



MECANISMO DE DESENVOLVIMENTO LIMPO
FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO (DCP de MDL)
Versão 02 - em vigor a partir de: 1 de julho de 2004

CONTEÚDO

- A. Descrição geral da atividade de projeto
- B. Aplicação de uma metodologia de linha de base
- C. Duração da atividade de projeto / Período de créditos
- D. Aplicação de uma metodologia e plano de monitoramento
- E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes
- F. Impactos ambientais
- G. Comentários das partes interessadas

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade do projeto
- Anexo 2: Informações relativas a financiamento público
- Anexo 3: Informações da linha de base
- Anexo 4: Plano de monitoramento



SEÇÃO A. Descrição geral da atividade de projeto

A.1. Título da atividade de projeto

Projeto de Co-geração da Termoelétrica Santa Adélia (doravante denominado simplesmente Projeto TSACP)

Número da versão do DCP: 4

Data: 29 de setembro de 2005

A.2. Descrição da atividade de projeto

A *Usina Santa Adélia* é uma usina açucareira localizada em Jaboticabal, estado de São Paulo, Brasil. A empresa foi fundada na década de 30 e pertence à família Bellodi. A Santa Adélia produz açúcar e álcool anidro e hidratado, além de gerar sua própria eletricidade. Durante a estação de cultivo de 2003 a 2004, a Usina Santa Adélia processou 2.033.938 toneladas de cana-de-açúcar, produziu 3.456.000 sacos de açúcar (50 Kg cada), 74.141.000 litros de álcool anidro e 13.623.000 litros de álcool hidratado.

O TSACP iniciou seu plano de comercializar eletricidade excedente em 2001 e em 2003 toda a expansão da central estava concluída. Nesse ano, a Termoelétrica Santa Adélia vendeu seu primeiro MWh à companhia de serviços públicos de energia elétrica local, a CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz). Atualmente, existe um CCVE assinado com a CPFL para comercializar 20 MW durante a estação.

O TSACP atualizou em 2002 seus equipamentos com o objetivo de usar bagaço de forma mais eficiente para co-gerar eletricidade (veja a Figura 1). Uma co-geração mais eficiente desse combustível renovável permite que a usina Santa Adélia venda um excedente de eletricidade à rede e obtenha uma vantagem competitiva. A eletricidade vendida à rede diversifica a renda da usina e ajuda a atender à crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e a melhorar o fornecimento de eletricidade, contribuindo, ao mesmo tempo, para a sustentabilidade ambiental, social e econômica, através do aumento na participação da energia renovável em relação ao consumo total de eletricidade no Brasil (e na região do Caribe e América Latina).

Essa fonte de eletricidade local e mais limpa também trará uma contribuição importante à sustentabilidade ambiental, reduzindo as emissões de dióxido de carbono que ocorreriam se o projeto não existisse. A atividade de projeto reduz as emissões de gases de efeito estufa (GEEs) evitando a geração de eletricidade via fontes de combustíveis fósseis (e emissões de CO₂), que estariam sendo geradas (e emitidas) se o projeto não existisse.

A contribuição para as reduções de emissões é uma meta importante para Santa Adélia, pois ela está comprometida com o meio ambiente e com a sustentabilidade. Essa política se confirma pelo atendimento por Santa Adélia a diversas exigências públicas, como: ISO 9001, NBR-ISO 14001, SA 8000 e OHSAS 18001.

Projetos desse tipo normalmente não incorrem em grandes despesas nem exigem uma demanda significativa de emprego. O projeto empregou cento e vinte e um trabalhadores durante o ano da construção da central termelétrica movida a bagaço e emprega por ano sessenta e cinco trabalhadores na operação da planta. Entretanto, ele contribui para aumentar o bem-estar social da região; o complexo total de Santa Adélia propicia atualmente 2.500 empregos diretos a trabalhadores, o que representa mais que 5% da população de Jaboticabal.

Este projeto propiciará distribuição de renda em razão da geração de empregos, salários dos empregados e um pacote de benefícios, como previdência social e seguro de vida, e créditos de reduções nas emissões. Além disso, haverá um gasto menor devido ao fato de que o dinheiro não será mais gasto nos mesmos níveis para "importar" eletricidade de outras regiões do país através da rede. Esse dinheiro ficaria na região e seria utilizado para fornecer serviços melhores à população, o que melhoraria a disponibilidade dos itens e serviços de necessidade básica. Esse excedente de capital poderia ser traduzido em investimentos em educação e saúde, o que beneficiaria diretamente a população local, e terá impacto indireto para uma distribuição de renda mais justa.

Além disso, o patrocinador do projeto trabalha com as comunidades locais em projetos de educação ambiental, reflorestamento de áreas degradadas, avaliações regulares da qualidade da água, apoio aos parques ambientais, contratação de mão-de-obra local, controle da erosão e apoio à agricultura da comunidade.

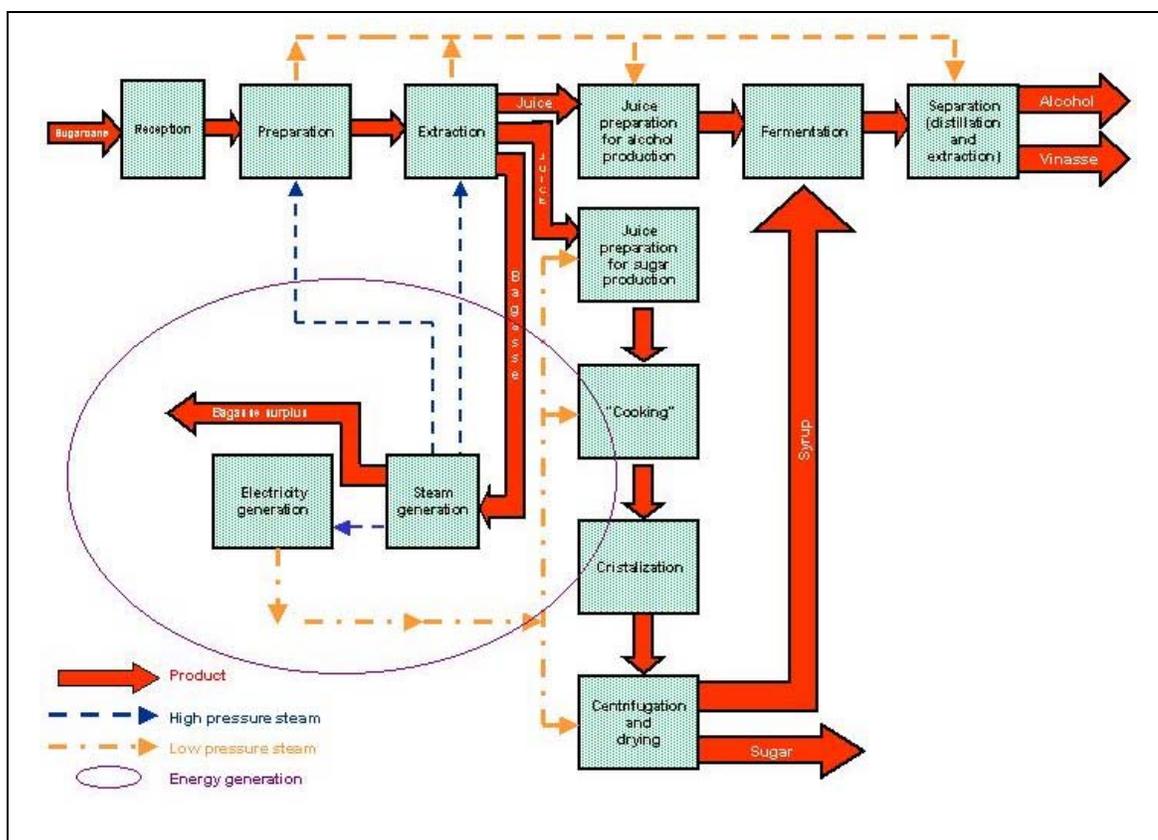


Figura 1 - Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma Produção de açúcar e álcool (Fonte: Codistil)

O Programa Proinfa, Lei no. 10.438 promulgada em abril de 2002, criou o *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica*. Entre outras, uma das metas dessa iniciativa é aumentar a participação das fontes de energia renovável no mercado de eletricidade brasileiro, contribuindo assim para uma maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a empresa de energia elétrica estatal federal, a Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – "Eletrobrás") para atuar como principal offtaker de energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de longo prazo de compra de energia ("CCVEs") com produtores de energia



alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais no Brasil.

O TSACP iniciou a construção antes que a legislação do Proinfa estivesse totalmente em vigor. Embora os projetos fossem elegíveis para o Proinfa, eles não solicitaram a entrada no Programa em 2002, pois iniciaram as operações antes que o projeto iniciasse o faturamento da geração de energia, que se dará após janeiro de 2006 e devido a determinadas incertezas do programa. Dessa maneira, não tem acesso às vantagens financeiras do programa. Por essa razão, o projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução do setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, que contribui para o desenvolvimento sustentável do Brasil. Porém, o Proinfa foi estruturado pela Lei 10.438 e emitido em abril de 2002. Isso significa que o governo notou o fraco desenvolvimento dos projetos de biomassa e as barreiras do mercado e decidiu estruturar o incentivo. A criação do PROINFA indica que, sem um apoio específico, as fontes renováveis e os projetos de biomassa não seriam implementados de outra forma. Uma vez que o projeto não está acessando a oportunidade, os benefícios e os incentivos do Proinfa, ele está competindo no mercado com outros projetos e oportunidades e vendendo sua energia a outras empresas diferentes da Eletrobrás, como contratos bilaterais. Além disso, somente em 2004, com a Portaria 45 (e considerando que o Proinfa foi definido em 2002), ficou claro que os projetos do Proinfa seriam faturados apenas em 2006. Alguns projetos que foram considerados para participar do Proinfa em 2003 ou 2004 precisaram ser iniciados sem os incentivos.

A existência do Proinfa é uma prova de que é necessário um incentivo sólido para promover a construção de projetos de biomassa. E outra prova de que as barreiras são enormes é que a maior parte dos projetos selecionados e contratados ainda não está em construção e alguns deles provavelmente nem serão construídos. A análise do Proinfa e dos outros incentivos do setor de energia para as outras fontes ilustra os obstáculos que os desenvolvedores que não estão participando de algum programa precisam enfrentar.



A.3. Participantes do projeto

As informações detalhadas para contato com a(s) parte(s) e com as entidades públicas/privadas envolvidas na atividade do projeto TSACP estão relacionadas no Anexo 1.

| O nome da parte envolvida (*) ((anfitriã) indica uma parte anfitriã) | Participantes de projeto de entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) (*) (conforme o caso) | Informe se a Parte envolvida deseja ser considerada como participante do projeto (Sim/Não). |
|--|--|---|
| Brasil (anfitrião) | Termoelétrica Santa Adélia LTDA (Entidade privada) | Não |

(*) Em conformidade com as modalidades e procedimentos de MDL, à época em que o DCP de MDL tornar-se público na etapa de validação, uma Parte envolvida poderá ou não ter obtido sua aprovação. À época em que o registro for solicitado, será necessário aprovação pela(s) Parte(s) envolvida(s).

Tabela 1 – Parte(s) e entidades privadas/públicas envolvidas na atividade do Projeto TSACP.

A.4. Descrição técnica da atividade de projeto

A.4.1. Localização da atividade de projeto

A.4.1.1. [Parte(s) anfitriã(s)]

Brasil.

A.4.1.2. Região/estado/província, etc.

Região Sudeste / Estado de São Paulo.

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade, etc

Jaboticabal.

A.4.1.4. Detalhes da localização física, inclusive as informações que permitem a identificação exclusiva desta atividade de projeto (uma página no máximo)



Jaboticabal é uma cidade com 65.000 habitantes no estado de São Paulo. Está localizada em um dos principais centros agrícolas do país (Figura 2). A usina sucroalcooleira (Figura 3) está localizada perto de Ribeirão Preto, que é a principal cidade na parte nordeste do estado. Ribeirão Preto é um importante centro rodoviário e ferroviário, o que o torna um centro de distribuição importante para uma grande área de cultivo de café e criação de gado. O algodão, cana-de-açúcar e grãos são cultivados perto da cidade, que é o centro de uma região que produz 70% do total de suco de laranja do país, sendo considerada a maior plantadora de cana-de-açúcar e produtora de álcool e açúcar do Brasil. Nessa região existem mais de 40 usinas, responsáveis por cerca de 25% da produção nacional de cana-de-açúcar, açúcar e álcool. Além disso, existem diversas companhias de fornecimento e indústrias relacionadas.

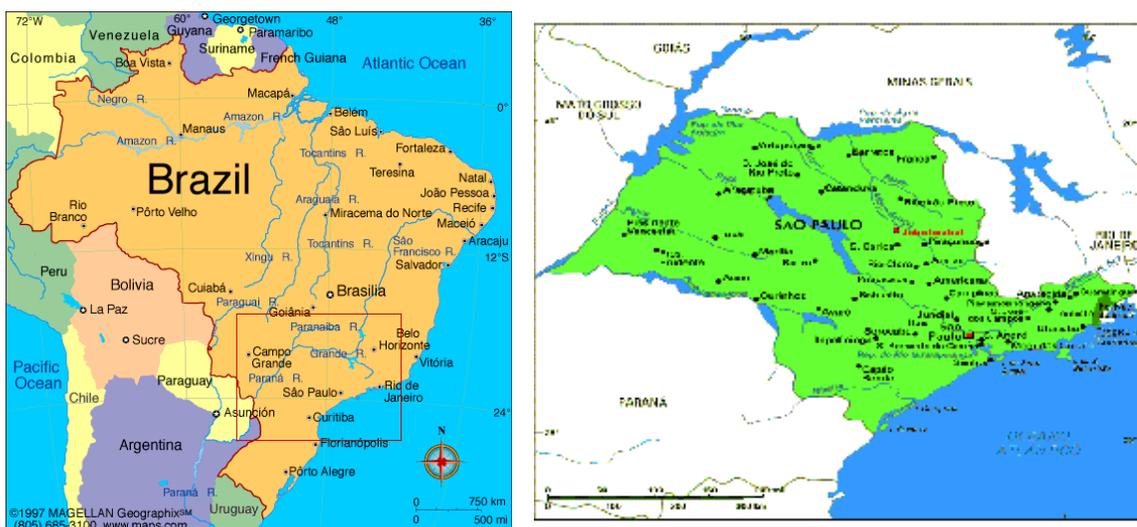


Figura 2 - Posição geográfica da cidade de Jaboticabal (Fonte www.aondefica.com)



Figura 3 - Usina sucroalcooleira Santa Adélia - Vista aérea (Fonte: Usina Santa Adélia)

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

Tipo: Energia e Energia elétrica.

Escopo setorial: Setores de energia (fontes renováveis - / não renováveis) Categoria: Geração de eletricidade renovável para uma rede (geração, fornecimento, transmissão e distribuição de energia).

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

As tecnologias de conversão da energia de biomassa para produção de eletricidade podem ser amplamente classificadas em uma destas três tecnologias: combustão direta, tecnologia de gaseificação e pirólise. A tecnologia de combustão direta, como a usada na Termoelétrica Santa Adélia, é a mais largamente usada simultaneamente para geração de energia elétrica e produção térmica a partir de biomassa. Ela envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar em um processo que produz gases de exaustão, usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para gerar eletricidade em uma máquina do ciclo Rankine. O ciclo Rankine é uma máquina térmica com um ciclo de energia a vapor, como pode ser visto na Figura 4. O fluido de trabalho é a água. A eletricidade é produzida em um ciclo de vapor de "condensação", enquanto a eletricidade e o vapor são co-gerados em um ciclo de vapor de "extração".

A Termoelétrica Santa Adélia opera com uma configuração que usa uma caldeira de alta pressão e uma turbina de contrapressão de múltiplos estágios acoplada a um novo gerador de 34 MW. Existe um excedente de energia de 20 MW, operando a plena capacidade durante a estação (de maio a novembro) e

a central exporta aproximadamente cerca de 79.000 MWh. A companhia de serviços públicos de energia elétrica local (CPFL, Companhia Paulista de Força e Luz) assinou um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVE) de dez anos com a Termoelétrica Santa Adélia.

