

O Impacto dos Créditos de Carbono na Atratividade Econômica de Pequenas Centrais Hidrelétricas

The impact of carbon credits in the economic attractiveness of small hydro power plants

Milton Francisco dos Santos Junior¹

¹Copel – Companhia Paranaense de Energia

milton.santos@copel.com

Abstract: This work aims at providing a general view of the market of carbon credits and showing its current situation in Brazil, focusing on the generation of electrical energy through Small Hydro Power Plants (SHPPs). It evaluates the potential market of SHPPs and the impact of Certified Emission Reductions (CERs) in the economic attractiveness of these enterprises. It concludes that the commercialization of CERs has an important role in the improvement of economic-financial return of these investments in infrastructure, which are of great importance for the sustainable development of Brazil.

Keywords: Small hydro power plants, carbon credits, economic / financial viability, sustainable development.

Resumo: Este trabalho oferece uma visão geral a respeito do mercado de créditos de carbono, bem como demonstra a situação atual desse mercado no Brasil, principalmente com relação à geração de energia através de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). Além disso, avalia o mercado potencial das PCHs e o impacto dos Certificados de Emissões Reduzidas (CERs) na atratividade econômica desses empreendimentos. Por fim, o trabalho conclui que a comercialização dos CERs tem um importante papel na melhoria do retorno econômico-financeiro desses investimentos em infra-estrutura, tão importantes para o desenvolvimento sustentável do Brasil.

Palavras-Chave: Pequena central hidrelétrica, créditos de carbono, viabilidade econômico-financeira, desenvolvimento sustentável.

1 Introdução

O Brasil é um país com enorme potencial de energia de fonte renovável, com destaque para a hidreletricidade. Dentro desse potencial encontram-se as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) que produzem energia elétrica, além de tudo, limpa. A expansão da oferta de energia elétrica no Brasil passará necessariamente pela construção de diversas PCHs.

Atualmente, as questões relacionadas à expansão do sistema elétrico e à melhoria de sua confiabilidade estão na ordem do dia.

Em diversos países verifica-se o incentivo ao aproveitamento de fontes alternativas de energias renováveis. Paralelamente, é crescente a preocupação com as questões ambientais e, em especial, aumenta o comprometimento com a redução de emissão de dióxido de carbono (CO₂).

Ademais, há hoje o consenso mundial sobre a necessidade de promoção do desenvolvimento em bases sustentáveis.

Ainda sob o impacto do racionamento de energia elétrica ocorrido em 2001, e considerando as preocupações e tendências anteriores, cria-se um cenário de desenvolvimento econômico nacional para as próximas décadas em que outras fontes de energia terão participação cada vez mais relevante na matriz energética brasileira.

2 O Mercado de Carbono

Ao longo das últimas décadas a concentração de gases de efeito estufa vem aumentando por diversas causas, mas principalmente devido ao uso de combustíveis fósseis. Como consequência, de acordo com cientistas, está ocorrendo um processo de aquecimento global, colocando em perigo o delicado balanço de temperatura que torna o nosso meio ambiente habitável.

2.1 Efeito Estufa

A energia solar chega a Terra na forma de radiação de ondas curtas. Parte dessa radiação é refletida pela atmosfera, porém, a maior parte passa diretamente e é absorvida pela superfície terrestre, aquecendo-a. No longo prazo, a Terra deve irradiar energia para o espaço na mesma proporção em que a absorve do sol. A Terra irradia energia para o espaço, na forma de irradiação infravermelha de ondas longas. Os gases de efeito estufa têm a propriedade de reter parte dessa energia irradiada. É bom que esse processo seja mais lento e indireto, porque se a superfície terrestre pudesse irradiar energia livremente para o espaço, nosso planeta seria um lugar mais frio.

É importante ressaltar que é somente pela ação do efeito estufa natural que é possível a existência de vida no planeta, pelo menos na forma como se conhece.

As emissões antrópicas de gases de efeito estufa estão resultando no aumento de sua concentração na atmosfera e, conseqüentemente, ampliando a capacidade de absorção de energia que naturalmente já possuem. Esse aumento da capacidade da atmosfera de absorver irradiação infravermelha está perturbando a forma com que o clima mantém o equilíbrio entre a energia que entra e a que sai do planeta.

