importantes para a difusão do gás natural nos mercados brasileiros estão associadas à sua interface com as indústrias de combustíveis de petróleo e de energia. O relatório relacionou quatro tipos de barreiras:

1. Segmentos de Transporte e Distribuição: Dependência significativa das estratégias da Petrobras.

A expansão do uso de gás natural no Brasil depende, basicamente, da infra-estrutura de transporte e distribuição. Entretanto, além de ser ainda muito pouco desenvolvida, essa área carece de perspectivas para futuros investimentos. A Petrobras, uma empresa do governo federal, historicamente, possui os direitos de monopólio da produção, importações e transporte de óleo e gás no Brasil. Mesmo após o processo de reforma, continua sendo a maior operadora do setor. Em suas decisões estratégicas, sempre procura preservar seus mercados, comprometendo o desenvolvimento de outros participantes e empresas, assim como o estabelecimento de um mercado livre verdadeiro.

A Petrobras detém uma posição dominante tanto no segmento de transporte quanto nas atividades de distribuição tanto do gás produzido internamente quanto do importado. Em relação ao segmento de transporte, é responsável pelos principais projetos de expansão de dutos. Entretanto, a expansão da rede de transporte realizada por essa empresa não seria suficiente para a difusão do gás natural no Brasil. Além disso, a existência do conflito em relação ao acesso à Gasbol (gasoduto Boliviano-Brasileiro) evidencia seu uso ineficiente, o qual opera com capacidade ociosa.

Quanto ao segmento de distribuição, atualmente, a rede é insuficiente, com exceção da CEG (Companhia Distribuidora de Gás do Estado do Rio de Janeiro) que abrange toda a região metropolitana do Rio de Janeiro. De fato, as outras empresas não atendem nem a metade do número de municípios dentro de suas áreas de concessão.

2. Baixa competitividade dos preços do gás natural em comparação aos outros preços de energéticos:

Conforme o relatório da ANP, o preço do gás é a variável mais importante para introduzi-lo no segmento industrial. Levando em consideração as necessidades das indústrias, o preço reduzido do óleo combustível, especialmente dos óleos mais pesados, pode representar uma barreira à introdução

⁷ Agência Nacional do Petróleo – ANP. Estudo para Elaboração de Modelo de desenvolvimento da indústria de Gás Natural Brasileira (ANP, 2005). Disponível em: www.anp.gov.br.



do gás natural. Além disso, a existência de impostos aplicados sucessivamente a vários estágios da cadeia desse produto, além de outros tantos cobrados pelos diferentes estados onde o gasoduto passa, representa outro problema para o mercado.

No caso específico da MD Papéis, a indústria fica localizada no Estado de São Paulo, cujo fornecimento é realizado através do gás importado da Bolívia. Portanto, devem ser considerados os problemas reais desse país que possam, eventualmente, não apenas levar a um aumento da incerteza em relação à manutenção do suprimento desse produto, mas também gerar preços futuros mais altos do gás natural no estado. Conseqüentemente, haveria uma redução ainda maior da competitividade do gás natural.

3. Regulamentos e Incertezas Institutionais

A regulamentação do gás é compartilhada entre as autoridades em nível federal e estadual. Enquanto a agência reguladora federal (ANP), criada em 1997, controla a produção e o transporte de óleo e gás para a cidade, a distribuição de gás é controlada em nível estadual por agências reguladoras que, com muita frequência, adotam o regulamento de outros serviços públicos (tanto água e esgoto, quanto transporte público). Há limites e lacunas na estrutura reguladora estabelecida pela Lei 9.478/97, além de outras legislações relacionadas, que tornam incertas as responsabilidades e possibilidades da ANP de regulamentar o mercado. Os exemplos dados pela ANP referem-se à falta de definição das regras sobre o livre acesso a outras empresas ao sistema de transmissão. Além disso, não há uma divisão clara das competências entre a agência reguladora federal (ANP) e as estaduais, aumentando assim os tão chamados riscos reguladores do mercado de gás natural no Brasil, onde se cria um ambiente instável para o comportamento dos agentes e sua decisão quanto aos investimentos.

Etapa 3. Impacto do Registro do MDL

Todos os aspectos acima identificados geraram um cenário, em 2006, onde o desenvolvimento de um mercado sólido e seguro de gás natural foi percebido com cautela pela MD Papéis. A escolha desse combustível implicava em importantes mudanças e custos adicionais para a empresa, além de encontrar um cenário incerto com relação aos mercados de gás natural e definição de preços. Essas mudanças representaram barreiras para o projeto acontecer sem os incentivos de MDL. Foi demonstrado na etapa 1 – Análise do Investimento – que o uso de gás natural representa um VPL negativo com ou sem as RECs, mas que as RECs reduziram os prejuízos financeiros. Já na etapa 2, verificou-se que o uso de gás natural no segmento industrial, em particular na indústria de papel e celulose, não é uma prática comum. Assim sendo, o projeto proposto é adicional.

B.6. Redução de emissões:

B.6.1. Justificativa da escolha da metodologia:

O cálculo das emissões da linha de base e das fugas é feito para cada elemento do processo do projeto, de acordo com a metodologia aprovada consolidada ACM0009:

Emissões do projeto

As emissões do projeto (PE_y) incluem as de CO_2 provenientes da combustão do gás natural em todos os elementos do processo i . São calculadas com base na quantidade de gás natural queimado em todos os elementos do processo i e respectivos poderes caloríficos inferiores e fatores de emissão de CO_2 do gás natural (EF_{NG,CO_2}), conforme abaixo:

$$PE_y = FF_{project,y} \cdot NCV_{NG,y} \cdot EF_{NG,CO_2,y} \quad (1)$$



com

$$FF_{project,y} = \sum_i FF_{project,i,y} \quad (2)$$

onde:

PE_y	Emissões do projeto durante o ano y em t CO ₂ e
$FF_{project,y}$	Quantidade de gás natural queimado em todos os elementos do processo durante o ano y em m ³
$FF_{project,i,y}$	Quantidade de gás natural queimado no elemento do processo i durante o ano y em m ³
$NCV_{NG,y}$	Poder Calorífico Inferior médio do gás natural queimado durante o ano y em MWh/m ³
$EF_{NG,CO_2,y}$	Fator de emissão de CO ₂ do gás natural queimado em todos os elementos do processo no ano y em t CO ₂ /MWh

Para a determinação dos fatores de emissão e poderes caloríficos inferiores, devem ser seguidas as diretrizes fornecidas pelo *2000 IPCC Good Practice Guidance* (Guias de Boas Práticas do IPCC de 2000), sempre que for apropriado.