A central Termoelétrica Santa Adélia (Figura 5) usa os seguintes equipamentos, que foram totalmente atualizados em 2003:

- 02 Caldeiras: pressão de operação 63 kgf/cm^2 , capacidade de 175 toneladas de vapor por hora.
- Turbogenerador: capacidade energética 34 MW, pressão de operação 36 kgf/cm^2
- Turbogenerador antigo: capacidade energética 8 MW
- Subestação: 13,8 KV a 138 KV
- Linha de transmissão: 138 kV (aprox.1,7 Km)
- Resfriador: $300 \text{ m}^3/\text{h}$

A usina açucareira treina a equipe local constantemente, concentrando-se, entre outras, nas seguintes questões:

- NR 10¹: Norma técnica para instalações e serviços em eletricidade;
- NR 13: Norma técnica para caldeiras e vasos de pressão;
- Combustão em caldeiras (de acordo com o fornecedor do equipamento)

A operação e a manutenção da instalação são administradas pelas usinas açucareiras. As atividades estão divididas em:

- Manutenção preditiva especial: análise de vibrações (mensal), inspeções térmicas (duas vezes durante a estação), análise do óleo isolante do transformador (uma vez durante a estação).

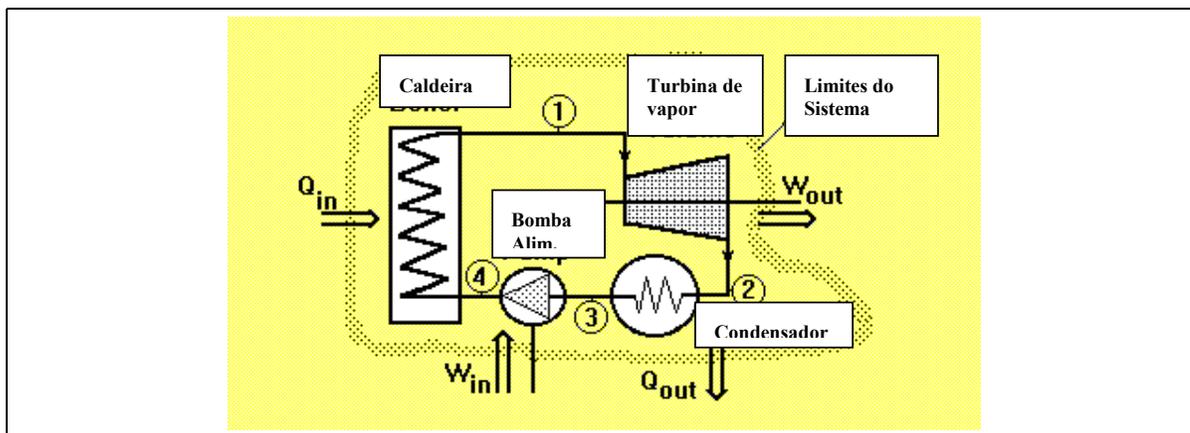


Figura 4 - Ciclo Rankine (Fonte: Taftan Data, 1998)

¹ Ministério do Trabalho e Emprego, <http://www.mte.gov.br/>.



Figura 5 -Termoelétrica Santa Adélia (Central)

A.4.4. Breve explicação de como as emissões antropogênicas de gases de efeito estufa (GEEs) por fontes devem ser reduzidas pela atividade de projeto de MDL proposta, inclusive porque as reduções nas emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto proposta, levando em consideração as circunstâncias e políticas nacionais e/ou setoriais

O projeto TSACP, um projeto de geração de energia livre de gases de efeito estufa (GEEs), propiciará reduções nas emissões de GEEs em virtude do deslocamento da geração de centrais térmicas a combustível fóssil, que, de outro modo, estariam alimentando a rede interligada.

Como Kartha et al. (2002) afirmaram: "a questão central do desafio da linha de base para projetos de eletricidade reside claramente em determinar a 'geração evitada' ou o que teria ocorrido sem o MDL ou outro projeto de mitigação de GEEs. A questão fundamental é se a geração evitada está na "margem de construção" (ou seja, substituindo uma instalação que teria, de outra forma, sido construída) e/ou na "margem de operação" (ou seja, afetando a operação de centrais atuais e/ou futuras)."

O fator de emissão da linha de base é calculado como uma margem combinada, consistindo na combinação dos fatores da margem de operação e da margem de construção. Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, um sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, um sistema elétrico interligado é definido como um que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto, no qual as centrais podem despachar sem restrições significativas na transmissão.



A.4.4.1. Total estimado de reduções nas emissões durante o período de créditos escolhido

| Anos | Estimativa anual das reduções de emissão em toneladas de CO ₂ e |
|---|--|
| Ano 1 - (2003) | 22.535 |
| Ano 2 - (2004) | 23.693 |
| Ano 3 - (2005) | 23.071 |
| Ano 4 - (2006) | 23.071 |
| Ano 5 - (2007) | 23.071 |
| Ano 6 - (2008) | 23.071 |
| Ano 7 - (2009) | 23.071 |
| Reduções totais estimadas (toneladas de CO₂e) | 161.583 |
| Número total de anos de creditação | 7 |
| Média anual do primeiro período de creditação | 23.083 |

Tabela 2 - Reduções estimadas de emissão ao longo do período de crédito escolhido

A metodologia de linha de base consolidada aprovada AM0015 – "Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica", se aplica às adições de capacidade elétrica a partir da instalação de co-geração com base em bagaço, que é a atividade de projeto proposta. O cenário da linha de base considera a eletricidade que teria de outro modo sido gerada pela operação das centrais interligadas da rede e pela adição de novas fontes de geração.

A implementação completa do Projeto TSACP interligado à rede elétrica interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira evitará uma média anual estimada de emissões de cerca de 23.083 tCO₂e (linha de base do fator de emissão de 278,3 kgCO₂e/MWh, cálculo detalhado na seção E) e uma redução total de cerca de 161.583 tCO₂e durante o primeiro período de crédito.

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto

Não há financiamento público envolvido neste projeto.



SEÇÃO B. Aplicação de uma metodologia de linha de base

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

AM0015 – “Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica” (AM0015, 2004).

B.1.1. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto

A metodologia escolhida fornece procedimentos / condições para determinar se a referida metodologia se aplica à atividade de projeto da *Termoelétrica Santa Adélia*.

O bagaço a ser usado como matéria-prima para a co-geração será fornecido da mesma instalação em que o projeto é implementado;

A *Termoelétrica Santa Adélia* está instalada dentro da usina sucroalcooleira Santa Adélia. A usina açucareira atualizou a central para gerar excesso de eletricidade a fim de exportar para a rede, usando a mesma quantidade de bagaço anterior à atualização, totalmente fornecido pelas usina sucroalcooleira Santa Adélia.

Existe documentação disponível apoiando a atividade de projeto, que não seria implementado pelo setor público, participantes de projeto ou outros desenvolvedores potenciais relevantes, apesar de quaisquer políticas / programas do governo para promover energia renovável, se não existisse o MDL;

O projeto se localiza dentro das instalações da usina açucareira Santa Adélia usando o bagaço produzido no processo de moagem de cana-de-açúcar; portanto, nenhuma outra entidade poderia desenvolver este projeto. O governo não controla as usinas açucareiras no Brasil; portanto projetos, como o Projeto de Co-Geração da Termoelétrica Santa Adélia, podem ser desenvolvidos somente pelo setor privado.

Uma implementação do projeto não deve aumentar a produção de bagaço na instalação;

A usina açucareira Santa Adélia produz a mesma quantidade de cana-de-açúcar e bagaço de antes da implementação da atividade do projeto. A flutuação na quantidade produzida de cana-de-açúcar e, conseqüentemente, do bagaço se deve às condições do clima, da safra e do mercado que variam de um ano para outro. Além disso, a percentagem de fibra presente na cana-de-açúcar poderia influenciar a quantidade de bagaço. Veja a Tabela 3 para obter o volume de cana-de-açúcar e bagaço gerado na usina açucareira Santa Adélia nos últimos anos. Como pode ser visto a flutuação da produção de cana-de-açúcar e fibra é mínima.



| <u>Ano</u> | <u>Cana</u> <u>Processada</u> | <u>Bagaço</u> <u>Produzido</u> | <u>% de</u> <u>Bagaço</u> |
|------------|----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------|
| 1998 | 2.185.598 | 609.782 | 27,9 |
| 1999 | 2.021.338 | 559.911 | 27,7 |
| 2000 | 1.775.132 | 426.032 | 24,0 |
| 2001 | 1.943.080 | 491.559 | 25,3 |
| 2002 | 2.033.938 | 500.349 | 24,6 |
| 2003 | 2.079.770 | 519.943 | 25,0 |

Tabela 3 - Geração histórica de bagaço na usina açucareira Santa Adélia

O bagaço não deve ficar armazenado na instalação do projeto durante mais de um ano.

As usinas açucareiras, em geral, armazenam uma pequena quantidade de bagaço para a próxima estação, para iniciar as operações da planta quando a nova estação de safra/colheita começar. O bagaço é armazenado desde o final da estação de colheita em novembro na região Sul/Sudeste, até o início da próxima estação de colheita em maio. O volume de bagaço armazenado entre estações é insignificante, menos de 5% da quantidade de bagaço gerada durante o ano ou durante o período de colheita.

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

A *Termoelétrica Santa Adélia* é um projeto de co-geração interligado à rede elétrica. O projeto atende a todos os requisitos de "adicionalidade" (veja a aplicação da "ferramenta de adicionalidade"² a seguir) e demonstra porque o projeto não ocorreria na ausência do MDL.

Durante um período de reestruturação de todo o mercado elétrico brasileiro, como é a atual situação brasileira, a incerteza em relação aos investimentos se constitui na principal barreira para pequenos projetos de geração de energia renovável. Nesse cenário esses projetos competem com as plantas existentes (margem de operação) e com novos projetos (margem de construção), que normalmente atraem a atenção dos investidores financeiros. As margens de operação e construção foram usadas para calcular o fator de emissão para a rede interligada.

A metodologia aprovada AM0015, para projetos de co-geração, usa margens derivadas, que foram aplicadas ao contexto da atividade de projeto pela determinação dos fatores de emissão do subsistema sul/sudeste/centro-oeste da rede interligada brasileira (sistema elétrico que é interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão).

B.3. Descrição de como as emissões antropogênicas de GEEs pelas fontes são reduzidas para abaixo daquelas que teriam ocorrido na ausência da atividade de projeto de MDL registrada

² Ferramenta para demonstração e avaliação de adicionalidade. UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 16º Relatório de Reunião, 22 de outubro de 2004, Anexo 1. Website: <http://cdm.unfccc.int/>



A metodologia de linha de base proposta inclui uma Ferramenta de Adicionalidade aprovada pelo Conselho Executivo. Essa ferramenta considera alguns passos importantes que são necessários para determinar se a atividade de projeto é adicional e também demonstra como as reduções nas emissões não ocorreriam na ausência da atividade de projeto *Termoelétrica Santa Adélia*.

Os seguintes passos são necessários para as demonstrações e para a avaliação da adicionalidade do Projeto de Co-geração da Termoelétrica Santa Adélia:

Passo 0. Triagem preliminar com base na data inicial da atividade de projeto:

a) Data de início do projeto: 07/05/2003

b) Há evidências confirmando que os incentivos de MDL foram seriamente considerados no desenvolvimento do TSACP.

As usinas de açúcar e etanol localizadas no estado de São Paulo estão estreitamente associadas, o que permite que sejam representadas como uma única entidade, fortalecendo o seu diálogo com o governo e o mercado. UNICA - a União da Agroindústria Canaveieira de São Paulo foi criada em 1997 juntando em uma única entidade duas uniões já existentes neste setor: SIAESP³ (indústria do açúcar) e SIFAESP⁴ (indústria do etanol).

A UNICA tem sido proativa no fornecimento de numerosas informações aos seus associados sobre diversas questões, inclusive o MDL e suas oportunidades. Desde 1997 essa entidade tem oferecido seminários, livros e trabalhos de pesquisa para informar e aconselhar as usinas açucareiras sobre procedimentos, incentivos e oportunidades relativos ao MDL.

A usina Santa Adélia, como associada da UNICA, recebeu informações sobre o MDL em diversos fóruns e atividades promovidas pela entidade. Todas as informações obtidas foram extremamente importantes para a decisão de prosseguir com a atividade de projeto e, finalmente, iniciar o projeto Termoelétrica Santa Adélia.

A usina Santa Adélia é também membro da Copersucar - uma cooperativa de 32 produtores de açúcar e etanol. Além de ser a maior produtora de açúcar e etanol do mundo, a Copersucar é a proprietária do CTC - Centro de Tecnologia Copersucar, seu ramo tecnológico. Esse centro é um dos mais avançados em pesquisa e desenvolvimento para a produção e processamento sucroalcooleiros e elaborou numerosos trabalhos de pesquisa para informar seus sócios sobre o MDL.

A seguir são apresentadas algumas atividades desenvolvidas pela UNICA, Copersucar/CTC e por outros participantes do setor que evidenciam a intenção de manter seus associados informados sobre o MDL:

- Álcool e Aquecimento Global, 1997. (CNI, Copersucar e COPPE-UFRJ). [Em inglês: "Alcohol and Global Warming"]. Este livro foi financiado pela Copersucar para conscientizar os sócios em relação ao aquecimento global e como o etanol pode contribuir para sua mitigação. A Santa Adélia também participa da Copersucar.
- O álcool combustível e o desenvolvimento sustentado, 1998. (João Guilherme Sabino Ometto, produtor de açúcar e ex-presidente da SIAESP, SIFAESP e da Copersucar). [Em inglês, "Fuel Alcohol and Sustainable Development"]. Esse livro foi escrito para fornecer

³ SIAESP – Sindicato da Indústria do Açúcar do Estado de São Paulo. O sindicato da indústria de açúcar no Estado de São Paulo.

⁴ SIFAESP – Sindicato da Indústria da Fabricação do Álcool no Estado de São Paulo. O sindicato da indústria de fabricação do álcool no Estado de São Paulo.



informações ao setor sobre as oportunidades do uso de álcool no cenário do MDL. Ele tem como base as prerrogativas do protocolo de Quioto.

- A UNICA⁵ é membro fundador da IETA⁶ – [Sigla em inglês de "International Emissions Trading Association", associação internacional de comércio de emissões] (1998). O objetivo da associação é desenvolver um mercado ativo global de gases de efeito estufa, homogêneo dentro das fronteiras nacionais e que envolva todos os mecanismos: Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Implementação Conjunta e comercialização de emissões.
- BRAZIL/U.S. ASPEN GLOBAL FORUM. *University of Colorado em Denver*. A Copersucar participou dos seguintes documentos relativos à Mudança de Clima:
 - Early Start Carbon Emission Reduction Projects, Challenge & Opportunity, 1999
 - Task Forces on Early Start Projects for Carbon Emissions Reductions, 2000
- O Ciclo da Cana-de-Açúcar e Reduções Adicionais nas Emissões de CO₂, 2000. (Isaías de Carvalho Macedo, CTC – Copersucar). [Em inglês, "The Sugarcane Cycle and the Additional CO₂ Emission Reductions"]. Trabalho de pesquisa preparado para fornecer informações aos sócios da Copersucar.
- Resíduos de cana-de-açúcar para geração de energia nas usinas de açúcar / etanol no Brasil. *Energia para o Desenvolvimento Sustentável – Volume V N° 1 – 2001*. Preparado pela equipe técnica do CTC – Copersucar.

Como mostrado acima, o setor da indústria sucroalcooleira recebeu informações sobre o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo e tem sido proativo em sua participação no MDL. Assim, o setor sucroalcooleiro e, conseqüentemente, a usina Santa Adélia está adotando uma abordagem prática do MDL.

Passo 1. Identificação de alternativas à atividade de projeto de acordo com as leis e normas vigentes.

Subpasso 1a. Definir alternativas à atividade de projeto:

1. A alternativa à atividade de projeto é a continuidade da situação atual (anterior), com o investimento no setor de açúcar e etanol, que são o negócio principal das empresas.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis:

2. A alternativa está em conformidade com todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis.
3. Não se aplica.
4. A atividade de projeto e o cenário alternativo estão em conformidade com as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis.

Passo 2. Análise de investimentos:

Não se aplica.

