



SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA

GIA-21
19 a 24 Outubro de 2003
Uberlândia - Minas Gerais

GRUPO XI
GRUPO DE ESTUDO DE IMPACTOS AMBIENTAIS - GIA

EMISSIONES DE GASES DE EFEITO ESTUFA
NO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL: METODOLOGIA PARA DEFINIÇÃO DE LINHA
DE BASE

Tereza V. Mousinho Reis*
UNIFACS

Oswaldo L. Soliano Pereira
UNIFACS

RESUMO

A definição de um cenário de referência ou linha base para projetos candidatos ao Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) definido pelo artigo 12 do Protocolo de Quioto é uma condição necessária para que países que não têm obrigações de reduzir suas emissões de gases de efeito estufa, como é o caso do Brasil, participem do mercado mundial de carbono, conforme metas de redução das emissões dos GEEs estabelecidas no Anexo B do Protocolo acima mencionado.

O objetivo do presente trabalho é propor o uso de metodologia padronizada para estimar valores anuais das linhas de base para o Sistema interligado nacional (SIN) e seus subsistemas, das regiões Sudeste/Centro Oeste, Sul e Nordeste, expressas em tCO₂/GWh, através da aplicação de métodos simplificados de cálculo do potencial de redução das emissões de gases de efeito estufa, resultante da implementação das atividades de projetos que utilizam fontes de energia renováveis não convencionais – eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) – no SIN. Essa abordagem padronizada para definir os valores das linhas de base que internaliza ao processo de cálculo o planejamento de médio prazo da operação do SIN e o programa indicativo da expansão do setor elétrico formalizado no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010.

PALAVRAS-CHAVE

Efeito Estufa, Linha de Base, Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, MDL, Sistema Elétrico, Fontes Alternativas de Energia, Sistema Interligado Nacional.

1.0 HISTÓRICO

Esse trabalho é parte da dissertação de Mestrado apresentada e aprovada no Mestrado de Regulação da Indústria de Energia da UNIFACS em dezembro de 2002. Sustenta-se a hipótese que para avaliar certos tipos de projetos elegíveis como MDL, particularmente projetos de pequena escala conforme definidos pelos Acordos de Marraqueche, é suficiente e vantajosa, a definição de linha de base anual padronizada. Além de contribuir para reduzir os custos de transação associados com o estabelecimento da linha de base, promover alto grau de transparência, facilitar a avaliação do potencial dos projetos candidatos ao MDL, poderá estimular desenvolvimento mais rápido dos projetos.

Apesar desse tema se inserir num campo controverso de intercâmbios, debates e polêmicas em razão da complexidade e das incertezas associadas aos modelos usados para o estudo das mudanças no clima, existe, atualmente, uma certa convergência no meio científico mundial sobre a influência das atividades desenvolvidas pelo homem para o processo de aquecimento do planeta, sobretudo aquelas relacionadas com a produção e o uso da energia. Particularmente após a publicação do Terceiro Relatório de Avaliação do IPCC, em 2001, aumentou a confiança dos cientistas sobre a compreensão das causas e dos efeitos do aquecimento global sobre o clima no planeta.

2.0 – EFEITO ESTUFA E AQUECIMENTO GLOBAL

O efeito estufa ocorre porque do total da energia solar que chega a Terra na forma de radiação de ondas curtas apenas uma parte é refletida antes de atingir a superfície terrestre. A maior parte passa diretamente pela atmosfera para aquecer o planeta. A Terra, então, libera essa energia, mandando-a de volta para o espaço, na forma de irradiação infravermelha de ondas longas.

