



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

CONTEÚDO

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

Anexos

- Anexo 1: Informações de contato dos participantes na atividade de 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 de Santa Terezinha – Tapejara. (Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda.)
Versão: 8.
Data (DD/MM/AAAA): 24/01/2007.

A.2. Descrição da atividade de projeto:

O objetivo principal do Projeto de Co-geração de Santa Terezinha – Tapejara é suprir a crescente demanda de energia no Brasil devido ao crescimento econômico e 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 da região do Brasil, da América Latina e do Caribe. Uma meta fundamental do projeto é o uso eficiente de recursos, especialmente recursos locais, minimizando ao mesmo tempo o impacto no meio ambiente.

O Projeto de Co-geração de Santa Terezinha – Tapejara consiste na instalação de um equipamento mais moderno que usa o bagaço de forma mais eficiente para co-gerar eletricidade (Figura 1). Por meio desta expansão, com a substituição dos equipamentos antigos, a usina de açúcar gerará um excedente de energia para venda e, ao mesmo tempo, créditos de carbono ao reduzir as emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para o desenvolvimento sustentável. Uma co-geração mais eficiente deste combustível renovável permite que a Usina Santa Terezinha - Tapejara venda um excedente de eletricidade à rede e obtenha uma vantagem competitiva.

O projeto de co-geração irá gerar energia suficiente não apenas para acionar a usina de açúcar (eliminando assim o consumo de energia da rede para a capacidade em expansão da instalação), mas também para alimentar energia excedente na rede nacional. Essa eletricidade fornecida à rede deslocará energia que o governo teria fornecido com uma forte utilização de combustíveis fósseis. Esse deslocamento de energia cria, portanto, uma redução de emissões de gases de efeito estufa. Este projeto também cria benefícios sociais e econômicos que constituem uma contribuição real para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Este projeto de energia renovável pertence à Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda., uma destilaria com base em cana-de-açúcar fundada originalmente em 1964. Nos anos 80, a Santa Terezinha adquiriu a COVAPI – Cooperativa Agrícola dos Produtores de Cana do Vale do Pirapó Ltda., no município de Paranacity, que começou a operar com o nome de Destilaria de Álcool São José S.A., e a COTAL - Cooperativa Agrícola dos Produtores de Cana de Tapejara Ltda., que começou a operar com o nome de Destilaria Julina S.A. Em 1994, a Santa Terezinha também adquiriu a COPICAR – Cooperativa Agroindustrial dos Produtores de Cana de Icaraíma Ltda., que começou a operar como Usina de Álcool e Açúcar Ivaté S.A., localizada no município de Ivaté, no noroeste do Paraná. Atualmente, o Grupo Santa Terezinha tem 4 unidades de produção nas cidades: Ivaté, Maringá, Paranacity e Tapejara. Durante a última estação de safra de 2004/2005, o Grupo Santa Terezinha (todas as unidades) processou cerca de 6.404.370 toneladas de cana-de-açúcar e produziu 127.407 m³ de álcool e 688.160 toneladas de açúcar.

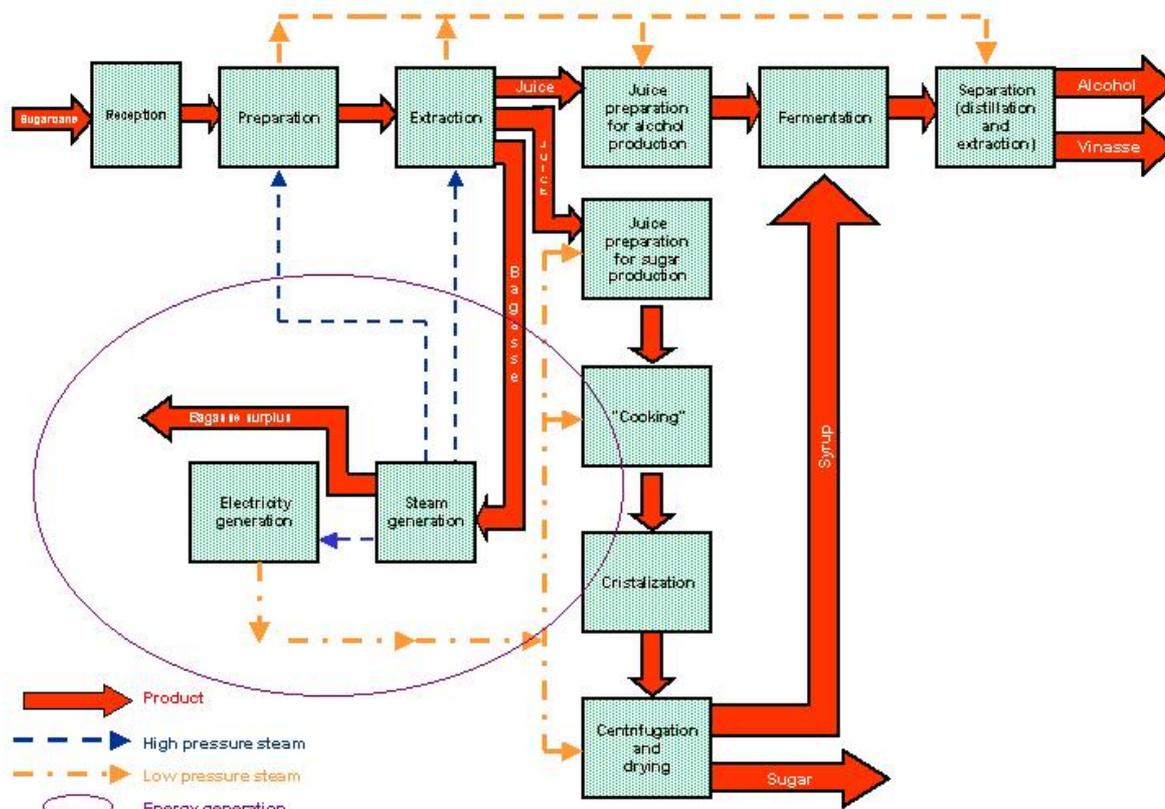


Figura 14 - Fluxograma da geração de eletricidade dentro de uma produção de açúcar e álcool (Fonte: Codistil)

O governo brasileiro tem feito esforços para reduzir a dependência do país em relação aos combustíveis fósseis. A lei nº 10.438, promulgada em abril de 2002, criou o Proinfa - *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 maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás - *Centrais Elétricas Brasileiras S/A* para atuar como principal offtaker de energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos de compra e venda de energia elétrica (“CCVEs”) de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. A Santa Terezinha - Tapejara solicitou a entrada no Proinfa e foi selecionada.

A criação do Proinfa indica que, sem apoio específico, as fontes renováveis e os pequenos projetos dificilmente seriam implementados de outra forma. O projeto pode ser visto como um exemplo de uma solução para a crise de eletricidade brasileira de 2001 pelo setor privado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável do país. O Projeto de Co-geração de Santa Terezinha vem comprovar que, com a comercialização de RCEs, é viável desenvolver um projeto de geração no Brasil. Isso terá um efeito positivo para o país além das evidentes reduções de GEE.

As receitas obtidas com a venda das RCEs também ajudarão a Usina de Açúcar Santa Terezinha, a proprietária do projeto, a continuar a apoiar a comunidade. A Usina Santa Terezinha possui uma forte responsabilidade social evidenciada em diversas iniciativas concentradas em três projetos: *capital humano*, com programas e treinamento para seus funcionários, *construção de casas populares*, apoiando



a construção de conjuntos habitacionais, e *plano de participação dos funcionários nos resultados da empresa*. A Santa Terezinha também contribui com patrocínio em esportes, apoiando vários grupos, como a Associação Maringaense de Basquete e a Associação Maringaense de Tênis de Mesa, e oferece assistência médica, seguro e transporte a seus funcionários. Essa distribuição de receitas e os esforços sociais devem ser acrescidos aos benefícios ambientais quando se avalia a contribuição desta atividade de projeto para o desenvolvimento sustentável. Além dos benefícios sociais mencionados acima, a Usina Santa Terezinha está trabalhando em projetos ambientais, como avaliações regulares da qualidade da água, controle de erosão, reposição de área vegetal com espécies nativas, preservação de áreas de reserva ecológica e participação no *Plano Estratégico Sócio Ambiental* do Estado do Paraná.



Figura 2: Vista da unidade de Tapejara - Usina Santa Terezinha

A.3. Participantes do projeto:

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

Nome da parte envolvida (*) ((anfitrião) indica uma Parte anfitriã)	Entidade(s) privada(s) e/ou pública(s) participante(s) do projeto (*) (se for o caso)	Indique se a Parte envolvida deseja ser considerada participante do projeto (Sim/Não)
Brasil (anfitrião)	Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda. (Entidade privada)	Não
	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda. (Entidade privada)	

(*) De acordo com as modalidades e procedimentos de MDL, no momento em que o DCP de MDL fica disponível para o público, no estágio de validação, uma parte envolvida pode ou não ter fornecido sua aprovação. No momento da solicitação do registro, é exigida a aprovação da(s) parte(s) envolvida(s).



A.4. Descrição técnica da atividade de projeto:

A.4.1. Localização da atividade de projeto:

Santa Terezinha está localizada em Tapejara, no estado do Paraná, no sul do Brasil.

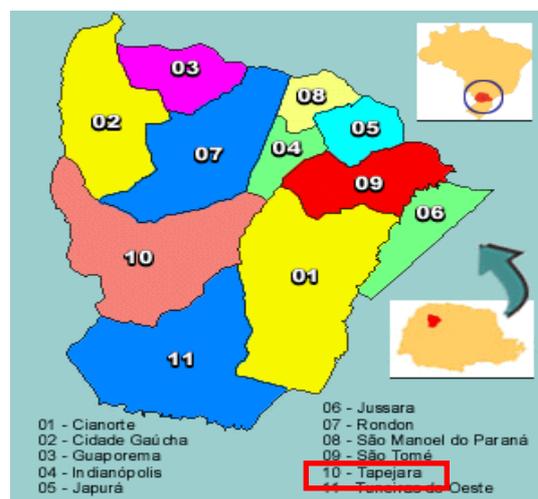


Figura 23 – Divisão política do Brasil mostrando o estado do Paraná e a cidade de Tapejara. (Fonte: www.citybrazil.com.br)

A.4.1.1. Parte(s) anfitriã(s):

Brasil.

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

Paraná.

A.4.1.3. Cidade/município/comunidade etc:

Tapejara.

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

A Usina Santa Terezinha está localizada em Tapejara, sul 20° 43' 00", oeste 52° 52' 10", no noroeste do estado do Paraná, a 549 km de Curitiba, capital do estado, Brasil. Tapejara tem 13.786 habitantes e 591 km².

O Paraná fica no sul do Brasil e sua economia se baseia na agricultura (cana-de-açúcar, milho, soja, trigo, café, mandioca), indústria e extrativismo vegetal (madeira e erva-mate). O Paraná também possui um imenso potencial hidrelétrico, especialmente devido à existência do rio Iguazu, onde há diversas centrais hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

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

Tipo: Energia e Energia elétrica.