2.2 Ações Antrópicas Contribuintes

As emissões antrópicas de CO₂ decorrem principalmente da queima de combustíveis fósseis, em usinas termoelétricas e indústrias, veículos em circulação e sistemas domésticos de aquecimento.

O nível de emissão mundial de dióxido de carbono em 1990, segundo o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), era de 7,4 bilhões de toneladas por ano, das quais 6,0 bilhões provenientes do setor de energia. Esses valores, entretanto, não contam com o reconhecimento amplo da comunidade científica [1].

2.3 Conseqüências do Efeito Estufa

Nas últimas décadas tem-se assistido a um aumento gradual da temperatura global, algo que pode também ser causado pela flutuação natural dessa grandeza. Tais flutuações têm ocorrido naturalmente durante várias dezenas de milhões de anos ou, por vezes, mais bruscamente, em décadas. Esses fenômenos naturais bastante complexos e imprevisíveis podem ser a explicação para as alterações climáticas que a Terra tem sofrido, mas também é possível e mais provável que essas mudanças estejam sendo provocadas pelo aumento do efeito estufa, devido basicamente à atividade humana.

O aumento da concentração de gases, como o CO₂, acima do natural pode ser potencialmente perigoso, de acordo com cientistas, com possíveis conseqüências catastróficas para a humanidade.

Segundo Watson [2], cientista chefe do Banco Mundial, as temperaturas globais podem estar subindo no mundo todo mais rapidamente do que se pensava e há fortes indícios de que os seres humanos são os responsáveis pelo fenômeno. O Painel Internacional de Mudanças Climáticas (IPCC), grupo criado pela Organização das Nações Unidas (ONU), prepara seu quarto relatório, que deve ser publicado em 2007, a respeito desses fenômenos. O grupo descobriu que há hoje indícios mais concretos sobre o aquecimento e sobre a responsabilidade humana.

Os países em desenvolvimento serão provavelmente os que mais sofrerão se as conseqüências previstas (deslocamento das zonas agrícolas, elevação do nível do mar, ou variações no regime das chuvas) realmente acontecerem. Essas nações simplesmente não possuem recursos científicos e econômicos ou sistemas de segurança social necessários para fazer face às mudanças do clima.

2.4 Ações Contra o Aquecimento Global

Em junho de 1992, durante a Conferência das Nações Unidas sobre Meio Ambiente e Desenvolvimento, conhecida como “Cúpula da Terra” e realizada no Rio de Janeiro, foi negociada e assinada por 175 países mais a União Européia a Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, desde então denominada Convenção.

Reconhecendo a mudança do clima como “uma preocupação comum da humanidade”, os governos que a assinaram tornaram-se Partes da Convenção, propondo-se a elaborar uma estratégia global “para proteger o sistema climático para gerações presente e futuras” [3].

2.5 O Protocolo de Quioto

A 3ª Conferência das Partes (COP-3), realizada entre 1 e 12 de dezembro de 1997, em Quioto – Japão, contou com a presença de representantes de mais de 160 países [1].

Nessa conferência foi celebrado o Protocolo de Quioto, incluindo metas e prazos relativos à redução ou limitação das emissões futuras de dióxido de carbono e outros gases responsáveis pelo efeito estufa, exceto aqueles já controlados pelo Protocolo de Montreal.

Durante a conferência foi negociado que, para o horizonte compreendido entre os anos de 2008 e 2012, as emissões sejam reduzidas em 5,2% na média, com relação aos níveis de 1990, para dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) e óxido nítrico (N₂O), e aos níveis de 1995 para hexafluoreto de enxofre (SF₆) e famílias de hidrofluorocarbonos (HFCs) e perfluorocarbonos (PFCs).

O Protocolo de Quioto estabeleceu mecanismos de flexibilização a serem utilizados para o cumprimento dos compromissos da Convenção, entre eles o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), que consiste na possibilidade de um país desenvolvido financiar projetos em países em desenvolvimento como forma de cumprir parte de seus compromissos.

O Protocolo de Quioto entrou em vigor em fevereiro de 2005 e a sua ratificação conta com o

apoio de países que totalizam 61,6% das emissões mundiais [4].

