



**MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (MDL - DCP)
Versão 02 – em vigor após: 1 Julho 2004)**

SUMÁRIO

- A. Descrição geral da atividade de projeto.
- B. Metodologia da linha de base.
- C. Duração da atividade de projeto / Período de obtenção de créditos.
- D. Metodologia e plano de monitoramento
- E. Cálculos das emissões de gases de efeito estufa por fontes.
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários dos atores.

Anexos

Anexo 1: Dados para contato dos participantes da atividade de projeto

Anexo 2: Informações sobre financiamento público

**SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto****A.1 Título da atividade de projeto:**

Co – Geração de Energia Elétrica através da recuperação de LDG – CST - Brasil.
Documento versão número 002
Data do documento: 17/11/2005

A.2. Descrição da atividade de projeto:

A CST é uma indústria siderúrgica integrada à coque, destinada à produção de placas (mercado externo) e bobinas de aço (mercados externo e interno). A capacidade instalada da CST é de 5,0 Mt/ano, sendo 3,0 Mt/ano de placas e 2,0 Mt/ano de bobinas à quente. Esta produção a insere com 3ª maior produtora de aço do Brasil, contribuindo com 15% da produção nacional.

Seu processo de produção de aço baseia-se no carvão mineral como fonte energética e, como principais processos estão: a Coqueria, a Sinterização, dois Altos fornos, Dessulfuração de Gusa, Calcinação, Aciaria, Refino do aço, Lingotamento Contínuos, e Laminação de Tiras à Quente..

Ao seu processo de produção, a CST busca agregar outros valores visando otimizar os custos e minimizar os impactos advindos de sua operação. Possui um sistema de gestão ambiental, que tem como um de seus objetivos a melhoria contínua nos seus sistemas de controles ambientais. Outro aspecto, também enfatizado nesse sistema, é a busca de excelência em eficiência energética, o que vem sendo trabalhado através da melhor eficiência operacional e do reaproveitamento da energia dos gases gerados no processo produtivo. Isso é possível pela existência de um Modelo Energético bastante capacitado, suportado pela existência de unidades de co-geração de energia como Centrais Termelétricas, Turbina de Topo de Alto Forno e Apagamento à Seco do Coque.

O projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) proposto está inserido na busca da empresa pela excelência em eficiência energética e consiste na implantação do Sistema de Recuperação do Gás de Aciaria (LDG) para co-geração de energia elétrica. Esta iniciativa tem como objetivo direcionar o LDG para co-geração de energia elétrica nas Centrais Termoelétrica, possibilitado pelo advento da implantação da 4ª Central Termoelétrica.

O projeto consiste de um sistema para recuperar a parcela de LDG rica em CO direcioná-lo adequadamente para as Centrais Termoelétricas e utilizá-lo para co-geração de energia. Os investimentos serão aplicados em sua maior parte em um sistema de limpeza do LDG apropriado, de forma a condicionar o gás às exigências de processo, transporte adequado e co-geração de energia elétrica.

Todo o planejamento estratégico da CST incorpora a decisão empresarial de construção de uma relação de equilíbrio entre as dimensões econômica, social e ambiental na condução dos negócios, em linha com os princípios do desenvolvimento sustentável. Com esse compromisso, a CST tem buscado na eco-eficiência a razão e os meios para ser exemplo do ponto de vista ambiental, ao mesmo tempo em que está comprometida com a valorização dos seus empregados e com o desenvolvimento da comunidade, com políticas e ações que traduzem a sua visão de responsabilidade social corporativa.

Sendo assim, e o presente projeto de MDL alinha-se com estas diretrizes e proporciona benefícios principalmente nas áreas de:

- Economia de energia elétrica - através da co-geração, minimizando o impacto no sistema público de energia;



- Redução de emissões atmosféricas de GEE. Através da utilização dos gases das unidades produtivas de forma racional para a co-geração de energia elétrica, ocorrerá o deslocamento de parcela da eletricidade produzida na matriz elétrica nacional e efetiva redução de emissões de GEE, relacionadas à produção da eletricidade que deixou de ser importada da rede.

Este projeto de MDL, apresenta um importante passo da siderurgia a coque no cenário de mudanças climáticas, marcando sua posição de setor ambientalmente responsável considerando a relevância do tema.

A.3. Participantes do projeto:

Nome das partes envolvidas (*) ((anfitrião) indica uma parte anfitriã)	Entidade (s) pública e/ou privada (s) Participantes do projeto (*) (se aplicável)	Indicar se parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não)
Brasil	Participante do projeto CST – Companhia Siderúrgica de Tubarão	Não

(*) De acordo com “CDM Modalities and Procedures” quando da publicação para comentários durante o estágio de validação, uma parte envolvida pode não aprová-lo. Quando do pedido de registro, a aprovação pelas partes envolvidas é necessária.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:**A.4.1. Local da atividade de projeto:****A.4.1.1. Parte ou Partes países anfitriões:**

Brasil

A.4.1.2. Região/Estado, etc.:

Espírito Santo

A.4.1.3. Cidade/Comunidade, etc:

Serra

A.4.1.4. Detalhes sobre a localização física, inclusive informações que permitam a identificação única dessa atividade de projeto:

Estrategicamente localizada na região da Grande Vitória, Estado do Espírito Santo, no sudeste brasileiro, a CST possui uma área total de 13,5 milhões de m², sendo que a usina ocupa 7 milhões de m².

É servida por uma bem aparelhada malha rodo-ferroviária, e também é ligada a um excelente complexo portuário dentre os mais eficientes do mundo, em que se destaca o porto de Praia Mole. Essa infra-estrutura favorece o recebimento das principais matérias-primas e insumos - principalmente minério de ferro e carvão mineral - e facilita o escoamento dos produtos, sendo fornecida por um terminal para exportação de produtos siderúrgicos.

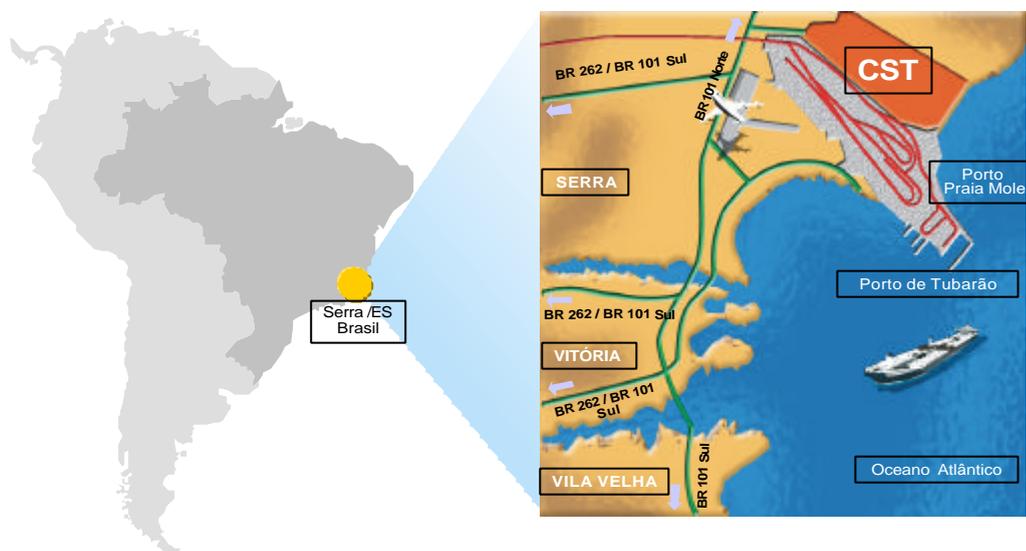


Figura 1: Localização da CST

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

A atividade deste projeto é de geração de energia elétrica através da recuperação e combustão de gás oriundo de processo industrial.

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

Este projeto visa recuperar o LDG, que atualmente é gerado na Aciaria e queimado em “flare” na própria unidade, para ser utilizado na geração de energia elétrica nas Centrais Termo Elétricas da CST, fato este possibilitado pela implantação da 4ª Central Termoeletrica (CTE #4). Este gás é composto de CO, CO₂, N₂ e vapores de água. O fato da presença de altos teores de CO possibilita a sua recuperação para co-geração de energia elétrica. Na Figura 2 abaixo, pode ser verificado uma variação típica dos constituintes do LDG, ao longo de sua geração, e a faixa passível de recuperação.

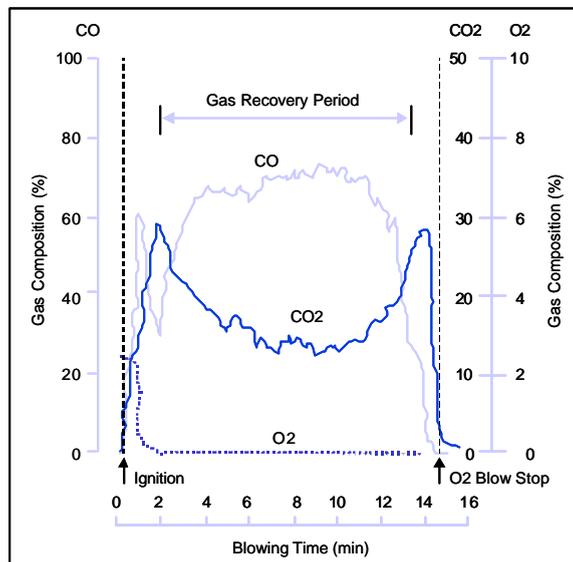


Figura 2: Composição do LDG – referência para recuperação

O gás recuperado, adequadamente isento de partículas sólidas, será estocado em um gasômetro próximo a área de utilidades da CST e será utilizado para queima nas Centrais Termo Elétricas. O sistema de limpeza de gases será otimizado de forma a garantir teores de material particulado $<50 \text{ mg/Nm}^3$

A co-geração de energia com LDG será realizada pela sua queima e transformação em energia elétrica através dos geradores existentes (potência nominal de 68 MW, 68 MW e 75 MW), e também de um novo gerador de potência nominal de 75 MW interligado ao sistema de geração interna da CST que opera em paralelo com a concessionária de energia.

O uso do LDG para co-geração de energia elétrica não necessita de combustíveis auxiliares, devido às propriedades características próprias do LDG. Da forma como foi concebido o projeto, a queima do LDG nas centrais termelétricas pode ser feita ao mesmo tempo da queima de Gás de Altos Fornos e Gás de Coqueria, os quais são gerados no processo industrial da CST. Esta configuração é baseada estritamente na flexibilidade para co-geração de energia elétrica, devido períodos de paradas, manutenções e outros, tornando possível o aumento do índice de disponibilidade do sistema de co-geração.

Em resumo, a co-geração de energia elétrica a partir da recuperação do LDG contribui para os seguintes objetivos:

- Manter a estabilidade operacional e permitir a operação em regime normal do Laminador de Tiras a Quente.
- Ampliar o sistema de geração interna existente na CST e operar em paralelo com a concessionária de Energia, contribuindo para a redução do efeito de “flicker” e oscilações de tensão na rede elétrica.
- Mitigar o impacto da entrada em operação de novas cargas que instaladas em função de expansões da produção, em relação a eficiência energética da empresa.
- Reduzir a necessidade de compra de energia elétrica durante a operação normal e principalmente durante as manutenções das CTE's, bem como disponibilizar o excedente de energia gerada internamente para o mercado.



A.4.4. Breve explicação sobre como serão reduzidas as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes pela atividade de projeto de MDL proposta, informando por que as reduções de emissão não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levado em conta as políticas a circunstâncias nacionais e/ou setoriais:

De uma forma resumida, as reduções de emissões de gases de efeito estufa provenientes da iniciativa do projeto ocorrerão através da implantação do sistema de recuperação do gás de aciaria (LDG) originário dos processos da CST, onde haverá a conversão de seu potencial energético em energia elétrica pelas Centrais Termoelétricas da empresa, evitando assim, a compra de energia elétrica pela CST do Sistema Interligado Nacional, o qual apresenta um fator de emissão de 0,2783 tCO₂/MWh. Com isso cada MWh produzido pela atividade do projeto irá evitar a emissão de 278,3 Kg de CO₂ para a atmosfera.

A.4.4.1. Estimativa da quantidade de reduções dentro do período de creditação escolhido:

Ano	Estimativas anuais de redução de emissões em ton CO ₂ e q
2004	21.379
2005	85.516
2006	91.090
2007	96.664
2008	96.664
2009	11.545
2010	11.545
2011	11.545
2012	11.545
2013	11.545
2014	8.659
Total estimado de redução de emissões (ton CO ₂ eq)	457.696
Total de períodos de créditos	10
Média anual estimada de redução de emissões no período de créditos considerado (ton CO ₂ eq.)	45,769

Fator de Conversão: 0,2783 tCO₂/MWh

* A produção de Energia Elétrica com LDG iniciou-se em Setembro 2004.

**A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:**

Neste projeto não há financiamento público envolvido.

SEÇÃO B. Metodologia da linha de base**B.1. Título e referência da metodologia aplicada à atividade de projeto:**

>> “Consolidated baseline methodology for waste gas and/or heat for power generation”
Metodologia aprovada e consolidada ACM0004

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e explicação de por que ela é aplicável à atividade de projeto:

O projeto apresentado trata da recuperação de LDG, um gás de aciaria que hoje é queimado no flare, para queima em central termo-elétrica, gerando assim energia elétrica. A justificativa para utilização da metodologia ACM0004 é que a mesma contempla a atividade do projeto:

- *that displace electricity generation with fossil fuels in the electricity grid or displace captive electricity generation from fossil fuels, electricity* (que desloca a geração de energia elétrica com combustíveis fósseis no grid ou desloca a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis);
- *where no fuel switch is done in the process where the waste heat or the waste gas is produced after the implementation of the project activity* (onde não há troca de combustíveis no processo onde gás é produzido após a implantação das atividades do projeto).

A atividade do projeto contempla a produção de energia elétrica através da recuperação e queima em centrais termoelétricas de LDG, que usualmente é queimado no “flare”. Com essa energia produzida a CST deixará de demandar energia do SIN SSECO, e com isso reduzir a produção de eletricidade através das Usinas Termoelétricas do sistema e conseqüentemente reduzindo as emissões.

No projeto da CST nenhum combustível fóssil auxiliar será queimado para geração de energia elétrica, fazendo com que o deslocamento de emissões ocorra somente com a redução de emissões de CO₂ na matriz elétrica nacional. Da forma como foi concebido, o projeto é dimensionado para queimar LDG nas termoelétricas, possibilitando ao mesmo tempo a queima de Gás de Altos Fornos e Gás de Coqueria, também gerados no processo industrial da CST. Esta configuração é baseada estritamente na flexibilidade operacional da co-geração, devido aos períodos de manutenções necessárias e outras, tornando possível a maximização do índice operacional da planta industrial.