Emissões de linha de base

As emissões da linha de base (BE_y) incluem as de CO₂ derivadas da combustão da quantidade de óleo que seria usada, na ausência da atividade do projeto, em todos os elementos do processo i . Seu cálculo está baseado na quantidade de óleo que seria queimado em cada elemento do processo i , na ausência da atividade do projeto, e respectivos poderes caloríficos inferiores e fatores de emissão de CO₂. Já a quantidade de óleo necessária para um elemento do processo i ($FF_{baseline,i,y}$), na ausência da atividade do projeto, é calculada de acordo com a quantidade efetiva monitorada do gás natural queimado nesse mesmo elemento do processo ($FF_{project,i,y}$) e a relação da eficiência energética e dos poderes caloríficos inferiores entre o cenário do projeto (uso de gás natural) e o de linha de base (uso de óleo).

$$BE_{y,ff} = \sum_i FF_{baseline,i,y} * NCV_{FF,i} * EF_{FF,CO_2,i} \quad (3)$$

com

$$FF_{baseline,i,y} = FF_{project,i,y} * \frac{NCV_{NG,y} * \epsilon_{project,i}}{NCV_{FF,i} * \epsilon_{baseline,i,y}} \quad (4)$$

Onde:

$BE_{y,ff}$	Emissões de linha de base durante o ano y em t CO ₂ e
$FF_{baseline,i,y}$	Quantidade de combustíveis fósseis que seriam queimados na ausência da atividade do projeto no elemento do processo ⁸ i durante o ano y em uma unidade de volume ou massa

⁸ Um “elemento do processo” é definido como a queima do combustível de um único equipamento, em um determinado ponto das instalações industriais ou de um sistema de aquecimento urbano, a fim de fornecer energia térmica (o combustível não é queimado com o propósito de gerar eletricidade ou usado como oxidante em reações químicas, nem tampouco usado como matéria-prima). Para cada elemento do processo, a eficiência energética é definida como a relação entre a energia útil (a entalpia do vapor/água/gás multiplicada à quantidade de



$FF_{project,i,y}$	Quantidade de gás natural queimado no elemento do processo i durante o ano y em m^3
$NCV_{NG,y}$	Poder calorífico inferior médio do gás natural queimado durante o ano y em MWh/m^3
$NCV_{FF,i}$	Poder calorífico inferior médio do óleo que seria queimado na ausência da atividade do projeto no elemento do processo i durante o ano y em MWh por unidade de volume ou massa
$EF_{FF,CO_2,i}$	Fator de emissão de CO_2 do tipo de óleo que seria queimado na ausência da atividade do projeto no elemento do processo i e, $t\ CO_2/MWh$
$\epsilon_{project,i,y}$	Eficiência energética do elemento do processo i , se produzida por gás natural
$\epsilon_{baseline,i}$	Eficiência energética do elemento do processo i , se produzida por outros combustíveis fósseis respectivamente

Para determinar os fatores de emissão e poderes caloríficos inferiores, devem ser seguidas as diretrizes fornecidas pelo *Guia de Boas Práticas do IPCC de 2000*. Foram usados os fatores de emissão padrão do IPCC (específico do país, se disponível) que estivessem de acordo (isto é, valores mais baixos devem ser escolhidos dentre uma variedade plausível).

Para a atividade do projeto da MD Papéis, a eficiência do elemento do processo não se altera devido à substituição de combustível, então considera-se $\epsilon_{project,i} = \epsilon_{baseline,i}$ como uma simplificação.

Fugas

As fugas podem ser causadas pela extração do combustível, processamento, liquefação, transporte, regasificação e distribuição do combustível fóssil fora dos limites do projeto. Incluem-se nesse grupo, principalmente, as emissões fugitivas de CH_4 e as emissões de CO_2 da associadas à combustão e a queima dos combustíveis em *flares*. Nessa metodologia, devem ser consideradas as seguintes fontes de emissão devido às fugas:

- Emissões fugitivas de CH_4 associadas à extração dos combustíveis, processamento, liquefação, transporte, regasificação e distribuição do gás natural usado na planta do projeto e combustíveis fósseis empregados no sistema de transmissão na ausência da atividade do projeto.

Assim sendo, as emissões devido a fugas são calculadas conforme abaixo:

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \quad (5)$$

Onde

LE_y	Emissões fugitivas durante o ano y em $t\ CO_2e$
$LE_{CH_4,y}$	Emissões fugitivas devido às fugas de CH_4 em exploração e produção no ano y em $t\ CO_2e$
$LE_{LNG,CO_2,y}$	Emissões fugitivas devido a queima de combustíveis fósseis / consumo de eletricidade relacionado com a liquefação, transporte, regasificação e compressão do GNL no sistema de distribuição ou transmissão de gás natural durante o ano y em $t\ CO_2e$

Não é utilizado GNL na planta do projeto, portanto $LE_{LNG,CO_2,y}$ não foi considerado.

Emissões fugitivas de metano

vapor/água/gás) e a energia fornecida ao elemento do processo (os poderes caloríficos inferiores do combustível multiplicados pela quantidade de combustível).