Passo 3. Análise de barreiras:

⁵ UNICA – www.unica.com.br

⁶ IETA – www.ieta.org

Para fazer uma análise concreta de barreiras, apresentamos inicialmente uma sucinta visão geral do mercado de eletricidade brasileiro nos últimos anos.

Até o início da década de 90, o setor energético era composto quase que exclusivamente por estatais. A partir de 1995, devido a um aumento nas taxas de juros internacionais e à deficiência da capacidade de investimento do Estado, o governo foi obrigado a procurar alternativas. A solução recomendada foi iniciar um processo de privatização e de desregulação do mercado.

Os quatro pilares do processo de privatização iniciado em 1995 foram:

- Construir um ambiente propício à competição, com a eliminação gradual da figura do cliente cativo. A opção de escolher um fornecedor de serviços elétricos, que teve início em 1998 para os maiores consumidores e deve estar disponível para todo o mercado em 2006;
- Desmantelamento dos monopólios estatais, separando e privatizando as atividades de geração, transmissão e distribuição;
- Liberdade de acesso às linhas de transmissão e
- Transferência das responsabilidades de operação e planejamento para o setor privado.

Houve a criação de três entidades governamentais: a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), criada para desenvolver a legislação e regular o mercado; o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) para supervisionar e controlar a geração, transmissão e operação; e o MAE (Mercado Atacadista de Energia Elétrica), para definir as regras e os procedimentos comerciais do mercado de curto prazo.

No final de 2000, após cinco anos de privatização, os resultados foram modestos (Figura 6). Apesar da expectativa elevada, os investimentos na nova geração não acompanharam o aumento no consumo.

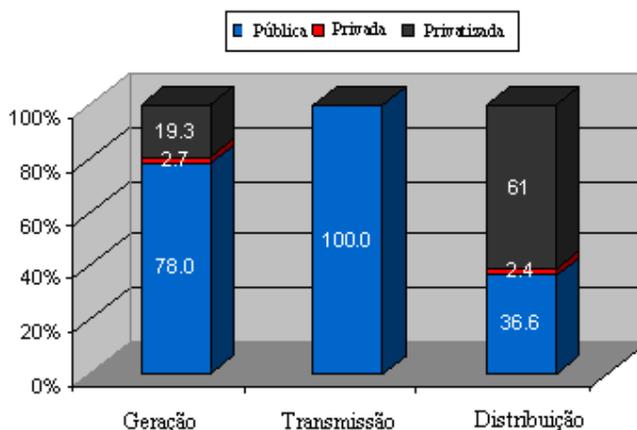


Figura 6 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000).

O descolamento entre o PIB (aumento médio de 2% no período de 1980 a 2000) e o aumento no consumo de eletricidade (aumento médio de 5% no mesmo período) é bem conhecido nos países desenvolvidos, especialmente devido à ampliação dos serviços de fornecimento para novas áreas e à crescente infra-estrutura. Foram tomadas as medidas necessárias para evitar gargalos nos serviços. Elas



incluem um aumento na capacidade de geração maior que a taxa de crescimento do PIB, e pesados investimentos em eficiência energética. No caso do Brasil, o aumento da capacidade instalada de geração (média de 4% no mesmo período) não acompanhou o crescimento no consumo, conforme pode ser visto na Figura 7.

Sem capacidade instalada nova, as únicas alternativas eram melhorar a eficiência energética ou aumentar a utilização da capacidade (fator de capacidade). Com relação à eficiência energética, o governo criou, em 1985, o PROCEL (Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica). Embora os resultados do programa tenham sido notáveis, a eficiência alcançada não foi suficientemente alta a ponto de compensar o hiato mencionado entre a necessidade de nova capacidade de geração e o aumento no consumo

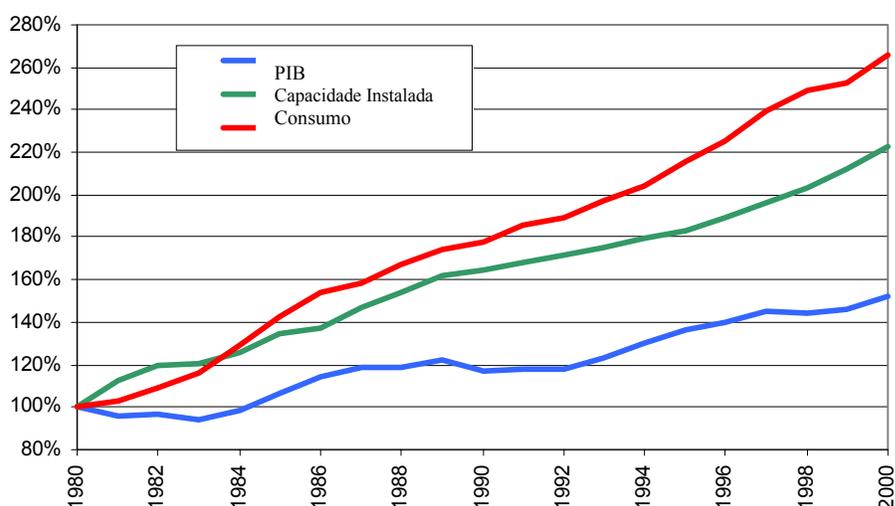


Figura 7 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade. Fonte: Eletrobrás, IBGE.

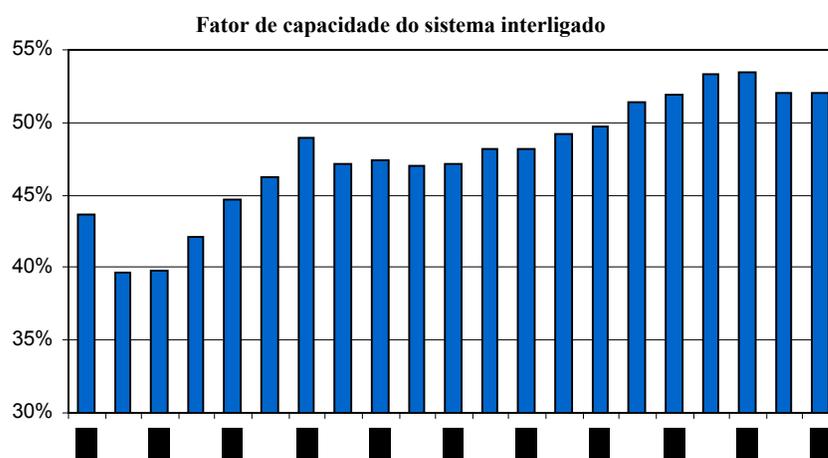


Figura 8 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás).

A outra alternativa, aumentar o fator de capacidade das plantas antigas foi, na verdade, a mais amplamente utilizada, como podemos ver na Figura 8.

Para entender se este aumento no fator de capacidade trouxe conseqüências positivas ou negativas, precisamos analisar a disponibilidade e o preço dos combustíveis. No modelo de eletricidade brasileiro, a principal fonte de energia é a água acumulada nos reservatórios. A Figura 9 mostra o que ocorreu com os níveis de "energia armazenada" nos reservatórios entre janeiro de 1997 e janeiro de 2002. Pode-se ver que os reservatórios, projetados para resistir a 5 anos de estações com menos chuvas que a média, quase entraram em colapso após uma única estação com pouca precipitação pluviométrica (2000/2001 teve 74% da média histórica de precipitação pluviométrica). Essa situação ilustra uma utilização muito intensiva dos recursos hídricos do país para poder suportar o aumento da demanda sem aumentar a capacidade instalada. Com a situação descrita, não havia ainda solução de longo prazo para os problemas que, no final, causaram a escassez e o racionamento em 2001.

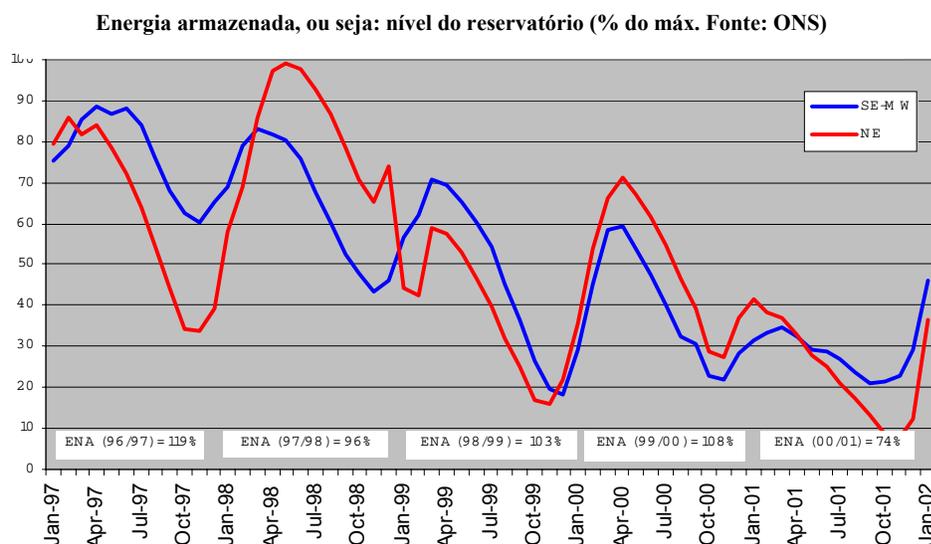


Figura 9 - Evolução da capacidade armazenada de água nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (se/co) e do nordeste (ne) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS).

Consciente das dificuldades desde fins da década de 90, o governo brasileiro sinalizou que era estrategicamente importante para o país aumentar a geração termelétrica e, conseqüentemente, ser menos dependente da energia hidrelétrica. Considerando isso, o governo federal lançou, no início de 2000 o *PPT (Plano Prioritário de Termelétricas)*, Decreto Federal 3.371 de 24 de fevereiro de 2000 e a Portaria 43 do Ministério de Minas e Energia de 25 de fevereiro de 2000, planejando originalmente a construção de 47 usinas termelétricas utilizando o gás natural boliviano, totalizando 17.500 MW de capacidade instalada nova até dezembro de 2003. Durante 2001 e o início de 2002, o plano foi reorganizado de modo a contemplar 40 centrais e 13.637 MW a serem instalados até dezembro de 2004 (Art. 29 da Lei Federal 10.438 de 26 de abril de 2002). Em dezembro de 2004 havia 20 centrais em operação, totalizando aproximadamente 9.700 MW.

Durante o racionamento de 2001, o governo também lançou o *Programa Emergencial de Energia* com a meta de curto prazo de construir 58 centrais termelétricas pequenas a médias até fins de 2002 (utilizando principalmente óleo diesel, 76,9 %, e óleo combustível residual, 21,1 %), totalizando 2.150 MW de capacidade energética (CGE-CBEE, 2002).

Está claro que a energia hidrelétrica é e continuará sendo a principal fonte responsável pela eletricidade de base no Brasil. Porém, a maioria dos - se não todos os - recursos hídricos no Sul e Sudeste do país foi explorado e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros industriais e populacionais (OCDE, 2001). Está claro que as novas adições ao setor de energia elétrica do Brasil estão mudando de hidrelétricas para usinas a gás natural (Schaeffer *et al.*, 2000).

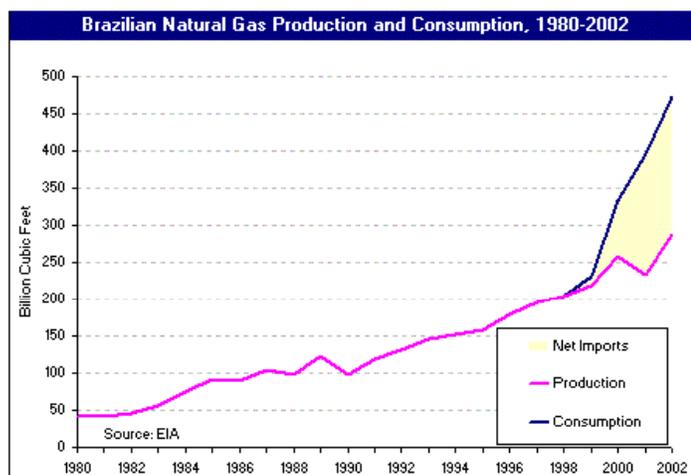


Figura 10 – Consumo e produção históricos de gás natural no Brasil (Fonte: EIA⁷)

Com as descobertas de vastas reservas de gás natural na Bacia de Santos em 2003 (Figura 11), a política de utilizar gás natural para gerar eletricidade continua sendo uma possibilidade e continuará a atrair o interesse dos investimentos da iniciativa privada no setor energético brasileiro.

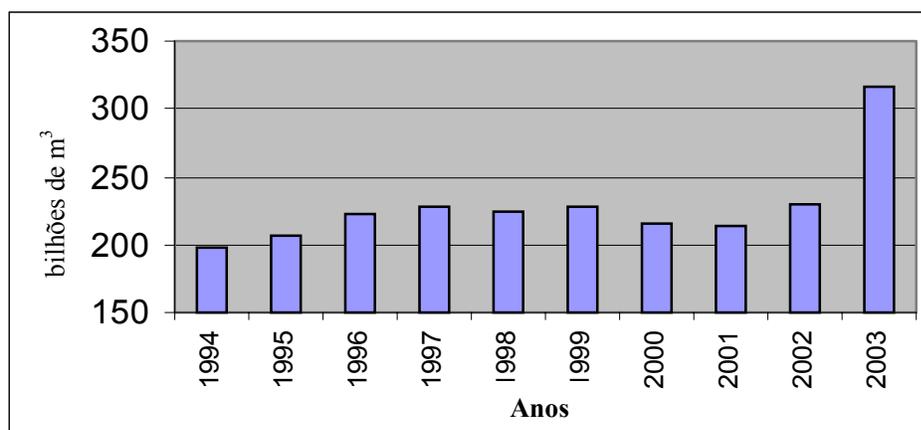


Figura 11 - Reservas históricas nacionais comprovadas de gás natural (Fonte: Petrobrás)

No poder desde janeiro de 2003, o governo recém-eleito decidiu rever totalmente o marco institucional do mercado de energia elétrica. O Congresso aprovou um novo modelo para o setor elétrico em março de 2004. O novo marco regulatório para o setor elétrico tem as seguintes características-chave (OCDE, 2005):

- A demanda e o fornecimento de eletricidade serão coordenados por uma demanda em "pool" a ser estimada pelas companhias distribuidoras, que terão que contratar 100% da sua

⁷ EIA – Energy Information Administration [Administração de Informações Energéticas] (www.eia.doe.gov)



demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada *Empresa de Planejamento Energético* - EPE, que estimará a expansão necessária na capacidade de fornecimento a ser vendida às companhias de distribuição através do "pool". O preço pelo qual a eletricidade será negociada através do "pool" é uma média de todos os preços contratados para longo prazo, e será o mesmo para todas as companhias de distribuição.

- Paralelamente aos contratos de pool "regulados" de longo prazo, existirá um mercado "livre". Embora, no futuro, será exigido que os grandes consumidores (acima de 10 MW) forneçam às companhias de distribuição um aviso de 3 anos se desejarem mudar do "pool" para mercado livre e um aviso de 5 anos para os que mudarem na direção oposta, visualiza-se um período de transição, no qual essas condições serão mais flexíveis. . Essas medidas têm o potencial de reduzir a volatilidade do mercado e permitir que as companhias de distribuição estimem melhor o tamanho do mercado. Se a demanda real se apresentar maior que a projetada, as companhias de distribuição terão que comprar eletricidade no mercado livre. No caso oposto, terão que vender o fornecimento em excesso no mercado livre. As companhias de distribuição conseguirão repassar para os consumidores finais a diferença entre os custos da eletricidade comprada no mercado livre e através do "pool", se a discrepância entre a demanda projetada e real ficar abaixo de 5%. Se ficar acima desse limite, a companhia de distribuição arcará com os custos em excesso.
- O governo optou por uma configuração institucional mais centralizada, reforçando o papel do Ministério de Minas e Energia no planejamento de longo prazo. A EPE apresentará ao Ministério o seu portfólio de tecnologias desejadas e uma lista dos projetos estratégicos e não estratégicos. Por sua vez, o Ministério apresentará essa lista de projetos ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Depois de aprovados pelo CNPE, os projetos estratégicos serão leiloados, com base em prioridades, através do "pool". As companhias podem substituir os projetos não estratégicos propostos pela EPE, se suas propostas oferecerem a mesma capacidade por uma tarifa mais baixa. Outra nova instituição é o CMSE (*Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico*), que irá monitorar as tendências da demanda e fornecimento de energia elétrica. Se forem identificados problemas, o CMSE irá propor medidas corretivas para evitar escassez de energia, como condições especiais de preço para os novos projetos e reserva da capacidade de geração. Esse comitê ficará no âmbito do Ministério de Minas e Energia e será presidido por ele. Não se espera outras grandes privatizações neste setor.