2.6 Projetos de MDL

As atividades de projeto de redução de emissões serão elegíveis para o MDL desde que atendam aos seguintes requisitos:

- sejam de participação voluntária;
- contem com a aprovação do país no qual essas atividades forem implementadas;
- não causem impactos colaterais negativos ao meio ambiente local;
- reduzam as emissões de gases de efeito estufa de forma adicional ao que ocorreria na ausência da atividade de projeto do MDL;
- contabilizem o aumento de emissões de gases de efeito estufa que ocorrem fora dos limites das atividades de projeto e que sejam mensuráveis e atribuíveis a essas atividades;
- atinjam os objetivos de desenvolvimento sustentável definidos pelo país no qual as atividades de projeto forem implementadas;
- levem em consideração a opinião de todos os atores que sofrerão os impactos das atividades de projeto e que deverão ser consultados a esse respeito;
- proporcionem benefícios mensuráveis, reais e de longo prazo relacionados com a mitigação da mudança do clima;
- estejam relacionadas aos gases e setores definidos no Anexo A do Protocolo de Quioto ou se refiram às atividades de projetos de reflorestamento e florestamento.

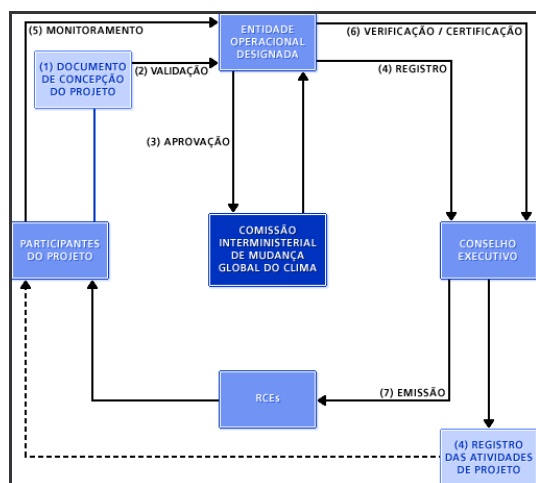


Figura 1: Ciclo de aprovação de um projeto de MDL [5].

O Certificado de Emissões Reduzidas (CER) ou Redução Certificada de Emissões (RCE) é o documento considerado o “papel-moeda” para a comercialização de créditos de carbono. Na compra desses certificados os países do Anexo I do Protocolo de Quioto podem cumprir parte de suas metas de redução de emissões.

A Figura 1 mostra as diferentes etapas que um projeto deve cumprir para receber as Reduções Certificadas de Emissões (RCEs) no âmbito do MDL.

Para serem aceitos no MDL, os projetos devem passar por uma série de etapas no chamado “Ciclo de Aprovação do MDL”, que pode ser resumido da seguinte maneira:

- 1) aprovação das metodologias utilizadas no projeto pelo Conselho Executivo (CE) do MDL;
- 2) validação do projeto por uma “certificadora” credenciada no CE;
- 3) aprovação do governo brasileiro – através da Comissão Interministerial;
- 4) aceitação e registro do projeto no CE;
- 5 e 6) verificação e certificação, novamente por uma certificadora credenciada; e
- 7) emissão das Reduções Certificadas de Emissões pelo CE [6].

Uma estimativa dos custos envolvidos na implementação de projetos de MDL, em dólares, elaborada pelo Banco Mundial, é apresentada na Figura 2.



Figura 2: Estimativa de custo de implementação de um projeto de MDL [7].

2.7 Situação Mundial dos Projetos de MDL

Dados de maio de 2006 revelam que o Brasil ocupa a segunda colocação em termos de número de projetos participantes do MDL, como ilustra a Figura 3.

A participação de cada país, em tCO₂e, pode ser visualizada na Figura 4.

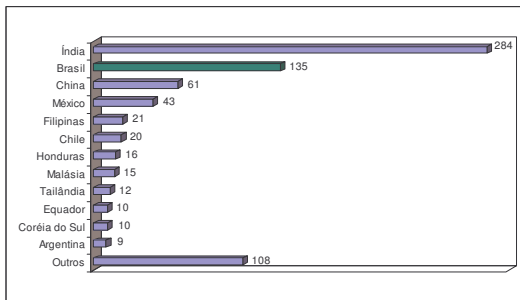


Figura 3: Número de projetos participantes do MDL por país [7].