* Rua Ponciano de Oliveira, 126 - Prédio 1 - Rio Vermelho - Salvador - BA - CEP 40.225-300
Tel.: (071) 330-4644 - E-MAIL: tereza@unifacs.br

A maior parte da irradiação infravermelha que a Terra emite é absorvida pelo vapor d'água, pelo dióxido de carbono e por outros "gases de efeito estufa" presentes naturalmente na atmosfera. Esses gases impedem que a energia passe diretamente da Terra para o espaço e os processos naturais, como as correntes de ar, fazem com que essa energia circule sobre a superfície terrestre e só depois seja transportada para as altas camadas da atmosfera, de onde é irradiada para o espaço. Porém a elevação das concentrações dos GEE impede que essa energia recebida seja reenviada nas quantidades necessárias para manter equilibrado o balanço energético global. Por essa razão, o sistema climático, tentando se adaptar a essa situação, ajusta-se através da elevação da temperatura média da superfície da terra e da baixa atmosfera.

O problema do aquecimento global, embora esteja intimamente relacionado ao efeito estufa é um fenômeno essencialmente diferente. Enquanto o primeiro é fundamental para garantir a vida no planeta, o segundo reflete, na verdade, um desequilíbrio no sistema climático decorrente, sobretudo, do volume de emissões dos gases de efeito estufa decorrentes das atividades humanas, desde o início da revolução industrial. Entende-se como aquecimento global o aumento da temperatura da superfície do planeta em grau superior ao que deveria ocorrer, em consequência da elevação das concentrações dos gases de efeito estufa na atmosfera, em particular do dióxido de carbono.

3.0 – PANORAMA NACIONAL DAS EMISSÕES DE GEEs

O Sistema Interligado Nacional (SIN), predominantemente hidráulico, mobiliza a maior parte do seu parque térmico para complementar a geração de eletricidade realizada pelas usinas hidrelétricas. Por essa razão, e devido ao maior custo de operação da geração térmica, as usinas térmicas convencionais² são despachadas em situações em que a demanda não pode ser atendida com a energia gerada pelas usinas hidrelétricas. No caso das usinas à gás natural, tanto pela tecnologia que a maioria utiliza, ciclo combinado, como pelo tipo de contrato que estas usinas possuem, em princípio, são previstas para operar na base.

O consumo de derivados de petróleo em termos setoriais, apesar do crescimento registrado no seu uso pelas centrais elétricas de serviço público e autoprodutores, passando de 2,1%, em 1985 para 4,5%, em 2000, ainda é pouco significativo na comparação com o consumo dos setores de transporte e industrial, maiores consumidores da energia de origem fóssil com, 47,3% e 15,7%, respectivamente.

Com base nas projeções elaboradas pela Agência Internacional de Energia, o consumo energético do Brasil deverá crescer a uma taxa média anual de 3%, nas próximas três décadas. O petróleo e a geração hidrelétrica continuarão sendo as principais fontes da plataforma energética do país, prevendo-se um grande avanço da geração termelétrica, principalmente, entre 2010 e 2030. Segundo essas projeções, em 2030 a participação da

geração termelétrica no Brasil representará 35% do total da oferta interna de energia, observando, no entanto, que esse crescimento será lento, sobretudo em função de limitações associadas às importações do gás natural, cuja dependência crescerá rapidamente nos próximos 10 anos.

De acordo com Inventário Nacional de Emissões, recentemente divulgado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), as emissões de carbono derivadas da queima de combustíveis fósseis no sistema energético brasileiro cresceram mais de 16%, entre 1990 e 1994, evoluindo de cerca de 55,3 Mt C, em 1990, para 64,5 Mt C, em 1994. O crescimento das emissões foi superior ao aumento da oferta interna de energia, que no período apresentou uma taxa de crescimento de 13%, indicando um maior uso de combustíveis mais intensivos em carbono no sistema energético brasileiro, em substituição às fontes renováveis de biomassa.

Apesar de modesta, a dimensão ambiental começa a ganhar um maior espaço no processo de planejamento do setor elétrico brasileiro. Basicamente isso se deve às preocupações em relação aos custos de licenciamento ambiental, que em médio e longo prazos, tendem a se tornar um grande problema para a implementação dos empreendimentos que irão ampliar a capacidade de geração do parque elétrico nacional.