Para o cálculo do fator de emissão do SIN é utilizada a opção 2 proposta pela ACM0004, “*If the baseline scenery is importing electric power from National Interconnected System* (Se o cenário de linha de base é a importação de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional)”.

**B.2. Descrição de como a metodologia é aplicada no contexto da atividade de projeto:**

Com a implantação do sistema de recuperação do gás de aciaria (LDG), o potencial energético, oriundo dos gases dos processos da CST, será convertido em energia elétrica pelas CTE's e, portanto, essa energia não será adquirida da matriz elétrica brasileira, evitando, assim, a conseqüente emissão de Gases de Efeito Estufa (GEE).

A implantação do sistema de recuperação do gás de aciaria (LDG), é uma iniciativa pelo lado da oferta de energia, ou seja, o cenário é que, caso essas iniciativas não fossem implementadas, essa energia que será gerada, seria adquirida da matriz energética brasileira. Portanto, as emissões da Linha de Base serão estimadas a partir do Sistema Interligado Nacional Subsistema Sul, Sudeste-Centro Oeste, combinadas com os potenciais de geração de energia do projeto proposto.

A metodologia utilizada ACM0004 é aplicável em projetos onde não há troca de combustível, e que as emissões continuarão a ocorrer mesmo depois da implantação da atividade do projeto, mas através da recuperação da energia residual de gases de processo há produção de energia elétrica, a qual irá deslocar quantidade igual a produzida pela atividade do projeto no SIN SSECO.

Como as reduções de emissões ocorrerão no SIN SSECO é necessário calcular o fator de emissão (tCO_2/MWh) do mesmo, para que com sua multiplicação pela quantidade de energia elétrica produzida pela atividade do projeto possamos obter as reduções de emissões provenientes da atividade do projeto. Para o cálculo do fator de emissão do SIN SSECO foram utilizados os dados disponíveis de despacho da ONS, que é melhor detalhado no item B.5 deste documento. A metodologia utilizada para o cálculo do fator de emissão é melhor descrita no item E.5 que encontram-se abaixo também.

B.3. Descrição de como as emissões antrópicas de gases de efeito estufa por fontes são reduzidas para níveis inferiores aos que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada:

A contabilização dos efeitos benéficos à redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE) será feita a partir de unidades de MWh de energia elétrica gerada pela atividade do projeto, multiplicada pelo fator de emissão de CO_2 do Sistema Interligado Nacional (SIN) subsistema Sul, Sudeste/Centro-Oeste (SSECO). Ou seja, cada MWh produzido pelas CTE's da CST através da recuperação de LDG irá diminuir proporcionalmente ao fator de emissão do SIN SSECO as emissões de GEE, pois essa energia elétrica irá diminuir a necessidade da CST por demandada proveniente do sistema elétrico nacional.

A adicionalidade deste projeto será demonstrada e avaliada através da última versão da ferramenta “**Tool for the Demonstration and Assessment of Additionality**” do Conselho Executivo de MDL (CDM EB), disponível no web site da UNFCCC.

O projeto demonstra ser adicional e está compatível com as regras e regulações as quais está submetido. A seguir é comprovada a adicionalidade do projeto através dos passos sugeridos pela ferramenta utilizada.

Passo 0. Abordagem preliminar baseada na data de início das atividades do projeto.

Em 2002 a CST elaborou com o apoio da PricewaterhouseCoopers um estudo sobre as possibilidades de inserção de projetos de mecanismo de desenvolvimento limpo (MDL) dentro dos negócios da mesma. Diversas possibilidades foram levantadas e podem ser encontradas no relatório final deste estudo.

Com base nesta primeira abordagem, no ano de 2003 alguns projetos foram priorizados e dentre eles, o projeto em questão que consiste na co-geração de energia elétrica a partir da recuperação de gás de LD, levando em



conta as regras impostas pelo MDL. Dentro desses estudos a CST concluiu que os créditos contabilizados decorrentes das emissões de GEE evitadas na matriz energética nacional contribuíram para que o projeto fosse viável dentro dos padrões financeiros considerados pela organização.

Sendo assim, procedeu-se o desenvolvimento de toda documentação do projeto e demais aprovações necessárias junto à Entidade Operacional Designada (DOE), UNFCCC e Autoridade Nacional Designada (DNA). Em virtude da envergadura da iniciativa e da exequibilidade em termos de cronograma, além da importância estratégica no contexto da auto-suficiência em termos de energia elétrica da CST, o start up das operações ocorreu em Setembro de 2004.

Passo 1. Identificação de alternativas ao projeto conforme legislação e regulamentações.

Sub-passo 1a. Definição de alternativas para a atividade do projeto

Conforme já abordado anteriormente, o cenário atual é a queima em “flare” do LDG diretamente para a atmosfera após sair do convertedor, uma vez que ele não é aproveitado. Outro cenário potencial seria o uso do LDG como combustível para fonte de calor. Esta opção não foi considerada uma vez que não havia efetiva demanda de uso, e a demanda real existente era a quantidade de energia elétrica para atender as necessidades operacionais da CST. Pelas características do projeto existem então somente 2 cenários, descritos a seguir:

1. O cenário da Baseline, que é manter o modo de operação atual com a queima do LDG pelo “flare” e adquirir a energia elétrica necessária na matriz nacional,
2. O cenário do Projeto, onde o LDG é recuperado, armazenado e utilizado para geração de energia elétrica nas Centrais Termelétricas.

Caso fosse optado pela queima do LDG sem sua recuperação para conversão em energia elétrica, o cenário seria da compra de energia elétrica do SIN, e conseqüentemente aumentando a necessidade de geração no sistema, o que levaria à um aumento de geração com base em das usinas térmicas do SIN SSECO. Isto é sustentado pelos aspectos enumerados a seguir:

- i. Embora a matriz de oferta de energia elétrica existente hoje no país seja altamente renovável, baseada de forma majoritária em usinas hidroelétricas, existe uma sinalização de que a participação percentual de usinas térmicas irá aumentar nos próximos anos tornando o sistema de oferta de eletricidade mais intensivo no uso de combustíveis fósseis. Esta ampliação está baseada em uma série de fatos:*
 - *A necessidade de expansão do sistema de geração e de transmissão para atender a demanda irá provocar a necessidade de investimentos nos próximos 8 anos de cerca de US\$ 34 bilhões (fonte CCPE), o que representa de R\$ 11 bilhões ano, apenas para prover a capacidade de infra-estrutura projetada.(citar a fonte para situar-se quanto ao timing da coisa).*
 - *O racionamento de 2001 causou danos políticos, que nenhum governo desejará repetir nos próximos anos, embora a disponibilidade de recursos para investimentos em energia elétrica não possa ser considerada prioritária quando comparada com a agenda social de outras demandas.*
 - *A necessidade de expansão no curto prazo fica mais fácil de ser atendida pela inserção de usinas térmicas a gás natural, inclusive por que:*



- ✓ São obras mais rápidas de serem construídas.
- ✓ São de menor risco ambiental quando comparadas com a parcela mais expressiva do potencial hidroelétrico brasileiro ainda por explorar.
- ✓ A usina térmica é a tecnologia com a qual os investidores do novo mercado de energia competitivo estão mais familiarizados por conta da experiência prévia em seus países de origem.
- ✓ Disponibilidade de gás a partir de investimentos feitos em sua maior parte pela Petrobrás.
- ✓ O plano de revitalização do setor elétrico sinaliza com a aquisição de energia emergencial de base térmica para permitir a recuperação da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios brasileiros.

ii. Também é importante destacar as informações da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE), no documento titulado: “**Programa Estratégico de Aumento da Oferta de Energia Elétrica**”, publicado em maio de 2002. Neste documento, é possível encontrar um plano mais detalhado de referência para o programa de expansão do período. Além da expansão em geração, a GCE vem priorizando e facilitando os investimentos em transmissão e transformação, conforme a tabela abaixo.

Tipo do Empreendimento (Número de unidades)	Ampliação da oferta (2001-2004)				
	2001 (concluído)	2002	2003	2004	Total
Hidrelétricas (24)	1.397	3.045	2.463	3.122	10.027
Termelétricas (40)	1.354	2.829	4.342	916	9.441
Termelétricas emergenciais (58)	-	2.153	-	-	2.153
Importação (5)	98	1.188	400	800	2.486
PCH (29)	66	170	145	-	381
Cogeração (17)	125	162	500	-	787
Eólica (42)	2	261	394	393	1.050
Total (MW)	3.042	9.808	8.244	5.231	26.325
Linhas de Transmissão (26)-km	505	1.037	4.383	3.348	9.273
Subestações (MVA)	-	3.347	4.450	1.050	8.847

Fonte: Programa Estratégico de Aumento da Oferta 2001 – 2004 (Fonte: http://www.energiabrasil.gov.br/setframe.asp?Mercado=oferta&Pagina=oferta_resumo.asp)

Sub-passo 1b. Conformidade com legislação e regulamentações

O projeto está em conformidade com todas as legislações e regulamentações existentes em sua área de abrangência e do País sede, Brasil.



Passo 2 . Análise de Investimento

Sub-passo 2a. Determinação do método de análise apropriado

Uma vez que a atividade do projeto gera receita além da proporcionada pelos créditos de carbono, a opção I da ferramenta de adicionalidade, a do custo simples, não poderá ser utilizada. Pelo tipo de projeto e pelo método de análise padrão empregado na CST, o indicador utilizado para análise financeira é a Taxa Interna de Retorno (TIR). Como não estão sendo comparadas duas opções de investimento, ou seja, existem simplesmente um cenário considerando o projeto e outro se mantendo a situação atual, será usada a opção III, a Análise de Benchmark.

Sub-passo 2b. Opção III. Análise de Benchmark

No caso da CST, o benchmark utilizado nas decisões de investimento é o WACC (Weighted Average Capital Cost), o custo de capital, que é utilizado historicamente nas análises de investimento da Companhia.

Sub-passo 2c. Cálculo e comparação dos indicadores financeiros

Será considerada a análise da taxa de interna de retorno do projeto, cujo fluxo segue abaixo:

$$\text{Fluxo de Caixa} = R_{ve} - (\text{Inv} - C_{op} - C_{man})$$

R_{ve} receita da venda de energia

Inv investimentos na construção do sistema de recuperação de LDG (gasômetro e tubulações) e da Central Termelétrica #4

C_{op} custo operacional total

C_{man} custo de manutenção total

Conforme apresentado anteriormente, a duração do projeto é de 10 anos, porém, considerou-se na análise financeira uma vida útil de 15 anos para o mesmo e, ao décimo quinto ano, foi acrescentado um fluxo perpétuo.

A R_{ve} é a receita obtida com a venda da energia gerada pelo projeto. O valor considerado na análise é o valor de mercado da energia, ou seja, considerou-se como preço de venda o preço pelo qual a CST compraria energia do mercado, uma vez que a receita, para efeito de análise do projeto na CST, corresponde à economia que a empresa está fazendo por deixar de comprar aquela energia. Foi considerado como valor de venda da energia o valor médio praticado nos contratos de demanda da região S/SE/CO vigentes à época da análise do projeto, determinado em leilão realizado em 09/2002 e fixado em R\$56,60 (ponderação dos preços definidos para as regiões S e SE/CO) e também o custo de uso da rede, de R\$18,82. Como a análise financeira foi feita em dólar, a receita da energia foi convertida para aquela moeda, considerando-se uma cotação de R\$2,96/US\$ (média da PTAX maio/2003). Assim, utilizou-se nos cálculos uma receita de US\$ 25,48/MWh.

Conforme pode ser visto na planilha, até 2008 o LDG será destinado integralmente à geração de energia elétrica. Somente a partir de 2009 que parte do LDG será destinado à outras utilizações dentro da CST em substituição às necessidades de uso de Gás Natural em outros processos (Calcinação e Laminação de Tiras à Quente), reduzindo assim a geração de energia elétrica. Dessa forma, para a análise financeira do projeto não se pode considerar o investimento integral na Central Termelétrica, ou seja, estaria sendo um custo irreal, o que provocaria uma considerável redução da TIR, favorecendo o projeto. Assim, para análise financeira considerou-se como investimento na Central Termelétrica o valor necessário para implantação de uma central com



capacidade de geração de 16MW, ou seja, como se estivesse sendo implantada uma central para operar exclusivamente com a quantidade prevista de LDG recuperada. Esse valor é obtido a partir da média da potência a ser gerada utilizando o LDG ao longo da vida útil do projeto. Conforme parâmetro de mercado, para efeito de cálculo, pode-se considerar um investimento em equipamentos e instalação da ordem de US\$1,2 milhão/MW. Desse modo, do total de investimentos para a 4ª Central Termelétrica, US\$ 19,7 milhões referem-se à co-geração com LDG.

Tal raciocínio não pode ser realizado para o sistema de recuperação e transporte do LDG (gasômetro e tubulações), pois necessariamente, independente da quantidade gerada, a unidade seria utilizada em sua totalidade. Este fato é reforçado pela premissa de que entre 2004 e 2008 o LDG será usado integralmente para geração de energia elétrica. Logo, este investimento (gasômetro e tubulações) deve ser considerado integralmente na análise financeira.

Os C_{op} e C_{man} representam os custos de operação e manutenção tanto do gasômetro como da Central Termelétrica. Para o gasômetro, o custo anual de manutenção corresponde a 1,5% do valor do investimento, sendo que não há custo operacional considerado. Para a CTE, os custos operacionais e de manutenção são estimados em US\$ 2/MWh.

Considerando-se os dados acima, chega-se a uma TIR para o projeto de 4,18% sem a receita dos créditos de carbono, o que mostra que o retorno proporcionado pelo mesmo é menor que o WACC da empresa, fazendo com que ele seja considerado financeiramente não atrativo. Levando-se em conta os créditos de carbono, a TIR passa para 5,29%. Conforme dito anteriormente, a CST possui um forte comprometimento com a questão ambiental, sendo considerada por muitos, modelo em gestão na referida área. Essa busca de excelência ambiental foi um dos motivos que despertaram o interesse da empresa para o MDL, apesar do valor encontrado da TIR. Além disto, questões como (i) manutenção da estabilidade operacional do laminador de tiras a quente, (ii) melhora a capacidade de co-geração interna de energia elétrica e (iii) mitigar o impacto de novas cargas na eficiência operacional da CST, tendo em vista futuras expansões, também contribuíram para a implementação do projeto.