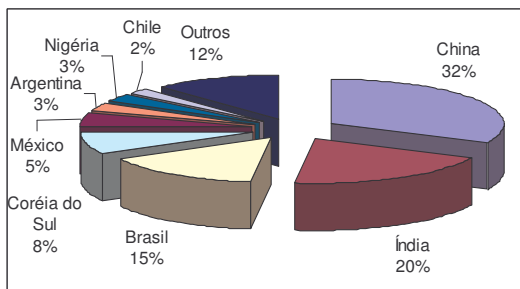


Figura 4: Participação de cada país em tCO₂e [7].

Nota-se que o Brasil passa para a terceira posição mundial quando são analisados os projetos de MDL em termos de quantidade de tCO₂e envolvidas, mesmo ocupando a segunda posição em termos de número de projetos apresentados.

A participação mundial por tipo de projeto, com dados de maio de 2006, é apresentada na Figura 5.

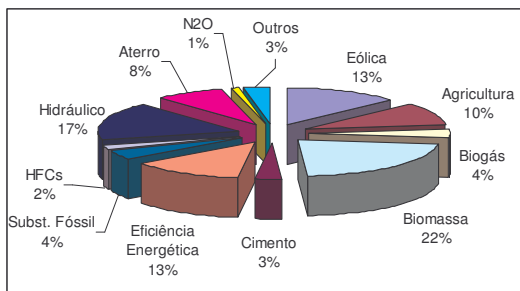


Figura 5: Participação mundial por tipo de projeto (em termos numéricos) [7].

Ressalta-se que a participação de projetos hidráulicos fica atrás apenas dos projetos de biomassa.

2.8 O Mercado de Carbono no Brasil

A quantidade de RCEs pelas atividades de projetos brasileiros atingiu cerca de 147 milhões de tCO₂e em dezembro de 2005 [8].

Nos últimos meses de 2005 foram submetidos projetos em setores inovadores, como usinas hidrelétricas não enquadradas como PCHs (acima de 30 MW) e fontes eólicas.

Até o final do ano de 2005 o número de projetos aprovados pela Autoridade Nacional Designada brasileira a Comissão Interministerial de Mudanças Globais do Clima (CIMGC) atingiu a marca de 56 projetos [8].

A Figura 6 traz a evolução do número de projetos brasileiros submetidos ao ciclo de aprovação do MDL até dezembro de 2005, sem considerar as metodologias e seus estágios (em validação, aprovadas ou não aprovadas).

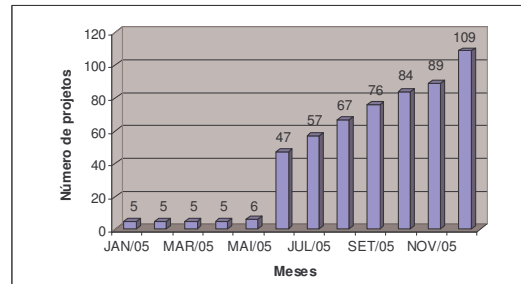


Figura 6: Número de projetos brasileiros submetidos ao ciclo de aprovação do MDL [8].

A implantação do Banco de Projetos da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F), lançado em meados de setembro de 2005, no âmbito do Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões (MBRE), iniciativa conjunta da BM&F e do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior (MDIC), objetiva desenvolver um sistema eficiente de negociação de certificados ambientais, e criar no Brasil as bases de um ativo mercado de créditos de carbono que venha a constituir referência para os participantes em todo o mundo.

Dados da BM&F de janeiro de 2006 mostram que, mesmo com pouco tempo de funcionamento, diversos projetos já se encontram validados no Banco de Projetos, e diversos participantes já se encontram cadastrados, tanto como proponentes de projetos como proponentes de intenções de compra.

2.9 Preços de Mercado dos CERs

Atualmente o processo de comercialização dos CERs se dá principalmente através das bolsas do Canadá, Reino Unido (*Emission Trade Scheme*), Holanda (*European Climate Exchange*), Noruega (*Nord Pool*), Alemanha (*European Energy Exchange*), União Européia (*Emission Trading System*), Austrália (*New South Wales Trade System*) e EUA (*Chicago Climate Exchange – CCX*) [9].

A Figura 7 mostra a evolução do preço de curto prazo de comercialização dos CERs, em Euros, nos EUA durante o ano de 2005 [10].