Escopo setorial: 1 – 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 energia podem ser classificadas em uma destas três categorias: tecnologias de combustão direta, tecnologias de gaseificação e pirólise. As tecnologias de combustão direta, como a usada na Usina Santa Terezinha, se constituem, provavelmente, na opção mais largamente conhecida para geração simultânea de energia elétrica e calor a partir de biomassa. Ela envolve a oxidação da biomassa com excesso de ar em um processo que produz gases quentes usados para produzir vapor nas caldeiras. O vapor é usado para gerar eletricidade em uma turbina do ciclo Rankine. As configurações do ciclo Rankine também poderiam ser classificadas em duas: condensação e contrapressão, dependendo da proporção do vapor usado para processos industriais e do local da turbina em que o vapor é obtido. Normalmente, apenas eletricidade é produzida em um ciclo de vapor de "condensação", enquanto eletricidade e vapor são co-gerados em um ciclo de vapor de "extração".

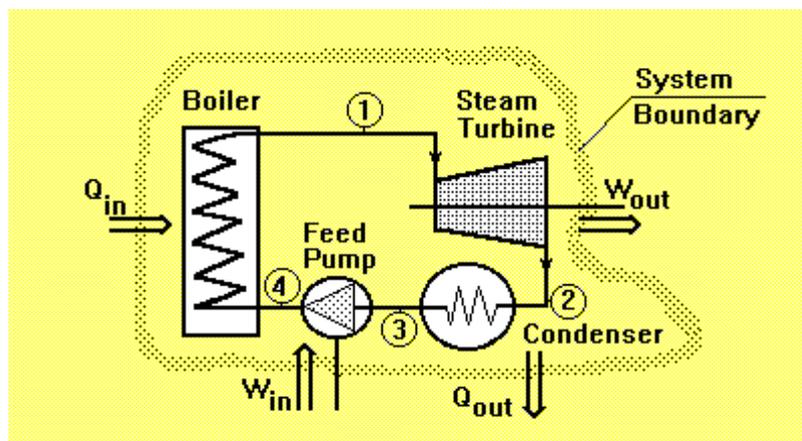


Figura 34 - Ciclo Rankine

O projeto substitui equipamentos antigos e irá operar com uma nova configuração: usando 1 caldeira, 1 turbina de contrapressão, 1 turbina de condensação, 1 gerador. Os equipamentos antigos serão desativados. A plena capacidade, a Usina Santa Terezinha - Tapejara deve gerar um excedente de energia anual de 142.778 MWh, operando a plena capacidade durante a estação. Ele deslocará energia da rede evitando o consumo de energia da rede no projeto e alimentando energia limpa na rede. A Santa Terezinha – Tapejara assinou um Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica com a empresa de energia elétrica brasileira Eletrobrás (*Centrais Elétricas Brasileiras S/A*) para a compra da energia elétrica fornecida à rede a partir de junho de 2006.

**Descrição técnica:****Linha de Base****Caldeira 1**Modelo SZ 180Pressão – 21 kgf/cm²Temperatura – 300 °CCapacidade – 60 ton/hEntalpia de vapor – 721,23 kcal/kg vaporEficiência - 80%Ano de instalação – 1981 (atualmente utilizada como reserva)**Caldeira 2**Modelo SZ 120Pressão – 21 kgf/cm²Temperatura – 216 °CCapacidade – 30 ton/hEntalpia de vapor – 721,23 kcal/kg vaporEficiência - 80%Ano de instalação – 1993 (atualmente utilizada como reserva)**Caldeira 3**Modelo BMP 4600/6TPressão – 21 kgf/cm²Temperatura – 300 °CCapacidade – 120 ton/hEntalpia de vapor – 721,23 kcal/kg vaporEficiência - 80%Ano de instalação – 1995 (atualmente utilizada como reserva)**Geradores**Gerador: 1Fabricante: MAUSAModelo: LD 4/1500Potência 1,2 MWTipo: contra-pressãoAno de instalação: 1981 (desativado em 2003)Gerador: 2Fabricante: MAUSAModelo: LD 4/1500Potência 1,2 MWTipo: contra-pressão**Projeto****Caldeira**Marca: MonodroonCapacidade: 300 ton/hPressão: 65 Kgf/cm²Temperatura: 480°CEntalpia do vapor: 804,67 kcal/kg vaporEficiência: 84%Ano de instalação: 2006**Gerador**Gerador I:Fabricante: WEGPotência: 26,5 MW/13800 voltsGerador II:Fabricante: WEGPotência: 24,0 MW/ 13800 volts**Turbina**Turbina 1Tipo: ContrapressãoFabricante: TGMPotência: 26,5 MWTurbina 2Tipo: CondensaçãoFabricante: TGMPotência: 24 MW



Ano de instalação: 1993 (desativado em 2003)

Gerador: 3

Fabricante: WEG

Modelo: SPW 1000

Potência 16,5 MW

Tipo: contra-pressão

Ano de instalação: 2004 (desativado em 2006)

Linha de Base

Caldeira 1

Modelo SZ-180

Pressão— 21 kgf/cm²

Temperatura— 300 °C

Capacidade— 60 ton/h

Entalpia de vapor— 721,23 kcal/kg vapor

Eficiência— 80%

Ano de instalação— 1981 (atualmente utilizada como reserva)

Caldeira 2

Modelo SZ-120

Pressão— 21 kgf/cm²

Temperatura— 216 °C

Capacidade— 30 ton/h

Entalpia de vapor— 721,23 kcal/kg vapor

Eficiência— 80%

Ano de instalação— 1993 (atualmente utilizada como reserva)

Caldeira 3

Modelo BMP 4600/6T

Pressão— 21 kgf/cm²

Temperatura— 300 °C

Capacidade— 120 ton/h

Entalpia de vapor— 721,23 kcal/kg vapor

Eficiência— 80%

Ano de instalação— 1995 (atualmente utilizada como reserva)

Geradores

Gerador: 1

Fabricante: MAUSA

Modelo: LD 4/1500

Potência 1,2 MW

Tipo: contra-pressão

Ano de instalação: 1981 (desativado em 2003)

Gerador: 2

Fabricante: MAUSA



Modelo: LD 4/1500
Potência 1,2 MW
Tipo: contra pressão
Ano de instalação: 1993 (desativado em 2003)

Gerador: 3
Fabricante: WEG
Modelo: SPW 1000
Potência 16,5 MW
Tipo: contra pressão
Ano de instalação: 2004 (desativado em 2006)

Projeto

Caldeira

Marca: Monodroon
Capacidade: 300 ton/h
Pressão: 65 Kgf/cm²
Temperatura: 480°C
Entalpia do vapor: 804,67 kcal/kg vapor
Eficiência: 84%
Ano de instalação: 2006

Gerador

Gerador I:
Fabricante: WEG
Potência: 26,5 MW/13800 volts

Gerador II:
Fabricante: WEG
Potência: 24,0 MW/ 13800 volts

Turbina

Turbina 1
Tipo: Contrapressão
Fabricante: TGM
Potência: 26,5 MW

Turbina 2
Tipo: Condensação
Fabricante: TGM
Potência: 24 MW

A.4.4.1. Quantidade estimada de reduções de emissões durante o período de crédito escolhido:



O período de crédito escolhido para este projeto é o período de crédito renovável de 7 anos. A quantidade estimada de reduções de emissões do projeto pode ser vista na Tabela 1.

Anos	Estimativa anual de reduções de emissões em toneladas de CO2
2007 (início em 1 de março)	41,546
2008	42,291
2009	43,175
2010	43,175
2011	43,175
2012	43,175
2013	43,175
2014 (até 29 de fevereiro)	7,196
Total estimado de reduções de emissões	306,907
Número total de anos de crédito	7
Média anual durante o período de crédito de reduções estimadas	43,844

Tabela 1 - Reduções estimadas nas emissões para o primeiro período de crédito

A.4.5. Financiamento público da atividade de projeto:

Não há financiamento público envolvido no Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara.

O Projeto está sendo financiado pelo BNDES - *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, que é uma empresa federal subordinada ao MDIC - *Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior*. Apesar de ser um banco estatal, o BNDES é uma das únicas fontes de financiamento de longo prazo no país e é a fonte de dívida de preferência do setor privado no Brasil.

Este projeto não recebe qualquer financiamento público e não é um desvio da ODA.

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:

ACM0006 – Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa (Versão 4 de Outubro de 2006).

ACM0002 – Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de fontes renováveis (Versão 6 de 19/05/2006)

**B.2. Justificativa da escolha da metodologia e porque ela se aplica à atividade de projeto:**

A metodologia ACM0006 é aplicada ao Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara porque este é um "Projeto de eficiência energética": este projeto substitui equipamentos em uma usina de cana-de-açúcar existente. Ele usa um tipo de biomassa: o bagaço, um subproduto da produção de açúcar. A substituição aumenta a capacidade de geração de energia elétrica, enquanto a capacidade de geração de energia térmica da biomassa é mantida.

O projeto se enquadra na metodologia ACM0006 para geração de eletricidade interligada à rede utilizando biomassa. Ele reduz emissões deslocando eletricidade da rede. Ele atende a todas as condições que limitam a aplicabilidade da metodologia:

(i) *Nenhum outro tipo de biomassa além de resíduos de biomassa é usado na planta do projeto e esses resíduos de biomassa são o combustível predominante usado na planta do projeto. Biomassa é definida como um subproduto ou resíduo obtido do setor agrícola, florestal e setores relacionados.*

O principal combustível na planta do projeto é a biomassa constituída por bagaço de cana-de-açúcar. O bagaço usado no Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara vem da produção de açúcar realizada na mesma instalação onde o projeto está localizado.

(ii) *A implementação do projeto não deve resultar em um aumento da capacidade de processamento de insumos brutos ou em outras alterações substanciais no processo:*

Quaisquer aumentos na produção de bagaço se devem à expansão natural do Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara e não podem ser atribuídos à implementação do projeto de co-geração. O gráfico abaixo mostra que a produção da usina de açúcar tem tido uma tendência crescente durante anos (veja a figura 5), muito tempo antes da implementação da atividade de projeto. Este projeto não tem nenhum impacto na capacidade de processamento; a Santa Terezinha - Tapejara não aumentará sua capacidade instalada por causa deste projeto, mas devido à recente e notável *expansão do* mercado de açúcar e, principalmente, de etanol no Brasil. A oferta de etanol no mercado brasileiro não está abastecendo a demanda em rápido crescimento decorrente do uso de carros flex-fuel, que podem funcionar com gasolina, etanol ou qualquer mistura deles.

Ano	2001	2002	2003	2004
Produção de açúcar (1.000 toneladas)	115	124	169	177

Figura 5 - Produção de açúcar de Santa Terezinha - Tapejara

A Santa Terezinha - Tapejara gerará aproximadamente 75,56 KWh por tonelada de cana-de-açúcar processada. Veja na Tabela 6 do Anexo 3 a evolução da geração de eletricidade da Santa Terezinha - Tapejara.

(iii) *A biomassa usada pela instalação do projeto não deve ficar armazenada durante mais de um ano:*

As usinas de açúcar, 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 dezembro na região Sul do Brasil, até o início da próxima estação de colheita, em março. 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.

- (iv) *Nenhuma quantidade significativa de energia, exceto para o transporte da biomassa, é necessária para preparar os resíduos de biomassa para o consumo de combustível:*

A biomassa usada neste projeto não passa por nenhuma transformação antes de ser utilizada como combustível.