Segue abaixo a planilha financeira:

Ano	Investimento	Receita Bruta	Custo Manut. LDG	Custo Oper./ Manut. CTE	Fluxo de Caixa Livre
		US\$/ano	US\$ /ano	US\$ /ano	US\$/ano
2003	(34.790.000)	0	0	0	(34.790.000)
2004	(710.000)	1.957.382	244.500	153.641	849.241
2005	0	7.829.528	244.500	614.563	6.970.466
2006	0	8.339.841	244.500	654.619	7.440.722
2007	0	8.850.153	244.500	694.674	7.910.978
2008	0	8.850.153	244.500	694.674	7.910.978
2009	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2010	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2011	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2012	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2013	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2014	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2015	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2016	0	1.056.999	244.500	82.967	729.532
2017	0	1.056.999	244.500	82.967	6.808.963

**Sub-passo 2c. Análise de sensibilidade**

Para a conclusão da análise financeira segue o último passo, que contempla a análise de sensibilidade do projeto. Como pode ser observado pelos dados utilizados no cálculo, uma vez que se tem o investimento realizado, os parâmetros passíveis de modificação são a receita e os custos. Os custos de operação e manutenção são controlados e praticamente constantes, devido às próprias características de operação do processo, o que faz com que o parâmetro mais significativo e decisivo para os resultados do projeto seja a receita. Desse modo, serão estudados alguns cenários de preço de energia. Como a análise financeira foi feita em dólar e o preço de energia no Brasil é calculado com base no índice de inflação IGP-M, será considerada também a variação cambial. Assim, na análise de sensibilidade será avaliado como a variação do preço da energia elétrica e do dólar afetam o resultado do projeto.

Para isso, foram estabelecidos os seguintes cenários para a energia elétrica:

- baixa do preço em 15%, decorrente da redução de consumo no caso de um maior desaquecimento da economia;
- manutenção do preço;
- aumento do preço em 30%, decorrente do aumento de consumo no caso de aquecimento da economia.

No caso do dólar, considerou-se para os cenários de alta e baixa uma variação de 20% em relação ao cenário de manutenção do preço.

Assim, a tabela abaixo apresenta a TIR para a combinação dos cenários:

Preço Energia Elétrica (US\$/MWh)	Dólar (R\$/US\$)		
	Queda (2,37)	Manutenção (2,96)	Alta (3,55)
Baixa (66,93)	6,74	1,37	-2,64
Manutenção (75,42)	9,90	4,18	1,18
Alta (92,40)	15,87	9,38	4,70

Tabela

Como pode ser observado após a análise de sensibilidade, na maioria das combinações de cenários a TIR continua menor que o custo de capital da empresa, fazendo com que o projeto continue não sendo financeiramente atrativo. Considerando-se a situação do Brasil, devido às condições do setor elétrico já mencionadas anteriormente, a maior probabilidade é de alta para o preço da energia elétrica. Com relação ao dólar, o cenário mais provável também é de alta em relação ao real. Assim, percebe-se que, falando-se em cenários mais prováveis, o projeto continua não sendo financeiramente atrativo.

Passo 3. Análise de barreiras

Uma vez que optou-se pela análise de investimento como passo para se chegar à adicionalidade, este passo pode ser desconsiderado.



Passo 4. Análise de prática comum

O limite do projeto é o território brasileiro, sendo assim, será analisada a questão da prática comum entre as usinas siderúrgicas brasileiras que possuem aciarias LD, e por conseguinte a geração de LDG. Conforme dados do Instituto Brasileiro de Siderurgia (IBS), no Brasil existem 09 usinas siderúrgicas que se encaixam nesta categoria, sendo que, somente 03 delas (Açominas, CSN e Usiminas), fazem a recuperação do LDG para uso em processo (ver tabela abaixo). Para a geração de energia elétrica, somente 02 delas, a Açominas e a CSN, utilizam o referido gás. A CST seria então a 3ª a utilizar a co-geração, o que fica caracterizado como uma prática não comum do setor.

Dentre os principais fatores que levam a decisão do uso do LDG com propósitos de co-geração de energia elétrica, pode ser destacado, além das características regionais de cada site, as dificuldades técnicas associadas ao desequilíbrio existente entre a geração e o consumo do LDG e as particularidades das políticas de gestão de energia em cada empresa.

Empresa	Nº de Convertedores LD	Recuperação do LDG	Co-geração de energia elétrica com LDG
Acesita	02	Não	Não
Belgo Mineira (João Monlevade)	02	Não	Não
CSN	03	Sim	Sim
COSIPA	03	Não	Não
CST (*)	02	Sim	Sim
Gerdau Açominas	02	Sim	Sim
Gerdau (Barão de Cocais)	01	Não	Não
USIMINAS	03	Sim	Não
V&M do Brasil	01	Não	Não

Fonte: Instituto Brasileiro de Siderurgia (2004)

(*) Considerando o projeto atual implementado

Passo 5. Impacto do registro do projeto no CDM

O benefício do registro do projeto de CDM potencializará as ações de desenvolvimento sustentável da CST, principalmente nas questões relacionadas aos projetos sociais que a empresa coordena. Com uma filosofia de parceria e cooperação, a CST tem procurado fortalecer continuamente as suas relações com a sociedade e os mais diferentes segmentos das comunidades na região de influência de sua usina, aí incluídos, evidentemente, os seus próprios colaboradores. Compromissada em contribuir ativamente para uma maior inclusão social, a Companhia tem como foco de sua atuação a transformação da sociedade, através do engajamento em projetos modificadores da realidade social. Nesse contexto, tem concentrado a sua atuação em projetos que promovam a melhoria da qualidade da educação, tanto a formal como aquela voltada para a capacitação profissional. Com esse compromisso, a CST desenvolve, segundo o seu plano empresarial, um conjunto de ações, internas e externas, orientadas por políticas continuamente aprimoradas em consonância com a visão de sustentabilidade que permeia seu planejamento estratégico. Em consequência, a Companhia assegura sua perenidade, crescendo com o reconhecimento e a confiança de uma sociedade que se beneficia crescentemente com a riqueza gerada por sua atividade empresarial.

**B.4. Descrição de como a definição do limite do projeto, relacionada com a metodologia da linha de base, aplica-se à de projeto:**

Seria razoável assumir, como os limites do projeto, as fronteiras territoriais do Estado do Espírito Santo, pois toda energia gerada pela CST é consumida por ela mesma ou disponibilizada, pelo menos teoricamente, ao Estado. Contudo, como o Brasil, na maior parte de seu território, conta com um sistema integrado e centralizado de despacho de energia, não pode ser assegurado que a energia disponibilizada pela CST será somente consumida dentro do ES.

Dessa forma, baseado neste pressuposto, para o propósito do presente estudo, os limites do projeto são assumidos como o Sistema Interligado Nacional da Região Sul, Sudeste/Centro-Oeste e, portanto, todas as fontes de emissões e reduções de emissões associadas com as iniciativas supracitadas, que ocorrem nas regiões acima citadas, são levadas em consideração.

B.5. Detalhes do estabelecimento da linha de base:

A linha de base para o cálculo do fator de emissão para o SIN SSECO foi desenvolvida seguindo os parâmetros da ACM0004, opção 2 – Cenário de linha de base sendo importação de energia do SIN, onde o fator de emissão é calculado seguindo os parâmetros da ACM0002.

O sistema de eletricidade brasileiro tem sido historicamente dividido em dois sub-sistemas: o Norte-Nordeste (N-NE) e o Sul-Sudeste-Centro-Oeste (S-SE-CO). Isso ocorre devido principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo aos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está cada vez mais demonstrando que a integração ocorrerá. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira parte da linha de interconexão entre N-NE e S-SE-CO. Com investimentos de cerca de U\$ 700 milhões, a conexão tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a solucionar os problemas de energia elétrica no país. A região S-SE-CO poderia suprir a N-NE em caso de necessidade e vice-versa.

Mesmo após a interconexão ter sido estabelecida, os papéis técnicos continuam dividindo o sistema brasileiro em dois (Bose, 2000):

“... onde o Sistema Brasileiro de Eletricidade é dividido em três sub-sistemas separados:

- (i) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (ii) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste; e
- (iii) O Sistema Isolado (que representa 300 localizações que são eletricamente isoladas dos sistemas interconectados)”

Além disso, Bosi (2000) fornece fortes argumentos a favor das chamadas Linhas de base de multi-projetos:

“Para países grandes com diferentes circunstâncias de fronteira e diferentes sistemas de eletricidade baseados em diferentes regiões, linhas de base de multi-projetos no setor elétrico podem precisar serem desagregadas abaixo do nível-país afim de uma representação crível *do que teria acontecido de outra forma*”.

Finalmente é necessário considerar que mesmo os dois sistemas estão hoje conectados, o fluxo de eletricidade entre eles é limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Sendo assim, apenas uma fração da energia elétrica gerada em ambos os sistemas é transmitida. É natural que esta fração possa mudar sua direção e magnitude (até o limite das linhas de transmissão) dependendo dos modelos hidrológicos, clima e outros fatores



incontroláveis. Mas não é esperado que represente uma quantia significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve ser considerado também, que apenas em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída. Atualmente o sistema energético brasileiro possui aproximadamente 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 companhias geradoras. Destas aproximadamente 70% são hidroelétricas, 10% termoelétricas movidas a gás natural, 5,3% termoelétricas movidas a óleo diesel e combustível fóssil, 3,1% plantas movidas por biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, casca e arroz, madeira etc...), 2% plantas nucleares, 1,4% plantas movidas carvão mineral e ainda existem 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem transmitir energia para a rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Esta capacidade extra é na realidade garantida, principalmente, pelos 6,3 GW da parte paraguaia da Binacional Itaipu, uma hidroelétrica operada em conjunto pelo Brasil e o Paraguai, cuja energia quase em sua totalidade é direcionada à rede brasileira.

As metodologias aprovadas AM0015 (Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid) e ACM0002 (Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources) exige que os proponentes do projeto considerem “todas as fontes de geração servindo o sistema”. Desta forma, quando utilizando uma destas metodologias, os proponentes do projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações sobre fontes de geração não estão publicamente disponibilizadas no Brasil. O centro nacional de despacho, ONS – *Operador Nacional do Sistema* – argumenta que informações de despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e portanto não podem ser disponibilizadas. Por outro lado a ANEEL, a agência elétrica, fornece informação sobre a capacidade instalada e outros aspectos legais do setor elétrico, porém nenhuma informação sobre despacho pode ser obtida através desta entidade.

Considerando estes aspectos, proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível afim de conseguir calcular o fator de emissão no Brasil da maneira mais precisa. Já que informações reais sobre despacho são fundamentais, a ONS foi contatada com a finalidade de esclarecer aos participantes o grau de informações detalhadas que poderiam ser disponibilizadas. Após diversos meses de negociações, informações diárias sobre os despachos das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2001, 2002 e 2003.

Proponentes de projetos, analisando a viabilidade de aplicação desta informação, concluíram que esta é a informação prioritária para determinar o fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na realidade, a ONS centraliza e despacha plantas que contabilizavam um total de 75.547MW de capacidade instalada em 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalada no Brasil no mesmo período ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo Gráficos mai 2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo capacidade disponível dos países vizinhos de exportar para o Brasil e plantas de emergência, que apenas são despachados durante períodos de baixa na rede. Sendo assim, o fator de emissões é calculado considerando 76,4% da capacidade instalada brasileira, o que é um bom montante considerando todas as dificuldades em se obter informações sobre despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são constituídos por plantas que não têm seus despachos coordenados pela ONS, já que, ou elas operam baseados em acordos de compra de energia que não estão sob o controle da autoridade de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS não tem acesso. Sendo assim esta porcentagem não será afetada por projetos de MDL, não havendo razão para considerá-la no cálculo para determinar o fator de emissão.

Por outro lado, proponentes de projetos também tentaram inserir informações das plantas que não são despachadas centralmente pela ONS, para atender as demandas da metodologia. Isto foi efetuado através da consideração de informações fornecidas pela Agência Internacional de Energia(AIE), que foram utilizadas no estudo “Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector”. Na realidade o uso de tais informações associadas com as reais informações de despacho da ONS, foi posteriormente descartado pelos proponentes de projetos já que os dados gerados eram baseados em suposições



e as informações diárias de despacho da ONS em situações reais. Mesmo assim, a análise das duas bases de dados permitiu aos proponentes de projetos terem uma idéia de como seria o fator de emissão, caso fossem considerados todas as plantas e as informações de despacho utilizadas fossem precisas. A tabela abaixo mostra a margem construída em ambos os casos.

AIE / ONS Margem construída (tCO ₂ / MWh)	ONS Margem Construída (tCO ₂ / MWh)
0,205	0,1256

Considerando todas as explicações racionais, os desenvolvedores de projeto decidiram considerar apenas as informações da ONS, já que estas podiam determinar o fator de emissão da maneira mais conservativa possível. A eficiência das plantas movidas a combustível fóssil foram retiradas do documento IEA. Isto foi feito considerando que havia um falta de informações sobre eficiência mais detalhadas, que fossem de fontes publicas, renomadas e confiáveis.

Da referência mencionada, a eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para as plantas termoeletricas movidas a combustível fóssil, foi calculada baseado na capacidade instalada de cada planta e na eletricidade realmente produzida. Para a maioria da plantas termoeletricas em construção, um valor constante de 30% foi usado para estimar sua eficiência de conversão de combustível fóssil.

Este valor foi baseado em dados disponíveis na literatura e em observações do real situação destes tipos da plantas em operação no Brasil. Foi assumida que, as únicas 2 plantas e gás natural com ciclo combinado (totalizando 648 MW) possuem uma maior taxa de eficiência, i.e. 45%.

Além disso somente dados para plantas em construção em 2002 (com inicio de operação em 2003) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Até onde sabemos não houve modernização das antigas plantas termoeletricas analisadas no período (2002 até 2004). Por esta razão os participantes de projetos concluíram que a aplicação destes números, apesar de não estarem bem consolidado, porém é a melhor opção disponível.

Os dados consolidados de despacho horário provenientes da ONS foram utilizados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dado disponíveis (2002, 2003 e 2004). O total da geração das usinas da baixo custo com despacho obrigatório é determinada através do total da geração, menos a geração das plantas termoeletricas movidas a combustível fóssil, sendo estes dados determinados através de dados de despacho diários fornecidos pela ONS.