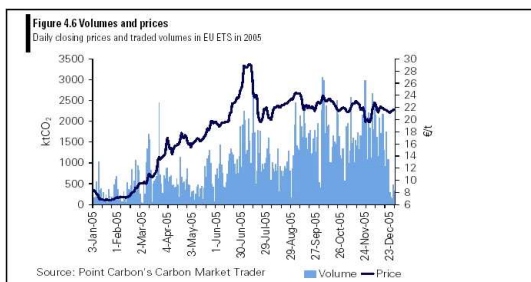


Figura 7: Volume e preços negociados nos EUA durante o ano de 2005 [10].

Nota-se no segundo semestre de 2005 uma convergência para um preço médio de curto prazo em torno de € 22,00/tCO₂e.

Deve-se mencionar que os projetos de MDL são vistos com mais importância no longo prazo do que no curto prazo. Neste sentido, as decisões políticas são vistas como o fator mais importante na determinação do preço de mercado. Isso mostra que os participantes do mercado estão olhando a política internacional e, ao mesmo tempo esperando uma participação mais ativa dos países com investimentos no MDL [10].

A Figura 8, extraída do *International Energy Outlook 2006*, do *U.S. Department of Energy*, apresenta preços mais recentes dos CERs, em Dólares, negociados na União Européia (UE) até maio de 2006.



Figura 8: Preços da tCO₂e negociados na UE entre março de 2005 e maio de 2006 [11].

Verifica-se que o preço flutuou entre U\$ 25,00/tCO₂e e U\$ 35,00/tCO₂e no segundo semestre de 2005 e início de 2006.

A significativa semelhança existente entre os valores comercializados nos EUA e União Européia no segundo semestre de 2005, conforme Figuras 7 e 8, ilustra bem a dimensão global do mercado de créditos de carbono.

Analisando a Figura 8, nota-se que o mercado experimentou uma volatilidade em abril de 2006 com o anúncio das estimativas oficiais de emissões da indústria por país, que indicou

inicialmente que, na Europa, as principais indústrias, em 2005, emitiram 44 milhões de toneladas de dióxido de carbono a menos do que o permitido. Em consequência, o preço caiu do patamar de aproximadamente U\$ 36,00/tCO₂e para algo em torno de U\$ 11,00/tCO₂e, em 12 de maio de 2006, recuperando-se na seqüência e atingindo U\$ 20,00/tCO₂e já em 16 de maio, um dia após o Reino Unido e Espanha terem anunciado exceder seus limites de emissões [11].

No caso mais específico da América Latina, os estudos da Comissão Econômica para a América Latina e Caribe (CEPAL), que voluntariamente adota uma postura conservadora para sua base de cálculos, indicam que é possível trabalhar com a faixa de U\$ 10,00/tCO₂e a U\$ 60,00/tCO₂e para a remuneração dos CERs em projetos de MDL na região. Entre U\$ 10,00/tCO₂e e U\$ 20,00/tCO₂e para projetos associados a sumidouros e resgate de carbono em atividades do setor florestal, e entre U\$ 40,00/tCO₂e e U\$ 60,00/tCO₂e para projetos na área de energia [12].

3 O Brasil e a Energia das Fontes Renováveis

O Brasil é um dos principais países no mundo que apresenta alta participação de energia renovável em sua matriz energética.

Vários fatores, dentre eles, as características sócio-econômicas, o uso intenso de lenha, a grande oferta de derivados da cana-de-açúcar, a abundância de potencial hidráulico economicamente atraente e a escassez de petróleo barato no Brasil, explicam a oferta de aproximadamente 45% de energia renovável dentro da matriz energética nacional. A Figura 9 ilustra essa situação.

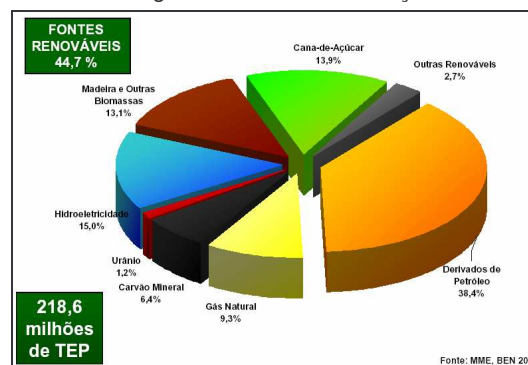


Figura 9: Matriz energética nacional e as fontes renováveis [13].