B.3. Descrição das fontes e gases incluídos no limite do projeto:

	Fonte	Gás		Justificativa/Explicação
Linha de Base	Geração de eletricidade da rede	CO ₂	Incluído	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	Geração de calor	CO ₂	Incluído	Principal fonte de emissão
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador.
	Queima não controlada ou decomposição do excedente dos resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excesso de resíduo de biomassa não leva à alterações nos estoques de carbono no setor de LULUCF (<i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>)
			Excluído	Os Participantes do projeto decidiram não incluir esta fonte de emissão porque o caso B4 da ACM0006 não é o cenário mais provável
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Isto é conservador. Note também que as emissões a partir da decomposição natural da biomassa não são incluídas nos inventários de GEE como fontes antrópicas
Atividade de Projeto	Consumo de combustível fóssil no local	CO ₂	Excluído	Não há emissões devido ao consumo de combustíveis fósseis
		CH ₄	Excluído	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small
		N ₂ O	Excluído	Excluded for simplification. This emission source is assumed to be very small
	Transporte dos resíduos de biomassa para o exterior do local	CO ₂	Excluído	O bagasso é produzido dentro dos engenhos. Nenhum transporte de bagasso para o exterior do local é necessário.
		CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida com sendo muito pequena.
		N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida com sendo muito pequena.



Combustão dos resíduos de biomassa para geração de calor e/ou eletricidade	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excesso de resíduo de biomassa não leva à alterações nos estoques de carbono no setor de LULUCF (<i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>)
	CH ₄	Excluído	Esta fonte de emissão não foi incluída porque emissões de CH ₄ devido à queima não controlada ou decomposição da biomassa no cenário de linha de base não são incluídas.
	N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida com sendo muito pequena.
Armazenamento de resíduos de biomassa	CO ₂	Excluído	É assumido que as emissões de CO ₂ do excesso de resíduo de biomassa não leva à alterações nos estoques de carbono no setor de LULUCF (<i>Land Use, Land Use Change and Forestry</i>)
	CH ₄	Excluído	Excluído por simplificação, já que o bagasso é armazenado por não mais que um ano, esta emissão é assumida como sendo muito pequena.
	N ₂ O	Excluído	Excluído por simplificação. Esta fonte de emissão é assumida com sendo muito pequena.

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

O Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara usa bagaço para a geração de calor e eletricidade. A atividade de projeto substitui equipamentos menos eficientes que usavam a biomassa para gerar eletricidade para a usina de açúcar. Isso corresponde ao cenário 14, considerando a substituição dos equipamentos por tecnologia mais eficiente. A capacidade instalada da planta é alterada, devido ao aumento na eficiência, usando o mesmo tipo e quantidade de biomassa de antes.

O cenário descrito na metodologia ACM0006 sob o qual o projeto é analisado foi identificado depois de um estudo das alternativas para os diferentes componentes do projeto. O resultado desta análise dos componentes forneceu os seguintes resultados: a) geração de energia: na ausência do projeto, energia poderia ser gerada parcialmente nas plantas conectadas à rede existentes e novas (alternativa P4) e parcialmente em plantas de co-geração existentes usando a mesma biomassa até o final do tempo de vida da planta existente. Neste caso, a atividade de projeto poderia não ter sido implantada como atividade de projeto de MDL ao final do tempo de vida da planta existente (alternativa P5); b) biomassa: na ausência da atividade de projeto, a biomassa poderia ter sido utilizada para a geração de calor e eletricidade no local do projeto (alternativa B4); c) Calor: na ausência da atividade de projeto, calor poderia ter sido gerado nas caldeiras usando o mesmo tipo de biomassa até que a planta existente não fosse substituída sem os incentivos do MDL (alternativa H5). As alternativas identificadas para os diferentes componentes da atividade de projeto correspondem ao cenário 14, um projeto de eficiência energética, obtido pela substituição das unidades de geração movidas à biomassa por novas de alta eficiência.

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



Para determinar se a atividade de projeto é adicional, é aplicada a ferramenta de adicionalidade aprovada pelo Conselho Executivo¹. São aplicados os seguintes passos:

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

Não se aplica

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

Para definir as alternativas à atividade de projeto, existem análises bilaterais que levam em consideração a perspectiva do proprietário do projeto e a perspectiva do país.

Da perspectiva do proprietário do projeto, o projeto de co-geração permite à empresa exportar eletricidade para a rede. Sem o projeto, a planta continuaria a operar com baixa eficiência energética e não poderia exportar eletricidade para a rede.

Da perspectiva do país, a alternativa para produzir uma quantidade semelhante de energia, como a que Santa Terezinha - Tapejara fornecerá, seria utilizar o sistema de geração atual, cuja eletricidade é fornecida por grandes estações hidrelétricas e termelétricas. O Brasil está cada vez mais dependente de usinas térmicas (principalmente as movidas a gás natural).

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), em que as plantas térmicas normalmente atraem a atenção dos investidores financeiros.

Subpasso 1b. Cumprimento das leis e normas aplicáveis

A utilização de eletricidade da rede está em total conformidade com todas as exigências jurídicas e regulatórias aplicáveis. O uso de eletricidade térmica no sistema de geração não apenas está em conformidade com as normas, mas também é de crescente importância. A atividade de projeto proposta não é a única alternativa em conformidade com as normas.

SATISFAZ/PASSA – Ir para o passo 2

Passo 2. Análise de investimentos

Não se aplica

Passo 3. Análise de barreiras

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

¹ <http://cdm.unfccc.int/EB/Meetings/016/eb16repan1.pdf>



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.

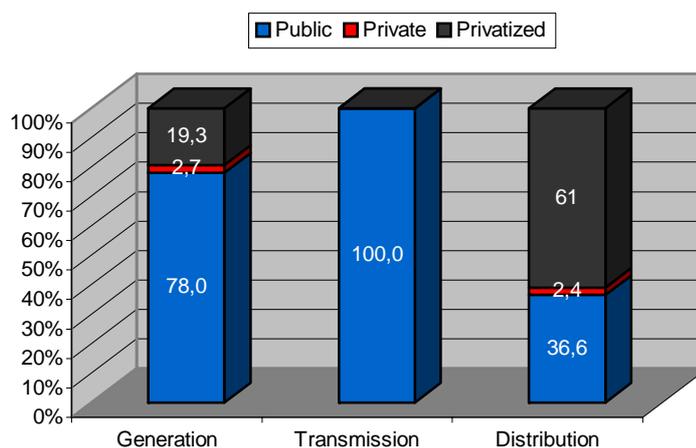


Figura 6 - Participação do capital privado no mercado de eletricidade brasileiro em dezembro de 2000 (Fonte: BNDES, 2000).

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). Apesar de os resultados do programa terem 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.

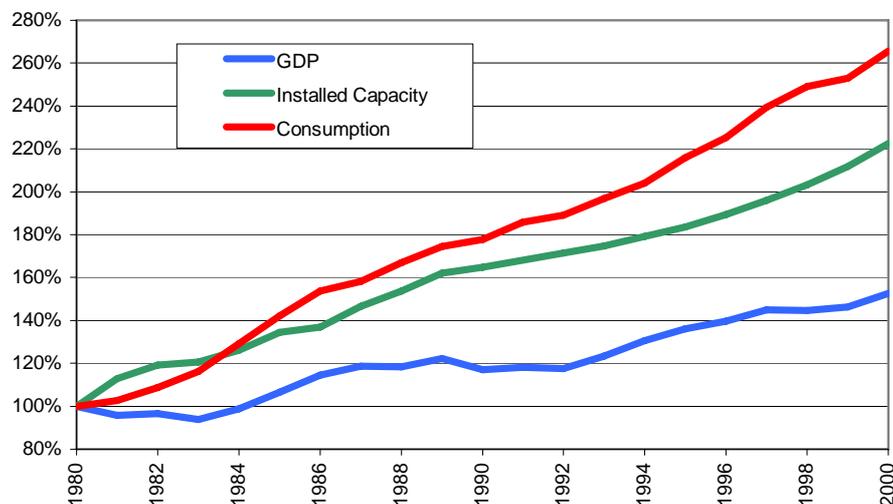


Figura 7 - Variação cumulativa do PIB, fornecimento (capacidade instalada) e demanda (consumo) de eletricidade. Fonte: Eletrobrás, IBGE

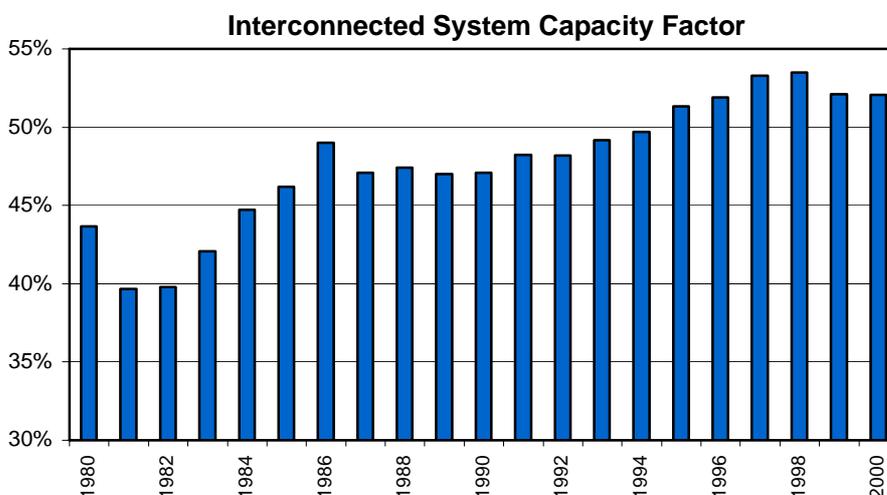


Figura 8 - Evolução da taxa da energia gerada em relação à capacidade instalada (Fonte: Eletrobrás)

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 as interrupções e o racionamento em 2001.

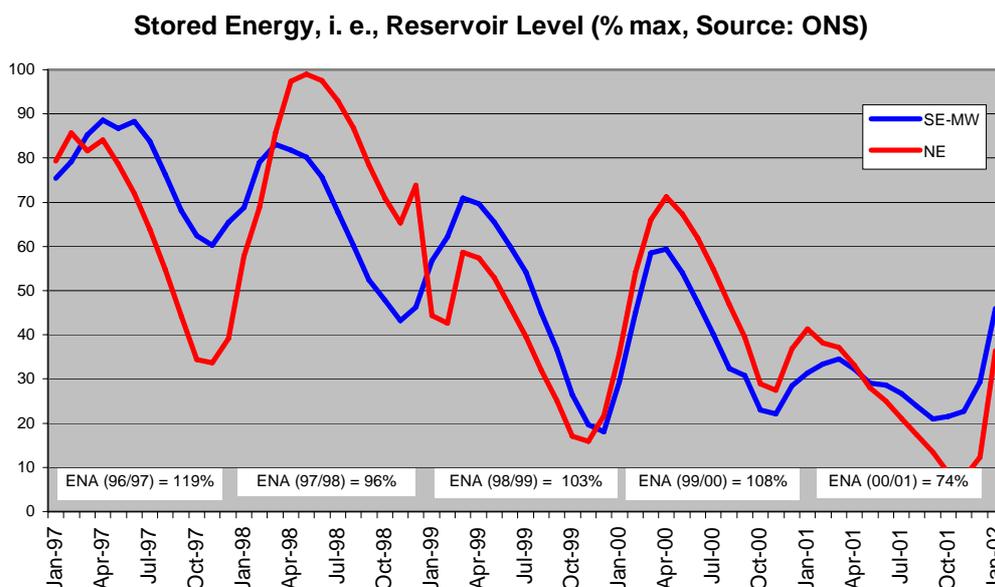


Figura 9 - Evolução da capacidade de água armazenada nos subsistemas interligados do sudeste/centro-oeste (SE-CO) e do nordeste (NE) e a intensidade da precipitação na estação chuvosa (ENA) na região sudeste comparada com a média histórica (Fonte: ONS)

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 plantas 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 o final 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 explorada e a maioria das reservas restantes fica na bacia do Amazonas, distante dos centros

industriais e populacionais (OECD, 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).