Todas estas informações foram encaminhadas para os validadores e amplamente debatidas com os mesmos, com o objetivo de esclarecer todos os pontos e possíveis dúvidas.

A seguir, um sumário das análises é fornecido. Primeiramente é apresentada uma tabela com as 122 plantas despachadas pela ONS. Depois é fornecida uma tabela com as conclusões da análise sumarizadas, com o calculo do fator de emissão apresentado. Finalmente, a curva de duração da carga para o sistema S-SE-MW é apresentada.

*Plantas despachadas pela ONS.*

Subsistema*	Combustível**	Usina	Início de operação (2, 4, 5)	Capacidade Instalada (MW) ⁽¹⁾	Eficiência de conversão de combustível Fossil (%) ⁽²⁾	Fator de emissão de carbono (tC/TJ) ⁽³⁾	Fração de Oxidação de Carbono ⁽³⁾	Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh)
S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Gauporé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	H	Funil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Ibirité	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res.402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Eletroboit	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Cuiaba (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	G	W.Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
S-SE-CO	H	S. Caxias	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	D	Cuiaba (Mario Covas)	Jan-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
S-SE-CO	H	Sobragi	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000



S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Guilmam Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Nova Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Segredo(Gov.Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Taquaruçu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	T. irmãos	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itaipú 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itaipú 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Gov.Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	A.Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,396.2	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Iha Solteira	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Gov.Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000



S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1,551.2	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1..40
S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
S-SE-CO	H	Paraibuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000



S-SE-CO	H	I.Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
TOTAL(MW) = 64.478,6								

* Subsystem: S – South, SE-CO – Southeast-Midwest

** Fuel source(C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil)

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de informações da geração (<http://www.aneel.gov.br/>, dado coletado em novembro de 2004)

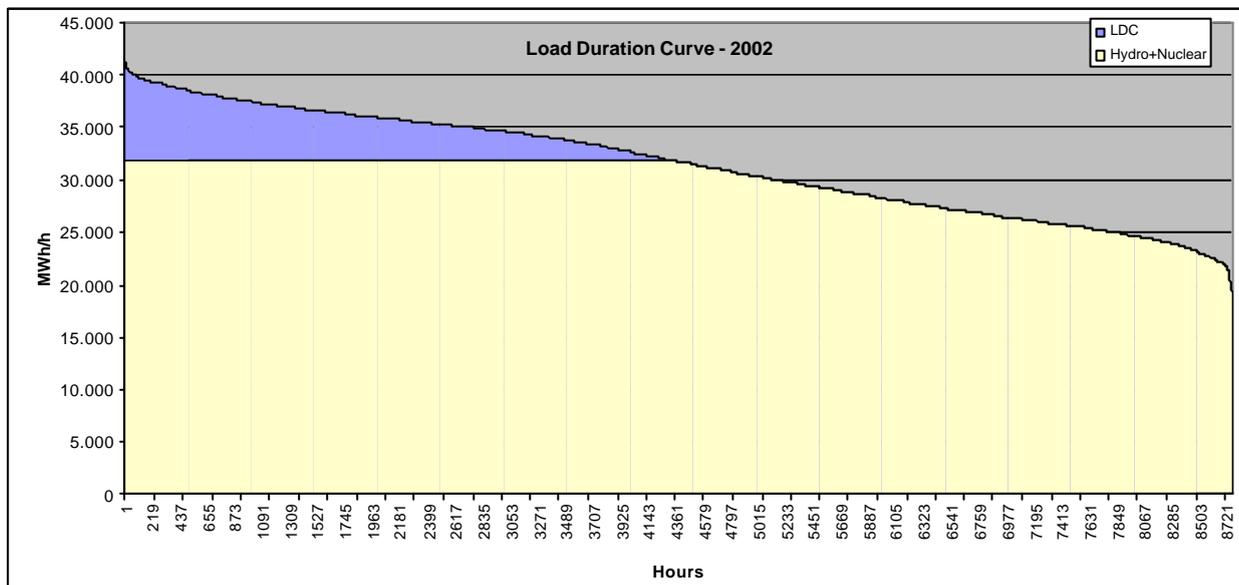
[2] Bosi.M, A.Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F.Simoes, H. Winkler e J. M.Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA outubro de 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

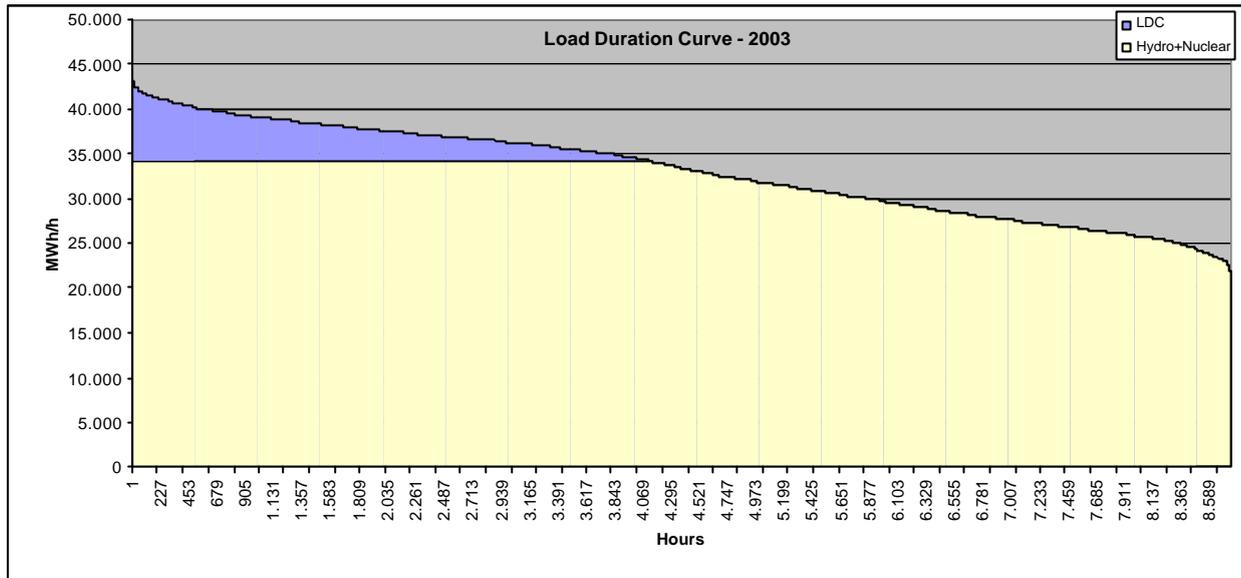
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (relatórios diários de 1 de Jan. até 31 de dez. 2003)

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (<http://www.aneel.gov.br/> dado coletado em novembro de 2004).

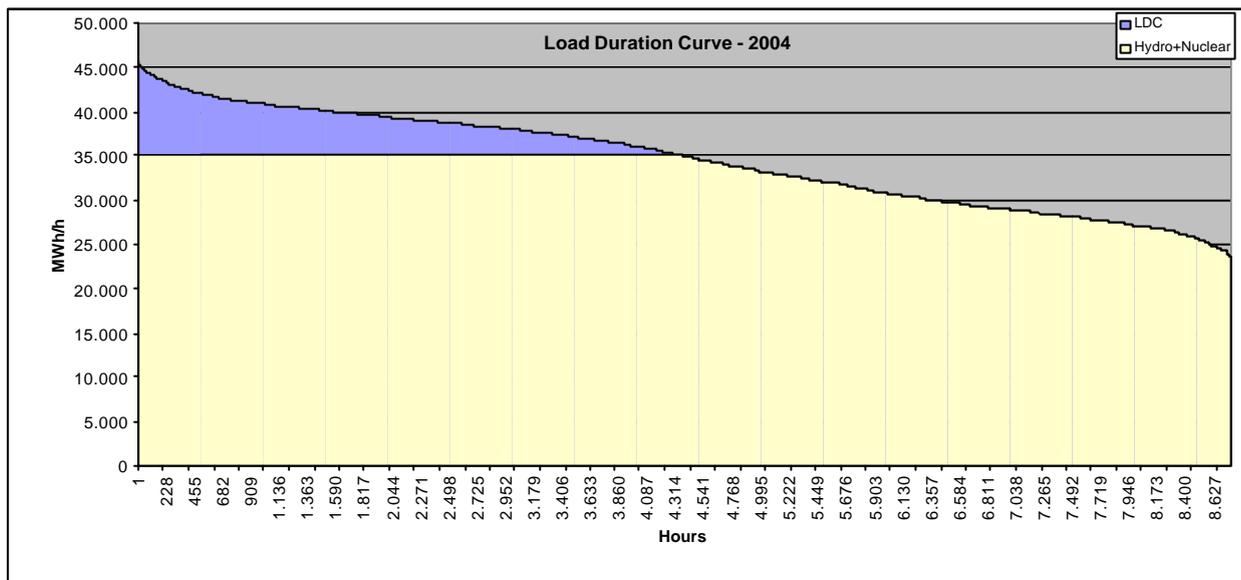
Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [GWh]	Imports [MWh]
2002	0.8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0.9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0.8726	297.879.874	284.748	1.468.275
Total (2001-2003) =		861.776.699	818.118	3.535.256
EF _{OM, simple-adjusted} [tCO ₂ /MWh]		EF _{BM2004}		Lambda
0.4310		0.1256		I ₂₀₀₂
Alternative weights		Default weights		0.5053
W _{OM} = 0.75		W _{OM} = 0.5		I ₂₀₀₃
W _{BM} = 0.25		W _{BM} = 0.5		0.5312
EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]		Default EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]		I ₂₀₀₄
0.3547		0.2783		0.5041



Curva de Carga para o SIN SSECO, 2002



Curva de Carga para o SIN SSECO, 2003



Curva de Carga para o SIN SSECO, 2004

**B. 5.1. Data de finalização do texto final desta seção da linha de base (DD/MM/AAAA):**

16/09/2005.

B. 5.2. Nome da pessoa/entidade que determina a linha de base:

Nome da Empresa: CST – Companhia Siderúrgica de Tubarão
Endereço: Av. Brigadeiro Eduardo Gomes, 930 – Jardim Limoeiro
CEP / Cidade: 29163-970 - Serra – ES
País: Brasil
Contato: Luiz Antonio Rossi
Cargo: Gerente da Divisão de Meio Ambiente
Telefone: 0-XX-27-3348-2065
Fax: 0-XX-27-3348-2002
E-mail: lrossi@tubarao.com.br

Nome da Empresa: PricewaterhouseCoopers
Endereço: Av. Francisco Matarazzo, 1400; Torre Torino
CEP / Cidade: 05001-903 – São Paulo – SP
País: Brasil
Contato: Marco Antonio Fujihara
Cargo: Diretor da Área de Sustentabilidade
Telefone: 0-XX-11-3674-2000
Fax:: 0-XX-11-3674-2000
E-mail: marco.fujihara@br.pwc.com

B. 6. Limites do Projeto:

As ações a serem implantadas no projeto apresentado ocorrerão na área industrial da Companhia Siderúrgica Tubarão, localizada no município da Serra, estado do Espírito Santo, Brasil.

Tendo em vista que o projeto fundamenta-se no deslocamento da tendência energética devido ao aumento da geração de energia elétrica da companhia, e como sistema elétrico brasileiro é interligado, consideramos como limite do projeto o sistema elétrico interligado da região Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil.

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

>> Recuperação do LDG / Central Termoelétrica 4 – 01 / Setembro / 2004.

**C.1.2. Estimativa da vida útil operacional da atividade de projeto:**

>> Recuperação do LDG / Central Termoelétrica #4 – 15 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:**

>> N/A..

C.2.1.2. Duração do primeiro período de obtenção de créditos:

>> N/A..

C.2.2. Período fixo de obtenção de créditos:**C.2.2.1. Data de início:**

>>01/09/2004.

C.2.2.2. Duração:

>>10 anos.

SEÇÃO D. Metodologia e plano de monitoramento**D.1. Nome e referência da metodologia aprovada aplicada à atividade de projeto:**

>> Consolidated monitoring methodology for waste gas and/or heat for power generation”
Metodologia de monitoramento aprovada e consolidada ACM0004

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

>>A metodologia de monitoramento escolhida aplica-se ao projeto pois possibilita a coleta e o rastreamento dos dados necessários para os cálculos das reduções de emissões de GEE e o termo comparativo com os pressupostos assumidos no estudo da linha de base.

Em relação às atividades do projeto, os dados monitorados consistem em:

- Total da energia gerada através da recuperação de LDG
- Eletricidade auxiliar



- Fator de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional
- Margem operacional do fator de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional
- Margem de construção do fator de emissão de CO₂ do Sistema Interligado Nacional
- Quantidade de cada combustível fóssil consumido por cada planta de energia (SIN)
- Coeficiente de emissão de cada tipo de combustível fóssil por cada planta de energia (SIN)
- Eletricidade gerada de cada planta de energia (SIN)
- Fator de emissão do combustível fóssil para cada usina de energia (SIN)
- Eficiência energética de cada usina de energia (SIN)

D.2.1 Opção 1: Monitoramento das emissões do projeto no cenário de linha de base

D.2.1.1. Dados a serem coletados para possibilitar o monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:

Não aplicado, as emissões do projeto são iguais à zero (0). Nenhum combustível complementar é utilizado.

D.2.1.2. Descrição da fórmula usada para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula / algoritmo, emissões em unidades equivalentes de CO₂)

Não aplicado, as emissões do projeto são iguais à zero (0). Nenhum combustível complementar é utilizado.



D.2. 1. 3 Dados relevantes necessários para determinação da linha de base de emissões antropogênicas por fonte de GHG dentro dos limites do projeto e como estes dados serão coletados e arquivados:

Para co-geração de energia elétrica pela Atividade do Projeto

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequencia registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados ? (papel/eletrônico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
1. Eggen	Quantitativo	Eletricidade Total Gerada	MWh/ano	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Pontos de monitoramento: Medidores nas plantas Áreas serão responsáveis pela calibração dos instrumentos
2. Egaux	Quantitativo	Eletricidade Auxiliar	MWh/ano	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Pontos de monitoramento: Medidores nas plantas Áreas serão responsáveis pela calibração dos instrumentos
3. EGY	Quantitativo	Eletricidade líquida fornecida	MWh/ano	calculada (EGGEN - EGAUX)	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculada a partir dos parâmetros acima medidos. Algoritmo para cálculo das emissões do projeto é dado na metodologia da baseline.