A participação da energia hidráulica na matriz de energia elétrica nacional é muito mais significativa, atingindo cerca de 85% de toda a eletricidade produzida no país em 2005, considerando-se a importação de Itaipu. Nota-se da Figura 10 que, incluindo a eletricidade proveniente da biomassa,

o percentual de fontes renováveis na matriz elétrica brasileira sobe para 89,3%.

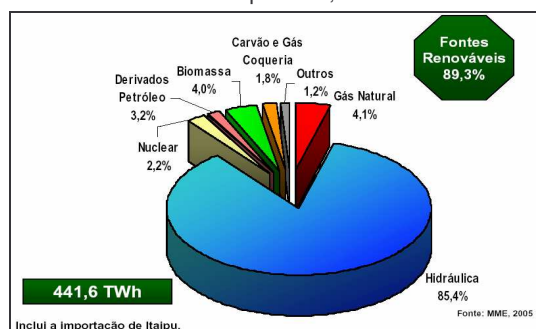


Figura 10: Matriz elétrica nacional - 2005 [14].

Apesar da tendência de aumento da participação de outras fontes, devido a atuais restrições sócio-econômicas e ambientais contra projetos hidrelétricos e os avanços tecnológicos no aproveitamento de fontes não-convencionais, que continuam pouco competitivos economicamente, tudo indica que a energia hidráulica continuará sendo, por muitos anos, a principal fonte geradora de energia elétrica do Brasil.

É primordial, no entanto, que o aproveitamento do potencial hidráulico seja feito de forma social e ambientalmente sustentável.

Na comunidade internacional, o Brasil é tido como o país com maior potencial para a venda de créditos de carbono. Alguns autores afirmam que "A vocação do Brasil é vender carbono". Uma das razões é que a principal fonte na matriz energética do País, a água, é limpa e renovável [15].

Alguns especialistas contrapõem-se a essa informação, afirmando que, como a matriz energética brasileira é predominantemente hídrica, será difícil justificar a substituição de geração por combustível fóssil.

Certamente a necessidade justificará. A confirmar isso, verificou-se o resultado do leilão de energia de novos empreendimentos realizado em dezembro de 2005, onde quase 70% da energia leiloada foi proveniente de termelétricas, com custo superior ao das hidrelétricas, além de estarem queimando combustíveis fósseis, que são finitos, e que liberam mais carbono na atmosfera.

3.1 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) no Brasil

As recentes mudanças institucionais e regulamentares, assim como a revisão do conceito de PCHs, têm estimulado a proliferação de aproveitamentos hidrelétricos de pequeno porte e baixo impacto ambiental no Brasil. Esses empreendimentos procuram atender demandas próximas aos centros de carga, em áreas periféricas ao sistema de transmissão e em pontos

marcados pela expansão agrícola nacional, promovendo o desenvolvimento de regiões remotas do país. Com isso, espera-se adicionar ao sistema elétrico nacional cerca de 5.000 MW de potência nos próximos dez anos [16].

Visando à criação de um mercado para as energias renováveis e tendo em vista os compromissos de governo em acordos internacionais de substituição progressiva de combustíveis fósseis, têm-se implementado mudanças institucionais e de regulação, introduzindo incentivos aos empreendedores interessados, e removendo uma série de barreiras à entrada de novos agentes na indústria de energia elétrica.

PCHs são aproveitamentos hidrelétricos que se caracterizam por ter potência entre 1 e 30 MW e área inundada até 3,0 km², para a cheia centenária, segundo a resolução nº 652 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de 09 de dezembro de 2003. O aproveitamento hidrelétrico que não atender essa condição para a área do reservatório ainda poderá ser considerado PCH caso atenda algumas outras condições. Os reservatórios das PCHs, em geral, por suas dimensões, não têm capacidade de regularização, de forma que essas usinas operam a fio d'água.

As outorgas para PCHs destinadas à produção independente ou autoprodução dependem apenas de autorização da ANEEL, sendo isentas do pagamento pelo uso do bem público, conforme estabelece a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.

As PCHs representam, atualmente, uma forma rápida e eficiente de promover a expansão da oferta de energia elétrica, tendo em vista sua rapidez de implantação, a descentralização da produção diminuindo perdas em longos sistemas de transmissão, e a diversificação da matriz energética e dos agentes de geração, além de outros incentivos regulatórios.