Os resultados dos cálculos efetuados no PDE, utilizando a metodologia recomendada pelo IPCC, e respeitando as datas previstas para a entrada em operação desses empreendimentos, demonstraram que as emissões de CO₂ serão duplicadas em relação aos níveis estimados para 1997, crescendo de 5,97 milhões de toneladas para quase 12 milhões em 2010, considerando o cenário de referência, e elevando-se para mais de 15 milhões de toneladas, se for considerado o cenário de alto crescimento do mercado.

3.1- PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

3.1.1 - Plano Decenal de Expansão – 2001/2010

O ciclo de planejamento da expansão do SIN, 2001-2010, prevê como diretrizes mais gerais a continuidade do aproveitamento do potencial hidrelétrico disponível no país associado à construção de novas usinas termelétricas, apoiadas, sobretudo, no aproveitamento do gás natural, com a participação da iniciativa privada, como principal agente responsável pelos novos investimentos necessários à implementação do plano de expansão..

No presente trabalho, adotou-se os seguintes dados e critérios do Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010:

- A projeção da carga própria de acordo com os cenários de mercado **B** e **C**;
- O Plano de Expansão associado ao cenário **C** de mercado para o critério de igualdade dos custos marginais de operação, denominado de expansão **C1**;
- A hipótese de implementação do PPT.

3.1.2 - Planejamento de Médio Prazo da Operação

As estimativas de geração de energia das usinas térmicas interligadas ao SIN, projetadas até 2005 pelo Newave, foram utilizadas para propor uma metodologia de elaboração de cenários de emissões de CO₂ resultantes da operação do SIN, nesse mesmo período.

² Óleo Combustível, diesel e carvão.

No presente trabalho os resultados das simulações do Newave/PMO³/abril/02, definindo a geração térmica convencional, são assumidos como representativos do nível médio dos requerimentos associados ao despacho das usinas termelétricas, no horizonte de médio prazo do planejamento da operação e foram utilizados para definir as linhas de base padronizadas para o SIN e seus subsistemas, entre 2002-2005.

As projeções das gerações das usinas térmicas que operam integradas ao SIN, elaboradas a partir das simulações do modelo Newave são apresentadas por subsistema, Sudeste/Centro Oeste, Sul, Nordeste e Norte⁴, denominados, respectivamente, GTERT 1, GTERT 2 e GTERT 3. A partir dos resultados das simulações construiu-se as curvas anuais de permanência das térmicas por subsistema e agregou-se as usinas térmicas por tipo de combustível (óleo combustível, gás ou carvão), calculando-se a geração média agregada dessas usinas e a participação de cada um desses subconjuntos no total das gerações das térmicas convencionais. As mesmas participações foram consideradas de forma agregada para o SIN. Todos os valores, em MWmed, foram transformados em GWh, multiplicando-se o MWmed pelo número de horas do ano (8.760) e, em seguida, divididos por 1000. Para um intervalo de confiança de 95% identificou-se as alternativas de geração das térmicas convencionais, máximas e mínimas, requeridas a cada ano, por subsistema. Determinou-se a geração térmica total prevista para o SIN, pelo somatório das gerações, máximas e mínimas, dos subsistemas GTERT 1, GTERT 2 e GTERT 3.

4.0 - LINHA DE BASE: DEFINIÇÕES E PROBLEMAS

Entende-se como linha de base ou cenário de referência, as emissões de gases de efeito estufa (GEEs), em nível de país, setor, região ou projeto específico, que provavelmente ocorreriam na ausência das atividades do projeto mitigador desses gases, considerando as tecnologias disponíveis e as condições econômicas prevalecentes. Um aspecto importante se refere à relação entre a definição da linha de base e a sua capacidade de demonstrar a adicionalidade resultante das atividades dos projetos

Para tentar superar este problema, as metodologias buscam responder a seguinte pergunta: o que o projeto deslocará? Basicamente, segundo alguns autores, três respostas podem ser oferecidas: 1) o projeto desloca parte da eletricidade produzida pelas usinas existentes no parque gerador; 2) o projeto desloca ou posterga a construção de novas de usinas, ou seja, o projeto é capaz de influenciar se ou quando as novas plantas serão construídas; 3) o projeto desloca uma combinação das duas alternativas anteriores.