Para co-geração de energia elétrica pela Atividade do Projeto

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequencia registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados ? (papel/eletônico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
4. Q_{LDG}	Vazão	Vazão volumétrica de gás Recuperado	Nm ³ /h	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição através de medidor de vazão associado ao projeto.
5. NCV_{LDG}	Quantitativo	Poder Calorífico	Kcal/Nm ³	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição por calorímetro associado ao projeto.
6. Hr	Rendimento Térmico	Rendimento Térmico das CTEs	Gcal/MWh	calculado	Mensal	100%	Elerônico	Período de crédito + 2 anos	Determinado á partir do input de combustíveis e output de energia nas CTEs. É a média do rendimento térmico das CTEs #1, #2, #3 e #4 para o período considerado.
7. Q_i	Vazão	Vazão volumétrica combust. consumido	Nm ³ /h	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição através de medidor de vazão associado ao projeto.
8. NCV_i	Quantitativo	Poder Calorífico	Kcal/Nm ³	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição por calorímetro associado ao projeto.

Para o fator de emissão da linha de base – energia cativa: O projeto não utilize energia cativa de outras fontes, logo a energia cativa é considerada igual à zero.



Para o fator de emissão da linha de base: energia da rede integrada

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Para qual método de linha de base este elemento deve ser incluído	Frequencia de registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados? (papel/eletrônico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
9. Efy	Fator de Emissão	Fator de emissão de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	calculado	Simple OM BM	Anual	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculado como a média ponderada dos fatores de emissão OM e BM
10. EFom,y	Fator de Emissão	Fator de emissão de CO ₂ da rede Margem Operacional	tCO ₂ /MWh	calculado	Simple OM	Anual	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculado como indicado no método de linha de base OM acima
11. EFbm,y	Fator de Emissão	Fator de emissão de CO ₂ da rede Margem Construtiva	tCO ₂ /MWh	calculado	BM	Anual	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculado como $[? i F_{i,y} * COEF_i]$ / $[? m GEN_{m,y}]$ sobre as plantas construídas definidas na linha de base



Para o fator de emissão da linha de base: energia da rede integrada

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Para qual método de linha de base este elemento deve ser incluído	Frequencia de registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados? (papel/eletrônico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
12. Fi,j,y	Quantidade Combustível	Quantidade de combustível fóssil consumido por cada usina térmica	t or m ³ /yr	measured	Simple OM BM	Yearly	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Obtained from the power producers, dispatch centers or latest local statistics.
13. COEFi,k	Coefic. Fator de Emissão	Coeficiente de emissão de CO ₂ por combustível e usina térmica	tCO ₂ / t or m ³	measured	Simple OM BM	Yearly	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Plant or countryspecific values to calculate COEF are preferred to IPCC default values.
14. GENj,y	Quantidade Eletricidade	Geração de energia elétrica da usina térmica	MWh/yr	measured	Simple OM BM	Yearly	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Obtained from the power producers, dispatch centers or latest local statistics.



D.2.1.4. Descrição da fórmula usada para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula / algorítmica, emissões na unidade de CO₂ equ.)

As referencias para as variáveis abaixo mencionadas podem ser encontradas no texto da metodologia utilizada. Por favor caso haja necessidade referenciar-se na metodologia.

De acordo com a metodologia, é necessário determinar o fator de emissão da margem operacional ajustada simples ($EF_{OM, simple_adjusted, y}$). Para isso utiliza-se a seguinte equação:

$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - I_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + I_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

É assumido aqui que todas plantas de baixo custo de operação (Usinas Hidrelétricas) que possuem na regulamentação do setor elétrico brasileiro despacho obrigatório e as plantas Nucleares produzem zero de emissões:

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \quad (\text{tCO}_2\text{e/GWh})$$

O Fator Lambda foi calculado de acordo com todos os requisitos apontados na metodologia utilizada.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

A energia elétrica gerada pelo SIN SSECO em cada ano também precisou ser levada em conta.

Ano	Energia Gerada (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando portanto as informações apropriadas para $F_{i,j,y}$ e $COEF_{i,j}$, o fator de emissão da margem operacional de cada ano pode ser determinado da seguinte forma:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - I_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



CDM – Executive Board

$$EF_{OM, simple_adjusted2003} = (1 - I_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted2004} = (1 - I_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, calcula-se a media dos três anos, determinando o $EF_{OM, simple_adjusted}$

$$EF_{OM, simple_adjusted2002_2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

De acordo com a metodologia usada, temos também que calcular o fator de emissão da margem de construção (BM), que determinado pela seguinte formula;

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

Neste caso, conforme a metodologia, a geração de energia elétrica é de 20% do total gerado no mais recente ano, ou seja, 2004, como também as 5 mais recentes plantas geradoras construídas menos os 20%. Calculando podemos encontrar:

$$EF_{BM,2004} = 0,1256 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base do SIN SSECO é calculado pela média aritmética da margem operacional (OM) e da margem de construção (BM), de onde encontramos:

$$EF_{electricity,2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1256 = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

As emissões na linha de base do SIN SSECO serão proporcionais a eletricidade gerada pelo projeto de co-geração apresentado acima neste documento durante sua vida útil, portanto podemos afirmar que as Emissões de linha de base ($BE_{electricity,y}$) são calculadas através da multiplicação do fator de emissão da linha de base do SIN SSECO ($EF_{electricity,2002-2004}$) pela energia elétrica gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity,y} = EF_{electricity,2002-2004} \cdot EG_{year}$$

Portanto, as emissões de linha de base serão calculadas através da seguinte formula:

$$BE_{electricity,y} = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_{year} \quad (\text{in tCO}_2\text{e})$$

**CDM – Executive Board**

A determinação do EG_{year} é feita pela seguinte fórmula:

$$EG_{\text{year}} = (Q_{\text{LDG}} \cdot NCV_{\text{LDG}} \cdot 8760) / (\text{Hr} \cdot 10^6)$$

Onde:

Q_{LDG} = Vazão de LDG recuperado (Nm^3/h)

NCV_{LDG} = Poder Calorífico do LDG (kcal/Nm^3)

Hr = Rendimento térmico médio das termelétricas (Gcal/MW).

Hr obtido por:

$$\text{Hr} = \Sigma (Q_i \cdot NCV_i) \cdot 8760 / (EG_{\text{total,year}} \cdot 10^6)$$

Onde:

Q_i = Quantidade anual de cada combustível consumido nas termelétricas (Nm^3/h)

NCV_i = media anual do poder calorífico de cada combustível consumido nas termelétricas (kcal/Nm^3)

$EG_{\text{total,year}}$ = Energia total produzida nas termelétricas. (MWh/year)

D. 2.2. Opção 2: Direcionar monitoramento das reduções de emissões da atividade de projeto (os valores devem ser consistente com do setor E).

Não aplicável.

D.2.2.1. Dados a serem coletados para possibilitar o monitoramento das emissões da atividade de projeto, e como esses dados serão arquivados:

Não aplicável.

D.2.2.2. Descrição da fórmula usada para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula / algorítima, emissões na unidade de CO_2 equ.)

Não aplicável.

D.2.3. Tratamento das fugas no plano de monitoramento

Uma vez que a iniciativa do projeto é baseada no uso de gases de processo gerados na CST (LDG), através de seu consume nas termelétricas da própria empresa, não há fugas esperadas no processo.

D.2.3.1. Se aplicável, por favor descrever os dados e informações que serão

**coletados para possibilitar o monitoramento das fugas na atividade de projeto:**

Não aplicável.

D.2.3.2. Descrição da formula usada para estimar as fugas (para cada gás, fonte, fórmula / algorítima, emissões na unidade de CO₂ equ.)

Não aplicável.

D.2.4. Descrição da fórmula usada para estimar as reduções de emissões da atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmula / algorítima, emissões na unidade de CO₂ equ.)

O cálculo da redução das emissões é feito pela seguinte fórmula:

$$ER_{\text{year}} = BE_{\text{electricity, year}} - PE_{\text{year}}$$

Onde:

 ER_{year} = Redução das emissões em um ano com as atividades do projeto. $BE_{\text{electricity, year}}$ = deslocamento das emissões na linha de base. PE_{year} = Emissões do projeto em um determinado ano.

Como demonstrado previamente PE_{year} é zero (0), logo é possível inferir que as reduções das emissões pelas atividades do projeto correspondem ao deslocamento das emissões da linha de base, então:

$$ER_{\text{year}} = BE_{\text{electricity, year}}$$

$$ER = 0,2783.EG_y \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

D.3. Procedimentos de controle e garantia da qualidade sendo aplicados aos dados monitorados:

Dado	Nível de incerteza do dado (Alto/Médio/Baixo)	Existem procedimentos de QA/QC planejados	Explicação geral de cómo os procedimentos serão executados
01 -, 08	Baixo	Sim	estes dados serão usados para cálculo da geração de energia elétrica do projeto
09 -, 11	Baixo	Não	Estes dados são calculados, logo não há procedimento de QA.
12 -, 14	Baixo	Não	Estes dados serão necessários para cálculo das emissões da linha de base (a partir da energia elétrica da rede) e obtido através de fontes oficiais

**CDM – Executive Board**

De forma a compatibilizar o trabalho as atividades abrangidas pelo monitoramento do projeto ao Sistema de Gestão da Qualidade da CST, será criado um Padrão Técnico intitulado “Monitoramento da Geração de Créditos de Carbono – Procedimentos Básicos para Obtenção, Gerenciamento e Armazenamento dos Dados”. Este Padrão Técnico será emitido pela Divisão de Meio Ambiente, e atualizado temporariamente em função da necessidade ou da inserção de projetos futuros de obtenção de créditos de carbono.

D.4 Por favor descreva a estrutura operacional e gerencial que o operador do projeto irá implementar para possibilitar o monitoramento das reduções de emissões e quaisquer fugas efetivas, geradas pela atividade de projeto:

As reduções de emissões são calculadas através das medições diretas no processo, relativas à quantidade de LDG que será destinado à co-geração de energia elétrica nas termelétricas da CST. Também, as informações obtidas da matriz de geração de energia elétrica nacional (SIN – SSECO) são suportadas por estes cálculos. O gerenciamento dos dados sera suportado pelo sistema de garantia de qualidade da CST certificado pela ISO 9001 e ISO 14001. De acordo com o item D.2.1.3, não há fugas esperadas à serem monitoradas.

D.5 Nome da pessoa/entidade que determina a metodologia de monitoramento:

Nome da Empresa: CST – Companhia Siderúrgica de Tubarão
Endereço: Av. Brigadeiro Eduardo Gomes, 930 – Jardim Limoeiro
CEP / Cidade: 29.163-970 - Serra – ES
País: Brasil
Contato: Luiz Antonio Rossi
Cargo: Gerente da Divisão de Meio Ambiente
Telefone: 0-XX-27-3348-2065
Fax:: 0-XX-27-3348-2002
E-mail: lrossi@tubarao.com.br

Nome da Empresa: PricewaterhouseCoopers
Endereço: Av. Francisco Matarazzo, 1400; Torre Torino
CEP / Cidade: 05001-903 – São Paulo – SP
País: Brasil
Contato: Marco Antonio Fujihara
Cargo: Diretor da Área de Sustentabilidade
Telefone: 0-XX-11-3674-2000
Fax:: 0-XX-11-3674-2000
E-mail: marco.fujihara@br.pwc.com

**SEÇÃO E. Cálculos das emissões de gases de efeito estufa por fontes****E.1. Estimativa das emissões de gases efeito estufa por fonte:**

O cenário dos projetos segue a mesma lógica estabelecida na construção do cenário da linha de base.

Dessa forma, implantação do sistema de recuperação do gás de aciaria (LDG) a energia elétrica gerada a partir dos gases originados nos processos da CST deixa de ser comprada da matriz energética brasileira, reduzindo emissões de GEE.

A geração de energia através da recuperação de gás LD não necessita de combustíveis fósseis complementares, fazendo com que o cálculo de Emissões do Projeto por Ano (PE_{year}) descrito na metodologia de linha de base da ACM0004 não seja necessário para este projeto.

Com isso a fórmula para cálculo da redução de emissões de GEE para este projeto seja simplificada, contendo somente a quantidade de energia elétrica gerada pelo projeto (MWh) multiplicada pelo fator de emissão do Sistema Interligado Nacional do sub-sistema Sul, Sudeste/Centro-Oeste, representada pela fórmula a seguir:

$$BE_{electricity, year} = EG_{year} \cdot EF_{electricity, year}$$

Onde:

$BE_{electricity, year}$ = Deslocamento das emissões da linha de base

EG_{year} = Quantidade de energia elétrica produzida pela central termoeletrica

$EF_{electricity, year}$ = Fator de emissão de CO₂ do SIN subsistema S, SE/CO

A determinação do EG_{year} é feita pela seguinte fórmula:

$$EG_{year} = (Q_{LDG} \cdot NCV_{LDG} \cdot 8760) / (Hr \cdot 10^6)$$

Onde:

Q_{LDG} = Vazão de LDG recuperado (Nm³/h)

NCV_{LDG} = Poder Calorífico do LDG (kcal/Nm³)

Hr = Rendimento térmico médio das termelétricas (Gcal/MW).

Hr obtido por:

$$Hr = \sum (Q_i \cdot NCV_i) \cdot 8760 / (EG_{total, year} \cdot 10^6)$$

Onde:

Q_i = Quantidade anual de cada combustível consumido nas termelétricas (Nm³/h)

NCV_i = media anual do poder calorífico de cada combustível consumido nas termelétricas (kcal/Nm³)

$EG_{total, year}$ = Energia total produzida nas termelétricas. (MWh/year)

O cálculo de emissões reduzidas é dado pela seguinte fórmula:

$$ER_{year} = BE_{electricity, year} - PE_{year}$$



Onde:

ER_{year} = Emissões reduzidas por ano pela atividade do projeto

PE_{year} = Emissões do projeto em um determinado ano

Sendo que anteriormente demonstrou-se que o PE_{year} é igual a 0 (zero), podemos concluir que as emissões reduzidas por ano pela atividade do projeto é igual ao deslocamento das emissões da linha de base, conseqüentemente:

$ER_{year} = BE_{electricity, year}$

E.2. Estimativa de fugas

Conforme anteriormente descrito, não são esperadas fugas significativas neste projeto.

E.3. A soma de E.1 e E.2 que representa as emissões da atividade de projeto:

N/A

E.4. Estimativa das emissões antropogênicas de gases efeito estufa da linha de base

Para o cálculo da linha de base foi escolhida a “opção 2” da metodologia aprovada e consolidada ACM0004, “*If baseline scenario is grid power imports*”. Com isso o fator de emissão para energia deslocada é calculado conforme a metodologia aprovada e consolidada ACM0002.