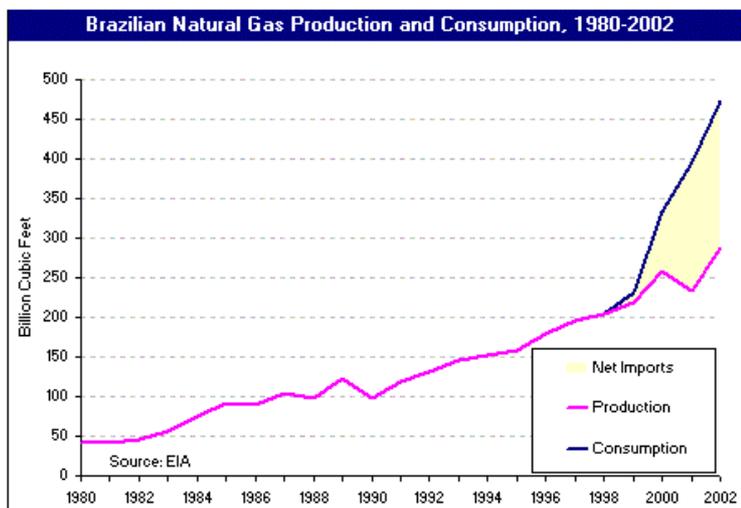


Figura 10 – Consumo e produção históricos de gás natural no Brasil (Fonte: EIA²)

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.

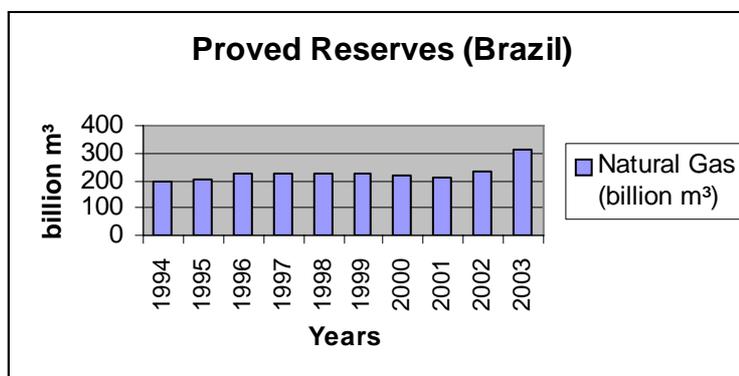


Figura 11 - Reservas históricas nacionais comprovadas de gás natural (Fonte: Petrobrás)

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 demanda projetada de eletricidade durante os 3 a 5 anos seguintes. Essas projeções serão enviadas a uma nova instituição denominada *Empresa de Pesquisa Energética* - EPE, que estimará a

² EIA – Energy Information Administration [Administração de Informações Energéticas] (www.eia.doe.gov)



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 de 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.

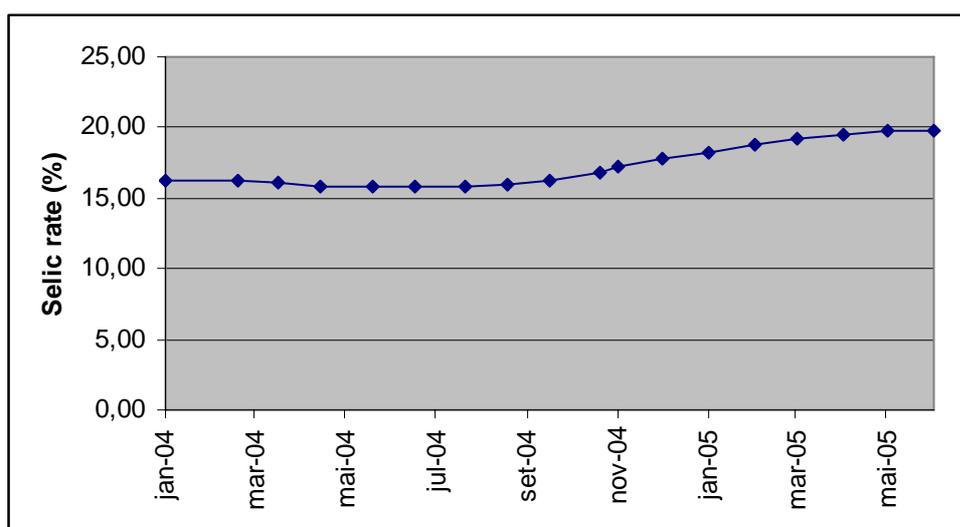


Figura 12 - Taxa SELIC (fonte: Banco Central do Brasil)



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 COPOM³.

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. A Figura 12 mostra a taxa SELIC após janeiro de 2004.

O Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara foi desenvolvido com base nas finanças do projeto. Para financiar a construção, o patrocinador do projeto (Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda.) se beneficiou das linhas de financiamento do BNDES. Esse apoio financeiro cobriu 75% dos custos do projeto com uma TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo do BNDES) de 10% mais 3,5% de spread de risco por um período de 8 anos e um período de carência de 1 ano.

Esta análise de investimentos examina os fatores relativos às possíveis reduções certificadas de emissão (RCEs) e os incentivos derivados deles no processo de tomada de decisões sobre investimentos do projeto. Portanto, para tomar a decisão de realizar o projeto, os estudos de rentabilidade de investimentos consideraram a potencial monetização de créditos de CO₂ que o projeto produziria.

O projeto foi criado com uma TIR (Taxa Interna de Retorno) financeira esperada de cerca de 12,63% 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 das RCEs aumenta a TIR do projeto de 12,63% para 15,41%. Esse aumento no retorno compensaria parcialmente o risco adicional do investidor com este projeto.

Além do aumento de 278 pontos base, as receitas das RCEs trariam benefícios adicionais para o projeto, pois são geradas em moedas fortes (dólares ou euros). O incentivo do MDL permite que Santa Terezinha - Tapejara proteja o seu fluxo de caixa de dívida contra a desvalorização da moeda. Além disso, o Fluxo de Caixa Livre de RCE em dólares ou em euros poderia ser descontado a uma taxa de juros de desconto aplicável, aumentando assim a alavancagem do projeto.

É importante notar que a comparação direta entre a taxa SELIC e a TIR não é exata e a idéia não é apresentar uma análise de benchmark, mas definir um parâmetro como referência. Como um projeto de energia é um investimento com risco maior que um título do governo, é necessário ter um retorno financeiro muito maior, em comparação com a taxa de referência SELIC. Dadas as circunstâncias, a análise lógica e as distorções da economia brasileira, não é simples definir o significado dessa diferença de taxas, e um desenvolvedor talvez se sinta mais confortável que outros, dependendo da situação.

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.

A lei nº 10.438, promulgada em abril de 2002, criou o Proinfa - *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 maior sustentabilidade ambiental. Para alcançar essas metas, o governo brasileiro designou a companhia de energia elétrica estatal federal Eletrobrás - *Centrais Elétricas Brasileiras S/A* para atuar como principal offtaker de energia elétrica gerada por instalações de energia alternativa no Brasil, celebrando contratos

3 COPOM – Comitê de Política Monetária.



de compra e venda de energia elétrica (“CCVEs”) de longo prazo com produtores de energia alternativa, com preço garantido de pelo menos 80% da tarifa média de fornecimento de energia cobrada dos consumidores finais. O Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara solicitou a entrada no Proinfa e foi selecionado.

A criação do Proinfa indica que, sem apoio específico, as fontes renováveis e os pequenos projetos dificilmente seriam implementados de outra forma. O Projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara pode ser visto como exemplo de uma solução do setor privado para a crise de eletricidade brasileira de 2001, que contribuiu para o desenvolvimento sustentável do país.

A existência do Proinfa comprova que é necessário um incentivo sólido para promover a construção de projetos de energia renovável no Brasil e que existe espaço para projetos de MDL. A legislação do Proinfa propôs aumentar a geração de energia renovável para cerca de 3.300 MW até 2006, mas dos 1.100 MW que o Proinfa reservou para fontes de energia de biomassa, somente 685,24 MW foram contratados até o momento. De acordo com uma revista brasileira sobre energia⁴, existem duas razões principais para isso: 1) a TIR média para o investimento na produção de cana-de-açúcar/etanol é 3% maior que a TIR média para o investimento em co-geração; 2) os empreendedores consideraram a tarifa de R\$ 97,24/MWh (a partir de junho de 2004) não rentável. Em 2005, o BNDES apresentou a última versão final da sua linha de incentivo financeiro no âmbito do Proinfa, diferente da primeira considerada para o programa, que foi considerada insuficiente. Isso significa que, nos últimos cinco anos, o governo teve que apresentar uma nova proposta (ou incentivo) por ano para convencer os desenvolvedores a investir em projetos de energia renovável.

Além de todas essas barreiras mencionadas acima, as usinas de açúcar 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 representam mais de 5% das receitas totais de uma usina de açúcar. Portanto, a tendência das usinas de açúcar 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 importante para vencer as barreiras financeiras

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 atingiu níveis de R\$ 120 a 150/MWh (cerca de US\$ 40). Na metade de 2004, o preço médio estava abaixo de R\$ 50/MWh (menos de US\$ 20/MWh). Essa volatilidade relativamente alta do preço da eletricidade no Brasil, embora no curto prazo, contribuiu para dificultar a análise do mercado pelos desenvolvedores.

Barreiras decorrentes da prática vigente

A história da indústria açucareira tem demonstrado que ela é um negócio tradicional e estável e que tem ajudado sistematicamente 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). Porém, existe uma barreira cultural, que representa um obstáculo considerável: a geração de eletricidade para venda à rede e a negociação de eletricidade no mercado de energia são relativamente novos neste setor. Isso pode ser superado em parte com o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo.

⁴ Brasil Energia, n. 299, outubro de 2005. P.83



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 de açúcar concentrando seus investimentos somente em açúcar e etanol. Portanto, as barreiras acima não afetariam o investimento em outras oportunidades.

Passo 4. Análise da prática comum

Subpasso 4a. Analisar outras atividades semelhantes ao projeto proposto:

Algumas usinas de açúcar otimizaram suas centrais para exportar eletricidade; porém, diversos riscos e barreiras impediram a implementação da atividade de projeto proposta na maioria das usinas de açúcar. Na região Sul do Brasil, menos de 20% das usinas criaram programas de expansão para suas centrais (Anuário da Cana, Procana 2003).

Subpasso 4b. Discutir opções semelhantes que estão ocorrendo:

Um dos pontos que deve ser considerado quando se analisa o investimento em um projeto de energia renovável no Brasil é a possibilidade de participar do programa Proinfa do governo federal, que é considerado uma das alternativas de financiamento mais viáveis para esses projetos e fornece CCVEs de longo prazo e condições especiais de financiamento. Esta atividade de projeto participa do programa.

Tanto o processo de negociação de um CCVE com as companhias de serviços públicos como o de obtenção de financiamento do BNDES são sempre 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. 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 concessionária, mas essas companhias não têm incentivos ou motivação para comprar a eletricidade gerada por pequenos projetos de co-geração.