A fim de determinar as emissões fugitivas de metano associadas à produção – e, no caso do gás natural, o transporte e distribuição dos combustíveis – os participantes do projeto devem multiplicar a quantidade de gás natural consumido em todos os elementos do processo i pelo fator de emissão de metano dessas emissões em exploração e produção ($EF_{NG,upstream,CH4}$) e subtrair, para todos os tipos de combustível k que seriam usados na ausência da atividade do projeto, a quantidade de combustível multiplicada pelos respectivos fatores de emissão de metano ($EF_{k,upstream,CH4}$), conforme segue:

$$LE_{CH4,y} = \left[FF_{project,y} \cdot NCV_{NG,y} \cdot EF_{NG,upstream,CH4} - \sum_k FF_{baseline,k,y} \cdot NCV_k \cdot EF_{k,upstream,CH4} \right] \cdot GWP_{CH4} \quad (6)$$

com

$$FF_{project,y} = \sum_i FF_{project,i,y} \quad e \quad (7)$$

$$FF_{baseline,k,y} = \sum_i FF_{baseline,i,k,y} \quad (8)$$

onde

$L_{CH4,y}$	Emissões fugitivas devido às fugas de CH ₄ no ano y em t CO ₂ e
$FF_{project,y}$	Quantidade de gás natural queimado em todos os elementos do processo durante o ano y em m ³
$FF_{project,i,y}$	Quantidade de gás natural queimado no elemento do processo i durante o ano y em m ³
$NCV_{NG,y}$	Poder calorífico inferior médio do gás natural queimado durante o ano y em MWh/m ³
$EF_{NG,upstream,CH4}$	Fator de emissão fugitiva de metano em exploração e produção gerada pela fabricação, transporte e distribuição de gás natural em t CH ₄ por MWh de combustível fornecido aos consumidores finais
$FF_{baseline,k,y}$	Quantidade de combustível tipo k (óleo) que seria queimado na ausência da atividade do projeto em todos os elementos do processo durante o ano y em uma unidade de volume ou massa
$FF_{baseline,i,k,y}$	Quantidade de combustível tipo k (óleo) que seria queimado na ausência da atividade do projeto no elemento do processo i durante o ano y em uma unidade de volume ou massa
NCV_k	Poder calorífico inferior médio de combustível tipo k (óleo) que seria queimado na ausência da atividade do projeto durante o ano y em MWh por unidade de volume ou massa
$EF_{k,upstream,CH4}$	Fator das emissões fugitivas de metano em exploração e produção derivadas da fabricação do combustível tipo k (óleo) em t CH ₄ por MWh de combustível produzido
GWP_{CH4}	Potencial de aquecimento global do metano, válido para o período de compromisso pertinente

Se houver disponibilidade de dados nacionais confiáveis e precisos sobre as emissões fugitivas de CH₄ associadas à produção e, no caso do gás natural, ao transporte e distribuição de combustíveis, os participantes do projeto devem usar esses dados para determinar os fatores médios de emissão, dividindo a quantidade total de emissões de CH₄ pela quantidade de combustível produzido ou fornecido respectivamente⁹. Se tais dados não estiverem disponíveis, os participantes do projeto podem usar os

⁹ Os dados de inventários de GHG relatados à CQNUMC, como parte das comunicações nacionais, podem ser usados onde as abordagens específicas do país (e não os valores padrão do Nível 1 do IPCC) foram empregadas para estimar as emissões.



valores padrão que constam na **Tabela 7**. Nesse caso, deve ser aplicado o fator de emissão de gás natural do local do projeto, exceto nos casos em que possa ser demonstrado que o elemento pertinente do sistema (produção de gás e/ou processamento/transmissão/distribuição) é, predominantemente, de origem recente, além de ter sido construído e operado de acordo com as normas internacionais, onde é possível usar os valores dos EUA/Canadá.

Note que o fator das emissões fugitivas em exploração e produção do gás natural ($EF_{NG,upstream,CH_4}$) deve incluir as emissões fugitivas geradas na produção, processamento, transporte e distribuição de gás natural, conforme indicado na **Tabela 7**

Tabela 7 - Fatores de emissão padrões para emissões fugitivas de CH₄ em exploração e produção

Atividade	Unidade	Fator de emissão padrão	Referência para a faixa do fator de emissão subjacente no Volume 3 das <i>Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996</i>
Óleo			
Produção	t CH ₄ / PJ	2,5	Tabelas 1-60 a 1-64, p. 1.129 - 1.131
Transporte, refino e armazenagem	t CH ₄ / PJ	1,6	Tabelas 1-60 a 1-64, p. 1.129 - 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	4,1	
Gás natural			
<i>Outros países exportadores de óleo / Resto do mundo</i>			
Produção	t CH ₄ / PJ	68	Tabela 1-63 e 1-64, p. 1.130 e 1.131
Processamento, transporte e distribuição	t CH ₄ / PJ	228	Tabela 1-63 e 1-64, p. 1.130 e 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	296	
Nota: Os fatores de emissão nesta tabela são oriundos dos fatores de emissão padrão do Nível 1 do IPCC, fornecidos no Volume 3 das Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996, através do cálculo da faixa média dos fatores de emissão fornecidos.			

A **Tabela 8** apresenta os dados que devem ser monitorados para o cálculo das emissões da linha de base:

Tabela 8- Parâmetros a serem monitorados para o cálculo das emissões da linha de base.

ID	Variável	Fonte de dados	Unidade de medida	Frequência do Registro
$FF_{project,i,y}$	Quantidade de gás natural queimado no elemento do processo <i>i</i> durante o ano <i>y</i>	Planilha de Excel para cálculo do total de gás natural consumido.	m ³	Contínua
$\epsilon_{project,i,y}$	Eficiência média do combustível do gás natural usado no processo <i>i</i> no ano <i>y</i>		%	Anual
$NCV_{NG,y}$	Poder calorífico inferior médio do gás natural no ano <i>y</i>	Valores padrão de acordo com o Guia de Boas Práticas do IPCC	MWh/m ³	Anual
$EF_{NG,CO_2,y}$	Fator de emissão médio de CO ₂ do gás natural queimado no ano <i>y</i>	Valores padrão de acordo com o Guia de Boas Práticas do IPCC	tCO ₂ /MWh	Anual

B.6.2. Dados e parâmetros que estão disponíveis na validação:

De acordo com a metodologia ACM0009, não é necessário monitorar os parâmetros para calcular a fuga. As tabelas abaixo incluem todos os dados e parâmetros que não são monitorados, pois são determinados somente uma vez e permanecem fixos durante todo o período de obtenção de créditos, sendo disponibilizados posteriormente, quando ocorrer a validação.