Em geral, admite-se que os pequenos projetos, tal como foram definidos nos Acordos de Marraqueche, não deslocarão grandes empreendimentos planejados, ou seja, eles não serão capazes de influenciar as decisões de investimentos relacionadas com novas plantas. O desafio então é adotar abordagens para definir linhas

base, cujos métodos de cálculo possam ser aplicados com baixo custo e em curto prazo, porém que sejam capazes de responder satisfatoriamente pergunta acima colocada.

4.1 - Abordagens e Níveis de Padronização da Linha de Base para Pequenos Projetos

Em geral a escolha do nível de padronização da linha de base, dependerá das características e, sobretudo, tratando-se de projeto implementado no setor elétrico, da sua condição operacional, ou seja, se é ou não conectado à rede. Além disso, precisa definir se ele é ou não interligado, determinar as fronteiras, tanto em termos da cobertura geográfica de cada projeto de acordo com suas características mais gerais como em relação às emissões (se houver) das atividades correlacionadas com o projeto, estabelecer a vida útil da linha de base padronizada, identificar as opções que serão consideradas em relação ao nível de restrição da linha de base, isto é, se a padronização é por algum tipo de combustível, se considera apenas os combustíveis fósseis ou se leva em conta todas as fontes (fósseis e renováveis), ou se a padronização da linha de base, considera algumas combinações das alternativas anteriores. Além disso é necessário escolher o método de cálculo para definir o valor da linha de base de emissões.

No presente trabalho optou-se pela adoção do método híbrido de média ponderada e margem construída para definir as linhas de base anuais para o SIN e seus subsistemas, ao longo do horizonte do estudo, pelas seguintes razões:

1. O método é simples, flexível e de baixo custo;
2. Adapta-se às características operativas e de planejamento do Sistema Nacional Interligado;
3. Permite que os projetos sejam comparados interna e externamente;
4. Permite que eventuais ganhos em termos de eficiência das tecnologias disponíveis sejam incorporados aos valores projetados da linha de base.

5.0 - APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PADRONIZADA PARA DEFINIÇÃO DAS LINHAS DE BASE

Considerou-se, para a aplicação do método híbrido da média ponderada e margem construída, a disponibilidade e confiabilidade dos dados relativos às características e condições operacionais do SIN, o papel da geração térmica convencional na oferta total do sistema interligado, as características tecnológicas associadas às usinas previstas no PPT, as premissas e os principais resultados do planejamento da operação de médio prazo em relação à geração térmica convencional, o planejamento de expansão da capacidade instalada do SIN e as expectativas de evolução do mercado de energia elétrica no país.

O horizonte do estudo foi definido até 2027, para atender às duas opções propostas pelos Acordos de Marraqueche, em relação à vida útil da linha de base, ou seja, certificação para 10 anos, sem a necessidade de revisão da linha de base original, ou 7 anos mais duas prorrogações de 7, com a possibilidade de revisão a cada sete anos da linha de base original. As linhas de base, expressas em tCO₂/GWh, são representadas pelos Fatores

³ PMO- Plano Mensal de Operação.

⁴ O sub-sistema Norte interligado não foi considerado por não haver despacho de térmicas convencionais neste sub-sistema.

Padrão de Emissão (FPEs) e correspondem as linhas de base relativas, sendo utilizados tanto para estimar as emissões totais, tCO₂/ano, como para avaliar o potencial de redução dessas emissões como resultado da implementação de pequenos projetos de geração de energia elétrica previstos para operarem integrados ao SIN.