A metodologia de linha de base determina o fator de emissão de CO₂ para o SIN SSECO, ao qual o projeto está conectado.

O método escolhido para calcular a margem operacional (OM) para o fator de emissão da linha de base é a opção (b) “*Simple Adjusted OM*”, pois a opção (c) “*Dispatch Data Analysis OM*” que também seria um caminho para a determinação do fator, encontra barreiras para a obtenção e validação dos dados necessários.

Para o cálculo da margem operacional (OM), foi necessário coletar junto ao Operador Nacional do Sistema (ONS) informações sobre o despacho elétrico diária do SIN. Esse tipo de informação não é regularmente cedida pela ONS, o que implicou em uma comunicação direta com a entidade.

As informações recebidas englobam os anos de 2002, 2003 e 2004, e são hoje as mais recentes disponíveis neste estágio.

Calculo do fator de emissão da margem operacional (OM) ajustada simples

As referencias para as variáveis abaixo mencionadas podem ser encontradas no texto da metodologia utilizada. Por favor caso haja necessidade referenciar-se na metodologia.

De acordo com a metodologia, é necessário determinar o fator de emissão da margem operacional ajustada simples ($EFO_{M, simple_adjusted, y}$). Para isso utiliza-se a seguinte equação:



$$EF_{OM, simple_adjusted, y} = (1 - I_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + I_y \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$$

É assumido aqui que todas plantas de baixo custo de operação (Usinas Hidrelétricas) que possuem na regulamentação do setor elétrico brasileiro despacho obrigatório e as plantas Nucleares produzem zero de emissões:

$$\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} = 0 \text{ (tCO}_2\text{e/GWh)}$$

O Fator Lambda foi calculado de acordo com todos os requisitos apontados na metodologia utilizada.

Ano	Lambda
2002	0,5053
2003	0,5312
2004	0,5041

A energia elétrica gerada pelo SIN SSECO em cada ano também precisou ser levada em conta.

Ano	Energia Gerada (MWh)
2002	275.402.896
2003	288.493.929
2004	297.879.874

Usando portanto as informações apropriadas para $F_{i,i,y}$ e $COEF_{i,i}$, o fator de emissão da margem operacional de cada ano pode ser determinado da seguinte forma:

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = (1 - I_{2002}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2002} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2002}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2002} = 0,4207 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

$$EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = (1 - I_{2003}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2003} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2003}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted, 2003} = 0,4397 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



$$EF_{OM, simple_adjusted2003} = (1 - I_{2004}) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,2004} COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,2004}} \therefore EF_{OM, simple_adjusted2004} = 0,4327 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, calcula-se a media dos três anos, determinando o $EF_{OM, simple_adjusted}$

$$EF_{OM, simple_adjusted2002_2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

De acordo com a metodologia usada, temos também que calcular o fator de emissão da margem de construção (BM), que determinado pela seguinte formula;

$$EF_{BM, y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}}$$

Neste caso, conforme a metodologia, a geração de energia elétrica é de 20% do total gerado no mais recente ano, ou seja, 2004, como também as 5 mais recentes plantas geradoras construídas menos os 20%. Calculando podemos encontrar:

$$EF_{BM, 2004} = 0,1256 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Finalmente, o fator de emissão da linha de base do SIN SSECO é calculado pela média aritmética da margem operacional (OM) e da margem de construção (BM), de onde encontramos:

$$EF_{electricity, 2002-2004} = 0,5 * 0,4310 + 0,5 * 0,1256 = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

As emissões na linha de base do SIN SSECO serão proporcionais a eletricidade gerada pelo projeto de co-geração apresentado acima neste documento durante sua vida útil, portanto podemos afirmar que as Emissões de linha de base ($BE_{electricity, y}$) são calculadas através da multiplicação do fator de emissão da linha de base do SIN SSECO ($EF_{electricity, 2002-2004}$) pela energia elétrica gerada pela atividade do projeto.

$$BE_{electricity, y} = EF_{electricity, 2002-2004} \cdot EG_{year}$$

Portanto, as emissões de linha de base serão calculadas através da seguinte formula:

$$BE_{electricity, y} = 0,2783 \text{ tCO}_2/\text{MWh} \cdot EG_{year} \quad (\text{in tCO}_2\text{e})$$

E.5. Diferença entre E.4 e E.3 que representa as reduções de emissões devidas à atividade de projeto:

A redução de emissões deste projeto é:



$$ER = BE_{\text{electricity, year}} - (L_{\text{year}} + PE_{\text{year}}) = (0,2783 \cdot EG_{\text{year}}) - 0$$

$$ER = 0,2783 \cdot EG_y \text{ (tCO}_2\text{/MWh)}$$

E.6. Tabela com os valores obtidos ao aplicarem-se as fórmulas acima

Conforme a descrição da metodologia feita, o cálculo da estimativa das reduções de emissões será feito segundo a equação apresentada acima.

Na Tabela 8 é apresentada a estimativa de ganho na geração de energia elétrica e as reduções de emissões de GEE resultantes.

Com a implementação da iniciativa estima-se que a CST alcançará, no período de dez (10) anos, uma redução de **457.696 toneladas de CO₂ equivalente**.

Ano	Estimativas anuais de redução de emissões em ton CO ₂ e q
2004	21.379
2005	85.516
2006	91.090
2007	96.664
2008	96.664
2009	11.545
2010	11.545
2011	11.545
2012	11.545
2013	11.545
2014	8.659
Total estimado de redução de emissões (ton CO ₂ eq)	457.696
Total de períodos de créditos	10
Média anual estimada de redução de emissões no período de créditos considerado (ton CO ₂ eq.)	45,769

Fator de Conversão: 0,2783 tCO₂/MWh

* A produção de Energia Elétrica com LDG iniciou-se em Setembro 2004.

**SEÇÃO F. Impactos ambientais.****F.1. Documentação sobre análise dos impactos ambientais, inclusive os transfronteiriços**

Os impactos ambientais decorrentes da implantação do sistema de recuperação de LDG e co-geração para a produção em energia elétrica foram contemplados no documento intitulado “Declaração de Impacto Ambiental Fase 5,0 Mt” referente a otimização da produção da CST (Fase 5.0 milhões de toneladas). A otimização foi licenciada ambientalmente (licença LI 150/2002 de junho 2002 e LO GAI 011/2002 de dezembro 2002) e o estudo realizado (Declaração de Impacto Ambiental) encontra-se disponível para consulta na empresa e no órgão ambiental local (Instituto Estadual de Meio Ambiente / Secretaria Estadual para Assuntos de Meio Ambiente). Os planos de ação decorrentes da implantação deste empreendimento, estabelecidos na referida declaração vêm sendo cumpridos rotineiramente pela CST.

F.2. Se os impactos são considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela Parte anfitriã: apresente as conclusões e todas as referências de apoio à documentação de uma avaliação de impacto ambiental que tenha sido analisado de acordo com os procedimentos solicitados pela Parte anfitriã:

Os aspectos ambientais identificados nos projetos e constantes do documento “Declaração de Impacto Ambiental Fase 5,0 Mt”, possuem medidas mitigadoras e potencializadoras que possibilitarão seu gerenciamento adequado, não acarretando em impactos ambientais negativos significativos. Vale ressaltar que o estudo já foi aprovado pelos órgãos ambientais competentes e suas medidas mitigadoras encontram-se em andamento.

SEÇÃO G. Comentários dos atores.

>>

G.1. Breve descrição do processo de convite e compilação dos comentários dos atores locais:

O presente projeto de geração de créditos de carbono vem sendo divulgado em seminários e congressos, cujo acompanhamento sistemático do evento, questões levantadas e explicações fornecidas são registradas em arquivo específico, sob responsabilidade da Divisão de Meio Ambiente.

Até o presente momento, as seguintes apresentações do projeto foram realizadas:

ENTIDADE	EVENTO / DATA	QUESTÕES LEVANTADAS	ESCLARECIMENTOS FORNECIDOS
Plantar	Reunião Técnica Plantar Fevereiro / 2003	Existe a possibilidade do cenário de expansão térmica brasileira não se realizar conforme previsto.	O cenário foi projetado com base em documentação do governo brasileiro. Ainda assim o projeto prevê a revisão do cenário periodicamente (pelo menos uma vez ao ano) ao longo da duração do período de geração de créditos.
Alston	Reunião Técnica CST Julho/2003		
Grupo Arcelor	Workshop Interno CST Maio/2003		
IBC	Seminário Mercado Carbono IBC Junho/2003	Sem questões relevantes.	-



Instituto Latino Americano do Ferro e do Aço ILAFA	Seminário Técnico ILAFA	Possibilidade do mercado de carbono não se consolidar tendo em vista a posição dos EUA.	Independente de Kyoto, o mercado de carbono mundial tende à existir. Fato este reforçado pela própria posição de empresas americanas investindo no futuro deste mercado.
Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável CEBDS	Reunião CEBDS Câmara Técnica de Mudanças Climáticas	Sem questões relevantes.	-
Cenibra	Reunião Técnica CST Setembro 2003	A melhoria proposta poderia ser considerada como “business as usual”.	O projeto da CST consiste na busca da excelência energética, que a diferencia da maioria das indústrias siderúrgicas integradas.
International Iron and Steel Institute IISI	ENCO 41 Outubro 2003	Quando iniciaria-se a comercialização dos créditos de carbono.	Informado que o processo ainda não havia sido iniciado.
CST	Apresentação oficial às partes interessadas locais durante o 3º Seminário Técnico de Meio Ambiente Outubro 2003	A matriz energética nacional tende à aumentar a participação de térmicas. Não é considerada a participação de fontes alternativas tais como energia eólica?	A necessidade de utilização de matriz base térmica por parte do governo é principalmente devido ao próprio cenário nacional, que pelo fato da rapidez de implantação, eficiência energética e consolidação tecnológica, levam à esta opção.
Brasken	Reunião Técnica CST Julho 2004	Sem questões relevantes.	-
Grupo Arcelor	Reunião Técnica CST Setembro 2004	Sem questões relevantes	-
Instituto Brasileiro de Relações com Investidores IBRI	Seminário Técnico sobre Sustentabilidade Maio 2005	Sem questões relevantes	-
IV Simpósio Internacional da Qualidade do Ar	Maio 2004	Sem questões relevantes	-
World Bank Side Event	Power Grid and CDM Methodologies Dezembro 2004	Sem questões relevantes	-
Internews	Seminário Internews Abril 2005	Sem questões relevantes	-
IBC	Seminário Mercado Carbono IBC Junho/2005	Sem questões relevantes.	-
International Iron and Steel Institute IISI	Kyoto Protocol and the Steel Industry Forum Junho 2005	Sem questões relevantes	-

Conforme pode ser observado, a apresentação oficial para partes interessadas locais (representantes de comunidades, universidades e órgãos ambientais) foi realizada em Outubro de 2003, durante o 3º Seminário Técnico de Meio Ambiente. Os registros de tais eventos encontram-se em arquivos eletrônicos referidos à mesma planilha de registro das partes interessadas. Está previsto a realização de divulgações junto às comunidades locais, representantes de instituições científicas e órgãos ambientais após a conclusão do processo de Validação do projeto. Paralelamente, todo o projeto vem sendo disponibilizado no site da CST para acesso do público e um canal direto via home page da CST permitirá o gerenciamento das opiniões e comentários das partes interessadas.

**G.2. Sumário dos comentários recebidos:**

Os comentários recebidos pelas partes interessadas são basicamente relacionados com a natureza do projeto, estrutura operacional, e futuro do setor elétrico brasileiro. Pode ser destacado os seguintes pontos, com as devidas explicações fornecidas pelos participantes do projeto:

- A expectativa do crescimento de participações térmicas no setor elétrico não se realizar: Esta situação foi suportada pelo cálculo do fator de emissão das usinas térmicas com dados reais do período de 2002, 2003 e 2004.
- A atividade do projeto pode ser considerada como “business as usual”: Esta situação é discutida no item b3 Passo 4, quanto á “prática não comum no setor”.
- Questões relativas à comercialização dos créditos de carbono que serão obtidos: É informado que esta questão ainda não é formalmente tratada pela CST.

G.3. Relatório sobre como a devida consideração foi dada aos comentários recebidos

Todos esclarecimentos foram fornecidos pelos participantes do projeto durante as apresentações.

**Anexo 1****INFORMAÇÕES PARA CONTATO DOS PARTICIPANTES DA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	CST – Companhia Siderúrgica de Tubarão
Rua / Cx. Postal:	Av. Brigadeiro Eduardo Gomes, 930 – Jardim Limoeiro
Edifício:	
Cidade:	Serra
Estado / Região:	ES
CEP:	29.163-970
País:	Brasil
Telefone:	0-XX-27-3348-2065
FAX:	0-XX-27-3348-2002
E-Mail:	lrossi@tubarao.com.br
URL:	http://www.cst.com.br
Representada por:	Luiz Antonio Rossi
Título:	Gerente da Divisão de Meio Ambiente
Forma de tratamento:	
Nome:	Luiz Antonio Rossi
Departamento:	Divisão de Meio Ambiente
Telefone móvel / celular:	
FAX direto:	0-XX-27-3348-2002
Tel direto:	0-XX-27-3348-2065
E-Mail pessoal:	lrossi@tubarao.com.br



Anexo 2

INFORMAÇÕES SOBRE FINANCIAMENTO PÚBLICO

Neste projeto não há financiamento público envolvido

Anexo 3

Anexo 3: Informação da Linha de Base

O sistema de eletricidade brasileiro tem sido historicamente dividido em dois sub-sistemas: o Norte-Nordeste (N-NE) e o Sul-Sudeste-Centro-Oeste (S-SE-CO). Isso ocorre devido principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido próximo aos grandes centros consumidores do país.

A evolução natural de ambos os sistemas está cada vez mais demonstrando que a integração ocorrerá. Em 1998, o governo brasileiro anunciou a primeira parte da linha de interconexão entre N-NE e S-SE-CO. Com investimentos de cerca de U\$\$ 700 milhões, a conexão tinha como objetivo principal, pelo menos na visão do governo, ajudar a solucionar os problemas de energia elétrica no país. A região S-SE-CO poderia suprir a N-NE em caso de necessidade e vice-versa.