3.2 As PCHs e o Meio Ambiente

Todo empreendimento realizado pelo ser humano causa alterações no lugar onde é implantado. Além dos benefícios diretos pretendidos por quem o desenvolva, pode também ser acompanhado de outros benefícios ou malefícios, que afetarão o meio ambiente de modo geral, tanto sob o aspecto social, como econômico e cultural. Essas alterações são denominadas de impactos ambientais e afetarão de modo geral as regiões em que ocorrem, podendo afetar os meios físico, biótico ou sócio-econômico.

Os empreendimentos com características de PCH, pela própria definição, são empreendimentos que afetam diretamente áreas muito reduzidas, por isso produzem poucos impactos ambientais

negativos e significativos, quando comparados com outros tipos de geração de energia elétrica.

Questão controversa surge quando se analisam as emissões de gases de efeito estufa (GEE) em usinas que possuem grandes reservatórios de acumulação. As emissões de GEE por esses empreendimentos são oriundas de decomposições bacterianas aeróbicas e anaeróbicas de matéria orgânica e de outros processos inorgânicos nos reservatórios, produzindo CO_2 e CH_4 .

Inicialmente acreditava-se que a origem do carbono emitido era exclusivamente da biomassa alagada existente antes do enchimento do reservatório. Como resultado da decomposição aeróbica, é formado CO_2 , e da decomposição anaeróbica são produzidos CH_4 e SO_2 . Em ambos os casos consideram-se as emissões como adicionais, pois se não ocorresse o alagamento por ação antrópica, esses gases não seriam formados. Sendo assim, uma vez que a biomassa alagada é finita, essas emissões decairiam com o tempo [17].

Porém, o carbono emitido para a atmosfera pela superfície livre da água das barragens de hidrelétricas é, em parte, oriundo de material orgânico carreado das áreas ribeirinhas para o leito dos rios afluentes e para os reservatórios. Se esse carbono, no caso da emissão de CO_2 , for da biomassa, então ele foi anteriormente retirado da atmosfera e, portanto, sua emissão não tem contribuição incremental para o efeito estufa [18].

Cabe ressaltar que o licenciamento ambiental para empreendimentos hidrelétricos exige o desmatamento prévio da área a ser alagada pela formação dos reservatórios, o que minimiza o impacto da geração de GEE por matéria orgânica submersa.

Apesar de existirem diversas pesquisas sobre o assunto, não existe nada definitivo sobre as emissões de GEE, principalmente o metano (CH_4) resultante da decomposição de vegetação submersa, em reservatórios de hidrelétricas [19].

Para fins de determinação da quantidade de emissão de GEE, têm-se feito medições em reservatórios de usinas hidrelétricas.

A respeito dos valores médios obtidos até agora nessas medições, é necessário que se melhore a pesquisa levando em consideração o nível da incerteza [20].

Mesmo considerando toda a incerteza sobre o assunto, a metodologia consolidada ACM0002, do Comitê Executivo do MDL, leva em conta fórmulas específicas para a estimativa de emissões de GEE por grandes reservatórios de acumulação.

Sob o ponto de vista de emissão de gases de efeito estufa (GEE), as PCHs a fio d'água são consideradas livres de emissão.

Os projetos de PCHs melhoram o fornecimento de eletricidade com energia hidrelétrica limpa e renovável, ao mesmo tempo em que contribuem com o desenvolvimento sócio-econômico regional.

4 Quantidade de Emissões Reduzidas por PCHs

Esta seção trata da metodologia aplicada para projetos de geração de energia renovável e do cálculo das reduções nas emissões de gases de efeito estufa.

4.1 Metodologia de Linha de Base

A linha de base de uma atividade de projeto do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) é o cenário que representa, de forma razoável, as emissões antrópicas de gases de efeito estufa que ocorreriam por outras fontes na ausência da atividade do projeto.

Os projetos de PCHs obedecem às condições de aplicabilidade definidas na metodologia consolidada ACM0002 – “*Consolidated baseline methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources*”, aprovada pelo Comitê Executivo (*Executive Board* - EB) em sua 16ª reunião [21].

A metodologia escolhida é aplicável às atividades de projetos de geração de energia renovável conectadas à rede, sob a condição de adicionar capacidade elétrica por via de usinas hidrelétricas a fio-d'água, como é o caso das PCHs.