Embora um dos maiores objetivos do novo modelo seja a redução do risco de mercado, sua capacidade de incentivar o investimento privado dependerá do modo como o novo marco regulatório será implementado. Com relação a isso, há vários desafios a destacar. *Primeiro*, o risco de falha regulatória, que poderia ocorrer em razão do fato de que o governo desempenhará um papel significativamente maior no planejamento de longo prazo, deverá ser evitado através de um estreito monitoramento da aplicabilidade de novas regras. *Em segundo lugar*, será necessário conceber regras para a transição, do modelo atual para o novo, para permitir que os atuais investimentos sejam adequadamente remunerados. *Em terceiro lugar*, em razão de seu pequeno tamanho, a volatilidade dos preços pode aumentar no mercado de eletricidade de curto prazo, ocasionando, por sua vez, maior risco do investimento, embora esse risco venha a ser atenuado pela presença de grandes consumidores. A alta participação da energia hidrelétrica no mix de energia do Brasil e a incerteza sobre a precipitação pluviométrica também contribuem para uma maior volatilidade do mercado de eletricidade de curto prazo. *Em quarto lugar*, embora o novo modelo vá exigir uma separação total entre a geração e a distribuição, as normas para repartir as companhias integradas verticalmente ainda têm que ser definidas. Atualmente é permitido que as companhias de distribuição comprem até 30% de sua eletricidade das próprias subsidiárias



(autonegociação). *Por fim*, a política do governo para o setor de gás natural precisa ser definida dentro de uma estrutura setorial específica.

Subpasso 3a. Identificar barreiras que impediriam a implementação do tipo de atividade de projeto proposta

Barreira para investimentos

Para analisar com exatidão o ambiente de investimentos no Brasil, deve-se considerar a taxa preferencial de juros brasileira, conhecida como taxa SELIC, além do CDI – Certificado de Depósito Interbancário, que é a medida do valor no mercado de crédito de curto prazo. As taxas de juros do Real têm se mantido em um patamar extraordinariamente alto, desde que o plano Real estabilizou a inflação em 1994.

Como consequência do longo período de inflação, a moeda brasileira apresentou uma forte desvalorização, impedindo efetivamente que os bancos comerciais fornecessem financiamento de dívidas de longo prazo. A inexistência de um mercado de dívida de longo prazo teve um grande impacto negativo no financiamento de projetos de energia no Brasil.

As taxas de juros dos financiamentos na moeda local são significativamente mais altas do que o financiamento em dólar norte-americano. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES é o único fornecedor de empréstimos de longo prazo. O financiamento de dívidas do BNDES é realizado principalmente através dos bancos comerciais. O mercado de crédito é dominado por vencimentos mais curtos (de 90 dias a 1 ano) e as linhas de crédito de longo prazo estão disponíveis somente para os tomadores de empréstimo corporativos mais fortes e para iniciativas especiais do governo. O crédito fica restrito ao curto prazo no Brasil ou ao longo prazo em dólares no exterior.

Os mercados financeiros internos com vencimentos maiores que 1 ano praticamente não existem no Brasil. A experiência tem demonstrado que em momentos de tensão financeira a duração dos instrumentos de poupança cai para níveis próximos a um dia, com uma grande concentração em depósitos bancários overnight. Os poupadores não estabelecem contratos financeiros de longo prazo, por não ser possível determinar o preço da incerteza envolvida na preservação do valor do poder de compra (Arida et al., 2005).

A falta de um mercado local de longo prazo não é resultado de um desinteresse em oportunidades de investimentos financeiros, mas sim da relutância dos credores e poupadores em aumentar o prazo dos seus investimentos. Faz os poupadores optarem pelos investimentos mais líquidos e colocarem seu dinheiro em títulos do governo de curto prazo, em vez de investirem em oportunidades de longo prazo que poderiam financiar projetos de infra-estrutura.

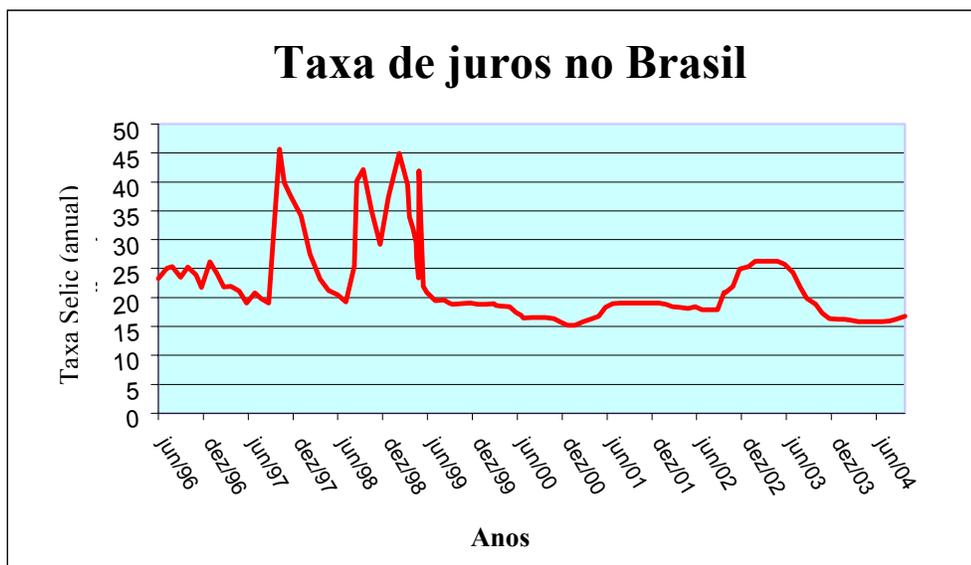


Figura 12 - Taxa SELIC (fonte: Banco Central do Brasil)

O título com mais liquidez do governo é o LFT (títulos de taxa flutuante com base na taxa de referência diária do Banco Central). A partir de janeiro de 2004, 51,1% da dívida interna federal estava em LFTs e tinha duração de um dia. Essa taxa do título é quase igual a taxa do CDI - Certificado de Depósito Interbancário que é influenciada pela taxa SELIC, definida pelo COPOM⁸.

A taxa SELIC tem oscilado desde 1996, de um mínimo de 15% a.a. em janeiro de 2001 até um máximo de 45% a.a. em março de 1999, como é possível ver na Figura 7.

O projeto da Termoelétrica Santa Adélia foi desenvolvido com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto (Usina Santa Adélia) se beneficiou das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobriu 80% dos custos do projeto com uma TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES) de 10% mais 5% de spread de risco por um período de 8 anos e um período de carência de 1 ano.

Como pode ser visto na planilha FCF_Termoeletrica_Sta_Adelia(RCE)⁹, o projeto foi criado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de cerca de 17% ao ano. A TIR do projeto é muito semelhante à taxa SELIC em vigor na época do financiamento, embora o projeto seja um investimento de maior risco, se comparado aos títulos do governo brasileiro. A inclusão das receitas de RCEs aumenta a TIR do projeto em cerca de 200 pontos básicos, de 17% para 18,8%. Esse aumento no retorno compensaria o risco adicional do investidor com este projeto.

Além do aumento de 200 pontos básicos, as receitas de RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares norte-americanos ou euros). O incentivo do MDL permite à Santa Adélia proteger o seu fluxo de caixa de dívidas contra a desvalorização da moeda. Além disso, o Fluxo de Caixa Livre de RCE em dólares norte-americanos ou em euros poderia ser descontado a uma taxa de juros de desconto aplicável, aumentando assim a alavancagem do projeto.

⁸ COPOM – Comitê de Política Monetária.

⁹ A planilha está disponível para os consultores



O alto nível das garantias exigidas para financiar um projeto de energia no Brasil representa uma barreira para o desenvolvimento de novos projetos. Seguro, garantias financeiras, assessorias financeiras são exigências que aumentam o custo do projeto e se constituem em barreiras para a viabilização do mesmo.

Outras barreiras financeiras estão relacionadas ao CCVE (Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica). O CCVE é exigido para se obter financiamento de longo prazo de um banco e a falta de contratos comerciais adequados com os compradores de energia pode influenciar diretamente a negociação entre o banco e o desenvolvedor do projeto. A maioria das companhias de serviços públicos no Brasil não possui um risco de crédito satisfatório, o que representa uma barreira para a obtenção de financiamentos de longo prazo.

| Análise de Sensibilidade Financeira - Termoeletrica Santa Adelia | | | |
|---|---------------|------------------------|----------------------------|
| Taxa SELIC* (1996 - 2004 | % | VPL Projeto | VPL Projeto c/ RCEs |
| Nível Máximo | 45,00% | (R\$ 14.107.430) | (R\$ 13.248.951) |
| Média | 22,36% | (R\$ 5.710.206) | (R\$ 3.933.105) |
| Nível Mínimo | 15,25% | R\$ 3.014.517 | R\$ 5.397.292 |
| Taxa de Desconto atual | 18,00% | (R\$ 1.038.126) | R\$ 1.079.289 |
| TIR do Projeto | | 17% | 18,80% |

* A taxa SELIC foi criada em 1996.

Tabela 4 – Análise de sensibilidade financeira

Além de todas essas barreiras mencionadas acima, as usinas açucareiras não têm um incentivo forte para investir em suas próprias centrais. Em geral, as receitas da venda de eletricidade em um projeto de co-geração não representa mais de 5% das receitas totais de uma usina de açúcar. Assim, a tendência das usinas açucareiras é investir em sua atividade principal, açúcar e etanol, em vez de investir em geração de eletricidade para a rede.

A conclusão é que os incentivos do MDL desempenham um papel muito importante na superação das barreiras financeiras. (Tabela 4)

Barreira institucional

Como descrito acima, desde 1995 as políticas governamentais do mercado de eletricidade do governo estão em permanente alteração no Brasil. Um número excessivo de leis e normas foi criado para tentar organizar e fornecer incentivos para os novos investimentos no setor energético. Os resultados dessa instabilidade regulatória foram contrários ao que se tentava alcançar. Durante o período de racionamento os preços de eletricidade ultrapassaram R\$ 600/MWh (cerca de US\$ 200/MWh) e o preço marginal projetado para a nova energia chegou em níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 45). No meio de 2004 o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). A volatilidade do preço da eletricidade no Brasil tem uma correlação com a instabilidade das políticas governamentais no período, com 3 diferentes ambientes regulatórios em 10 anos (de 1995 a 2004). Teoricamente, o novo marco regulatório tem o potencial de reduzir consideravelmente o risco do mercado. Contudo, somente o tempo comprovará a eficiência do novo modelo em relação à redução de riscos do mercado, e à atração de



investimentos privados¹⁰. Nesse sentido, será interessante avaliar os resultados do primeiro leilão de licenças para a construção de novas centrais a fim de se fazer uma análise correta do sucesso da implementação do novo marco regulatório

Barreira cultural

A história da indústria sucroalcooleira tem demonstrado que ela é um negócio tradicional estável e que tem ajudado firmemente a apoiar a economia do país. Ela tem desfrutado historicamente de apoio governamental, como preços fixos e subsídios. Outra característica deste setor é a especialização em transações de commodities (açúcar e etanol). Assim, a barreira cultural é um obstáculo considerável, pois a geração de eletricidade para venda à rede e a negociação de eletricidade no mercado são relativamente novos neste setor, o que pode ser superado, em parte, pelo Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

Subpasso 3b. Mostrar que as barreiras identificadas não evitarão a implementação de pelo menos uma das alternativas:

Como descrito acima, a principal alternativa para a atividade de projeto é continuar na mesma situação, com as usinas sucroalcooleiras concentrando somente seus investimentos em açúcar e etanol. Portanto, as barreiras acima não afetaram o investimento em outras oportunidades

Passo 4. Análise da prática comum

Sub-passo 4a. Analisar outras atividades semelhantes à atividade de projeto proposta:

Algumas usinas açucareiras otimizaram suas centrais para exportar eletricidade; diversos riscos e barreiras impediram a implementação da atividade de projeto proposta na maioria das usinas açucareiras. Na Região Centro-Sul, existem mais de 250 usinas açucareiras que produzem açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo, mas menos de 30 usinas criaram programas de ampliação para suas centrais.

Sub-passo 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como a obtenção de financiamento do BNDES têm sido muito difíceis. O BNDES também exige diversas garantias para prover financiamento. Outros riscos e barreiras estão relacionados a questões técnicas e operacionais associadas com pequenos projetos de co-geração, inclusive a capacidade de cumprir o contrato CCVE e as possíveis multas por não cumprimento do contrato. À época, os mecanismos - estabelecidos pelo novo modelo energético - para vender eletricidade da co-geração de biomassa para a rede ainda não estavam estabelecidos, e, portanto, a usina açucareira Santa Adélia não pôde tirar um proveito competitivo. Além disso, os produtores tradicionais de açúcar preferem concentrar os investimentos em seu negócio costumeiro (açúcar e etanol) do que empreenderem novos projetos, com novos riscos e retornos baixos (veja Barreira para investimentos), dos quais têm pouco ou nenhum know-how.

Independentemente dos riscos e barreiras mencionados acima, a principal razão do reduzido número de atividades de projetos semelhantes é o custo econômico. A viabilidade do projeto exige um contrato CCVE com uma empresa de serviços públicos, mas essas companhias não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por pequenos projetos de co-geração. O custo marginal da

¹⁰ A reforma do marco legal do setor elétrico brasileiro se iniciou com a Medida Provisória no. 144, posteriormente convertida na Lei no. 10.848, de 15 de março de 2004 - foi divulgada com a publicação do Decreto no. 5.163, de 30 julho de 2004.



ampliação da eletricidade é US\$ 33/MWh¹¹ e o custo da eletricidade de co-geração varia de US\$ 35 a US\$ 50.

Em virtude das razões mencionadas anteriormente, não mais que 10% das usinas açucareiras na região centro-/sul desenvolveram atividades semelhantes às da Termoelétrica Santa Adélia e a maior parte desses desenvolvedores de projeto levou em consideração o MDL na decisão de ampliar sua central de co-geração.

A intenção da usina Santa Adélia de diversificar suas receitas e de se proteger contra a volatilidade dos preços do açúcar e do etanol foi fundamental para a companhia desenvolver este projeto pioneiro e criar a Termoelétrica Santa Adélia. A companhia também tem sido pioneira na busca de receitas de RCE para aumentar a TIR do projeto e, conseqüentemente, fazer com que seja economicamente viável.

Passo 5 – Impacto do registro do MDL

A plantação de cana-de-açúcar faz parte do período de colonização do país. A comercialização da cana-de-açúcar, que se tornou parte da cultura brasileira, foi introduzida no século 16 quando os portugueses colonizaram o país. O Brasil se tornou o primeiro produtor e exportador da açúcar do mundo. Desde então, a cana-de-açúcar representa uma parte importante do setor agrícola brasileiro.

Atualmente, no Brasil, existem mais de 5 milhões de hectares de terra produzindo cana-de-açúcar e mais de 320 usinas açucareiras que produzem açúcar, etanol e eletricidade para seu próprio consumo de energia. Conseqüentemente, o potencial de geração de eletricidade para comercialização (exportação para a rede) está estimado em cerca de 12 GW. Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com o setor sucroalcooleiro. Entretanto, os investimentos para ampliar as centrais açucareiras ocorreram somente a partir de 2000. Embora exista uma legislação flexível que permite a existência de produtores independentes de energia desde 1995, foi somente depois de 2000 que os produtores de açúcar começaram a visualizar essa atividade de projeto proposta como uma alternativa de investimento para suas centrais juntamente com a introdução do MDL.

O MDL criou condições para que as usinas instalassem suas plantas de co-geração e exportassem o excesso de eletricidade para a rede, ajudando a vencer as barreiras financeiras através dos benefícios financeiros obtidos das receitas do MDL; isso está resumido na Tabela 3. Além disso, o MDL ajudou a superar as barreiras institucionais e culturais, pois fez com que os patrocinadores de projetos dessem mais importância à geração de eletricidade renovável.