O fator de emissão das emissões fugitivas de gás natural em exploração e produção ($EF_{NG,upstream,CH_4}$) deve contemplar as emissões fugitivas provenientes da produção, processamento, transporte e distribuição do gás natural. As tabelas abaixo apresentam os fatores padrão de emissão fugitiva de CH_4 em exploração e produção:

Dados / Parâmetro:	Produção de Óleo
Unidade de medida:	t CH_4 / PJ
Descrição:	Faixa do fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Tabelas 1-60 a 1-64, p. 1.129 - 1.131 do Volume 3 das <i>Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996</i>
Valor aplicado:	2,5
Justificativa para a escolha dos dados ou descrição dos métodos e procedimentos de medição efetivamente aplicados:	
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	Transporte de óleo, refino e armazenagem
Unidade de medida:	t CH_4 / PJ
Descrição:	Faixa do fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Tabelas 1-60 a 1-64, p. 1.129 - 1.131 do Volume 3 das <i>Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996</i>
Valor aplicado:	1,6
Justificativa para a escolha dos dados ou descrição dos métodos e procedimentos de medição efetivamente aplicados :	
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	Produção de gás natural
Unidade de medida:	t CH_4 / PJ
Descrição:	Faixa do fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Tabelas 1-60 a 1-64, 1.130 e 1.131 do Volume 3 das <i>Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996</i>
Valor aplicado:	68
Justificativa para a escolha dos dados ou descrição dos métodos e procedimentos de medição efetivamente aplicados :	
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	Processamento, transporte e distribuição de gás natural
---------------------------	---



Unidade de medida:	t CH ₄ / PJ
Descrição:	Faixa do fator de emissão
Fonte dos dados usados:	Tabelas 1-60 a 1-64, 1.130 e 1.131 do Volume 3 das <i>Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996</i>
Valor aplicado:	228
Justificativa para a escolha dos dados ou descrição dos métodos e procedimentos de medição efetivamente aplicados :	
Comentários:	

Nota: Os fatores de emissão das tabelas abaixo foram extraídos dos fatores de emissão padrão do Nível 1 do IPCC, presentes no Volume 3 das Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996 (*1996 Revised IPCC Guidelines*), através do cálculo da faixa média do fator de emissão.

B.6.3 Cálculo ex-ante da redução de emissões:

As emissões do projeto (PE_y) incluem as de CO₂ provenientes da combustão do gás natural em todos os elementos do processo i . Elas são calculadas com base na quantidade de gás natural queimado em todos os elementos do processo i e nos respectivos poderes caloríficos inferiores e fatores de emissão de CO₂ do gás natural (EF_{NG,CO_2}). Calculam-se as emissões anuais do projeto PE durante cada ano do período de obtenção de créditos selecionado, conforme abaixo:

$$PE_y = FF_{project,y} \cdot NCV_{NG,y} \cdot EF_{NG,CO_2,y}$$

Onde

Segundo o *Guia de Boas Práticas do IPCC de 2000*, o fator de emissão pode ser informado pelo fornecedor do combustível ou pode ser um valor padrão. Como o valor do fator de emissão de gás natural não foi passado pelo fornecedor, utilizou-se o fator de emissão de gás natural padrão do Volume 3 das *Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996*:

$$EF_{NG,CO_2,y} = 15,3 \text{ tC} / \text{TJ} = 56,1 \text{ tCO}_2 / \text{TJ}$$

O poder calorífico inferior do gás natural foi fornecido pela MD Papéis e o futuro fornecedor de gás natural (Comgás):

$$NCV_{NG} = 9.065 \text{ kcal} / \text{Nm}^3$$

A quantidade de gás natural a ser queimado no elemento do processo durante um ano normal foi informada pela MD Papéis:

$$FF_{project,y} = 17.926.751 \text{ m}^3/\text{ano}$$



Ano	Estimativa do projeto (toneladas de CO ₂ e)
Início em 01/03/07	31.807,77
2008	38.169
2009	38.169
2010	38.169
2011	38.169
2012	38.169
2013	38.169
2014	38.169
2015	38.169
2016	38.169
Término em 28/02/2017	6.361,55
Total (toneladas de CO ₂ e)	381.693

As fugas podem ser causadas pela extração de combustíveis, processamento, liquefação, transporte, regasificação e distribuição de combustíveis fósseis fora dos limites do projeto. Devem ser consideradas as seguintes fontes de emissão devido às fugas:

- Emissões fugitivas de CH₄ associadas à extração de combustíveis, processamento, liquefação, transporte, regasificação e distribuição do gás natural usado na planta do projeto, além dos combustíveis fósseis utilizados no sistema de transmissão na ausência da atividade do projeto.

Assim sendo, as emissões devido a fugas são calculadas conforme abaixo:

$$LE_{CH_4, y} = \left[FF_{project, y} \cdot NCV_{NG, y} \cdot EF_{NG, upstream, CH_4} - \sum_k FF_{baseline, k, y} \cdot NCV_k \cdot EF_{k, upstream, CH_4} \right] \cdot GWP_{CH_4}$$

onde

Os fatores de emissão padrão dos combustíveis utilizados na linha de base e cenários do projeto foram extraídos do Volume 3 das Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996:

$$EF_{NG, upstream, CH_4} = 296 \text{ tCH}_4 / \text{PJ}$$

$$EF_{oil, upstream, CH_4} = 4,1 \text{ tCH}_4 / \text{PJ}$$

O poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados na linha de base e cenários do projeto foram fornecidos pela MD Papéis e o futuro fornecedor de gás natural (Comgás):

$$NCV_{NG} = 9.065 \text{ kcal} / \text{m}^3$$

$$NCV_{oil} = 9.650 \text{ kcal} / \text{kg}$$



Ano	Estimativa das emissões fugitivas (toneladas de CO ₂ e)
Início em 01/03/07	3.476
2008	4.171
2009	4.171
2010	4.171
2011	4.171
2012	4.171
2013	4.171
2014	4.171
2015	4.171
2016	4.171
Término em 28/02/2017	695
Total (toneladas de CO ₂ e)	41.707

As emissões da linha de base (BE_y) incluem as de CO₂ provenientes da combustão da quantidade de óleo que seria usado na ausência da atividade do projeto em todos os elementos do processo i . Elas são calculadas com base na quantidade de óleo que seria queimado em cada elemento do processo i , na ausência da atividade do projeto, e nos respectivos poderes caloríficos inferiores e fatores de emissão de CO₂. Já a quantidade de óleo que seria usada na ausência da atividade do projeto em um elemento do processo i ($FF_{baseline,i,y}$) é calculada de acordo com a quantidade real monitorada do gás natural queimado nesse elemento do processo ($FF_{project,i,y}$) e a relação da eficiência energética e dos poderes caloríficos inferiores entre o cenário do projeto (uso de gás natural) e o da linha de base (uso de óleo).