Os FPEs para o SIN e seus subsistemas, calculados pelo método da média ponderada para o período entre 2001 e 2005, resultam simplesmente da multiplicação do Fator de Emissão de Carbono (FEC) médio por tipo de combustível definido para o setor elétrico brasileiro, pela participação anual da geração térmica prevista por tipo de combustível até 2005, determinada com base nos resultados das simulações do Newave para o Programa Mensal da Operação (PMO) de abril de 2002,

A segunda abordagem, baseada no conceito de margem construída, é utilizada para estabelecer os FPE entre 2006 e 2027. Definiu-se um fator de emissão de referência, em 2027, correspondente a mais avançada tecnologia disponível atualmente nos países desenvolvidos que associa emissões de 359tCO₂/Gwh. No Brasil, de acordo com o Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010, o valor médio de emissão das usinas a gás natural em operação é de 446tCO₂/gWh. Além disso, foram elaboradas três alternativas para representar, no final do horizonte do estudo, em 2027, o “mix” das usinas recém-construídas ou planejadas. A primeira, alternativa 1, considera que apenas usinas a gás natural em ciclo combinado serão planejadas ou serão recém-construídas, em 2027. A Segunda, alternativa 2, admite um *mix* de geração no qual, 50% dos novos empreendimentos planejados ou recém-construídas serão de usinas a gás natural em ciclo combinado e outros 50% serão de usinas não emissoras (hidrelétricas e de empreendimentos que utilizam fontes renováveis não convencionais). A terceira, alternativa 3, considera que 30% do *mix* será composto pelas gerações esperadas de empreendimentos planejados ou recém-construídos de usinas a gás natural e os 70% restantes provenientes de usinas não emissoras, no final do horizonte do estudo.

5.1 - Suposições e Procedimentos para determinação dos FPE

1. As emissões históricas associadas às gerações das usinas térmicas convencionais no âmbito do SIN, não representam a tendência de elevação das emissões devido à estratégia governamental de expansão da base térmica convencional;
2. As simulações realizadas pelo Newave para o despacho hidrotérmico e o programa de expansão do Plano Decenal de Expansão representam de forma mais adequada o modo como o sistema será operado e qual será a composição das fontes primárias para a produção de energia elétrica nos próximos 10 anos;
3. O tamanho e a forma como o SIN é operado, em termos do despacho da carga, dado o mercado, não permite que se identifique, a priori, qual usina terá sua geração afetada (reduzida ou desligada temporariamente) pela entrada de uma pequena nova usina construída para operar integrada ao SIN;
4. Não se espera que a construção de uma pequena central movida a uma fonte alternativa de energia

qualquer, seja capaz de substituir ou mesmo postergar a construção de empreendimentos (usinas hidrelétricas ou térmicas convencionais) previstos ou indicados no Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001/2010, cujas potências são superiores a 100MW;

5. Dado o mercado, as gerações que serão deslocadas, em função da nova oferta de energia oriunda dos projetos não emissores, muito provavelmente, substituirão parte da eletricidade gerada pela usinas térmicas convencionais, em ordem decrescente do custos marginais de operação, obedecendo a mesma lógica adotada pelo ONS no despacho das usinas do parque gerador nacional. Em razão disso, optou-se por considerar no cálculo dos Fatores Padrão de Emissões, até 2005, apenas o *mix* das fontes fósseis, retirando da base de cálculo a geração proveniente das usinas hidrelétricas e nucleares, cujas emissões são consideradas nulas.
6. Considerou-se que a proporção de substituição será de 1:1, ou seja, 1MWh gerado por uma nova usina não emissora substituirá 1MWh produzido por uma usina térmica convencional.
7. A linha de base padronizada para um determinado subsistema tem validade restrita à cobertura do sistema elétrico associado a esse subsistema específico e aos períodos definidos no presente estudo e considera apenas as emissões de CO₂, para cada ano do estudo.
8. Considera-se os Fatores de Emissão de Carbono (FEC) por tipo de combustível definidos no Plano Decenal, 2001/2010 representativos, em termos de emissões médias, das diferentes tecnologias utilizadas pelas usinas térmicas convencionais, em operação ou previstas para serem construídas até 2010.