Assim, o registro da atividade de projeto proposta terá um forte impacto na abertura de caminho para a implementação de projetos semelhantes no Brasil, o que pode ocasionar, entre outros, o desenvolvimento em tecnologia.

Esse tipo de atividade será incentivado após a atividade de projeto ser registrada.

| |
|--|
| B.4. Descrição de como a definição do <u>limite do projeto</u> relacionada à <u>metodologia de linha de base</u> selecionada é aplicada à <u>atividade de projeto</u> |
|--|

TSACP: Os limites do projeto são definidos pelas emissões direcionadas ou diretamente afetadas pelas atividades de projeto: construção e operação. Ele abrange o local geográfico e físico da fonte de geração de energia do bagaço, que é representado pelas usinas sucroalcooleiras (BGL e AZL), pela

¹¹ MME – Ministério de Minas e Energia



plantação de cana-de-açúcar que fornece biomassa para a usina e pela região localizada perto das instalações das usinas e da rede interligada.

O Brasil é um país grande e está dividido em cinco macrorregiões geográficas: Norte, Nordeste, Sudeste, Sul e Centro-Oeste. A maior parte da população está concentrada nas regiões Sul, Sudeste e Nordeste. Assim a geração de energia e, conseqüentemente, a transmissão, estão concentradas em três subsistemas. A expansão de energia se concentrou em três áreas específicas:

- Nordeste: A eletricidade desta região é fornecida basicamente pelo rio São Francisco. Existem sete centrais hidrelétricas no rio com uma capacidade total instalada de cerca de 10,5 GW.
- Sul/Sudeste/Centro-Oeste: A maior parte da eletricidade gerada no país está concentrada neste subsistema. Essas regiões também concentram 70% da geração do PIB no Brasil. Existem mais de 50 centrais hidrelétricas gerando eletricidade para este subsistema.
- Norte : 80% do fornecimento da região Norte é de diesel. Entretanto, na cidade de Belém, capital do estado do Pará, onde estão localizadas as indústrias de alumínio e mineração, a eletricidade é fornecida por Tucuruí, a segunda maior hidrelétrica do Brasil.

Os limites dos subsistemas são definidos pela capacidade de transmissão. As linhas de transmissão entre os subsistemas têm uma capacidade limitada e a troca de eletricidade entre esses subsistemas é difícil. A falta de linhas de transmissão força a concentração da eletricidade gerada em cada um dos próprios subsistemas. Assim, o subsistema interligado sul/sudeste/centro-oeste da rede brasileira onde a atividade do projeto está localizada é considerado um limite. (veja no Anexo 4)

Parte da eletricidade consumida no Brasil é importada de outros países. Argentina, Uruguai e Paraguai fornecem uma quantidade muito pequena da eletricidade. Em 2003, cerca de 0,1% da eletricidade foi importada desses países. Na realidade, em 2004, o Brasil exportou eletricidade para a Argentina, que atravessava um período de escassez. A energia importada de outros países não afeta o limite do projeto nem o cálculo da linha de base

B.5. Detalhes das informações de linha de base inclusive a data de conclusão do estudo da linha de base e o(s) nome(s) da(s) pessoa(s)/entidade(s) que determina(m) a linha de base

Data de conclusão da versão final desta seção de linha de base (DD/MM/AAAA): 30/08/2005.

Sr. .A. Ricardo J. Esparta
Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
CEP 01411-000
São Paulo – SP
Brasil.



SEÇÃO C. Duração da atividade de projeto / Período de créditos

C.1. Duração da atividade de projeto

C.1.1. Data de início da atividade de projeto

07/05/2003

C.1.2. Tempo de vida operacional esperado da atividade de projeto

25 anos - 0 mês

C.2. Escolha do período de créditos e informações relacionadas

C.2.1. Período de crédito renovável

C.2.1.1. Data de início do primeiro período de créditos

07/05/2003

C.2.1.2. Duração do primeiro período de créditos

7a-0m

C.2.2. Período de créditos fixado

C.2.2.1. Data de início

Não se aplica

C.2.2.2. Duração

Não se aplica

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

Metodologia de monitoramento aprovada AM0015: "Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica".

D.2. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto

A metodologia escolhida se aplica a todos os projetos de co-geração com base em bagaço interligados à rede. A metodologia e o plano de monitoramento consideram o monitoramento das reduções de emissão geradas de projetos de co-geração que usam como combustível o bagaço da cana-de-açúcar.

O dado principal a ser considerado para a determinação das reduções nas emissões é a eletricidade exportada para a rede. A redução nas emissões é obtida pela aplicação de um fator das emissões através da eletricidade despachada para a rede, que é verificada e monitorada por uma verificação de duas partes: pela central que vende a eletricidade e pela companhia de serviços públicos que compra a eletricidade.

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

As emissões do projeto (PE_y) são zero; portanto a tabela D.2.1.1 a seguir fica vazia.

D.2.1.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados

| Número de identificação (Use números) | Variável dos dados | Fonte dos dados | Unidade dos dados | Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e) | Frequência de gravação | Proporção dos dados a serem | Como os dados serão arquivados? (formato) | Comentário |
|--|--------------------|-----------------|-------------------|--|------------------------|-----------------------------|---|------------|
|--|--------------------|-----------------|-------------------|--|------------------------|-----------------------------|---|------------|



| | | | | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|-------------|------------------------|--|
| <i>para facilitar a referência cruzada com</i> | | | | | | monitorados | eletrônico / impresso) | |
| | | | | | | | | |

D.2.1.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões do projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

As emissões do projeto (PE_y) são zero, portanto nenhuma fórmula para cálculo das emissões diretas é necessária.

D.2.1.3. Dados relevantes para a determinação da linha de base de emissões antropogênicas por fontes de GEEs contidas dentro do limite do projeto e como esses dados serão coletados e arquivados

| Número de identificação <i>(Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)</i> | Variável dos dados | Fonte dos dados | Unidade dos dados | Medidos (m), calculados (c), estimados (e) | Frequência de gravação | Proporção dos dados a serem monitorados | Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso) | Comentário |
|--|---|---|-------------------|--|--|---|--|--|
| 1. EG_y | <i>Eletricidade alimentada na rede pelo projeto</i> | <i>Leituras da medição da energia interligada à rede e Recibo de vendas</i> | <i>MWh</i> | <i>(m)</i> | <i>Medição de 15 minutos e gravação mensal</i> | <i>100%</i> | <i>Formato eletrônico e impresso. Os dados serão arquivados durante o período de crédito e dois anos após.</i> | <i>A eletricidade alimentada na rede é monitorada pelo Projeto e também pelo comprador de energia através de uma verificação dupla pelo recibo de vendas</i> |



| | | | | | | | | |
|----------------|---|-----------|-----------------------|-----|--------------|----|--------------------|---|
| 2. EF_y | Fator de emissão | Calculado | tCO ₂ /MWh | (c) | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015 |
| 3. $EF_{om,y}$ | Fator de emissão | Calculado | tCO ₂ /MWh | (c) | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015 |
| 4. $EF_{BM,y}$ | Fator de emissão | Calculado | tCO ₂ /MWh | (c) | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015 |
| 5. λ_y | Fração de tempo durante a qual os recursos de baixo custo/inflexíveis ficam na margem | Calculado | Não dimensionada | (c) | Na validação | 0% | Formato eletrônico | Os dados estão disponíveis mediante solicitação. Os fatores foram calculados de acordo com a metodologia de monitoramento aprovada AM0015 |

D.2.1.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

Conforme a ACM0015 (2004), um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os seguintes três passos:

PASSO 1 - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação.



$$EF_{OM, simple-adjusted, y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$$

Equação 1

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO_{2e}/MWh) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

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

Equação 2

- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y}$$

Equação 3

Onde os pesos w_{OM} e w_{BM} , por padrão, são 50% (ou seja, $w_{OM} = w_{BM} = 0,5$).

Uma descrição mais detalhada das fórmulas usadas para estimar as emissões da linha de base pode ser vista na Seção E a seguir.D.2.2.
Opção 2: Monitoramento direto das reduções nas emissões a partir da atividade de projeto (os valores devem ser compatíveis com os da seção E)

Não se aplica

D.2.2.1. Dados a serem coletados para monitorar as emissões da atividade de projeto e como esses dados serão arquivados

Não se aplica



| Número de identificação <i>(Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)</i> | Variável dos dados | Fonte dos dados | Unidade dos dados | Medidos (m), calculados (c), estimados (e) | Frequência de gravação | Proporção dos dados a serem monitorados | Como os dados serão arquivados? (Formato eletrônico / impresso) | Comentário |
|--|--------------------|-----------------|-------------------|--|------------------------|---|--|------------|
| | | | | | | | | |

D.2.2.2. Descrição das fórmulas usadas para calcular as emissões da linha de base (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

Não se aplica

D.2.3. Tratamento de fugas no plano de monitoramento

As principais emissões provocadas por fugas, no contexto de projetos do setor elétrico, são as emissões que ocorrem por causa de atividades como construção da central, transporte de materiais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte) e outras atividades a montante. O participante do projeto não precisa considerar essas fontes de emissão como fugas ao aplicar essa metodologia. Entretanto, as emissões a montante durante a vida útil do projeto a partir de manutenção e perfuração de poços serão estimadas para assegurar que são realmente desprezíveis.



D.2.3.1. Se aplicável, descreva os dados e informações que serão coletados para monitorar os efeitos da fuga da atividade de projeto

| Número de identificação <i>(Use números para facilitar a referência cruzada com a tabela D.3)</i> | Variável dos dados | Fonte dos dados | Unidade dos dados | Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e) | Frequência de gravação | Proporção dos dados a serem monitorados | Como os dados serão arquivados? (formato eletrônico / impresso) | Comentário |
|--|--------------------|-----------------|-------------------|--|------------------------|---|--|------------|
| | | | | | | | | |

Não foi identificada nenhuma fonte de emissões e, portanto, nenhum dado será coletado nem arquivado. Não existem entradas na tabela D.2.3.1 acima.

D.2.3.2. Descrição das fórmulas usadas para estimar a fuga (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO_{2e})

Não se aplica

D.2.4. Descrição das fórmulas usadas para estimar as reduções nas emissões para a atividade de projeto (para cada gás, fonte, fórmula/ algoritmo, unidades das emissões de CO₂ equivalente)

A atividade de projeto reduz principalmente o dióxido de carbono através da substituição da geração de eletricidade da rede com centrais movidas a combustível fóssil por eletricidade renovável. As reduções nas emissões via a atividade de projeto (ER_y) durante um determinado ano (y) são a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y , em tCO₂), as emissões do projeto (PE_y , em tCO_{2e}) e as emissões resultantes de fugas (L_y , em tCO_{2e}), como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad \text{Equação 4}$$



Onde as emissões de linha de base são o produto da eletricidade fornecida pelo projeto à rede (EG_y , em *MWh*) pelo fator de emissão da linha de base (EF_y , em *tCO₂e/MWh*), como a seguir:

$$BE_y = EG_y \cdot EF_y \quad \text{Equação 5}$$

As emissões do projeto são a soma das emissões fugitivas de dióxido de carbono e metano resultantes da liberação de gases não condensáveis a partir do vapor produzido (PES_y , em *tCO₂*) e das emissões de dióxido de carbono resultantes da combustão de combustíveis fósseis ($PEFF_y$, em *tCO₂*), como a seguir:

$$PE_y = PES_y + PEFF_y \quad \text{Equação 6}$$

As principais emissões resultantes de fugas no contexto dos projetos do setor elétrico são as emissões resultantes de atividades como a construção de centrais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte). Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissões como fugas na aplicação desta metodologia. Portanto:

$$L_y = 0 \quad \text{Equação 7}$$

D.3. Os procedimentos de controle de qualidade (CQ) e garantia de qualidade (GQ) estão sendo realizados para os dados monitorados

| Dados (Indicar a tabela e o número de identificação, p.ex. 3.1; 3.2.) | Nível de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo) | Explicar os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou porque esses procedimentos não são necessários. |
|---|--|---|
| 1 | Baixo | Os dados estão sendo monitorados pela Termoeletrica Santa Adélia |
| 2 | Baixo | Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados. |
| 3 | Baixo | Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados. |
| 4 | Baixo | Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados. |
| 5 | Baixo | Dados obtidos do ONS e da ANEEL e não precisam ser monitorados. |



D.4. Descreva a estrutura operacional e de gerenciamento que o operador do projeto irá implementar para monitorar as reduções nas emissões e quaisquer efeitos de fuga, gerados pela atividade de projeto.

Como o projeto não está associado a efeitos de fuga nem a novas emissões de poluentes e como todos os outros dados pertinentes serão necessários para análise e apresentação somente na fase de validação do projeto, o único dado de saída que tem que ser monitorado durante a vigência do contrato é a eletricidade alimentada na rede pelo projeto (EG_y).

Os dados são monitorados através de uma planilha que tem que coletar por metros instalados na saída da usina e na entrada das linhas de transmissão e por recibos de vendas emitidos pela companhia de serviços públicos de energia elétrica para a usina.

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

Sr. Ricardo Esparta, diretor da Ecoinvest Ecoinvest Carbon Assessoria Ltda.
Rua Padre João Manoel, 222
CEP – 01411-000
São Paulo – SP
Brasil



SEÇÃO E. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

E.1. Estimativa das emissões de GEEs por fontes

Com base na fonte renovável de tecnologia, as emissões do projeto são nulas. Portanto, não é necessário nenhum cálculo de estimativa das emissões de GEEs.

$$PE_y = 0 \quad \text{Equação 8}$$

E.2. Fuga estimada

Nenhuma fuga foi identificada. Portanto, não é necessário nenhum cálculo de estimativa das emissões de GEEs.

$$L_y = 0 \quad \text{Equação 94}$$

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

$$PE_y + L_y = 0 \text{ tCO}_2e \quad \text{Equação 10}$$

E.4. Emissões antropogênicas estimadas por fonte de gases de efeito estufa da linha de base

De acordo com a metodologia selecionada aprovada (AM0015, 2004), o fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM). Para fins de determinação dos fatores de emissão da margem de construção e da margem de operação, o sistema elétrico do projeto é definido como sendo a extensão espacial das centrais que podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão. De modo semelhante, o sistema elétrico interligado é definido como o sistema elétrico que está interligado por linhas de transmissão ao sistema elétrico do projeto e no qual as centrais podem ser despachadas sem restrições significativas na transmissão.

Conforme a AM0015, um fator de emissão da linha de base (EF_y) é calculado como uma margem combinada (CM), que consiste na combinação dos fatores da margem de operação (OM) e da margem de construção (BM) de acordo com os seguintes três passos:

- **PASSO 1** - Calcular o(s) fator(es) de emissão da margem de operação, com base em um dos seguintes métodos
 - Margem de operação simples
 - Margem de operação simples ajustada
 - Margem de operação da análise dos dados de despacho
 - Margem de operação média.



A margem de operação da análise dos dados de despacho deve ser a primeira escolha metodológica. Uma vez que o operador nacional do sistema elétrico não forneceu dados suficientes, a opção não está atualmente disponível. A margem de operação simples pode ser utilizada somente quando os recursos de baixo custo/inflexíveis¹² constituírem menos de 50% do total gerado na rede em: 1) média dos 5 últimos anos, ou 2) com base nos valores normais a longo prazo para produção hidrelétrica. A Tabela 5 mostra a participação da energia hidrelétrica em relação à produção elétrica total para o sistema brasileiro interligado s/se/co. Porém, os resultados indicam que a margem de operação simples não se aplica ao Projeto.

| Ano | Participação de energia hidrelétrica (%) |
|------|--|
| 1999 | 94,0 |
| 2000 | 90,1 |
| 2001 | 86,2 |
| 2002 | 90,0 |
| 2003 | 92,9 |

Tabela 5 – Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema brasileiro interligado s/se/co, de 1999 a 2003 (ONS, 2004).

A quarta alternativa, uma margem de operação média, é uma simplificação excessiva e não reflete, de forma alguma, o impacto da atividade de projeto na margem de operação. Assim, a margem de operação simples ajustada será usada no projeto.