$$BE_{y,ff} = \sum_i FF_{baseline,i,y} * NCV_{FF,i} * EF_{FF,CO_2,i}$$

com

$$FF_{baseline,i,y} = FF_{project,i,y} * \frac{NCV_{NG,y} * \epsilon_{project,i}}{NCV_{oil,i} * \epsilon_{baseline,i,y}}$$

Onde:

O PCI (poder calorífico inferior) dos combustíveis utilizados na linha de base e cenários do projeto foram fornecidos pela MD Papéis e pelo futuro fornecedor de gás natural (Comgás):

$$\begin{aligned} NCV_{NG} &= 9.065 \text{ kcal / m}^3 \\ NCV_{oil} &= 9.650 \text{ kcal / kg} \end{aligned}$$

Os fatores de emissão padrão do óleo combustível foram extraídos do Volume 3 das Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996:



$$EF_{FF,CO_2,i} = 21,1 \text{ tC} / \text{TJ} = 77,37 \text{ tCO}_2 / \text{TJ}$$

Os valores referentes à eficiência dos combustíveis utilizados na linha de base e cenários do projeto foram informados pelo Fornecedor de Equipamentos da MD Papéis:

$$\varepsilon_{project,i,y} = 90,0\%$$

$$\varepsilon_{baseline,i} = 90,0\%$$

A redução de emissões anual estimada ER_y é calculada, conforme segue:

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_y - PE_y - LE_y \\ &= 52.639 - 38.169 - 4.171 \\ &= \mathbf{10.299 \text{ tCO}_2\text{e}} \end{aligned}$$

B.6.4 Resumo da estimativa ex-ante da redução de emissões:

Ano	Estimativa das emissões da atividade do projeto (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões de linha de base (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa das emissões fugitivas (toneladas de CO ₂ e)	Estimativa da redução de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Início em 01/03/07	43.865,62	31.807,77	3.475,55	8.582,30
2008	38.169	52.639	4.171	10.299
2009	38.169	52.639	4.171	10.299
2010	38.169	52.639	4.171	10.299
2011	38.169	52.639	4.171	10.299
2012	38.169	52.639	4.171	10.299
2013	38.169	52.639	4.171	10.299
2014	38.169	52.639	4.171	10.299
2015	38.169	52.639	4.171	10.299
2016	38.169	52.639	4.171	10.299
Término em 28/02/2017	8.773,12	6.361,55	695,11	1.716,46
Total (toneladas de CO ₂ e)	381.693	526.387	41.707	102.987,55

B.7 Aplicação da metodologia de monitoramento e descrição do plano de monitoramento:

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

(Copie esta tabela para cada dado e parâmetro)

Dados / Parâmetro:	FF _{project,i,y}
Unidade de medida:	m ³
Descrição:	Gás natural consumido no elemento do processo i no ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Instrumento de campo
Valores dos dados aplicados com o fim de	17.926.751 m ³ /ano



calcular as reduções da emissão esperadas na seção B.5	
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Os dados serão 100% monitorados mensalmente e arquivados em documento eletrônico
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	
Comentários:	Recibos de compra do fornecedor poderiam ser utilizados para evidenciar o FF

Dados / Parâmetro:	$\epsilon_{\text{project},i}$
Unidade de medida:	%
Descrição:	Eficiência do combustível apresentada pelo gás natural usado no processo i
Fonte dos dados a serem usados:	Instrumento de campo
Valores dos dados aplicados com o fim de calcular as reduções da emissão esperadas na seção B.5	90%
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Os dados serão medidos mensalmente e arquivados em documento eletrônico
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	$\epsilon_{\text{project},i,y}$
Unidade de medida:	%
Descrição:	Eficiência do combustível média apresentada pelo gás natural usado no processo i no ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Instrumento de campo
Valores dos dados aplicados com o fim de calcular as reduções da emissão esperadas na seção B.5	90%
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Os dados serão calculados anualmente e arquivados em documento eletrônico
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	
Comentários:	



Dados / Parâmetro:	$NCV_{NG,y}$
Unidade de medida:	MWh / m ³
Descrição:	Poder calorífico inferior do gás natural no ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Informados pelo fornecedor local de gás natural - Comgás
Valores dos dados aplicados com o fim de calcular as reduções da emissão esperadas na seção B.5	0,01054 MWh / m ³ (9.065 kcal / Nm ³) Fator de Conversão 1 Kcal = 1,163*10 ⁻⁶ MWh
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	Os dados serão fornecidos mensalmente pela Comgás, 100% monitorados e arquivados em documento eletrônico
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	
Comentários:	

Dados / Parâmetro:	EF_{NG,CO_2}
Unidade de medida:	tCO ₂ / TJ
Descrição:	Fator de emissão de CO ₂ médio do gás natural queimado no ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Guia de Boas Práticas do IPCC
Valores dos dados aplicados com o fim de calcular as reduções da emissão esperadas na seção B.5	0,278 tCO ₂ / MWh (77,37 tCO ₂ / TJ) Fator de conversão – 1 GJ = 0.2777778MWh
Descrição dos métodos de medição e procedimentos a serem aplicados:	
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	
Comentários:	Valores padrão de acordo com o Guia de Boas Práticas do IPCC

Dados / Parâmetro:	$NCV_{NG,y}$
Unidade de medida:	MWh/m ³
Descrição:	Poder Calorífico Inferior Médio do gás natural no ano y
Fonte dos dados a serem usados:	Calculado a partir do dado providenciado, mensalmente, pela supridora de gás (Comgás)
Valores dos dados aplicados com o fim de calcular as reduções da emissão esperadas na seção B.5	0,01054 MWh / m ³ (9.065 Kcal / m ³)
Descrição dos métodos	Os dados serão calculados anualmente pela MD Papéis, 100% monitorados e



de medição e procedimentos a serem aplicados:	arquivados em documento eletrônico
Procedimentos QA/QC a serem aplicados:	
Comentários:	

Todos os dados de monitoramento serão arquivados durante, pelo menos, dois anos após o período de obtenção de créditos. Todos os dados serão gerenciados de acordo com os procedimentos ISO9001:2000 da MD Papéis.