A maioria dos desenvolvedores que financiaram seus projetos fora do Proinfa considerou o MDL um fator decisivo para a conclusão dos seus projetos.

Assim, segundo nosso conhecimento, a vasta maioria de projetos semelhantes que estão sendo desenvolvidos no país participa do programa Proinfa e não do MDL. No entanto, não existe nenhuma restrição oficial para projetos oriundos de políticas públicas participarem do MDL.

O setor de energia elétrica sofreu por ficar mais de um ano (2003 a 2004) sem regulamentação e, mesmo atualmente, a legislação ainda não está clara para todos os investidores e participantes. A prática vigente de negócios no Brasil, no que diz respeito à obtenção de financiamento e garantias financeiras para os projetos, é uma barreira para os investimentos em projetos de energia renovável. O acesso a financiamento de longo prazo para projetos de energia renovável é difícil, principalmente por causa das garantias necessárias e da falta de uma estrutura financeira efetiva para os projetos. O alto custo do capital no Brasil é uma barreira para os projetos serem desenvolvidos.

Em virtude das razões mencionadas anteriormente, menos de 20% das usinas de açúcar na região Sul do Brasil desenvolveram atividades semelhantes às de Santa Terezinha - Tapejara, conforme



mencionado acima. Alguns dos novos projetos levaram em consideração o MDL na decisão de expandir sua planta de co-geração.

Passo 5. Impacto do registro de 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 durante o século 16, quando os portugueses colonizaram o país. O Brasil se tornou o primeiro produtor e exportador de açúcar do mundo. Desde então, a cana-de-açúcar tem sido uma parte importante do setor agrícola brasileiro.

Atualmente, existem no Brasil mais de 5 milhões de hectares de terras produzindo cana-de-açúcar e mais de 320 usinas de açúcar 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 6 a 8 GW no curto prazo e 15 a 22 GW no longo prazo. Em 2003, apenas 619 MW foram gerados para comercialização⁵. Esse potencial sempre existiu e cresceu junto com a indústria açucareira. Entretanto, os investimentos para ampliar as centrais das usinas de açúcar 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. 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.6. Redução de emissões:

B.6.1. Explicação das escolhas metodológicas:

ACM0006 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a partir de resíduos de biomassa”, versão 4 de Outubro de 2006, foi escolhida.

A metodologia de monitoramento escolhida se aplica a projetos de co-geração com base em biomassa interligados à rede. A metodologia considera o monitoramento das reduções de emissões geradas de projetos de co-geração que usam como combustível o bagaço da cana-de-açúcar. Isso se enquadra perfeitamente na operação do projeto de Co-geração de Santa Terezinha - Tapejara, portanto a escolha da metodologia é justificada.

As alternativas identificadas para os diferentes componentes da atividade de projeto correspondem ao cenário 14, um projeto de eficiência energética, obtido pela substituição das unidades de geração movidas à biomassa por novas de alta eficiência.

⁵ <http://www.portaunica.com.br> (União da Agroindústria Canavieira de São Paulo)



O cenário 14 é válido porque o equipamento velho e menos eficiente é substituído por um equipamento novo e mais eficiente. Esta alteração poderia ocorrer sem os incentivos do MDL ao final do tempo de vida útil do equipamento antigo. Para o projeto de Co-geração da Santa Terezinha, foi estimado de maneira conservadora que a substituição do equipamento, no momento da substituição, ainda teria 25 anos de vida útil. Isto corresponde à média típica de vida útil deste tipo de equipamento na indústria no Brasil. De acordo com os fabricantes, este tipo de equipamento possui uma vida útil de 30 anos, e a prática comum no Brasil demonstra que os engenhos podem usar, com boa manutenção, os equipamentos por mais de 50 anos. A caldeira mais velha foi instalada em 1981. A turbina mais antiga foi instalada em 1981. Todas as três caldeiras utilizadas na linha de base permanecerão a ser usadas como reservas.

As reduções de emissões a partir de calor não são consideradas porque a eficiência térmica da nova planta é maior que a eficiência térmica dos equipamentos do pré-projeto e, por razões de conservadorismo, elas são excluídas, isto é, $ER_{heat,y} = 0$.

A eficiência térmica da planta do projeto é maior que a eficiência térmica da planta antiga, conforme mostrado na tabela a seguir. Os dados referem-se à combustão da mesma quantidade de biomassa, 75 toneladas de bagaço, para ambas as situações: antes e depois da implementação do projeto.

	Antes	Depois
Produção de vapor	180 ton/hora	300 ton/hora
Pressão do vapor	21 Kgf/cm ²	65 Kgf/cm ²
Entalpia do vapor	730,1 Kcal/Kg de vapor	804,7 Kcal/Kg de vapor

Não havia degradação de biomassa nem queima de biomassa de maneira não controlada, pois a biomassa era usada no passado para gerar eletricidade para uso interno. Para o cenário 14, $BE_{biomass,y} = 0$.

B.6.2. Dados e parâmetros disponíveis na validação:

Dado / Parâmetro:	EF_{grid,y}
Unidade do dado:	tCO ₂ /MWh
Descrição:	Emissão de CO ₂ da eletricidade da rede durante o ano <i>y</i>
Fonte do dado utilizado:	A versão aprovada mais recente da metodologia ACM0002 para calcular o fator de emissão da rede: versão 6 de 19 de Maio de 2006.
Procedimentos de medição (se houver):	
Frequência de monitoramento:	No começo da atividade de projeto
	<p>Conforme a ACM0002 (Versão 6 de 19 de Maio de 2006), 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). O cálculo dos fatores de emissão da margem de operação deve ser baseado em um dos seguintes métodos</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Margem de operação simples ○ Margem de operação simples ajustada ○ Margem de operação da análise dos dados de despacho ○ Margem de operação média.



	<p>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 brasileiro 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/inflexíveis⁶ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A participação da energia hidrelétrica em relação à produção total de eletricidade para o sistema interligado brasileiro sul/sudeste/centro-oeste é muito maior que 50%, resultando na não aplicação da margem de operação simples ao projeto.</p> <p>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. Mais detalhes descritos no Anexo 3.</p>
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	ϵ_{el}, pre project
Unidade do dado:	MWh _{el} / MWh _{biomass}
Descrição:	Eficiência líquida média da geração de eletricidade na planta do projeto antes da implantação do projeto.
Fonte do dado utilizado:	Medições em campo conduzidas antes da implantação da atividade de projeto.
Procedimentos de medição (se houver):	Medir a quantidade de combustíveis queimados e a geração de eletricidade durante um período representativo e dividir a quantidade de eletricidade gerada pela quantidade de energia dos combustíveis queimados. Os três anos mais recentes devem ser preferencialmente usados para determinar a eficiência média, quando este dado estiver disponível e quando este período de tempo for razoavelmente representativo.
Frequência de monitoramento:	Aplicável ao cenário 14
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	ϵ_{th}, pre project
Unidade do dado:	MWh _{th} / MWh _{biomass}
Descrição:	Eficiência líquida média da geração de calor na planta do projeto antes da implantação do projeto.
Fonte do dado utilizado:	Medição de campo que devem ser conduzidas antes da implantação da atividade de projeto.
Procedimentos de medição (se houver):	Medir a quantidade de combustíveis queimados e a geração de calor durante um período de tempo representativo e dividir a quantidade de calor gerado pela quantidade de energia dos combustíveis queimados. Os três anos mais recentes devem ser preferencialmente usados para determinar a eficiência média, quando este dado estiver disponível e quando este período de tempo for razoavelmente representativo.
Frequência de monitoramento:	Aplicável ao cenário 14

⁶ Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).



Comentário:

B.6.3. Cálculos à priori das reduções de emissão:

$$ER_y = BE_{thermal,y} + BE_{electricity,y} - PE_y - L_y$$

Equation 1

Onde:

ER_y são as reduções de emissão da atividade de projeto durante o ano y

$BE_{electricity,y}$ são as emissões da linha de base devido ao deslocamento de eletricidade no ano y

$BE_{thermal,y}$ são as emissões na linha de base devido ao deslocamento de energia térmica no ano y

PE_y são as emissões do projeto no ano y (zero para esta atividade de projeto)

L_y são as emissões relacionadas à fugas no ano y (zero para esta atividade de projeto)

Estimativas das emissões do projeto:

As emissões do projeto incluem as emissões de CO₂ devido ao transporte dos resíduos de biomassa até o local do projeto ($PE_{T,y}$) e emissões de CO₂ devido ao consumo de combustíveis fósseis devido à atividade de projeto ($PE_{FF,y}$), as emissões de CO₂ devido ao consumo de eletricidade ($PE_{EC,y}$) e, quando esta fonte de emissão é incluída nos limites de projeto e relevante, emissões de CH₄ devido à combustão dos resíduos de biomassa ($PE_{Biomass,CH_4,y}$):

$$PE_y = PE_{T,y} + PE_{FF,y} + PE_{EC,y} + GWP_{CH_4} \cdot PE_{Biomass,CH_4,y}$$

$PE_{T,y}$ = emissões de CO₂ durante o ano y devido ao transporte dos resíduos de biomassa para a planta do projeto (tCO₂/ano)

$PE_{FF,y}$ = emissões de CO₂ durante o ano y devido à queima de combustível fóssil pela planta de geração ou outro consumo de combustível no local do projeto que é atribuído à atividade de projeto (tCO₂/ano)

$PE_{EC,y}$ = emissões de CO₂ durante o ano y devido ao consumo de eletricidade no local do projeto que é atribuído à atividade de projeto (tCO₂/ano)

GWP_{CH_4} = Potencial de Aquecimento Global do metano válido para o período de compromisso considerado

$PE_{Biomass,CH_4,y}$ = emissões de CH₄ devido à queima de resíduos de biomassa durante o ano y (tCH₄/ano)

Baseado na fonte de tecnologia renovável, as emissões de projeto são nulas. Não há emissões de CO₂ devido à utilização de combustíveis fósseis no local, porque a planta de energia tem utilizado, antes e depois da atividade de projeto, somente bagaço e combustível. Portanto, não é necessário nenhum cálculo para estimar as emissões de GEE.

$$PE_y = 0$$

Estimativa de emissões por fugas:

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 usina, transporte de materiais, manuseio de combustíveis (extração, processamento e transporte). Os participantes do projeto não precisam considerar essas fontes de emissão como fugas ao aplicar essa metodologia. Portanto, as fugas



foram consideradas nulas, pois toda a biomassa queimada na planta do projeto é produzida no local. Não há necessidade de comprar biomassa externa e não há desvio de biomassa de outros usos para a planta do projeto como resultado da atividade de projeto. Portanto:

$$L_y = 0$$

Estimativa das emissões na linha de base:

No cenário 14, a quantidade de energia a ser considerada pelo deslocamento da geração a partir da rede é calculada usando a equação abaixo. Esta equação corresponde ao cenário escolhido n°. 14 da metodologia ACM0006:

$$EG_y = EG_{plantadoprojeto,y} * \left(1 - \frac{\varepsilon_{el,preprojeto}}{\varepsilon_{el,plantadoprojeto,y}} \right) \quad \text{Equação 17}$$

EG_y é determinado baseado na eficiência líquida média da geração de eletricidade na planta do projeto antes da implantação do projeto, $\varepsilon_{el,preprojeto}$, e a eficiência líquida média da geração de eletricidade na planta do projeto depois da implantação do projeto, $\varepsilon_{el,plantadoprojeto,y}$, demonstrado na equação 17, onde:

EG_y é a quantidade líquida de aumento da geração de eletricidade como resultado da atividade de projeto (adicional à geração na linha de base) durante o ano y em MWh,

$EG_{plantadoprojeto,y}$ é a quantidade líquida de energia gerada na planta do projeto durante o ano y em MWh,

$\varepsilon_{el,preprojeto}$ é a eficiência líquida média da geração de eletricidade na planta do projeto antes da implantação do projeto, expressa em $MWh_{el}/MWh_{biomassa}$.