O fator de emissão da margem de operação simples ajustada ($EF_{OM,adjusted,y}$ em tCO₂/MWh) é uma variação da margem de operação simples, em que as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

$$EF_{OM, simple-adjusted,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_j F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad \text{Equação 11}$$

Onde:

- λ_y é a proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem,
- $F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) em ano(s) y ,
- j é referente às fontes de energia que alimentam eletricidade na rede, não incluindo as usinas de baixo custo de operação e inflexíveis e incluindo as importações para a rede.

¹² Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).



Para as importações de um sistema elétrico interligado localizado em outro país, o fator de emissão é 0 (zero).

- k é referente às fontes de energia de baixo custo de operação e inflexíveis.
- $COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO_{2e} de combustível i (tCO_{2e} / unidade de massa ou volume de combustível), levando em conta o potencial de emissão de dióxido de carbono equivalente dos combustíveis usados por fontes relevantes de energia j (análogo para fontes k) e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y e
- $GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) alimentada na rede pela fonte j (análogo para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do *Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)* na forma de relatórios diários consolidados (ONS-ADO, 2004). Foram considerados os dados de 120 centrais, abrangendo uma capacidade instalada de 63,6 GW e geração de eletricidade de cerca de 828 TWh durante o período de três anos. Com os números do ONS, a Equação é calculada, como descrito a seguir:

$$EF_{OM-LCMR,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 12}$$

Onde:

- $EF_{OM-LCMR,y}$ é o fator de emissão para recursos de baixo custo/inflexíveis (em tCO_2/MWh) por fontes de energia relevantes k em ano(s) y .

Os recursos de baixo custo/inflexíveis no sistema nacional interligado S-SE-CO são centrais term nucleares e hidrelétricas, consideradas livres de emissões de gases de efeito estufa, ou seja, o $COEF_{i,j}$ dessas centrais é zero. Assim, o fator de emissão dos recursos de baixo custo/inflexíveis resulta em: $EF_{OM,y} = 0$.

$$EF_{OM,y} = \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 13}$$

Onde:

- $EF_{OM,y}$ é o fator de emissão da margem de operação simples (em tCO_2/MWh) ou o fator de emissão para recursos **não** de baixo custo/inflexíveis por fontes relevantes de energia j em ano(s) y .

Os recursos não de baixo custo/inflexíveis no sistema interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termelétricas de queima de carvão mineral, óleo combustível, gás natural e óleo diesel. Essas centrais geram emissões de gases de efeito estufa, não equilibradas. O produto $\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ para cada uma das centrais foi obtido a partir da:

$$F_{i,k,y} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y} \cdot NCV_i} \quad \text{Equação 14}$$



$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 15}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3,6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 16}$$

Onde a variável e os parâmetros usados são:

- $\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é fornecido em [kg], $COEF_{i,j}$ em [tCO₂e/kg] e $F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}$ em [tCO₂e]
- $GEN_{i,k,y}$ é a geração de eletricidade para a planta k , com combustível i , no ano y , obtida do banco de dados do ONS, em MWh
- $EF_{CO2,i}$ é o fator de emissão para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em tC/TJ.
- $OXID_i$ é o fator de oxidação para o combustível i , obtido das Diretrizes Revisadas de 1996 do IPCC para Inventários Nacionais de Gases de Efeito Estufa, em %.
- 44/12 é o fator de conversão de carbono de tC para tCO₂.
- $3,6 \times 10^{-6}$ é o fator de conversão de energia, de MWh para TJ.
- $\eta_{i,k,y}$ é a eficiência térmica da planta k , operando com combustível i , no ano y , obtida do PCF (2003).
- NCV_i é o poder calorífico líquido do combustível i [TJ/kg].

$\sum_{k,y} GEN_{k,y}$ é obtido do banco de dados do ONS, como o somatório da geração de eletricidade dos recursos não de baixo custo/inflexíveis, em MWh.

| Ano | $\frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{k,y}}$ [tCO ₂ /MWh] | λ_y |
|------|--|-------------|
| 2002 | 0,8504 | 0,5053 |
| 2003 | 0,9378 | 0,5312 |
| 2004 | 0,8726 | 0,5041 |

Tabela 6 – Fatores de emissão da margem de operação simples e proporção de horas no ano y para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema s/se/co brasileiro para o período de 2002 a 2004 (ONS-ADO, 2005).

Com os números do ONS, o primeiro passo foi calcular os fatores de emissão e o fator lambda para a margem de operação simples. Os λ_y fatores são calculados conforme indicado na metodologia AM0015, com os dados obtidos do banco de dados do ONS. Figura 14, Figura 15 e Figura 16



apresentam as curvas de duração da carga e λ_y a determinação para os anos 2002, 2003 e 2004, respectivamente. Os resultados dos anos 2002, 2003 e 2004 são apresentados na Tabela 6.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2002}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e λ_y à Equação 11:

$$\bullet \quad EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004} = 0,4310 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração ($\text{tCO}_2\text{/MWh}$) de uma amostra de centrais m , como a seguir:

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad \text{Equação 17}$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogas às variáveis descritas para o método da margem de operação simples (AM-0015) para as plantas m , com base nas informações mais atuais disponíveis sobre as plantas já construídas. O grupo de amostra m consiste em uma das seguintes

- As cinco centrais que foram construídas mais recentemente ou
- As adições de capacidade das centrais do sistema elétrico que abrangem 20% da geração do sistema (em MWh) e que foram construídas mais recentemente.

Os participantes do projeto devem usar a opção dentre essas duas na qual o grupo de amostra abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico à Equação :

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

- **PASSO 3** – Calcular o fator de emissão da linha de base EF_y , como a média ponderada do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$):

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad \text{Equação 18}$$

Por fim, o fator de emissão de eletricidade da linha de base é calculado através de uma fórmula de média ponderada que considera tanto a OM como a BM, sendo os pesos 50% e 50% por padrão:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4384 + 0,5 \times 0,1256 \quad \text{Equação 19}$$

$$\bullet \quad EF_y = 0,2783 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

As emissões da linha de base seriam então proporcionais à eletricidade alimentada na rede durante toda a vida útil do projeto. As emissões de linha de base em razão do deslocamento de eletricidade são calculadas multiplicando o fator de emissão de eletricidade da linha de base ($EF_{CM,2001-2003}$) pela geração de eletricidade da atividade de projeto.

$$BE_y = EF_y \times EG_y \quad \text{Equação 20}$$

Assim, para o primeiro período de crédito, as emissões da linha de base (BE_y em tCO_2e) serão calculadas como a seguir:

$$BE_y = 0,282 \times EG_y \quad \text{Equação 21}$$



E.5. A diferença entre E.4 e E.3 que representa as reduções de emissão da atividade de projeto

A redução de emissão pela atividade de projeto (ER_y , em tCO₂e) durante um determinado ano (y) é a diferença entre as emissões da linha de base (BE_y), as emissões do projeto (PE_y) e as emissões devido a fugas (L_y), como a seguir:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y = 0,2783 \times EG_y - 0 - 0 \quad \text{Equação 22}$$

E.6. Tabela com os valores obtidos com a aplicação das fórmulas acima

A implementação total do projeto TSACP interligado à rede elétrica interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira evitará uma média anual estimada de emissões de cerca de 23.083 tCO₂e e uma redução total de cerca de 161.583 tCO₂e durante o primeiro período de crédito de 7 anos (até e inclusive 2007, veja a Tabela 7).

| Anos | Estimativa das reduções estimadas da atividade de projeto (toneladas de CO ₂ e) | Estimativa das reduções de emissão da linha de base (toneladas de CO ₂ e) | Estimativa de fuga (toneladas de CO ₂ e) | Estimativas das reduções de emissão (tonnes of CO ₂ e) |
|-------------------------------------|--|--|---|---|
| Ano 1 - (2003) | 0,0 | 22.535 | 0,0 | 22.535 |
| Ano 2 - (2004) | 0,0 | 23.693 | 0,0 | 23.693 |
| Ano 3 - (2005) | 0,0 | 23.071 | 0,0 | 23.071 |
| Ano 4 - (2006) | 0,0 | 23.071 | 0,0 | 23.071 |
| Ano 5 - (2007) | 0,0 | 23.071 | 0,0 | 23.071 |
| Ano 6 - (2008) | 0,0 | 23.071 | 0,0 | 23.071 |
| Ano 7 - (2009) | 0,0 | 23.071 | 0,0 | 23.071 |
| Total (t de CO₂e) | 0,0 | 161.583 | 0,0 | 161.583 |

Tabela 7 – Reduções de emissão estimadas anuais do Projeto



SEÇÃO F. Impactos ambientais

F.1. Documentação da análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite

A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando a uma necessidade de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo em legislação e política governamental. No Brasil, a situação não é diferente. As políticas de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Como o projeto TSACP é a expansão de uma central com base em eficiência energética, é possível usar o procedimento rápido ("fast-track") para obtenção das licenças (Preparação de um RAP - Relatório Ambiental Preliminar). O processo foi concluído e um relatório contendo uma investigação dos seguintes aspectos foi produzido:

- Utilização de recursos
- Legislação a ser observada
- Impactos no clima e na qualidade do ar
- Impactos geológicos e no solo
- Impactos hidrológicos (água subterrânea e de superfície)
- Impactos na flora e na vida animal
- Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.)
- Comentários das partes interessadas locais
- Medidas mitigadoras
- Plano de monitoramento

No Brasil, o patrocinador de um projeto que envolve construção, instalação, expansão ou operação, mesmo sem qualquer impacto ambiental significativo, precisa obter novas licenças (consulte a Resolução 42 de 29 de dezembro de 1994 do CONSEMA da Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo). As licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras são (Resolução CONAMA nº 237/97):

- A licença preliminar (*Licença Prévia ou LP*),
- A licença de construção (*Licença de Instalação ou LI*) e
- A licença de operação (*Licença de Operação ou LO*).

A *Termoelétrica Santa Adélia* tem a autorização emitida pela ANEEL para operar como uma produtora de energia independente (*Resolução ANEEL nº 606 de 21 de dezembro de 2002*). Além disso, a central tem as seguintes licenças emitidas pela CETESB (www.cetesb.sp.gov.br), a agência ambiental do estado de *São Paulo*.

Licença de Construção – nº 00254 emitida em 11/12/2002 (Figura 17 e Figura 18).

A central atendeu a todas as solicitações feitas pela CETESB e já solicitou a Licença de Operação no início de 2004. Esta solicitação está em análise no processo número 04004054, na CETESB.

F.2. Se os impactos ambientais forem considerados significativos pelos participantes do projeto ou pela parte anfitriã, forneça as conclusões e todas as referências para a documentação de suporte de uma avaliação de impacto ambiental realizada de acordo com os procedimentos exigidos pela parte anfitriã



A crescente preocupação global com o uso sustentável de recursos está levando à exigência de práticas mais sensíveis de gerenciamento ambiental. Cada vez mais, isso está se refletindo em legislação e políticas governamentais. No Brasil, a situação não é diferente; as políticas de processos de licenciamento e as regras ambientais são muito exigentes, de acordo com as melhores práticas internacionais.

Após a avaliação do relatório ambiental preliminar pela autoridade ambiental estadual, foram feitas algumas pequenas exigências para a emissão das licenças. Os patrocinadores do projeto estão atendendo a todas as exigências. Em resumo, o impacto ambiental da atividade do projeto não é considerado significativo e nenhuma avaliação completa de impacto ambiental foi exigida.



SEÇÃO G. Comentários das partes interessadas

G.1. Breve descrição de como os comentários das partes interessadas locais foram solicitados e compilados

A discussão pública com as partes interessadas locais é obrigatória para a obtenção das licenças ambientais de construção e operação e, depois de o projeto já ter recebido essas licenças, conseqüentemente o projeto passou pelo processo de comentários das partes interessadas. A legislação também exige o anúncio da emissão das licenças (LP, LI e LO) no *Diário Oficial do Estado de São Paulo* e no jornal regional para que o processo seja público e para permitir a opinião e as informações do público.

Representantes dos município de Jaboticabal, onde a instalação está localizada, participaram do processo de audiência pública.

Além da discussão pública para obter as licenças ambientais, o projeto solicitou comentários das partes interessadas locais sobre o Projeto de MDL de Co-Geração da Termoelétrica Santa Adélia. Diversas organizações e entidades foram convidadas para fazer comentários sobre o projeto:

- Jaboticabal, Prefeitura
- Câmara de Vereadores de Jaboticabal.
- CETESB – Agência ambiental do estado de São Paulo.
- Departamento de Meio Ambiente de Jaboticabal
- ABEPOLAR – Associação Brasileira de Ecologia e de Prevenção à Poluição das Águas e do Ar.
- Procurador Público do Estado de São Paulo

Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

G.2. Resumo dos comentários recebidos

A Termoelétrica Santa Adélia não recebeu nenhum comentário sobre o projeto

G.3. Relatório sobre como quaisquer comentários recebidos foram devidamente considerados

Nenhum comentário foi recebido. O projeto foi desenvolvido conforme planejado e seguindo as solicitações feitas pela CETESB, a agência ambiental.



Anexo 1

INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO

Proponente do projeto: Termoelétrica Santa Adélia Ltda

| | |
|---------------------|--|
| Organização: | Termoelétrica Santa Adélia Ltda |
| Rua / Caixa Postal: | Rodovia SP 326 – Km 332 |
| Cidade: | Jaboticabal |
| Estado/Região: | São Paulo |
| CEP: | 14870-970 |
| País: | BRASIL |
| Telefone: | +55 (16) 3209-2001 |
| FAX: | +55 (16) 3209-2099 |
| URL: | |
| Cargo: | Diretor |
| Tratamento: | Sr. |
| Sobrenome: | Bellodi |
| Nome: | Norberto |
| Departamento: | Financeiro |
| Email pessoal: | nbellodi@usinasantaadelia.com.br |



Anexo 2
INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.



Anexo 3
INFORMAÇÕES DA LINHA DE BASE

| Termoelétrica Santa Adélia | | | | |
|----------------------------|---------------------------------|----------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Anos | Capacidade Total Instalada (MW) | Consumo Interno (MW) | Capacidade para exportação(MW) | Eletricidade para a rede (MWh) |
| Ano 0_2002 | 8,00 | 8,00 | 0,00 | 0 |
| Ano 1_2003 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 80.972 |
| Ano 2_2004 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 85.134 |
| Ano 3_2005 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 82.900 |
| Ano 4_2006 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 82.900 |
| Ano 5_2007 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 82.900 |
| Ano 6_2008 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 82.900 |
| Ano 7_2009 | 42,00 | 22,00 | 20,00 | 82.900 |

Table 8 – TSACP – Evolução da geração de eletricidade

O sistema elétrico brasileiro (figura 13) tem sido historicamente dividido em dois subsistemas: norte/nordeste (n/ne) e sul/sudeste/centro-oeste (s/se/co). Isso se deve principalmente à evolução histórica do sistema físico, que foi naturalmente desenvolvido perto dos maiores centros consumidores do país.

A evolução natural dos dois sistemas mostra cada vez mais que haverá uma integração no futuro. Em 1998, o governo brasileiro divulgava o primeiro ramal da linha de interligação entre o s/se/co e o n/ne. Com investimentos da ordem de US\$ 700 milhões, a interligação tinha como principal finalidade, do ponto de vista do governo, pelo menos, ajudar a solucionar desequilíbrios energéticos no país: a região s/se/co poderia alimentar a região n/ne, caso fosse necessário e vice-versa.

Não obstante, mesmo após a interligação ter sido estabelecida, artigos técnicos ainda dividiam o sistema brasileiro em dois (Bosi, 2000):

“... onde o sistema elétrico brasileiro é dividido em três subsistemas separados:

- i) O Sistema Interligado sul/sudeste/ centro-oeste;
- ii) O Sistema Interligado norte/nordeste; e
- iii) Os Sistemas Isolados (que representam 300 localidades eletricamente isoladas dos sistemas interligados)”

Além disso, Bosi (2000) fornece uma argumentação forte a favor de se ter as chamadas *linhas de base para múltiplos projetos*:

“Para países extensos com diferentes circunstâncias dentro das suas fronteiras e diferentes redes elétricas baseadas nessas regiões diferentes, linhas de base multiprojeto no setor elétrico podem precisar ser desagregadas abaixo do nível do país para prover uma representação confiável 'do que teria ocorrido de outra forma'”.