B.7.2 Descrição do plano de monitoramento:

O Gerente de Utilidades será responsável pelo processo de monitoramento global. Os detalhes sobre a estrutura operacional e de gestão para fins de monitoramento podem ser encontrados no Plano de Monitoramento, no Anexo 4.

1/ Coleta de dados

O Técnico de Utilidades é o encarregado por todas as atividades relacionadas à coleta de dados.

2/ Processamento, validação, ajuste e registro dos dados

O Engenheiro de Utilidades é responsável por programar todas as fórmulas das planilhas usadas. Já o Técnico de Utilidades processa, valida e registra os dados diariamente em arquivo eletrônico, além de verificar sua consistência. Em caso de falha de algum instrumento, ou inconsistência das informações, ele deve ajustar os dados de acordo com um procedimento que será escrito durante a implementação do projeto. Se esse procedimento não prever os casos de falha, o Gerente de Utilidades toma a decisão de corrigir os valores ou de abandonar os dados.

3/ Arquivamento dos dados

O Engenheiro de Utilidades é responsável por arquivar os dados, lançando-os em uma pasta eletrônica, já devidamente protegidos contra qualquer modificação, assim que forem validados. Além disso, diariamente, deve ser feito um *backup* de todos os dados no servidor da planta. Tanto o documento original quanto o arquivo de *backup* devem ser mantidos por dois anos, após o fim do período de obtenção de créditos.

4/ Cálculo da Redução de Emissões

O cálculo da Redução de Emissões deve ser feito mensalmente pelo Engenheiro de Utilidades, com base nos dados mensais, e validado pelo Gerente de Utilidades.

Um resumo trimestral e anual deve também ser calculado de acordo com os resultados mensais.

O Gerente de Utilidades é responsável pela declaração da Redução de Emissões com uma frequência a ser fixada posteriormente, quando da implementação do projeto.

**B.8 Data de término da aplicação do estudo de linha de base e da metodologia de monitoramento e o nome da pessoa(s)/entidade(s) responsável**

Data de término da minuta final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA):
06/11/2006

Alberto O. Lupetti / MD Papéis.
Tel.: +55 11 44417821
Email: alberto@mdpapeis.com.br

e

com a expertise de Augusto Mello, Christianne Maroun e Leticia Roxo da ICF International (que não é uma empresa participante do projeto).

SEÇÃO C. Duração da atividade do projeto / período de obtenção de créditos**C.1 Duração da atividade do projeto:****C.1.1. Data de início da atividade do projeto:**

16/05/2006 (Quando a ordem de compra dos principais equipamentos foi feita).

C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade do projeto:

18 anos

C.2 Escolha do período de obtenção de créditos e informações relacionadas:**C.2.1. Período renovável de obtenção de créditos****C.2.1.1. Data de início do primeiro período de obtenção de créditos:**

Não foi selecionado.

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:**C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:****C.2.2.1. Data de início:**

01/03/07 (logo após o Registro)



C.2.2.2. Duração:

10 anos

**SEÇÃO D. Impactos ambientais****D.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, incluindo impactos transfronteiriços:**

A planta da MD Papéis opera desde 1890 e está localizada na área industrial de Caieiras. A empresa já possui Licença Operacional (L.O. 29002527) válida até 26/12/2007.

Não há nenhum impacto negativo significativo devido à implementação do projeto, na realidade há muitos impactos positivos a serem destacados. O primeiro seria sua contribuição para a diminuição das emissões dos gases de efeito estufa, já que o teor de carbono do gás natural é menor que o de outros combustíveis fósseis, como o óleo combustível. O segundo seria o fato de que é mais seguro manusear o gás natural que o óleo combustível, em termos de transporte e armazenagem (como o gás natural é fornecido através de dutos, ao invés de caminhões, não há necessidade de armazená-lo em tanques, atenuando assim os riscos de acidentes e de contaminação do solo/água). Finalmente, o terceiro seria a criação de novos empregos diretos e indiretos durante a conversão e operação dos equipamentos.

Segundo uma consulta preliminar feita à Agência Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB), verificou-se que essa instituição não se oporá ao projeto proposto de substituição de combustível. Oportunamente, será aberto um processo formal de licenciamento.

D.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã, as conclusões e todas as referências necessárias devem ser fornecidas, a fim de dar suporte à documentação sobre a avaliação realizada dos impactos ambientais, conforme os procedimentos exigidos pela Parte anfitriã:

O processo de licenciamento ambiental, onde a CETESB exige os estudos ambientais necessários, ainda está sendo conduzido, de acordo com duração do projeto e os regulamentos brasileiros.

Levando em consideração que o projeto apresenta não apenas um baixo potencial de agressão ao meio-ambiente, mas também benefícios ambientais em potencial, é improvável que a CETESB exija uma Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) para esse projeto.

SEÇÃO E. Comentários dos Atores**E.1. Breve descrição de como os comentários dos atores locais foram solicitados e compilados:**

A MD Papéis decidiu visitar os atores locais para apresentar e explicar o Projeto de Substituição de Combustível da planta de Caieiras. Nessa ocasião, os técnicos da MD Papéis e os atores puderam discutir as vantagens, percepções e os benefícios ambientais e sociais da implementação do novo projeto.

Nesse sentido, a primeira etapa para a realização dos convites foi o desenvolvimento de uma lista das partes interessadas. O ponto inicial dessa tarefa foi a Resolução #1, emitida pela Autoridade Nacional Designada do Brasil – *Comissão Interministerial de Mudança Global do Clima (CIMGC)*, determinando uma lista mínima de atores a serem convidados. Foram incluídos na mencionada lista:

- Prefeitura de Caieiras;
- Câmara Municipal de Caieiras;



- Agência Ambiental do Estado de São Paulo (CETESB);
- Órgão Ambiental do Município de Caieiras;
- Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Meio-Ambiente e o Desenvolvimento Sustentável (FBOMS);
- Associações Comunitárias;
- Ministério Público do Estado de São Paulo;

Devido à diversidade dos atores e aos diferentes níveis de conhecimento de cada um, a estratégia da MD Papéis foi desenvolver um modelo básico para o convite e uma breve apresentação sobre as Mudanças Climáticas, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e o Projeto de Substituição de Combustível de Caieiras.

Posteriormente, com esse material em mãos, os técnicos da MD Papéis visitaram os atores e puderam ajustar a abordagem e linguagem utilizada, com base no conhecimento de cada um deles. Essa estratégia visa a garantir que todos os atores disponham de informações suficientes para fazer seus comentários.