$\varepsilon_{el,plantadoprojeto,y}$ é a eficiência média líquida de energia da geração da eletricidade na planta do projeto, expressa em $MWh_{el}/MWh_{biomassa}$.

A eficiência líquida média da geração de eletricidade na planta do projeto ($\varepsilon_{el,projectplant,y}$) deve ser calculada pela divisão da geração de eletricidade durante o ano y pela soma de todos combustíveis (k tipos de resíduos de biomassa e i tipos de combustíveis fósseis), expresso em unidade de energia, como segue:

$$\varepsilon_{el,projectplant,y} = \frac{EG_{projectplant,y}}{\sum_k NCV_k \cdot BF_{k,y} + \sum_i NCV_i \cdot FF_{projectplant,i,y}}$$

onde:

$\varepsilon_{el,projectplant,y}$ = eficiência líquida média da geração de eletricidade na planta do projeto

$EG_{projectplant,y}$ = quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y (MWh)

$BF_{k,y}$ = Quantidade do tipo k de resíduo de biomassa queimado na planta do projeto durante o ano y (tonelada de matéria seca ou litro)

NCV_k = Valor calorífico líquido do tipo k de resíduo de biomassa (GJ/ton de matéria seca ou GJ/litro)

NCV_i = Valor calorífico líquido do tipo i de combustível fóssil (GJ / massa ou unidade de volume)

$FF_{projectplant,i,y}$ = Quantidade do tipo i de combustível fóssil queimado na planta de geração movida a resíduo de biomassa durante o ano y (massa ou unidade de volume por ano)



Para este projeto, como visto acima, $PE_y=0$, $L_y=0$. And, como visto na seção B.2, $BE_{thermal,y}=0$ e $BE_{biomass,y}=0$.

Concluimos que $ER_y = BE_{electricity,y} = 0.2611 \times EG_y$.

Veja o cálculo do EG_y na planilha em anexo “Santa Terezinha_calculation_CERs_scenario 14_2006.12.13.xls”.

B.6.4. Resumo das estimativas à posteriori das reduções de emissão:

A implementação completa do projeto de Santa Terezinha - Tapejara interligado à rede elétrica interligada nacional sul/sudeste/centro-oeste evitará uma emissão anual média estimada de cerca de 43,844 tCO₂e e uma redução total de cerca de 306,907 tCO₂e durante o primeiro período de crédito de 7 anos (até e inclusive 2014, veja a Tabela 2):

Anos	Estimativa das reduções de emissão 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)	Estimativa das reduções de emissões (toneladas de CO ₂ e)
Ano 1 (2007) (a partir de 1 de Março)	0	41.546	0	41.546
Ano 2 (2008)	0	42.291	0	42.291
Ano 3 (2009)	0	43.175	0	43.175
Ano 4 (2010)	0	43.175	0	43.175
Ano 5 (2011)	0	43.175	0	43.175
Ano 6 (2012)	0	43.175	0	43.175
Ano 7 (2013)	0	43.175	0	43.175
Ano 8 (2014) (até 28 de Fevereiro)	0	7.196	0	7.196
Total (toneladas de CO₂e)		306.907		306.907

Tabela 2 – Estimativa das reduções de emissões

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

B.7.1 Dados e parâmetros monitorados:

Dado / Parâmetro:	EGproject plant _y
Unidade do dado:	MWh/ano
Descrição:	Quantidade líquida de eletricidade gerada na planta do projeto durante o ano y
Fonte do dado:	Medidas de campo
Procedimento de medição (se houver):	
Frequência de	Continuamente



monitoramento:	
CQ/GQ procedimentos a serem aplicados:	A consistência das medições da energia líquida gerada deve ser conferida com os recibos de venda de eletricidade (se disponíveis) e a quantidade de combustíveis queimado (por exemplo conferir se a geração de eletricidade dividida pela quantidade de combustíveis queimados resulta em uma eficiência razoavelmente comparável aos anos anteriores).
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	$\epsilon_{el,project plant,y}$
Unidade do dado:	MWh _{el} / MWh _{biomass}
Descrição:	Eficiência líquida média de geração de eletricidade na planta do projeto
Fonte do dado:	Medidas no campo
Procedimento de medição (se houver):	Medir a quantidade de combustíveis queimados e a geração de eletricidade durante um período representativo e dividir a quantidade de eletricidade gerada pela quantidade de energia dos combustíveis queimados.
Frequência de monitoramento:	Trimestral
CQ/GQ procedimentos a serem aplicados:	
Comentário:	Cálculo feito de acordo com a seção B.6.3

Dado / Parâmetro:	BF_{Bagasse,y}
Unidade do dado:	Toneladas métricas
Descrição:	Quantidade de bagaço queimado na planta do projeto durante o ano <i>y</i>
Fonte do dado:	Medidas em campo
Procedimento de medição (se houver):	Usar medidores de peso ou volume. Ajustar para o conteúdo de umidade de maneira à determinar o conteúdo de matéria seca. A quantidade deve ser conferida com a quantidade de eletricidade (e calor) gerada e qualquer recibo de combustível (se disponível).
Frequência de monitoramento:	Continuamente, com um balance de energia anual.
CQ/GQ procedimentos a serem aplicados:	Conferi as medições com o balance anual de energia que é baseado nas quantidades compradas e mercados de ações.
Comentário:	

Dado / Parâmetro:	NCV_{bagasse}
Unidade do dado:	MWh/toneladas
Descrição:	Valor calorífico líquido do bagaço
Fonte do dado:	Conduzir medidas ou usar dados precisos e confiáveis locais ou acionais quando disponíveis.
Procedimento de medição (se houver):	Medidas devem ser realizadas em laboratórios renomados e em acordo com padrões internacionais relevantes.
Frequência de monitoramento:	No caso de medições: ao menos a cada seis meses, coletando ao menos três amostras para cada medida. No caso de outras fontes de dados: revisar a adequação do dado anualmente.
CQ/GQ procedimentos a serem aplicados:	Confência consistente das medições e dos dados locais/nacionais com valores padrão fornecidos pelo IPCC. Se os valores diferirem significativamente daqueles



	fornecido pelo IPCC, possivelmente haja necessidade de coletar informações adicionais ou conduzir medições.
Comentário:	

B.7.2 Description of the monitoring plan:

Os dados que devem ser monitorados durante o tempo do contrato são a quantidade líquida da energia gerada na planta do projeto ($EG_{\text{project plant,y}}$) e a quantidade de bagaço (e seu NCV – valor calorífico líquido). O dono do projeto irá medir continuamente estes valores.

De acordo com os procedimentos definidos pela metodologia de monitoramento aprovada ACM0006 - Metodologia de monitoramento para reduções de emissões de projetos de co-geração de bagaço interligados à 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 de energia da rede.

A medição da energia gerada para a rede será feita por dois medidores eletrônicos redundantes trifásicos de quatro fios que enviarão dados para a rede da COPEL (*Companhia Paranaense de Energia*) através de um gateway. Eles serão instalados em um painel metálico dentro da sala de controle da COPEL.

A calibração dos instrumentos será feita de acordo com as normas da ANEEL, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Módulo 5 – Sistemas de Medição*, documento PND1A-DE8-0550, de 20 de outubro de 2005 (<http://www.aneel.gov.br>).

A metodologia considera o monitoramento de reduções nas emissões geradas a partir de projetos de co-geração utilizando bagaço de cana-de-açúcar. O plano de monitoramento para reduções de emissões que ocorrem dentro do limite do projeto é feito com base no monitoramento da quantidade da eletricidade fornecida para a rede. O fator de emissão da linha de base de eletricidade é determinado a priori e será atualizado somente na renovação do período de crédito.

A Santa Terezinha - Tapejara é responsável pelo gerenciamento, monitoramento e elaboração de relatórios do projeto e também pela organização e treinamento da equipe nas técnicas adequadas de monitoramento, medição e elaboração de relatórios. A pessoa responsável pelo monitoramento e elaboração de relatórios do projeto é Antonio Sperandio, Gerente industrial. A equipe também será treinada na operação de caldeiras e geradores elétricos.

A manutenção geral das instalações e equipamentos de monitoramento será feita anualmente, de acordo com os procedimentos internos da Santa Terezinha - Tapejara e as recomendações dos fabricantes. Os procedimentos estabelecidos refletem as boas práticas de monitoramento e elaboração de relatórios.

A Santa Terezinha – Tapejara irá monitorar a emissão de SO_x, NO_x e CO, seguindo a norma 041/2002 da SEMA, e a produção de resíduos sólidos na combustão de bagaço nas caldeiras e também a produção de resíduos líquidos.

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

Os estudos da linha de base e monitoramento foram conduzidos de acordo com a metodologia aprovada ACM0006 – “Metodologia de linha de base consolidada para geração de eletricidade interligada à rede a



partir de resíduos de biomassa”, versão 4 de Outubro de 2006. Eles foram completos em 15 de Janeiro de 2007 por Ricardo Besen da Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.

Ecoinvest Carbon Brasil Ltda..
Rua Padre João Manoel, 222
São Paulo, 01411-000
Brasil

Tel: +55 (11) 3063-9068
Fax: +55 (11) 3063-9069
E-mail: rbesen@ecoinvestcarbon.com

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

(DD/MM/AAAA): 01/03/2007.

C.1.2. Vida útil de operação esperada da atividade de projeto:

25 anos - 0 mês

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

(DD/MM/AAAA): 01/03/2007.

**C.2.1.2. Duração do primeiro período de crédito:**

7a-0m.

C.2.2. Período de crédito fixo:**C.2.2.1. Data de início:**

Não se aplica.

C.2.2.2. Duração:

Não se aplica

SEÇÃO D. Impactos ambientais**F.1. Documentação sobre a análise dos impactos ambientais, inclusive impactos além do limite:**

A planta possui as licenças preliminares e de construção. As licenças preliminares foram emitidas pela agência ambiental do Paraná, o *IAP – Instituto Ambiental do Paraná* e estão disponíveis para consulta mediante solicitação, assim como os estudos ambientais.

Nos processos, foram preparados relatórios contendo a investigação dos seguintes aspectos:

- Impactos no clima e na qualidade do ar.
- Impactos geológicos e no solo.
- Impactos na hidrologia (água subterrânea e de superfície).
- Impactos na flora e na vida animal.
- *Sócio-econômicos (infra-estrutura necessária, aspectos legais e institucionais, etc.).*

No Brasil, o patrocinador de um projeto que envolve construção, instalação, expansão ou operação, mesmo sem nenhum novo impacto ambiental significativo, precisa obter novas licenças. As licenças exigidas pelas normas ambientais brasileiras são (Resolução no. 237/97):

- *A licença preliminar (“Licença Prévia” ou L.P.),*
- *A licença de construção (“Licença de Instalação” ou L.I.); e*
- *A licença de operação (“Licença de Operação” ou L.O.).*

A Santa Terezinha - Tapejara possui a autorização emitida pela ANEEL para operar como produtor independente de energia e tem a aprovação de referência de energia para participar do programa PROINFA (Resolução da ANEEL nº 065 de 25 de maio de 2004). Além disso, a central possui as licenças emitidas pelo *IAP – Instituto Ambiental do Paraná*, a agência ambiental do estado do Paraná (*Licença de Operação - nº 6353/2004 datada de 16/12/2004 e válida até 16/12/2006*).