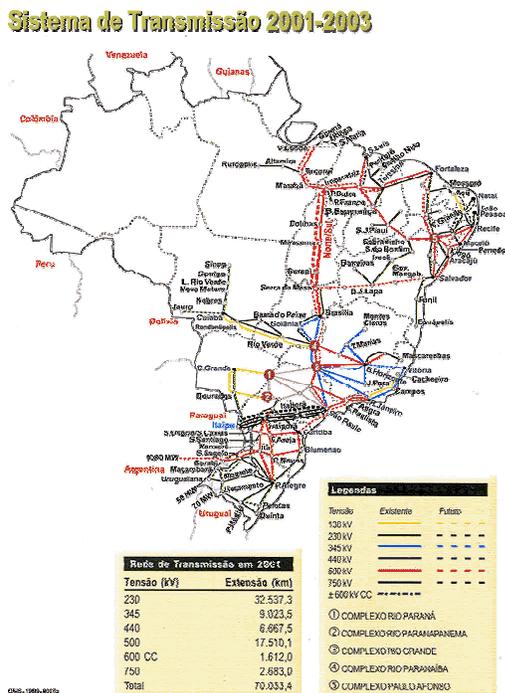


Figura 13 - Sistema Brasileiro Interligado (Fonte: ONS)

Por fim, tem que ser levado em consideração que mesmo que os sistemas atualmente estejam interligados, o fluxo de energia entre o n/ne e o s/se/co é severamente limitado pela capacidade das linhas de transmissão. Portanto, somente uma fração da energia total gerada nos dois subsistemas é enviada de um lado para outro. É natural que essa fração possa mudar sua direção e magnitude (até atingir a capacidade da linha de transmissão) dependendo dos padrões hidrológicos, do clima e de outros fatores não controlados. Mas ela não deve representar uma quantidade significativa da demanda de eletricidade de cada subsistema. Deve-se também considerar que apenas em 2004 a interligação entre o sudeste e o nordeste foi concluída, isto é, se proponentes de projeto forem coerentes com o banco de dados de geração de que dispõem a contar do momento da apresentação de DCP para validação, uma situação em que o fluxo de eletricidade entre os subsistemas era até mesmo mais restrito deve ser considerada.

Hoje em dia, o sistema elétrico brasileiro compreende cerca de 91,3 GW de capacidade instalada, com um total de 1.420 empreendimentos de geração de eletricidade. Desses, aproximadamente 70% são hidrelétricas, cerca de 10% são centrais de geração a gás natural, 5,3% são plantas a óleo combustível e diesel, 3,1% são fontes de biomassa (bagaço de cana-de-açúcar, licor negro, madeira, palha de arroz e biogás), 2% são plantas nucleares, 1,4% são plantas a carvão mineral, e existem também 8,1 GW de capacidade instalada nos países vizinhos (Argentina, Uruguai, Venezuela e Paraguai) que podem despachar eletricidade para a rede brasileira. (<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>). Na verdade, esta última capacidade compreende principalmente 6,3 GW da parte paraguaia da *Itaipu Binacional*, central hidrelétrica operada conjuntamente pelo Brasil e Paraguai, mas cuja energia é enviada quase que totalmente para a rede brasileira.



As metodologias AM0015 e ACM0002 aprovadas requerem que os proponentes de projeto respondam por todas as fontes de geração que servem o sistema”. Desta forma, ao aplicar uma destas metodologias, os proponentes de projeto no Brasil deverão buscar por, e pesquisar, todas as centrais que servem o sistema brasileiro.

Na verdade, as informações sobre essas fontes de geração não estão disponíveis para o público no Brasil. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), argumenta que as informações sobre despacho são estratégicas para os agentes do setor elétrico e, portanto, não podem ser disponibilizadas. Por outro lado, a ANEEL, a agência de energia elétrica, fornece informações sobre a capacidade de energia elétrica e outros assuntos legais do setor elétrico, mas nenhuma informação de despacho pode ser obtida por intermédio dessa entidade.

Nesse aspecto, os proponentes de projetos procuraram por uma solução plausível para poderem calcular o fator de emissão no Brasil da forma mais exata. Como, afinal, os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS, para que os participantes pudessem saber com que grau de detalhe as informações poderiam ser fornecidas. Após vários meses de diálogo, as informações diárias de despacho das plantas foram disponibilizadas para os anos de 2002, 2003 e 2004.

Os proponentes de projetos, discutindo a viabilidade do uso desses dados, concluíram que eram as informações mais adequadas a serem consideradas na determinação do fator de emissão para a rede brasileira. De acordo com a ANEEL, na verdade, as plantas centralizadas/despachadas do ONS responderam por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalado no Brasil até a mesma data ([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)), que inclui a capacidade disponível em países vizinhos para exportar ao Brasil e plantas de emergência, que somente são despachadas durante períodos de restrições elétricas no sistema. Portanto, muito embora o cálculo do fator de emissão seja efetuado sem considerar todas as fontes geradores que atendem ao sistema, cerca de 76,5% da capacidade instalada que serve o Brasil são levadas em conta, o que é um valor justo, se olharmos para a dificuldade em obter informações sobre despacho no Brasil. Além disso, as demais 23,6% são plantas que não têm seu despacho coordenado pelo ONS, portanto: ou operam com base nos contratos de compra e venda de energia elétrica que não se encontram sob o controle da autoridade de despacho; ou estão localizadas em sistemas não interligados aos quais o ONS não tem acesso. Assim, essa parte não deve ser afetada pelos projetos de MDL, e esse é outro motivo para não as considerar ao determinar o fator de emissão.

Em uma tentativa para incluir todas as fontes geradoras, desenvolvedores de projeto consideraram a opção de pesquisar dados disponíveis porém não oficiais para suprir a lacuna existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia, desenvolvido durante a realização do estudo de Bosi *et al.* (2002). Ao fundir dados do ONS com dados da AIE em uma planilha eletrônica, os proponentes de projeto têm conseguido considerar todas as fontes geradoras interligadas às redes pertinentes, visando determinar o fator de emissão. Descobriu-se que o fator de emissão calculado era mais conservador, ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 9).



| Ano | EF _{OM} não de baixo custo/inflexível [tCO ₂ /MWh] | | EF _{BM} [tCO ₂ /MWh] | |
|-------------|---|--------------|---|--------------|
| | A priori | A posteriori | A priori | A posteriori |
| 2001 a 2003 | 0,719 | 0,950 | 0,569 | 0,096 |

Tabela 9 – Fatores de emissão da margem de operação e de construção a priori e a posteriori (ONS-ADO, 2004; Bosi *et al.*, 2002)

Portanto, considerando todo o fundamento lógico explicado, desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados, considerando apenas as informações do ONS, pois este foi capaz de focar devidamente a questão de determinar o fator de emissão e de o fazer da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho horários agregados obtidos do ONS foram utilizados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração a um baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração por centrais térmicas movidas a combustível fóssil, esta determinada através de dados de despacho diários fornecidos pelo ONS. Todas essas informações têm sido fornecidas aos validadores, e amplamente discutidas com eles, de forma a esclarecer plenamente todos os pontos. As figuras abaixo mostram as curvas de duração de carga para os três anos considerados, bem como o fator lambda calculado.

| Fatores de emissão para o sistema interligado Sul-Sudeste-Centro-oeste | | | | |
|--|--|---|-------------------|-------------------|
| Linha de base (incluindo importação) | EF _{OM} [tCO ₂ /MWh] | Carga [MWh] | LCMR [GWh] | Importações [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, simples-ajustada} [tCO ₂ /MWh] | | EF _{BM 2004} | Lambda | |
| 0,4310 | | 0,1256 | λ ₂₀₀₂ | |
| Pesos alternativos | | Pesos padrão | | 0,5053 |
| W _{OM} = 0,75 | | W _{BM} = 0,5 | | λ ₂₀₀₃ |
| W _{BM} = 0,25 | | W _{BM} = 0,5 | | 0,5312 |
| EF _{CM} [tCO ₂ /MWh] | | Padrão EF _{OM} [tCO ₂ /MWh] | | λ ₂₀₀₄ |
| 0,3547 | | 0,2783 | | 0,5041 |

Tabela 10 – Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira (fator da margem de operação simples ajustada)

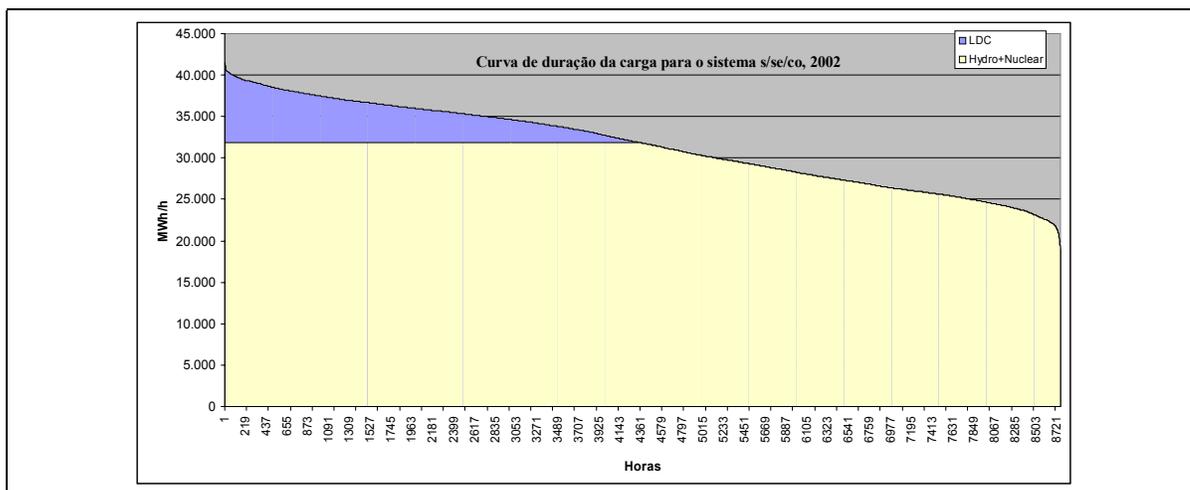


Figura 14: Curva de duração da carga s/se/co, 2002 (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico)

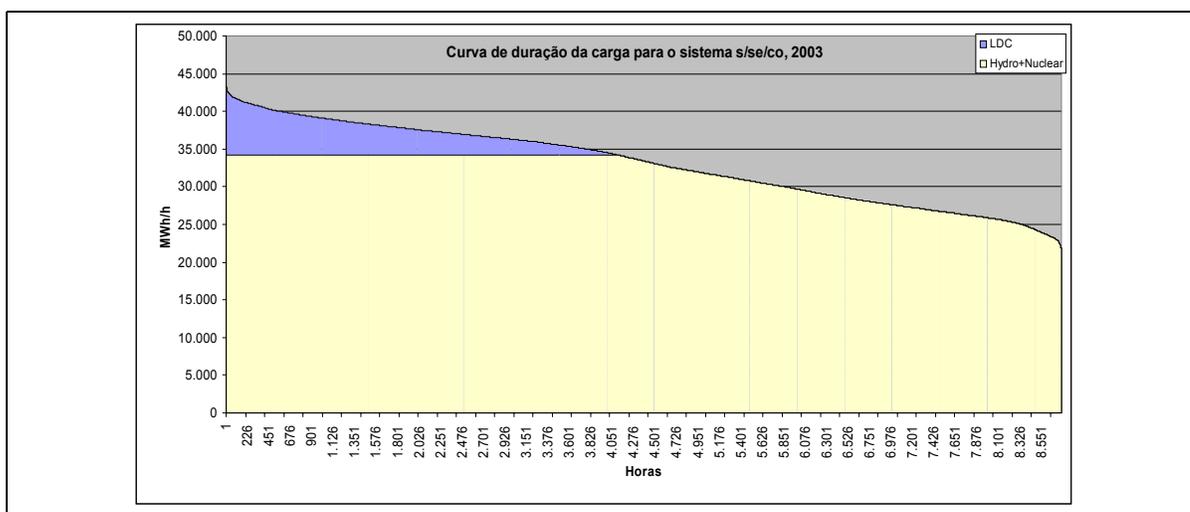


Figura 15: Curva de duração da carga s/se/co, 2003 (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico)

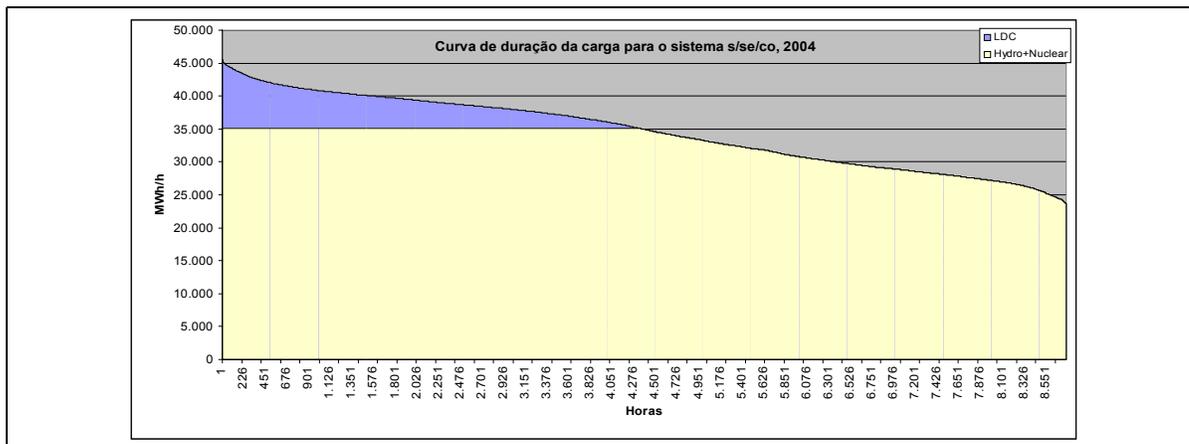


Figura 16: Curva de duração da carga s/se/co, 2004 (fonte: ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico)



FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(DCP de MDL) - Versão 02



MDL – Conselho Executivo

página 54

| | Subsistema* | Fonte de combustível** | Planta de energia | Início da Operação [2, 4, 5] | Capacidade Instalada (MW) [1] | Eficiência da conversão de combustível(%) [2] | Fator de emissão de carbono(C/TJ) [3] | Fração do carbono oxidado[3] | Fator de emissão (tCO2/MWh) |
|----|-------------|------------------------|-------------------------------|------------------------------|-------------------------------|---|---------------------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| 1 | S-SE-CO | H | Jauru | Sep-2003 | 121,5 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 2 | S-SE-CO | H | Gauporé | Sep-2003 | 120,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 3 | S-SE-CO | G | Três Lagoas | Aug-2003 | 306,0 | 0,3 | 15,3 | 99,5% | 0,670 |
| 4 | S-SE-CO | H | Funil (MG) | Jan-2003 | 180,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 5 | S-SE-CO | H | Itiquira I | Sep-2002 | 156,1 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 6 | S-SE-CO | G | Araucária | Sep-2002 | 484,5 | 0,3 | 15,3 | 99,5% | 0,670 |
| 7 | S-SE-CO | G | Canoas | Sep-2002 | 160,6 | 0,3 | 15,3 | 99,5% | 0,670 |
| 8 | S-SE-CO | H | Pirajú | Sep-2002 | 81,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 9 | S-SE-CO | G | Nova Piratininga | Jun-2002 | 384,9 | 0,3 | 15,3 | 99,5% | 0,670 |
| 10 | S-SE-CO | G | PCT CGTEE | Jun-2002 | 5,0 | 0,3 | 20,7 | 99,0% | 0,902 |
| 11 | S-SE-CO | H | Rosal | Jun-2002 | 55,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 12 | S-SE-CO | G | Ibitiré | May-2002 | 226,0 | 0,3 | 15,3 | 99,5% | 0,670 |
| 13 | S-SE-CO | H | Cana Brava | May-2002 | 465,9 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 14 | S-SE-CO | H | Sta. Clara | Jan-2002 | 60,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 15 | S-SE-CO | H | Machadinho | Jan-2002 | 1.140,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 16 | S-SE-CO | G | Juiz de Fora | Nov-2001 | 87,0 | 0,28 | 15,3 | 99,5% | 0,718 |
| 17 | S-SE-CO | G | Macaé Merchant | Nov-2001 | 922,6 | 0,24 | 15,3 | 99,5% | 0,837 |
| 18 | S-SE-CO | H | Lajeado (ANEEL res. 402/2001) | Nov-2001 | 902,5 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 19 | S-SE-CO | G | Eletróbot | Oct-2001 | 379,0 | 0,24 | 15,3 | 99,5% | 0,837 |
| 20 | S-SE-CO | H | Porto Estrela | Sep-2001 | 112,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 21 | S-SE-CO | G | Cuiabá (Mario Covas) | Aug-2001 | 529,2 | 0,3 | 15,3 | 99,5% | 0,670 |
| 22 | S-SE-CO | G | W. Arjona | Jan-2001 | 194,0 | 0,25 | 15,3 | 99,5% | 0,804 |
| 23 | S-SE-CO | G | Uruguaiana | Jan-2000 | 639,9 | 0,45 | 15,3 | 99,5% | 0,447 |
| 24 | S-SE-CO | H | S. Cavilhas | Jan-1999 | 1.240,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 25 | S-SE-CO | H | Canoas I | Jan-1999 | 62,5 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 26 | S-SE-CO | H | Canoas II | Jan-1999 | 72,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 27 | S-SE-CO | H | Igarapava | Jan-1999 | 210,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 28 | S-SE-CO | H | Porto Primavera | Jan-1999 | 1.540,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 29 | S-SE-CO | D | Cuiabá (Mario Covas) | Oct-1998 | 529,2 | 0,27 | 20,2 | 99,0% | 0,978 |
| 30 | S-SE-CO | H | Sobragi | Sep-1998 | 60,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 31 | S-SE-CO | H | PCH EMAE | Jan-1998 | 26,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 32 | S-SE-CO | H | PCH CEEE | Jan-1998 | 25,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 33 | S-SE-CO | H | PCH ENERSUL | Jan-1998 | 43,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 34 | S-SE-CO | H | PCH CEB | Jan-1998 | 15,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 35 | S-SE-CO | H | PCH ESCELSA | Jan-1998 | 62,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 36 | S-SE-CO | H | PCH CELESC | Jan-1998 | 50,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 37 | S-SE-CO | H | PCH CEMAT | Jan-1998 | 145,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 38 | S-SE-CO | H | PCH CELG | Jan-1998 | 15,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 39 | S-SE-CO | H | PCH CERJ | Jan-1998 | 59,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 40 | S-SE-CO | H | PCH COPPEL | Jan-1998 | 70,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 41 | S-SE-CO | H | PCH CEMIG | Jan-1998 | 64,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 42 | S-SE-CO | H | PCH CPFL | Jan-1998 | 55,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 43 | S-SE-CO | H | S. Mesa | Jan-1998 | 1.275,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 44 | S-SE-CO | H | PCH EPAULO | Jan-1998 | 26,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 45 | S-SE-CO | H | Guilmar Amorim | Jan-1997 | 140,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 46 | S-SE-CO | H | Corumbá | Jan-1997 | 375,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 47 | S-SE-CO | H | Miranda | Jan-1997 | 408,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 48 | S-SE-CO | H | Noav Ponte | Jan-1994 | 510,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 49 | S-SE-CO | H | Segredo (Gov. Ney Braga) | Jan-1992 | 1.260,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 50 | S-SE-CO | H | Taquaruçu | Jan-1989 | 554,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 51 | S-SE-CO | H | Manso | Jan-1988 | 210,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 52 | S-SE-CO | H | D. Francisca | Jan-1987 | 125,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 53 | S-SE-CO | H | Itá | Jan-1987 | 1.450,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 54 | S-SE-CO | H | Rosana | Jan-1987 | 369,2 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 55 | S-SE-CO | N | Angra | Jan-1985 | 1.874,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 56 | S-SE-CO | H | T. Imbaías | Jan-1985 | 907,5 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 57 | S-SE-CO | H | Itaipu 60 Hz | Jan-1983 | 6.300,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 58 | S-SE-CO | H | Itaipu 50 Hz | Jan-1983 | 5.375,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 59 | S-SE-CO | H | Emborcação | Jan-1982 | 1.192,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 60 | S-SE-CO | H | Nova Avanhandava | Jan-1982 | 347,4 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 61 | S-SE-CO | H | Gov. Bento Munhoz - GBM | Jan-1980 | 1.676,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |

* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste-Centro-Oeste
 ** Fonte de combustível (C, bituminoso carvão; D, óleo diesel; G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).
 [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de 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 and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 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 de Jan. 1, 2001 a Dez.31, 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).

Tabela 11 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 1



**FORMULÁRIO DO DOCUMENTO DE CONCEPÇÃO DO PROJETO
(DCP de MDL) - Versão 02**



MDL – Conselho Executivo

página 55

| | Subsistema* | Fonte de combustível** | Planta de energia | Início da Operação [2, 4, 5] | Capacidade Instalada (MW) [1] | Eficiência da conversão de combustível(%) [2] | Fator de emissão de carbono(tC/TJ) [3] | Fração do carbono oxidado[3] | Fator de emissão (tCO2/MWh) |
|-----|-------------|------------------------|---------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|---|--|------------------------------|-----------------------------|
| 62 | S-SE-CO | H | S Santiago | Jan-1980 | 1.420,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 63 | S-SE-CO | H | Itumbiara | Jan-1980 | 2.280,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 64 | S-SE-CO | O | Igarapé | Jan-1978 | 131,0 | 0,3 | 20,7 | 99,0% | 0,902 |
| 65 | S-SE-CO | H | Itauba | Jan-1978 | 512,4 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 66 | S-SE-CO | H | A. Vermelha (Jose E. Moraes) | Jan-1978 | 1.396,2 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 67 | S-SE-CO | H | S. Simão | Jan-1978 | 1.710,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 68 | S-SE-CO | H | Capivara | Jan-1977 | 640,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 69 | S-SE-CO | H | S. Osório | Jan-1975 | 1.078,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 70 | S-SE-CO | H | Marimbondo | Jan-1975 | 1.440,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 71 | S-SE-CO | H | Promissão | Jan-1975 | 264,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 72 | S-SE-CO | C | Pres. Medici | Jan-1974 | 446,0 | 0,26 | 26,0 | 98,0% | 1,294 |
| 73 | S-SE-CO | H | Volta Grande | Jan-1974 | 380,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 74 | S-SE-CO | H | Porto Colombia | Jan-1973 | 320,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 75 | S-SE-CO | H | Passo Fundo | Jan-1973 | 220,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 76 | S-SE-CO | H | Passo Real | Jan-1973 | 159,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 77 | S-SE-CO | H | Ilha Solteira | Jan-1973 | 3.444,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 78 | S-SE-CO | H | Mascarenhas | Jan-1973 | 131,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 79 | S-SE-CO | H | Gov. Parigot de Souza - GPS | Jan-1971 | 252,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 80 | S-SE-CO | H | Charantes | Jan-1971 | 414,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 81 | S-SE-CO | H | Jaquara | Jan-1971 | 424,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 82 | S-SE-CO | H | Sá Carvalho | Apr-1970 | 78,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 83 | S-SE-CO | H | Estreito (Luiz Carlos Barreto) | Jan-1969 | 1.050,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 84 | S-SE-CO | H | Ibitinga | Jan-1969 | 131,5 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 85 | S-SE-CO | H | Jupiá | Jan-1969 | 1.551,2 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 86 | S-SE-CO | O | Alegrete | Jan-1968 | 66,0 | 0,26 | 20,7 | 99,0% | 1,040 |
| 87 | S-SE-CO | G | Campos (Roberto Silveira) | Jan-1968 | 30,0 | 0,24 | 15,3 | 99,5% | 0,837 |
| 88 | S-SE-CO | G | Santa Cruz (RJ) | Jan-1968 | 766,0 | 0,31 | 15,3 | 99,5% | 0,648 |
| 89 | S-SE-CO | H | Parabuna | Jan-1968 | 85,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 90 | S-SE-CO | H | Limoeiro (Armando Salles de Oliveira) | Jan-1967 | 32,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 91 | S-SE-CO | H | Caconde | Jan-1966 | 80,4 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 92 | S-SE-CO | C | J. Lacerda C | Jan-1966 | 363,0 | 0,25 | 26,0 | 98,0% | 1,345 |
| 93 | S-SE-CO | C | J. Lacerda B | Jan-1966 | 262,0 | 0,21 | 26,0 | 98,0% | 1,602 |
| 94 | S-SE-CO | C | J. Lacerda A | Jan-1966 | 232,0 | 0,18 | 26,0 | 98,0% | 1,869 |
| 95 | S-SE-CO | H | Beniir (Alvaro de Souza Lima) | Jan-1966 | 143,1 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 96 | S-SE-CO | H | Fumil (RJ) | Jan-1966 | 216,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 97 | S-SE-CO | C | Figueira | Jan-1963 | 20,0 | 0,3 | 26,0 | 98,0% | 1,121 |
| 98 | S-SE-CO | H | Furnas | Jan-1963 | 1.216,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 99 | S-SE-CO | H | Barra Bonita | Jan-1963 | 140,8 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 100 | S-SE-CO | C | Chargueadas | Jan-1962 | 72,0 | 0,23 | 26,0 | 98,0% | 1,462 |
| 101 | S-SE-CO | H | Jurumirim (Armando A. Laydner) | Jan-1962 | 97,7 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 102 | S-SE-CO | H | Jacui | Jan-1962 | 180,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 103 | S-SE-CO | H | Pereira Passos | Jan-1962 | 99,1 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 104 | S-SE-CO | H | Tres Marias | Jan-1962 | 396,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 105 | S-SE-CO | H | Euclides da Cunha | Jan-1960 | 108,8 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 106 | S-SE-CO | H | Camargos | Jan-1960 | 46,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 107 | S-SE-CO | H | Santa Branca | Jan-1960 | 56,1 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 108 | S-SE-CO | H | Cachoeira Dourada | Jan-1959 | 658,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 109 | S-SE-CO | H | Salto Grande (Lucas N. Garcez) | Jan-1958 | 70,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 110 | S-SE-CO | H | Salto Grande (MG) | Jan-1956 | 102,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 111 | S-SE-CO | H | Mascarenhas de Moraes (Peixoto) | Jan-1956 | 478,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 112 | S-SE-CO | H | Itutinga | Jan-1955 | 52,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 113 | S-SE-CO | C | S. Jerônimo | Jan-1954 | 20,0 | 0,26 | 26,0 | 98,0% | 1,294 |
| 114 | S-SE-CO | O | Caroba | Jan-1954 | 36,2 | 0,3 | 20,7 | 99,0% | 0,902 |
| 115 | S-SE-CO | O | Piratininga | Jan-1954 | 472,0 | 0,3 | 20,7 | 99,0% | 0,902 |
| 116 | S-SE-CO | H | Canastra | Jan-1953 | 42,5 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 117 | S-SE-CO | H | Nilo Peçanha | Jan-1953 | 378,4 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 118 | S-SE-CO | H | Fontes Nova | Jan-1940 | 130,3 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 119 | S-SE-CO | H | Henry Borden Sub. | Jan-1926 | 420,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 120 | S-SE-CO | H | Henry Borden Ext. | Jan-1926 | 469,0 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 121 | S-SE-CO | H | I. Pombos | Jan-1924 | 189,7 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| 122 | S-SE-CO | H | Jaquari | Jan-1917 | 11,8 | 1 | 0,0 | 0,0% | 0,000 |
| | | | | Total (MW) = | 64.478,6 | | | | |

* Subsistema: S - Sul, SE-CO - Sudeste -Centro-Oeste
 ** Fonte de combustível (C, bituminoso carvão, D, óleo diesel, G, gás natural; H, hidráulica; N, nuclear; O, residual fuel oil).
 [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de 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 and J.M. Lukamba. Road testing baselines for GHG mitigation projects in the electric power sector. OECD/IEA information paper, October 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 de Jan. 1, 2001 a Dez.31, 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).

Tabela 12 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

De acordo com os procedimentos definidos pela metodologia de monitoramento aprovada AM0015: “Metodologia de monitoramento para reduções de emissões de projetos de co-geração de bagaço interligados em rede”

O patrocinador do projeto irá prosseguir com as medidas necessárias para monitoramento e controle da energia. Junto com as informações produzidas pela ANEEL e pelo ONS, será possível monitorar a geração de energia do projeto e o mix energia da rede.



Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

- AM0015 (2004).** *Metodologia de linha de base aprovada 0015 – Co-geração com base em bagaço interligada a uma rede elétrica.* UNFCCC, Conselho Executivo do MDL, 22 de setembro de 2004
- ACM0002 (2004).** *Metodologia de Linha de Base Consolidada Aprovada 0002 – Metodologia Consolidada para geração de eletricidade interligada da rede de fontes renováveis.* UNFCCC, Conselho Executivo do MDL 15º Relatório de Reunião, 3 de setembro de 2004, Anexo 2.
- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* Em F. Giavazzi, I. Goldfajn e S. Herrera (orgs.), *Inflation Targeting, Debt, and the Brazilian Experience* [Metas de inflação, dívida e a experiência brasileira], 1999 a 2003. Cambridge, MA: MIT Press.
- Bosi, M., A. Laurence, P. Maldonado, R. Schaeffer, A. F. Simoes, H. Winkler and J.-M. Lukamba (2002).** Road testing baselines for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information paper.
- BNDES (2000).** O setor elétrico – Desempenho 1993/1999. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. Informe Infra-estrutura, nº 53. <http://www.bndes.gov.br/>
- CGE/CBEE (2002).** Programa de Energia Emergencial. Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial.
- Eletrobrás (1999).** Diretrizes para estudos e projetos de pequenas centrais hidrelétricas. Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Website: <http://www.elektrobras.gov.br/>
- Elliot, D. (2000).** Renewable Energy and Sustainable Futures [Energia renovável e futuros sustentáveis]. *Futures* 32 CTS Special ‘Sustainable Futures’ Issue [Publicação especial ‘Futuros Sustentáveis’], páginas 261 a 274, abril/maio de 2000
- IBGE (2004).** Banco de dados Cidades@,. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (<http://www.ibge.gov.br/>).
- Kartha, S., M. Lazarus e M. Bosi (2002).** **Practical baseline recommendations for greenhouse gas mitigation projects in the electric power sector. OCDE and IEA information Paper.**
- OCDE (2001).** **OCDE Economic Surveys: Brasil. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França.**
- OCDE (2004).** Environmental Outlook [Panorama Ambiental]. Organization for Economic Cooperation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico]. Website: <http://www.oecd.org/env/>



- OCDE (2005). Estudo econômico do Brasil da OCDE 2005: Normas do setor elétrico. Organization for Economic Co-Operation and Development [Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico], Paris, França**
- ONS (2004).** De olho na energia: Histórico da energia, carga própria de energia 1999-2003. Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- ONS-ADO (2004).** Acompanhamento Diário da Operação do Sistema Interligado Nacional. ONS-CNOS, Centro Nacional de Operação do Sistema. Relatórios diários sobre todo o sistema elétrico interligado de 1º de janeiro de 2001 a 31 de dezembro de 2003. Website: <http://www.ons.gov.br/>
- Pinto Júnior, H. (2003).** Les problèmes des réformes structurelles et institutionnelles inachevées: le cas de l'industrie électrique au Brésil. *Révue de l'Energie* **544**, 103-111.
- Schaeffer, R., J. Logan, A. S. Szklo, W. Chandler e J. C. de Souza (2000). Electric Power Options in Brasil. Pew Center on Global Climate Change.**
- SIESE (2002).** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica: Boletim Anual. Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras S.A.) - MME (Ministério de Minas e Energia do Brasil). Website: http://www.eletrobras.gov.br/IN_Informe_SIESE/
- Tolmasquim, M.T. (2003) [Ed.]. Fontes Renováveis de Energia no Brasil.** Editora Interciência
- UNEP-LAC (2002).** Relatório Final da 7ª Reunião do Comitê Inter-Sessões do Foro dos Ministros do Meio Ambiente da América Latina e do Caribe. Programa do Meio Ambiente das Nações Unidas, Escritório Regional para a América Latina e o Caribe. 15 a 17 maio, 2002, São Paulo (Brasil).
- WCED [CMMAD] (1987).** Our Common Future [Nosso Futuro Comum]. The World Commission on Environment and Development [Comissão Mundial sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento]. Oxford University Press.