Alguns dos atores supracitados foram contatados através de canais oficiais, usando correio registrado ou certificado, devido a regulamentos oficiais e procedimentos internos de algumas agências e instituições. Nesses casos, as informações relacionadas ao projeto foram anexadas ao modelo de convite.

E.2. Resumo dos comentários recebidos:

A seguinte tabela (**Tabela 9**) resume todos os processos de consulta aos atores, inclusive os comentários recebidos até a presente data.

Tabela 9- Processos de consulta às partes interessadas



Apoio:



Stakeholder	Sector/category	Strategy	Contact inf.	Observations	Position
Caieiras City Hall	Governmental/ City	Meeting with Mayor or an official representative. Project presentation, signature collection, invitation letter for comments delivery	Name : Névio Dártora Date of the contact: 19/07/06 Phone: 44427700	Registered	FAVORABLE TO THE PROJECT
Caieiras Chamber of Council	Governmental/ City	Meeting with an official representative of the Chamber. Project presentation, signature collection, invitation letter for comments delivery	Name: Milton Valbuza Date of the contact: 18/07/06	It was sent to the Chamber of Council (registered). MD will monitor the internal process of the Chamber.	NOT RECEIVED YET
State environmental agency (CETESB)	Governmental/ State	Delivering of the invitation letter for comments in annex to the request for environmental license information (first step of license process)		MD will monitor the discussion with Cetesb's São Paulo branch.	FAVORABLE TO THE PROJECT
Municipal environmental agency	Governmental/ City	Meeting with an official representative of the agency. Project presentation, signature collection, invitation letter for comments delivery	Name: Marcio M. Souza Date of the contact: 21/07/06 Phone: 44427018	Registered	FAVORABLE TO THE PROJECT
Brazilian Forum of NGOs - FBOMS	NOGs	Sending of the invitation letter for comments and draft PDD by registered mail	Name: Esther Neuhaus Address: SCS, Quadra 08, Bloco B-50 Venâncio 2000, Salas 133/135, CP-70333-900 Brasília - DF, BRASIL Phone: (61) 3033-5535 ou 3033-5545	Waiting for the PDD in order to send the comments	NOT RECEIVED YET
Community Associations	Local community	Meeting with Community Association representative. Project presentation, signature collection, invitation letter for comments delivery	Name: Paulo Rogério Rodrigues de Araujo Date of the contact: 20/07/06 Phone: 4605-5974	Meeting with the Community Association representative, Paulo Araújo	FAVORABLE TO THE PROJECT
Public Prosecution Service	Governmental/ State	Meeting with an official representative of the House. Project presentation, signature collection, invitation letter for comments delivery		The questionnaire has already sent	NOT RECEIVED YET

E.3. Relatório sobre como os comentários recebidos foram devidamente considerados:



Como ainda não foram recebidos comentários negativos ou técnicos, não foram realizadas modificações no projeto. No entanto, a fim de atender as observações relevantes tanto dos atores quanto do validador, isso pode ser feito mediante o recebimento de tais comentários.

Modelo de convite aos atores, relacionados no item E1, para que façam seus comentários.

SUA OPINIÃO É MUITO IMPORTANTE PARA NÓS. SEUS COMENTÁRIOS SERÃO ENCAMINHADOS PARA A ENTIDADE RESPONSÁVEL PELO PROJETO.



A MD Papéis, preocupada com uma das principais questões ambientais da atualidade, relacionada ao tema Mudanças Climáticas, está avaliando a possibilidade de converter suas caldeiras, de óleo para gás natural. Entre outros benefícios, a conversão reduzirá os chamados gases de efeito estufa, responsáveis pelo aumento de temperatura no Mundo; gerará postos de trabalho, durante as fases de projeto e implantação; e reduzirá riscos de acidentes e contaminação, durante o transporte e o manuseio de óleo.

POR FAVOR, RESPONDA ÀS PERGUNTAS ABAIXO E FAÇA SEUS COMENTÁRIOS

1. Você acredita que o Projeto da MD Papéis, de Substituição de Combustível, com objetivo de Reduzir as Emissões de Gases de Efeito Estufa, contribui para o desenvolvimento sustentável do Brasil?

__ Na sua opinião, o projeto contribui para a transferência de tecnologia para o Brasil?

__ Haverá melhoria na situação sócio-ambiental da região, com a implantação do projeto?

__ Que outros comentários e/ou críticas você tem a fazer?

Por favor, envie este folheto para o endereço abaixo. Obrigado.

NOME: _____

ENTIDADE: _____

TEL.: _____



Rodovia Presidente Tancredo de Almeida Neves, km34 – SP-332

Cep 07700-000 Caieiras – SP

**Anexo 1****DADOS DE CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DO PROJETO**

Organização:	MD Papéis LTDA
Rua/Caixa Postal:	Rodovia Presidente Tancredo de Almeida Neves, km 34 – SP-332
Prédio:	
Cidade:	Caieiras
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	07700-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 11 4441 7800
FAX:	+55 11 4605 2195
E-Mail:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Gerente de Utilidades
Forma de tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Lupetti
Nome do meio:	Orignella
Nome:	Alberto
Departamento:	Utilidades
Celular:	
FAX Direto:	+33 1 53 56 61 10
Tel Direto:	+33 1 53 56 61 01
E-Mail Pessoal:	alberto@mdpapeis.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE O FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não foi usado nenhum financiamento público

**Anexo 3****INFORMAÇÕES DE LINHA DE BASE**

A tabela a seguir resume os parâmetros a serem monitorados para o cálculo das emissões da linha de base:

ID	Variável	Fonte de dados	Unidade de Medida	Frequência do Registro
$FF_{project,i,y}$	Quantidade de gás natural queimado no elemento do processo i durante o ano y	Planilha de Excel para cálculo do total de gás natural consumido.	m ³	Contínua
$\epsilon_{project,i,y}$	Eficiência do combustível média apresentada pelo gás natural usado no processo i no ano y	Planilha de Excel para cálculo da eficiência do combustível	%	Anual
$NCV_{NG,y}$	Poder calorífico inferior médio do gás natural no ano y	Valores padrão de acordo com o Guia de Boas Práticas do IPCC	MWh/m ³	Anual
$EF_{NG,CO_2,y}$	Fator médio de emissão de CO ₂ do gás natural queimado no ano y	Valores padrão de acordo com o Guia de Boas Práticas do IPCC	tCO ₂ /MWh	Anual