5.2 - Determinação dos Fatores Padrão de Emissão

Período 2001-2005

- Define-se a proporção da geração proveniente das usinas classificadas segundo o combustível que utilizam, no total da geração térmica convencional, com base nos valores observados em 2001 e na geração prevista pelo planejamento da operação identificadas pelos resultados das simulações do Newave para os estudos de desempenho do sistema em médio prazo, para os anos 2002-2005, excluindo as gerações das usinas hidrelétricas e nucleares;
- Utiliza-se os FEC (Fator de Emissão de Carbono) das tecnologias existentes. Os fatores médios do Brasil foram definidos no Plano Decenal de Expansão; Determina-se os Fatores Padrão de Emissões – FPEs para o SIN e seus subsistemas, multiplicando a proporção da geração das usinas térmicas por tipo de combustível, conforme descrito no item 1, pelo respectivo FEC;

Período 2006-2027

- Define-se o Fator de Emissão de Carbono (FEC), em 2027 com base *apenas* em tecnologia de usina à gás mais avançada e em condições de ser

utilizada no setor elétrico brasileiro, ou seja, esta tecnologia, por hipótese, não enfrentará barreiras à entrada. O presente estudo admitiu o $FEC = 359 \text{ tCO}_2/\text{GWh}$ para as usinas à gás, em 2027;

- Define-se o perfil da capacidade instalada em usinas térmicas convencionais no SIN e seus subsistemas, em 2027. O presente estudo considerou três alternativas para a construção da margem em 2027, anteriormente mencionadas.
- Determina-se a linha de base, expressa em tCO_2/GWh , para os anos intermediários, por interpolação linear, ligando os FPE do ano 2005, calculados pelo método da média ponderada, com os FPE de 2027, calculados segundo o conceito de margem construída, para as três alternativas acima descritas.

5.2.2 - Cálculo dos FPEs: 2001-2005

Dado os FEC e as GT_{ij} os FPEs são prontamente calculados, ponderando as contribuições de cada tipo de geração pela geração térmica total para todos os anos até 2005.

Formalmente, considerando a abordagem da média ponderada, para o período entre 2001 e 2005, tem-se:

FEC_f = Fator de Emissão de Carbono, por tipo de combustível (fonte) utilizado no PDE para as térmicas convencionais existentes.

GT_{fij} = Geração Térmica Total $\Rightarrow \text{GWh}$

FPE_{ij} = Fator Padrão de Emissão (tCO_2/GWh)

Então, genericamente, utilizando o conceito de média ponderada, tem-se:

$$FPE_{ij} = \frac{GT_{fij} * FEC_f}{GT_{ij}}$$

Onde,

f = tipo do combustível

i = 2001, 2002, 2003, 2004, 2005

j = SIN; sub-sistema SE/CO; sub-sistema SUL; sub-sistema NE

5.2.2 - Cálculo dos FPEs: 2006-2027

Formalmente, para o período entre 2006 e 2026, considerando a abordagem da margem construída, os FPE intermediários foram determinados, interpolando linearmente os FPE definidos para o ano 2027, conforme alternativas acima descritas e os FPE determinados para 2005, por subsistema e para o SIN, a partir das equações estabelecidas.

5.2.3 – Síntese dos Resultados e Comentários

Os resultados apresentados nos gráficos 1, 2 e 3 mostram os FPEs, com base nas equações encontradas para todo o horizonte do estudo e por subsistema, que representam, na presente dissertação, as linhas de base relativas, expressas em tCO_2/GWh .