Uma *permissão para captação de água* foi exigida pela *Superintendência de Desenvolvimento de Recursos Hídricos e Saneamento Ambiental* em 13 de outubro de 2005.

O projeto de co-geração Santa Terezinha – Tapejara assinou um contrato de compra e venda de energia elétrica que também depende do atendimento a todas as normas ambientais.

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:

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

SEÇÃO E. 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 da União* e no jornal regional para tornar o processo público e para permitir a opinião e as informações do público.

Além disso, a Autoridade Nacional Designada brasileira para o MDL, a *Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima*, exige o convite obrigatório de partes interessadas selecionadas para comentar o DCP enviado para validação a fim de fornecer a carta de aprovação.

As organizações e entidades convidadas para comentar o projeto foram:

- Prefeitura Municipal de Tapejara
- Câmara Municipal de Tapejara
- IAP – Instituto Ambiental do Paraná
- Ministério Público do Paraná
- Secretaria do Meio Ambiente de Tapejara
- Associação dos Funcionários da Usina Santa Terezinha
- FBOMS – Fórum Brasileiro de ONGs e Movimentos Sociais para o Desenvolvimento e Meio Ambiente



Não foram levantadas preocupações nas chamadas públicas relativas ao projeto.

G.2. Resumo dos comentários recebidos:

Nenhuma questão importante foi comentada e todos os comentários das partes interessadas foram incorporados no projeto final do sistema e em sua operação.

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

Todos os comentários recebidos das partes interessadas durante o processo de obtenção da Licença Ambiental e da Permissão de Operação foram incorporados ao projeto. A Usina Santa Terezinha obteve a Licença de Construção seguindo as solicitações feitas pelo *IAP – Instituto Ambiental do Paraná*, a agência ambiental, e assinou um CCVE com a Eletrobrás - *Centrais Elétricas Brasileiras S/A*, fornecendo assim evidências suficientes de que os comentários das partes interessadas foram devidamente considerados.

Anexo 1**INFORMAÇÕES DE CONTATO DOS PARTICIPANTES NA ATIVIDADE DE PROJETO**

Organização:	Usina de Açúcar Santa Terezinha Ltda.
Rua / Caixa Postal:	Estrada Água da Areia – Km 1,5
Prédio:	
Cidade:	Tapejara
Estado/Região:	PR
CEP:	87430-000
País:	Brasil
Telefone:	55 (44) 3218 1900
FAX:	55 (44) 3218 1957
Email:	
URL:	www.usacucar.com.br
Representado por:	
Cargo:	
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Torres
Segundo nome:	
Nome:	Genaildo
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto:	
Email pessoal:	genaildo@usacucar.com.br



Organização:	Ecoinvest Carbon Brasil Ltda.
Rua / Caixa Postal:	Rua Padre João Manoel, 222
Prédio:	
Cidade:	São Paulo
Estado/Região:	São Paulo
CEP:	01411-000
País:	Brasil
Telefone:	+55 (11) 3063-9068
FAX:	+55 (11) 3063-9069
Email:	
URL:	
Representado por:	
Cargo:	Diretor
Tratamento:	Sr.
Sobrenome:	Martins Jr.
Segundo nome:	de Mathias
Nome:	Carlos
Departamento:	
Celular:	
FAX direto:	
Telefone direto:	
Email pessoal:	cmm@ecoinvestcarbon.com



Anexo 2

INFORMAÇÕES RELATIVAS A FINANCIAMENTO PÚBLICO

Não há financiamento público envolvido no presente projeto.

Este projeto não é um desvio da ODA por um país do Anexo 1.

**Anexo 3 – Informações da linha de base**

Anos	Capacidade total instalada (MW)	Fator de capacidade das caldeiras	Geração de eletricidade (MW)	Capacidade e instalada (MW) para uso interno	Capacidade e instalada (MW) para exportar para a rede	Fator de capacidade e %	Horas de operação durante o ano	MWh/ano exportados para a rede
Year 1_2007	50.5	74%	37.3	9.3	28	83%	6,144	142,697
Year 2_2008	50.5	77%	38.5	10.5	28	83%	6,144	142,697
Year 3_2009	50.5	80%	40.3	12.3	28	83%	6,144	142,697
Year 4_2010	50.5	80%	40.3	12.3	28	83%	6,144	142,697
Year 5_2011	50.5	80%	40.3	12.3	28	83%	6,144	142,697
Year 6_2012	50.5	80%	40.3	12.3	28	83%	6,144	142,697
Year 7_2013	50.5	80%	40.3	12.3	28	83%	6,144	142,697
Year 1_2007	50.5	74%	37.3	9.3	28	83%	6,144	142,697

Tabela 63 – Evolução da geração de eletricidade - Santa Terezinha – Tapejara

O sistema elétrico brasileiro (figura abaixo) 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.

Entretanto, mesmo depois do estabelecimento da interligação, estudos 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)”

Ademais, Bosi (2000) faz uma sólida argumentação em prol de ter as assim-chamadas *linhas de base multiprojeto*:

“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'”.

Sistema de Transmissão 2001-2003

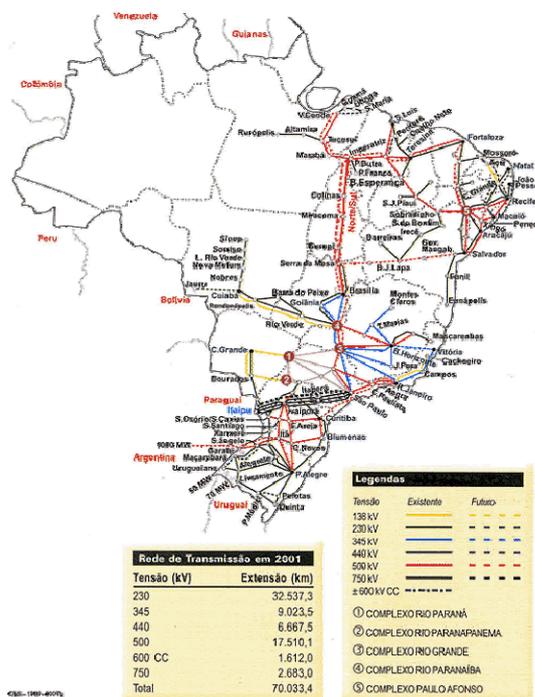


Figura 143 - Sistema Interligado Brasileiro (Fonte: ONS)

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.



A metodologia aprovada ACM0002 requer que os proponentes de projetos respondam por "todas as fontes de geração que servem o sistema". Desta forma, ao aplicar a metodologia, 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 ONS – *Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro* – argumenta que as informações de despacho são estratégicas para os agentes de energia elétrica 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 os dados reais de despacho são necessários, entrou-se em contato com o ONS, para que os participantes pudessem saber com que 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. Na realidade, de acordo com a ANEEL, as plantas despachadas de forma centralizada pelo ONS respondem por 75.547 MW da capacidade instalada até 31/12/2004, do total de 98.848,5 MW instalados 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 nos países vizinhos para exportar para o Brasil e as plantas emergenciais, que são despachadas somente em épocas de restrições de eletricidade no sistema. Portanto, mesmo que o cálculo do fator de emissão seja feito sem considerar todas as fontes de geração que atendem ao sistema, cerca de 76,4% da capacidade instalada que atende ao Brasil são considerados, o que é uma quantidade razoável quando se considera a dificuldade para obter informações de 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 de incluir todas as fontes de geração, os desenvolvedores de projeto analisaram a opção de pesquisar os dados disponíveis, mas não oficiais, para suprir o hiato existente. A solução encontrada foi o banco de dados da Agência Internacional de Energia criado durante a realização do estudo de *Bosi et al. (2002)*. Ao mesclar os dados do ONS com os dados da IEA em uma planilha, os proponentes de projetos puderam considerar todas as fontes de geração interligadas às redes relevantes para determinar o fator de emissão. O fator de emissão calculado foi considerado mais conservador ao considerar apenas dados do ONS (Tabela 74).

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



Portanto, considerando toda a análise lógica explicada, os desenvolvedores de projeto optaram pelo banco de dados que considera somente as informações do ONS, pois ele conseguia abordar corretamente a questão da determinação do fator de emissão, da maneira mais conservadora possível.

Os dados de despacho por hora agregados obtidos do ONS foram usados para determinar o fator lambda para cada um dos anos com dados disponíveis (2002, 2003 e 2004). A geração de baixo custo/inflexível foi determinada como a geração total menos a geração das usinas térmicas a combustível fóssil, esta foi determinada pelos dados diários de despacho fornecidos pelo ONS. Todas essas informações foram fornecidas aos validadores e discutidas amplamente com eles, para que todos os pontos ficassem bem claros. As figuras abaixo mostram as curvas de duração da carga para o três anos considerados, assim como o lambda calculado.

Emission factors for the Brazilian South-Southeast-Midwest interconnected grid				
Baseline (including imports)	EF_{CM} [tCO ₂ /MWh]	Load [MWh]	LCMR [MWh]	Imports [MWh]
2003	0.9823	288,933,290	274,670,644	459,586
2004	0.9163	302,906,198	284,748,295	1,468,275
2005	0.8086	314,533,592	296,690,687	3,535,252
	Total (2003-2005) =	906,373,081	856,109,626	5,463,113
	$EF_{CM, SM} (P^* = 20) (USEFUL)$	$EF_{EM, 2005}$	Lambda	
	0.4349	0.0872	λ_{2003}	
	Alternative weights	Default weights	0.5312	
	$W_{CM} = 0.75$	$W_{CM} = 0.5$	λ_{2004}	
	$W_{SM} = 0.25$	$W_{SM} = 0.5$	0.5055	
	Alternative EF_y [tCO ₂ /MWh]	Default EF_y [tCO ₂ /MWh]	λ_{2005}	
	0.3480	0.2611	0.5130	

Tabela 85 – Fatores de emissão para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira (fator da margem de operação simples ajustada)