O fator de emissão médio padrão de gás natural foi extraído do Volume 3 das *Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996*:

$$EF_{NG,CO_2,y} = 15,3 \text{ tC} / \text{TJ} = 56,1 \text{ tCO}_2 / \text{TJ}$$

O poder calorífico inferior do gás natural foi fornecido pela MD Papéis e o futuro fornecedor de gás natural (Comgás):

$$NCV_{NG} = 0,01054 \text{ MWh} / \text{m}^3 \text{ (9.065 kcal} / \text{m}^3)$$

$$\text{Fator de Conversão } 1\text{Kcal} = 1,163 \cdot 10^{-6} \text{ MWh}$$

Os valores da eficiência dos combustíveis utilizados nos cenários de linha de base e do projeto foram passados pela MD Papéis:

$$\epsilon_{project,i,y} = 90,0\%$$

$$\epsilon_{baseline,i} = 90,0\%$$

Nos cálculos, considerou-se o volume de gás natural suficiente para atender a necessidade histórica de energia da planta (desde 2005) – que costumava ser suprida pelo consumo de óleo diesel no cenário da linha de base – e não o volume mínimo de gás natural indicado no contrato.

São apresentados maiores detalhes sobre o cálculo da emissão, dados financeiros e suposições nas seguintes tabelas 1, 2 e 3:



1. Cálculos das Emissões

Fuel	NCV				Carbon Emission Factor (CEF)		Total Fugitive CH4 Upstream	kJ	kcal
	kcal / kg	kJ / kg	kJ / m3	kcal / Nm3	t C / TJ	t CO2 / TJ	t CH4 / PJ		
Fuel Oil (MD)	9.650	40,403			21.1	77.37	296.00	1	0.2388
Natural Gas (MD)			37,953	9,065	15.3	56.10	4.10	4.1868	1

	Volume	Mass	Energy	
Baseline	litros	kg	kcal	TJ
Fuel Oil		16,840,000	162,506,000,000	680.38
Project	m3		kcal	TJ
Natural Gas	17,926,751		162,506,000,000	680.38
Efficiency				
Baseline	0.9			
Projeto	0.9			

	Baseline	Project	Leakage	ER
<i>FF_{project}</i> (m ³)		17,926,751.24		
Emissions (tCO2e)	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76

	Baseline (tCO2e)	Project (tCO2e)	Leakage (tCO2e)	Emission Reduction (tCO2e)	
2007	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2007
2008	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2008
2009	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2009
2010	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2010
2011	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2011
2012	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2012
2013	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2013
2014	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2014
2015	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2015
2016	52,638.74	38,169.32	4,170.66	10,298.76	2016

102,987.55 10y



Anexo 4

MONITORAMENTO DAS INFORMAÇÕES

A presente seção explica as etapas seguidas para monitorar regularmente as reduções da emissão de GEE, através do projeto de substituição de combustível da MD Papéis em Caieiras. Os principais componentes do plano de monitoramento (PM) são:

1. O parâmetro a ser monitorado e a forma como os dados serão coletados;
2. Os equipamentos a serem usados para realizar o monitoramento;
3. Os procedimentos operacionais e responsabilidades pela garantia da qualidade.

Se necessário, esse PM pode ser atualizado e ajustado para atender os requisitos operacionais, contanto que tais modificações sejam aprovadas pela Entidade Operacional Designada durante o processo de verificação.

O Gerente de Utilidades será responsável pelas atividades relacionadas com a implementação dos procedimentos.

1. Parâmetros a serem monitorados e a forma como os dados serão coletados

Os parâmetros a serem monitorados e a forma como os dados serão coletados constam na Seção D acima.

Continuamente, serão registradas as leituras de todos os medidores de campo tanto em formato eletrônico quanto em planilhas impressas. Os dados coletados serão lançados em planilhas eletrônicas e armazenados.

O Engenheiro de Utilidades realizará os cálculos da quantidade de REC, através de uma planilha de Microsoft Excel, mantendo sempre uma cópia impressa dessas informações. O *backup* dos dados eletrônicos pode ser feito semanalmente, já a cópia impressa pode ser providenciada uma vez por semana ou por mês.

Todos os dados serão mantidos durante todo o período de obtenção de créditos, acrescido de mais dois anos.

2. O equipamento a ser usado para realizar o monitoramento:

Dados de produção serão utilizados para monitorar a eficiência do combustível (consumo de gás natural e produção de vapor).

O mais importante equipamento necessário para realizar o monitoramento é o:

Medidor de vazão – Para a medição do consumo de gás natural na planta.

A quantidade de gás natural consumido será também monitorada, através das faturas pagas referentes ao fornecimento de combustível.

Todos os medidores e sensores estarão sujeitos a manutenções regulares e regimes de teste de acordo com as especificações técnicas dos fabricantes, assegurando assim sua precisão e bom desempenho.



Devem ser feitos controles periódicos dos registros gerados pelo monitoramento de campo no sentido de confirmar qualquer desvio eventual.

3. Procedimentos operacionais e responsabilidades pela garantia da qualidade.

Conforme mencionado anteriormente, o Gerente de Utilidades será responsável pelas atividades relacionadas com a implementação de todos os procedimentos necessários, permitindo assim uma avaliação precisa das reduções resultantes do projeto.

Da mesma forma, a MD Papéis irá também realizar treinamentos regulares e programas de controle de qualidade. O objetivo seria assegurar que as boas práticas de gerenciamento sejam seguidas e implementadas por toda a equipe operacional do projeto, em termos de manutenção de registros, calibragem de equipamentos, manutenção geral e procedimentos para as ações corretivas. Um manual de operações será desenvolvido pelo pessoal operacional. Já os procedimentos de lançamento de dados e os cálculos, que serão realizados pelo operador, serão incluídos em um registro diário a ser colocado na sala de controle principal.

Devem ser realizadas auditorias internas, assim como apresentações para recomendar melhorias no sistema e procedimentos. Além disso, relatórios periódicos serão elaborados para auxiliar a avaliação e gerenciamento do desempenho.