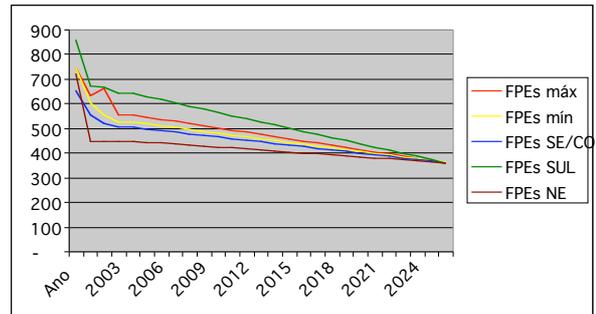


Figura 1-Linha de Base(FPEs)Alternativa 1 (tCO_2/GWh)

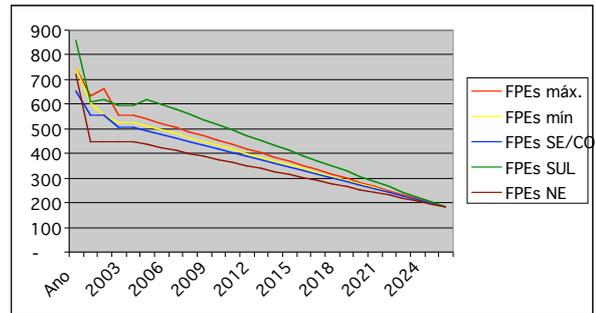


Figura 2- Linha de Base (FPEs) Alternativa 2 (tCO_2/GWh)

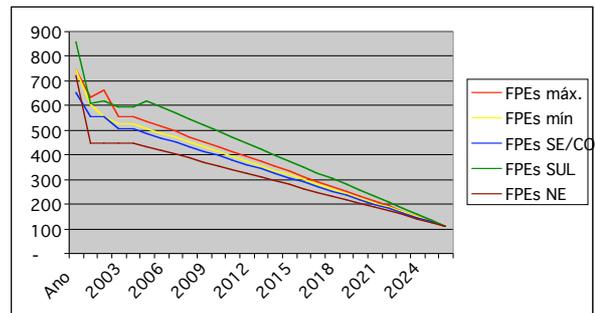


Figura 3- Linha de Base (FPEs) Alternativa 3 (tCO_2/GWh)

6.0 – CONCLUSÕES

Foi constatado que apesar da pequena responsabilidade atual do setor elétrico em relação às emissões totais de GEEs dentro do setor energético nacional, há uma clara tendência de que esse setor aumente o nível dessas emissões.

Verificou-se que o comportamento de muitas variáveis como a evolução do mercado e dos preços dos recursos energéticos, os avanços tecnológicos, as regulamentações, a hidráulidade, a disponibilidade de outras fontes de energia e de outras tecnologias de fornecimento compatíveis com as necessidades do mercado, entre outras condicionantes de natureza política mais gerais, poderão alterar, significativamente, a tendência de crescimento da termoeletricidade no setor elétrico brasileiro.

Especificamente em relação ao MDL, as discussões apontam para a necessidade de que modalidades e procedimentos simplificados sejam estabelecidos de modo a promover um processo de aprovação rápida (*fast track*) dos projetos candidatos ao MDL.

Constatou-se que em geral a escolha do nível de padronização da linha de base dependerá das características e, sobretudo, tratando-se de projeto

implementado no setor elétrico, da sua condição operacional, ou seja, se ele está ou não conectado à rede.

No caso de projetos conectados à rede verificou-se que é recomendável levar em conta, sempre que possível, as circunstâncias nacionais, ou seja, a composição real do *mix* da geração de energia que provavelmente será deslocada, as tecnologias associadas aos empreendimentos recentemente construídos e/ou planejados e as perspectivas do uso de tecnologias mais eficientes e/ou o nível esperado de diversificação da plataforma energética dos países, no longo prazo.