Mesmo após a interconexão ter sido estabelecida, os papéis técnicos continuam dividindo o sistema brasileiro em dois (Bose, 2000):

“... onde o Sistema Brasileiro de Eletricidade é dividido em três sub-sistemas separados:

- (iv) O Sistema Interconectado Sul/Sudeste/Centro-Oeste;
- (v) O Sistema Interconectado Norte/Nordeste; e
- (vi) O Sistema Isolado (que representa 300 localizações que são eletricamente isoladas dos sistemas interconectados)”

Além disso, Bosi (2000) fornece fortes argumentos a favor das chamadas Linhas de base de multi-projetos:

“Para países grandes com diferentes circunstâncias de fronteira e diferentes sistemas de eletricidade baseados em diferentes regiões, linhas de base de multi-projetos no setor elétrico podem precisar serem desagregadas abaixo do nível-país afim de uma representação crível *do que teria acontecido de outra forma*”.

Finalmente é necessário considerar que mesmo os dois sistemas estão hoje conectados, o fluxo de eletricidade entre eles é limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Sendo assim, apenas uma fração da energia elétrica gerada em ambos os sistemas é transmitida. É natural que esta fração possa mudar sua direção e magnitude (até o limite das linhas de transmissão) dependendo dos modelos hidrológicos, clima e outros fatores incontroláveis. Mas não é esperado que represente uma quantia significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve ser considerado também, que apenas em 2004 a interconexão entre SE e NE foi concluída.

Atualmente o sistema energético brasileiro possui aproximadamente 91,3 GW de capacidade instalada, em um total de 1.420 companhias geradoras. Destas aproximadamente 70% são hidroelétricas, 10% termoelétricas movidas a gás natural, 5,3% termoelétricas movidas a óleo diesel e combustível fóssil, 3,1% plantas movidas por biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, casca e arroz, madeira etc...), 2% plantas nucleares, 1,4% plantas movidas carvão mineral e ainda existem 8,1 GW de capacidade instalada em países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem transmitir energia para a rede brasileira (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Esta capacidade extra é na realidade garantida, principalmente, pelos 6,3 GW da parte paraguaia da Binacional Itaipu, uma hidroelétrica operada em conjunto pelo Brasil e o Paraguai, cuja energia quase em sua totalidade é direcionada à rede brasileira.

As metodologias aprovadas AM0015 (Bagasse-based cogeneration connected to an electricity grid) e ACM0002 (Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources) exige que os proponentes do projeto considerem “todas as fontes de geração servindo o sistema”. Desta forma, quando



utilizando uma destas metodologias, os proponentes do projeto no Brasil devem procurar e pesquisar todas as plantas energéticas que servem o sistema brasileiro.

Na realidade, informações sobre fontes de geração não estão publicamente disponibilizadas no Brasil. O centro nacional de despacho, ONS – *Operador Nacional do Sistema* – argumenta que informações de despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e, portanto não podem ser disponibilizadas. Por outro lado a ANEEL, a agência elétrica, fornece informação sobre a capacidade instalada e outros aspectos legais do setor elétrico, porém nenhuma informação sobre despacho pode ser obtida através desta entidade.

Considerando estes aspectos, proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível afim de conseguir calcular o fator de emissão no Brasil da maneira mais precisa. Já que informações reais sobre despacho são fundamentais, a ONS foi contatada com a finalidade de esclarecer aos participantes o grau de informações detalhadas que poderiam ser disponibilizadas. Após diversos meses de negociações, informações diárias sobre os despachos das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2001, 2002 e 2003.

Proponentes de projetos, analisando a viabilidade de aplicação desta informação, concluíram que esta é a informação prioritária para determinar o fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na realidade, a ONS centraliza e despacha plantas que contabilizavam um total de 75.547MW de capacidade instalada em 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalada no Brasil no mesmo período ([http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gráficos_mai_2005.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Resumo_Gr%C3%A1ficos_mai_2005.pdf)), incluindo capacidade disponível dos países vizinhos de exportar para o Brasil e plantas de emergência, que apenas são despachados durante períodos de baixa na rede. Sendo assim, o fator de emissões é calculado considerando 76,4% da capacidade instalada brasileira, o que é um bom montante considerando todas as dificuldades em se obter informações sobre despacho no Brasil. Além disso, os 23,6% restantes são constituídos por plantas que não têm seus despachos coordenados pela ONS, já que, ou elas operam baseados em acordos de compra de energia que não estão sob o controle da autoridade de despacho, ou estão localizadas em sistemas não interconectados aos quais a ONS não tem acesso. Sendo assim esta porcentagem não será afetada por projetos de MDL, não havendo razão para considerá-la no cálculo para determinar o fator de emissão.

Por outro lado, proponentes de projetos também tentaram inserir informações das plantas que não são despachadas centralmente pela ONS, para atender as demandas da metodologia. Isto foi efetuado através da consideração de informações fornecidas pela Agência Internacional de Energia(AIE), que foram utilizadas no estudo “Road-Testing Baselines for Greenhouse Gas Mitigation Projects in the Electric Power Sector”. Na realidade o uso de tais informações associadas com as reais informações de despacho da ONS, foi posteriormente descartado pelos proponentes de projetos já que os dados gerados eram baseados em suposições e as informações diárias de despacho da ONS em situações reais. Mesmo assim, a análise das duas bases de dados permitiu aos proponentes de projetos terem uma idéia de como seria o fator de emissão, caso fossem considerados todas as plantas e as informações de despacho utilizadas fossem precisas. A tabela abaixo mostra a margem construída em ambos os casos.

AIE / ONS Margem construída (tCO ₂ / MWh)	ONS Margem Construída (tCO ₂ / MWh)
0,205	0,1256

Considerando todas as explicações racionais, os desenvolvedores de projeto decidiram considerar apenas as informações da ONS, já que estas podiam determinar o fator de emissão da maneira mais conservativa possível.



A eficiência das plantas movidas a combustível fóssil foram retiradas do documento IEA. Isto foi feito considerando que havia um falta de informações sobre eficiência mais detalhadas, que fossem de fontes publicas, renomadas e confiáveis.

Da referência mencionada, a eficiência de conversão de combustíveis fósseis (%) para as plantas termoelétricas movidas a combustível fóssil, foi calculada baseado na capacidade instalada de cada planta e na eletricidade realmente produzida. Para a maioria da plantas termoelétricas em construção, um valor constante de 30% foi usado para estimar sua eficiência de conversão de combustível fóssil.

Este valor foi baseado em dados disponíveis na literatura e em observações do real situação destes tipos da plantas em operação no Brasil. Foi assumida que, as únicas 2 plantas e gás natural com ciclo combinado (totalizando 648 MW) possuem uma maior taxa de eficiência, i.e. 45%.

Além disso somente dados para plantas em construção em 2002 (com inicio de operação em 2003) foram estimados. Todas as outras eficiências foram calculadas. Até onde sabemos não houve modernização das antigas plantas termoelétricas analisadas no período (2002 até 2004). Por esta razão os participantes de projetos concluíram que a aplicação destes números, apesar de não estarem bem consolidado, porém é a melhor opção disponível.

Os dados consolidados de despacho horário provenientes da ONS foram utilizados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). O total da geração das usinas de baixo custo com despacho obrigatório é determinada através do total da geração, menos a geração das plantas termoelétricas movidas a combustível fóssil, sendo estes dados determinados através de dados de despacho diários fornecidos pela ONS.

Todas estas informações foram encaminhadas para os validadores e amplamente debatidas com os mesmos, com o objetivo de esclarecer todos os pontos e possíveis dúvidas.

A seguir, um sumário das análises é fornecido. Primeiramente é apresentada uma tabela com as 122 plantas despachadas pela ONS. Depois é fornecida uma tabela com as conclusões da análise sumarizadas, com o calculo do fator de emissão apresentado. Finalmente, a curva de duração da carga para o sistema S-SE-MW é apresentada.

*Plantas despachadas pela ONS.*

Subsistema*	Combustível**	Usina	Início de operação (2, 4, 5)	Capacidade Instalada (MW) ⁽¹⁾	Eficiência de conversão de combustível Fóssil (%) ⁽²⁾	Fator de emissão de carbono (tC/TJ) ⁽³⁾	Fração de Oxidação de Carbono ⁽³⁾	Fator de Emissão (tCO ₂ /MWh)
S-SE-CO	H	Jauru	Sep-2003	121,5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Gauporé	Sep-2003	120.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Três Lagoas	Aug-2003	306	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	H	Funil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itiquira I	Sep-2002	156.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Araucária	Sep-2002	484.5	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	G	Canoas	Sep-2002	160.6	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	H	Piraju	Sep-2002	81.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Nova Piratininga	Jun-2002	384.9	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	O	PCT CGTEE	Jun-2002	5.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	H	Rosal	Jun-2002	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Ibirité	May-2002	226.0	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	H	Cana Brava	May-2002	465.9	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Sta. Clara	Jan-2002	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Machadinho	Jan-2002	1,140.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Juiz de Fora	Nov-2001	87.0	0.28	15.3	99.5%	0.718
S-SE-CO	G	Macaé Merchant	Nov-2001	922.6	0.24	15.3	99.5%	0.837
S-SE-CO	H	Lajeado (ANEEL res.402/2001)	Nov-2001	902.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Eletrobolt	Oct-2001	379.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
S-SE-CO	H	Porto Estrela	Sep-2001	112.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	G	Cuiaba (Mario Covas)	Aug-2001	529.2	0.3	15.3	99.5%	0.670
S-SE-CO	G	W.Arjona	Jan-2001	194.0	0.25	15.3	99.5%	0.804
S-SE-CO	G	Uruguaiana	Jan-2000	639.9	0.45	15.3	99.5%	0.447
S-SE-CO	H	S. Caxias	Jan-1999	1,240.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Canoas II	Jan-1999	72.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Igarapava	Jan-1999	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Porto Primavera	Jan-1999	1,540.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	D	Cuiaba (Mario Covas)	Jan-1998	529.2	0.27	20.2	99.0%	0.978
S-SE-CO	H	Sobragi	Sep-1998	60.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH EMAE	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CEEE	Jan-1998	25.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH ENERSUL	Jan-1998	43.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CEB	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH ESCELSA	Jan-1998	62.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CELESC	Jan-1998	50.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CEMAT	Jan-1998	145.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CELG	Jan-1998	15.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CERJ	Jan-1998	59.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0%	0.000



S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	55.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Mesa	Jan-1998	1,275.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	PCH EPAULO	Jan-1998	26.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Guilmam Amorim	Jan-1997	140.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Corumbá	Jan-1997	375.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Miranda	Jan-1997	408.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Nova Ponte	Jan-1994	510.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Segredo(Gov.Ney Braga)	Jan-1992	1,260.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Taquaruçu	Jan-1989	554.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Manso	Jan-1988	210.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	D. Francisca	Jan-1987	125.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itá	Jan-1987	1,450.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Rosana	Jan-1987	369.2	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	N	Angra	Jan-1985	1,874.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	T. irmãos	Jan-1985	807.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itaipú 60 Hz	Jan-1983	6,300.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itaipú 50 Hz	Jan-1983	5,375.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Emborcação	Jan-1982	1,192.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Nova Avanhandava	Jan-1982	347.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Gov.Bento Munhoz - GBM	Jan-1980	1,676.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Santiago	Jan-1980	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1980	2,280.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	O	Igarapé	Jan-1978	131.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	H	Itauba	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	A.Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,396.2	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Simão	Jan-1978	1,710.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Capivara	Jan-1977	640.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	S.Osório	Jan-1975	1,078.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Marimbondo	Jan-1975	1,440.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Promissão	Jan-1975	264.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	Pres. Medici	Jan-1974	446.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
S-SE-CO	H	Volta Grande	Jan-1974	380.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Porto Colombia	Jan-1973	320.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Passo Fundo	Jan-1973	220.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Passo Real	Jan-1973	158.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Iha Solteira	Jan-1973	3,444.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Mascarenhas	Jan-1973	131.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Gov.Parigot de Souza - GPS	Jan-1971	252.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jaguara	Jan-1971	424.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Sá Carvalho	Apr-1970	78.0	1	0.0	0.0%	0.000



S-SE-CO	H	Estreito (Luiz Carlos Barreto)	Jan-1969	1,050.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Ibitinga	Jan-1969	131.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jupia	Jan-1969	1,551.2	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	O	Alegrete	Jan-1968	66.0	0.26	20.7	99.0%	1..40
S-SE-CO	G	Campos (Roberto Silveira)	Jan-1968	30.0	0.24	15.3	99.5%	0.837
S-SE-CO	G	Santa Cruz (RJ)	Jan-1968	766.0	0.31	15.3	99.5%	0.648
S-SE-CO	H	Paraibuna	Jan-1968	85.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Limoeiro (Armando Salles de Oliveira)	Jan-1967	32.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Caconde	Jan-1966	80.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	J.Lacerda C	Jan-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
S-SE-CO	H	Bariri (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	216.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	Figueira	Jan-1963	20.0	0.3	26.0	98.0%	1.121
S-SE-CO	H	Furnas	Jan-1963	1,216.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Barra Bonita	Jan-1963	140.8	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	Charqueadas	Jan-1962	72.0	0.23	26.0	98.0%	1.462
S-SE-CO	H	Jurumirim (Armando A. Laydner)	Jan-1962	97.7	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jacui	Jan-1962	180.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Pereira Passos	Jan-1962	99.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Tres Marias	Jan-1962	396.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Euclides da Cunha	Jan-1960	108.8	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Camargos	Jan-1960	46.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Santa Branca	Jan-1960	56.1	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Cachoeira Dourada	Jan-1959	658.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Salto Grande (Lucas N. Garcez)	Jan-1958	70.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Salto Grande (MG)	Jan-1956	102.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Jan-1956	478.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Itutinga	Jan-1955	52.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	C	S. Jerônimo	Jan-1954	20.0	0.26	26.0	98.0%	1.294
S-SE-CO	O	Carioba	Jan-1954	36.2	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	O	Piratininga	Jan-1954	472.0	0.3	20.7	99.0%	0.902
S-SE-CO	H	Canastra	Jan-1953	42.5	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Nilo Peçanha	Jan-1953	378.4	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Fontes Nova	Jan-1940	130.3	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Henry Borden Sub.	Jan-1926	420.0	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Henry Borden Ext.	Jan-1926	469.0	1	0.0	0.0%	0.000



S-SE-CO	H	I.Pombos	Jan-1924	189.7	1	0.0	0.0%	0.000
S-SE-CO	H	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
TOTAL(MW) = 64.478,6								

* Subsystem: S – South, SE-CO – Southeast-Midwest

** Fuel source(C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil)

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de informações da geração (<http://www.aneel.gov.br/>, dado coletado em novembro de 2004)