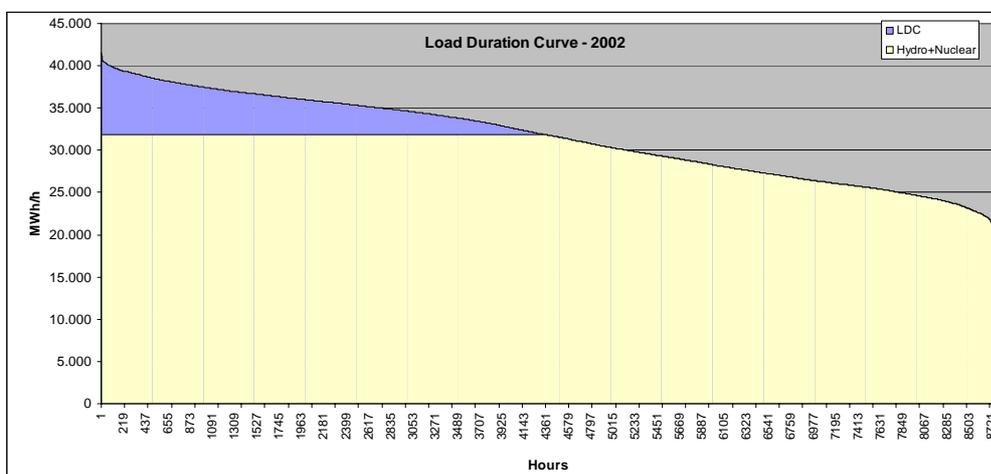


Figura 154 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2002

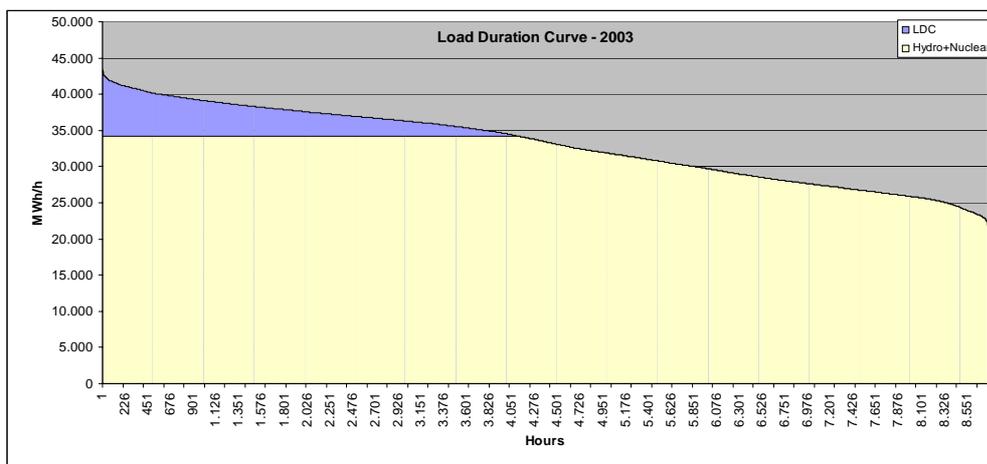


Figura 165 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2003

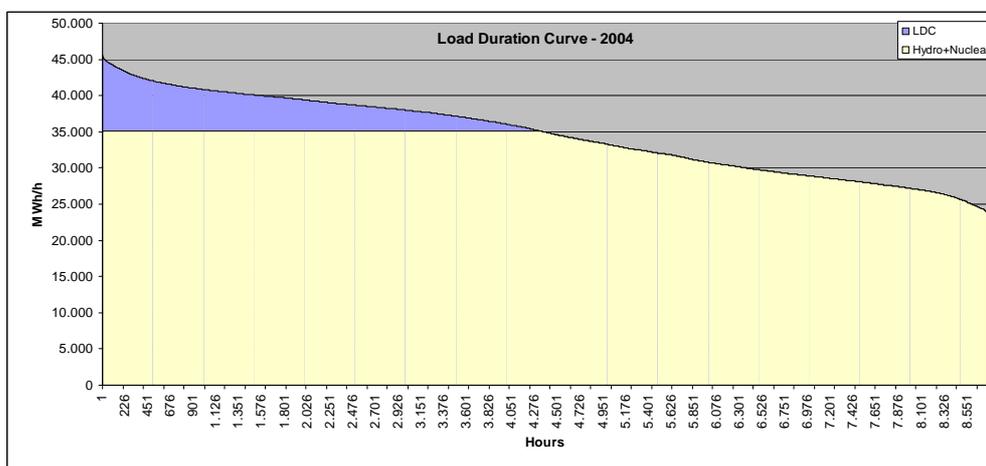


Figura 175 - Curva de duração da carga para o sistema S-SE-CO, 2004



	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /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	Furnil (MG)	Jan-2003	180.0	1	0.0	0.0	0.000
5	S-SE-CO	H	Itaipua 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	Piraju	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	Rosário	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	466.9	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	Macaiá 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	Eletrobrás	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. Aripo	Jan-2001	193.0	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. Caxias	Jan-1999	1.240.0	1	0.0	0.0	0.000
25	S-SE-CO	H	Canoas I	Jan-1999	82.5	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	Itaipava	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	58.0	1	0.0	0.0	0.000
40	S-SE-CO	H	PCH COPEL	Jan-1998	70.0	1	0.0	0.0	0.000
41	S-SE-CO	H	PCH CEMIG	Jan-1998	84.0	1	0.0	0.0	0.000
42	S-SE-CO	H	PCH CPFL	Jan-1998	56.0	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	Guilherme 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	Mirassol	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. Ilhéus	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 Avarandava	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

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest
** Fuel source (C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil)
[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (http://www.aneel.gov.br, data collected in november 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 (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 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, data collected in november 2004).

Tabela 96 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 1



	Subsystem*	Fuel source**	Power plant	Operation start [2, 4, 5]	Installed capacity (MW) [1]	Fuel conversion efficiency (%) [2]	Carbon emission factor (tC/TJ) [3]	Fraction carbon oxidized [3]	Emission factor (tCO ₂ /MWh)
62	S-SE-CO	H	S. Santiago	Jan-1990	1,420.0	1	0.0	0.0%	0.000
63	S-SE-CO	H	Itumbiara	Jan-1990	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	Itaube	Jan-1978	512.4	1	0.0	0.0%	0.000
66	S-SE-CO	H	A. Vermelha (Jose E. Moraes)	Jan-1978	1,386.2	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	Capiara	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	Jun-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	158.0	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	Chavantes	Jan-1971	414.0	1	0.0	0.0%	0.000
81	S-SE-CO	H	Jaguara	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	Jupia	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	Paraibuna	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-1965	363.0	0.25	26.0	98.0%	1.345
93	S-SE-CO	C	J.Lacerda B	Jan-1965	262.0	0.21	26.0	98.0%	1.602
94	S-SE-CO	C	J.Lacerda A	Jan-1965	232.0	0.18	26.0	98.0%	1.869
95	S-SE-CO	H	Barin (Alvaro de Souza Lima)	Jan-1965	143.1	1	0.0	0.0%	0.000
96	S-SE-CO	H	Funil (RJ)	Jan-1965	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	Fumas	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	Charqueadas	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	Pareira 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	Carioba	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	Jaguari	Jan-1917	11.8	1	0.0	0.0%	0.000
Total (MW) =					64,478.6				

* Subsystem: S - south, SE-CO - Southeast-Midwest
** Fuel source: C, bituminous coal; D, diesel oil; G, natural gas; H, hydro; N, nuclear; O, residual fuel oil.

[1] Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações da Geração (<http://www.aneel.gov.br>, data collected in november 2004).

[2] Besi, M., A. Laurens, 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 (daily reports from Jan. 1, 2001 to Dec. 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>, data collected in november 2004).

Tabela 107 – Banco de dados das centrais para a rede interligada sul/sudeste/centro-oeste brasileira, parte 2

De acordo com a metodologia aprovada selecionada (ACM0006), 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 ACM0002 (Versão 6 de 19 de Maio de 2006), 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 três passos a seguir:



- **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 brasileiro 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/inflexíveis⁷ constituírem menos de 50% da geração total da rede: 1) na média dos 5 últimos anos ou 2) com base nos valores normais de longo prazo para produção de energia hidrelétrica. A participação da energia hidrelétrica em relação à produção total de eletricidade para o sistema interligado brasileiro sul/sudeste/centro-oeste é muito maior que 50% (veja a tabela 2 abaixo), o que faz com que a margem de operação simples não se aplique ao projeto.

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

Tabela 28 – Participação da geração de energia hidrelétrica no sistema interligado brasileiro 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 ($EF_{OM,ajustada,y}$ em tCO₂/MWh) é uma variação da margem de operação simples, onde as fontes de energia (inclusive importações) são separadas entre fontes de energia de baixo custo/inflexíveis (k) e outras fontes de energia (j):

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

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

⁷ Custos baixos de operação e recursos inflexíveis normalmente incluem geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar (AM0015, 2004).



- 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 (análoga para fontes k).

Os números mais atuais do sistema interligado S-SE-CO foram obtidos do ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*) 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, é calculada a

Erro! Fonte de referência não encontrada. Equação 2, como descrito a seguir:

$$EF_{OM-LCMR,y} = \frac{\sum_{i,k} F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k}}{\sum_k GEN_{j,k}} \quad \text{Equação 2}$$

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 interligado brasileiro S-SE-CO são centrais termoneucleares 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: $EF_{OM,y} = 0$.

$$EF_{OM,y} = (1 - \lambda_y) \frac{\sum_{i,j} F_{i,j,y} \cdot COEF_{i,j}}{\sum_j GEN_{j,y}} \quad \text{Equação 13}$$

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, calculadas da seguinte forma:

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:

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

$$COEF_{i,k} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot 44/12 \cdot OXID_i \quad \text{Equação 15}$$

$$\text{Assim: } F_{i,k,y} \cdot COEF_{i,k} = \frac{GEN_{i,k,y} \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \cdot 44/12 \cdot 3.6 \times 10^{-6}}{\eta_{i,k,y}} \quad \text{Equação 16}$$

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
 - $EF_{CO_2,i}$ 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 [%]
2003	0.9823	0.5312
2004	0.9163	0.5055
2005	0.8086	0.5130

Tabela 39 - Proporção de horas no ano y (em %) para a qual as fontes de baixo custo/inflexíveis estão na margem no sistema S-SE-CO 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 ACM0002, com os dados obtidos do banco de dados do ONS. A Figura 15, a Figura 16 e a Figura 17 (Anexo 3) apresentam as curvas de duração da carga e a determinação λ_y para os anos 2003, 2004 e 2005, respectivamente. Os resultados dos anos 2003, 2004 e 2005 são apresentados na Tabela 3.

Finalmente, aplicando os números obtidos para calcular $EF_{OM,simples-ajustada,2002-2004}$ como a média ponderada de $EF_{OM,simples-ajustada,2003}$, $EF_{OM,simples-ajustada,2004}$ e $EF_{OM,simples-ajustada,2005}$ e λ_y à Equação 1:

• $EF_{OM,simples-ajustada,2003-2005} = 0,4349 \text{ tCO}_2\text{e/MWh}$

- **PASSO 2** – Calcular o fator de emissão da margem de construção ($EF_{BM,y}$) como o fator de emissão da média ponderada da geração (tCO₂e/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 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 (ACM-0002) 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 dessas duas opções o grupo de amostra que abrange a maior geração anual.

Aplicando os dados do operador nacional do sistema elétrico brasileiro à Equação 17:

$$EF_{BM,2004} = 0,0872 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$

- **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:

$$EF_y = 0,5 \times 0,4349 + 0,5 \times 0,0872 \quad \text{Equação 19}$$

$$EF_y = 0,2611 \text{ tCO}_2\text{/MWh}$$



Anexo 4

PLANO DE MONITORAMENTO

Esta seção foi deixada em branco intencionalmente (veja o plano de monitoramento na seção B.7.2).



Anexo 5

BIBLIOGRAFIA

- Arida, P. E. L. Bacha e A. L. Resende (2005).** *Credit, Interest, and Jurisdictional Uncertainty: Conjectures on the Case of Brazil.* [Crédito, Juros e Incerteza Jurisdicional: Conjecturas sobre o Caso do Brasil] 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.eletronbras.gov.br/>
- 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'Énergie* 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.eletronbras.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 de maio de 2002, São Paulo (Brasil).