Verificou-se que para medir as adicionalidades associadas aos pequenos projetos a serem implementados no SIN, conforme critérios estabelecidos nos Acordos de Marraqueche, é suficiente e vantajoso o uso de metodologias padronizadas para definir os valores anuais das linhas de base, desde que também sejam consideradas as características do sistema elétrico nacional, predominantemente hidrelétrico, e que se leve em conta os critérios do planejamento da operação para os estudos de desempenho do sistema no médio prazo e o programa de decenal de expansão do setor elétrico.

Pequenos projetos que usam fontes alternativas de energia não serão capazes de deslocar ou postergar a entrada dos grandes empreendimentos em construção ou em fase de planejamento. No entanto, a entrada em operação dos pequenos projetos que usam fontes alternativas de energia, interligados ou despachados de forma descentralizada pelo ONS, deslocarão uma parte da oferta de energia que de outra forma seria gerada pelas usinas térmicas convencionais existentes e em operação no SIN. O *mix* de usinas que normalmente seria responsável pela oferta deslocada, na ausência do projeto mitigador dos GEEs, é um elemento chave para definir o valor das o valor da redução das emissões com a entrada desses projetos.

Os resultados encontrados mostraram uma redução anual da intensidade de carbono por unidade de energia gerada a partir de 2002 fato que é compatível com a estratégia de expansão do parque térmico convencional baseado na implantação de usinas a gás natural, cujo fator de emissão de carbono (FEC) é significativamente inferior àqueles associados às usinas que usam óleo combustível, diesel ou carvão.

Observou-se a relevância dos avanços tecnológicos em termos de melhoria na eficiência da queima dos combustíveis fósseis para reduzir as emissões dos GEE. Ou seja, a redução das emissões de GEE é mais significativa quando se utilizam tecnologias mais avançadas associadas à diversificação da plataforma energética – com introdução de fontes alternativas não emissoras – do que quando se opta por simplesmente reduzir as emissões a partir da diminuição na quantidade da energia gerada com fontes fósseis.

7.0 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) Plano Decenal de Expansão – PDE – 2001-2010
- (2) Bosi, M. – Fast-tracking Small CDM Projects: Implications for the Electricity Sector, OECD

- and IEA, Information Paper, Paris, 2001. Disponível no site: www.iea.org/envissu/cdmsm.pdf
- (3) CEPTEL – Manual de Referência do Newave.
 - (4) Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Relatório de Progresso no 2. Documento de Apoio D. Respaldo Associado às Usinas Térmicas, janeiro, 2002.
 - (5) IEA- International Energy Annual, 2000- World Energy Overview. Disponível no Site www.eia.doe.gov
 - (6) International Energy Agency (IEA)- An Initial View on Methodologies for Emission baselines: Electricity Generation Case Study-IEA Information Paper. Martina Bosi, Energy and Environment Division, IEA, Paris, June, 2000, 54 p. Disponível no site www.iea.org/envissu/cdmsm.pdf.
 - (7) IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2001 - Summary for Policymakers-The Scientific Basis : A Report of Working Group I of the Intergovernmental Panel on Climate Change, WMO/UNEP.
 - (8) Issues and Options; The Clean development Mechanism- UNDP, NEW York: United Nations Publications, 1998
 - (9) La Rovere, E.L. e Americano, B.B.- Domestic Actions Contributing to the Mitigation of GHG Emissions of Power Generation in Brazil, PPE/COPPE/UFRJ, October 2001
 - (10) MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia. Convenção – Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, 1999, Brasília, DF.

_____. Protocolo de Quioto, 1999, Brasília, DF.

_____. Comunicação Nacional sobre Mudança do Clima, 2001, Brasília, DF.
 - (11) Reis, Tereza Mousinho - Emissões de Gases de Efeito Estufa no Sistema Nacional Interligado: Metodologia para Definição de Linha – DISSERTAÇÃO DE MSTRADO, 2002.