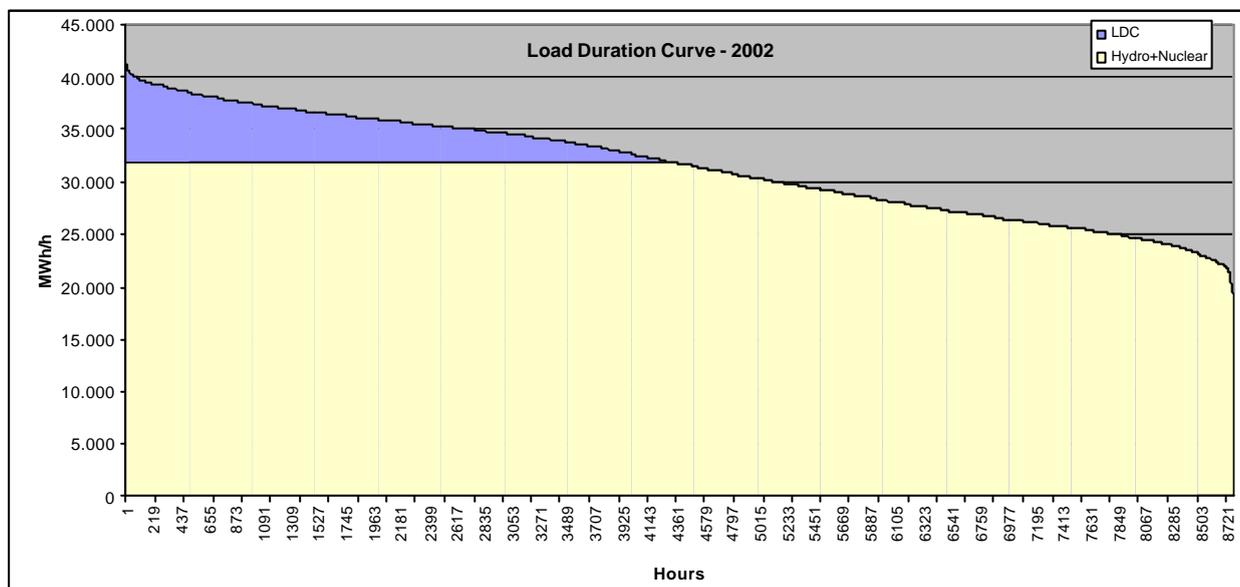
[2] Bosi.M, A.Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A.F.Simoies, H. Winkler e J. M.Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA outubro de 2002.

[3] Intergovernmental Panel on Climate Change. Revised 1996 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

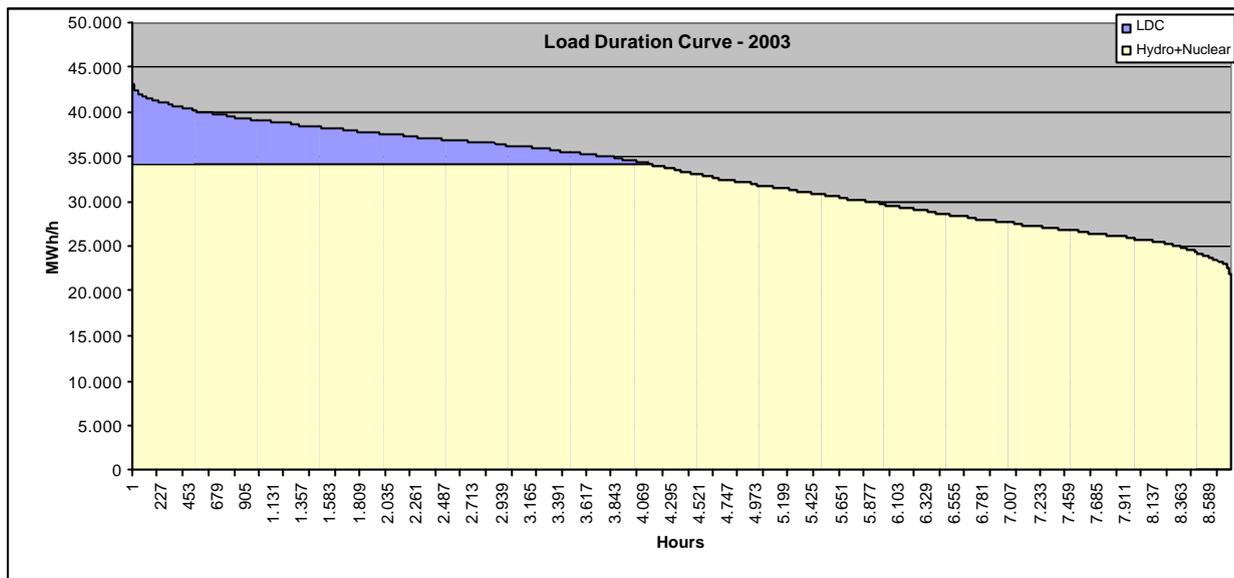
[4] Operador Nacional do Sistema Elétrico. Centro Nacional de Operação do Sistema. Acompanhamento Diário da Operação do SIN (relatórios diários de 1 de Jan. até 31 de dez. 2003)

[5] Agência Nacional de Energia Elétrica. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração. Resumo Geral dos Novos Empreendimentos de Geração (<http://www.aneel.gov.br/> dado coletado em novembro de 2004).

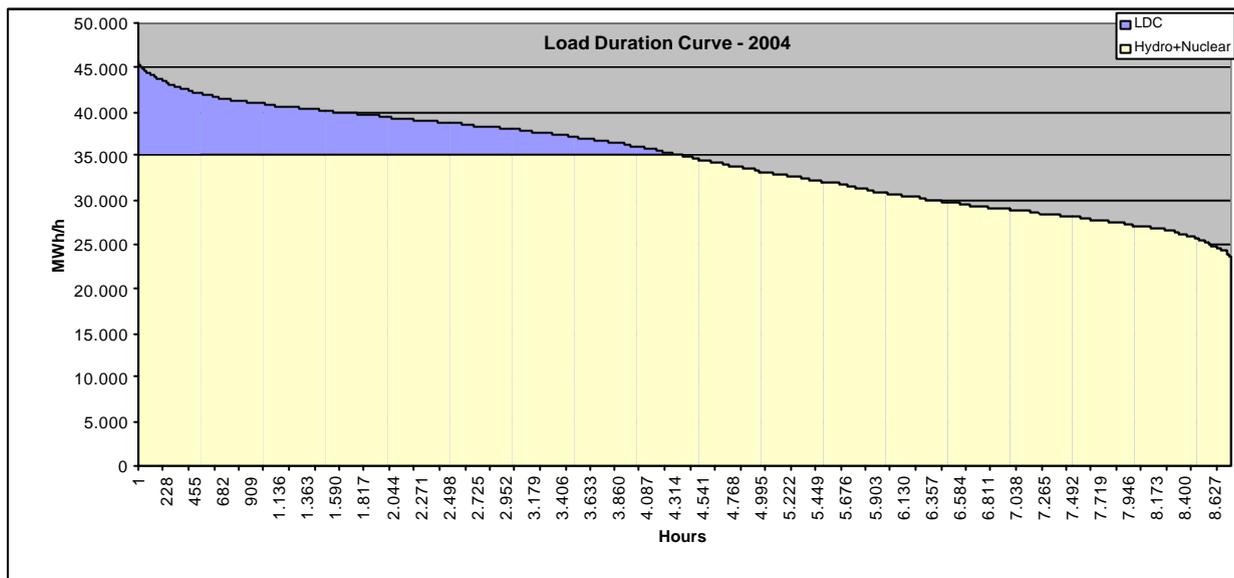
Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [GWh]	Imports [MWh]
2002	0.8504	275.402.896	258.720	1.607.395
2003	0.9378	288.493.929	274.649	459.586
2004	0.8726	297.879.874	284.748	1.468.275
Total (2001-2003) =		861.776.699	818.118	3.535.256
EF _{OM, simple-adjusted} [tCO ₂ /MWh]		EF _{BM2004}		Lambda
0.4310		0.1256		I ₂₀₀₂
Alternative weights		Default weights		0.5053
W _{OM} = 0.75		W _{OM} = 0.5		I ₂₀₀₃
W _{BM} = 0.25		W _{BM} = 0.5		0.5312
EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]		Default EF _{OM} [tCO ₂ /MWh]		I ₂₀₀₄
0.3547		0.2783		0.5041



Curva de Carga para o SIN SSECO, 2002



Curva de Carga para o SIN SSECO, 2003



Curva de Carga para o SIN SSECO, 2004



Anexo 4

ANEXO 4: Plano de Monitoramento

Aplicabilidade

A metodologia de monitoramento ACM0004 é aplicável às atividades do projeto (a) que deslocam emissões de GEE devido à geração de energia elétrica com combustíveis fósseis, ou (b) onde não há substituição de combustível no processo onde o gás residual é produzido, após a implementação das atividades do projeto.

A atividade do projeto é a recuperação de gás (LDG) e uso para co-geração de energia que desloca a parcela produzida via térmica do SIN S-SE-CO.

A metodologia é aplicável em unidades novas e existentes. Para unidades existentes, a metodologia aplica-se sobre a capacidade instalada, tanto quanto à planejada durante o período creditício. Se a capacidade de expansão é planejada, a capacidade adicionada deve ser tratada como novas instalações.

As atividades do projeto, não há fugas e não é utilizado nenhum outro combustível auxiliar, logo esta situação não é utilizada no escopo do monitoramento das emissões do projeto.

Metodologia de Monitoramento

A metodologia necessita monitorar o seguinte:

- Geração elétrica líquida pelas atividades do projeto.
- Dados necessários para calcular o fator de emissão da Margem Operacional, baseados na escolha do método de determinação da Margem Operacional (OM) consistente com “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources” (ACM0002);
- Dados necessários para calcular o fator de emissão da margem construtiva, se necessário, consistente com “Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources” (ACM0002);

As tabelas de monitoramento são mostradas a seguir:



Para co-geração de energia elétrica pela Atividade do Projeto

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequencia registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados? (papel/eletônico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
1. Eggen	Quantitativo	Eletricidade Total Gerada	MWh/ano	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Pontos de monitoramento: Medidores nas plantas Áreas serão responsáveis pela calibração dos instrumentos
2. EgauX	Quantitativo	Eletricidade Auxiliar	MWh/ano	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Pontos de monitoramento: Medidores nas plantas Áreas serão responsáveis pela calibração dos instrumentos
3. EGy	Quantitativo	Eletricidade líquida fornecida	MWh/ano	calculada (EGGEN - EGAUX)	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculada a partir dos parâmetros acima medidos. Algoritmo para cálculo das emissões do projeto é dado na metodologia da baseline.

Para co-geração de energia elétrica pela Atividade do Projeto

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Frequencia registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados? (papel/eletônico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
4. Q _{LDG}	Vazão	Vazão volumétrica de gás Recuperado	Nm ³ /h	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição através de medidor de vazão associado ao projeto.
5. NCV _{LDG}	Quantitativo	Poder Calorífico	Kcal/Nm ³	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição por calorímetro associado ao projeto.
6. Hr	Rendimento Térmico	Rendimento Térmico das CTEs	Gcal/MWh	calculado	Mensal	100%	Elerônico	Período de crédito + 2 anos	Determinado á partir do input de combustíveis e output de energia nas CTEs. É a média do rendimento térmico das CTEs #1, #2, #3 e #4 para o período considerado.
7. Q _i	Vazão	Vazão volumétrica combust. consumido	Nm ³ /h	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição através de medidor de vazão associado ao projeto.
8. NCV _i	Quantitativo	Poder Calorífico	Kcal/Nm ³	medição on-line	Contínuo	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Medição por calorímetro associado ao projeto.



Para o fator de emissão da linha de base: energia da rede integrada

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Para qual método de linha de base este elemento deve ser incluído	Frequência de registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados? (papel/eletro nico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
9. Efy	Fator de Emissão	Fator de emissão de CO ₂ da rede	tCO ₂ /MWh	calculado	Simple OM BM	Anual	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculado como a média ponderada dos fatores de emissão OM e BM
10. EFom.y	Fator de Emissão	Fator de emissão de CO ₂ da rede Margem Operacional	tCO ₂ /MWh	calculado	Simple OM	Anual	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculado como indicado no método de linha de base OM acima
11. EFbm.y	Fator de Emissão	Fator de emissão de CO ₂ da rede Margem Construtiva	tCO ₂ /MWh	calculado	BM	Anual	100%	Eletronico	Período de crédito + 2 anos	Calculado como $[? i F_{i,y} * COEF_{i,j}] / [? m GEN_{m,y}]$ sobre as plantas construídas definidas na linha de base

Para o fator de emissão da linha de base: energia da rede integrada

Número ID	Tipo dado	Varável	Unid.	Medido (m), calculado (c) ou estimado (e)	Para qual método de linha de base este elemento deve ser incluído	Frequência de registro	Proporção dos dados monitorados	Como serão arquivados? (papel/eletro nico)	Por quanto tempo arquivado?	Comentários
12. Fi,j,y	Quantidade Combustível	Quantidade de combustível fóssil consumido por cada usina térmica	t or m ³ /yr	measured	Simple OM BM	Yearly	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Obtained from the power producers, dispatch centers or latest local statistics.
13. COEFi,k	Coefic. Fator de Emissão	Coefficiente de emissão de CO ₂ por combustível e usina térmica	tCO ₂ / t or m ³	measured	Simple OM BM	Yearly	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Plant or countryspecific values to calculate COEF are preferred to IPCC default values.
14. GENj,y	Quantidade Eletricidade	Geração de energia elétrica da usina térmica	MWh/ yr	measured	Simple OM BM	Yearly	100%	Electronic	During the crediting period and two years after	Obtained from the power producers, dispatch centers or latest local statistics.

Procedimentos de Controle de Qualidade (QC) e Garantia de Qualidade (QA)

Todas as medições devem utilizar equipamentos de monitoramento devidamente calibrados e regularmente checados, conforme os procedimentos de QA/QC referentes ao parâmetro a ser monitorado, e estão ilustrados a seguinte tabela:

Dado	Nível de incerteza do dado (Alto/Médio/Baixo)	Existem procedimentos de QA/QC planejados	Explicação geral de cómo os procedimentos serão executados
01 -, 08	Baixo	Sim	estes dados serão usados para cálculo da geração de energia elétrica do projeto
09 -, 11	Baixo	Não	Estes dados são calculados, logo não há procedimento de QA.
12 -, 14	Baixo	Não	Estes dados serão necessários para cálculo das emissões da linha de base (a partir da energia elétrica da rede) e obtido através de fontes oficiais