4.2 Cálculo das Reduções nas Emissões de GEE

No caso de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis para injeção na rede, deve-se estabelecer a proveniência da energia elétrica deslocada pelo projeto. Para tanto, lista-se, no cenário de referência da expansão da geração, as primeiras usinas, aquelas que serão deslocadas, e determina-se o tipo de sua fonte primária (gás natural, óleo combustível, carvão mineral, hidreletricidade ou nuclear). Essa é a energia que virá a ser economizada ou substituída pelo projeto. O conteúdo em carbono dessa geração evitada é que determina a quantidade de RCEs da atividade e conseqüentemente a receita com a venda de créditos de carbono propiciada pelo projeto [22].

No entanto, a determinação do coeficiente de emissão de carbono da rede elétrica é um problema complexo, pois envolve a projeção da futura configuração de geração do sistema. Diferentes hipóteses simplificadoras podem ser adotadas, para tratar a incerteza inerente à questão de como se dará realmente a expansão da geração elétrica no Brasil, mas uma tendência

é observada. Nos cenários futuros existe um aumento da intensidade de carbono na rede de distribuição nacional, principalmente pelo aumento da participação do gás natural na matriz energética [22].

Em termos regionais, deve-se levar em conta que a interconexão entre o sistema Norte-Nordeste e o sistema Sul-Sudeste-Centro-Oeste não permite o intercâmbio de grandes blocos de energia, devido a restrições na capacidade das linhas de transmissão, justificando seu tratamento como dois subsistemas separados [22].

A rigor, para o cálculo das linhas de base, torna-se necessário obter dados adequadamente desagregados sobre o despacho da energia elétrica e a tendência futura de expansão da oferta nas diferentes regiões.

De modo geral, no planejamento da expansão da geração, admite-se que os projetos de pequena escala não deslocarão grandes empreendimentos planejados, ou seja, não serão capazes de influenciar as decisões de investimentos relacionados a novas plantas. A quantidade de energia produzida por eles é muito pequena em relação ao total proveniente do parque gerador.

No âmbito das PCHs, até janeiro de 2006, o Brasil possuía três projetos aprovados de um total de dezesseis submetidos ao ciclo de aprovação do MDL. Nas linhas de base aprovadas para as PCHs pelo Conselho Executivo e pela Comissão Interministerial, o fator de emissão foi calculado como a média da "margem de operação aproximada" (MO) e da "margem de construção" (MC). Nesses projetos, a margem de operação aproximada foi calculada com base nos dados brutos de despacho para todo Sistema Interligado Nacional (SIN), disponibilizados pelo Centro Nacional de Despachos, do Operador Nacional do Sistema (ONS) [23].

O fator de emissão da "margem de operação aproximada" ($EF_{OM,y}$) é a média ponderada das emissões (em tCO₂e/MWh) de todas as fontes de geração que atendem ao sistema, excluindo a geração hídrica, geotérmica, eólica, de biomassa de baixo custo, nuclear e solar. Usando a notação da metodologia aprovada, ACM0002, tem-se:

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

onde:

$\sum_{i,j} F_{i,j,y}$ é o total de combustível i (em unidade de massa ou volume) consumido por fontes relevantes de energia j em anos(s) y ;

$COEF_{i,j}$ é o coeficiente de CO₂e de combustível i (tCO₂e/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 e a oxidação percentual do combustível em ano(s) y ; e

$\sum_j GEN_{j,y}$ é a eletricidade (MWh) injetada na rede pela fonte j .

O coeficiente de CO₂e, $COEF_{i,j}$ é obtido da seguinte maneira:

$$COEF_{i,j} = NCV_i \cdot EF_{CO_2,i} \cdot OXID_i \quad (2)$$

onde:

NCV_i é o poder calorífico (conteúdo de energia) por unidade de massa ou volume de combustível i ;

$OXID_i$ é o fator de oxidação do combustível i ;

$EF_{CO_2,i}$ é o fator de emissão de CO₂e por unidade de energia do combustível i .

O fator de emissão da "margem de construção" ($EF_{BM,y}$) é a média ponderada das emissões (em tCO₂e/MWh) de recentes adições de capacidade ao sistema. Essa média é calculada com base em 20% do total anual (em MWh) da geração realizada pelas mais recentes usinas, ou com base na geração anual total das cinco mais recentes usinas.

$$EF_{BM,y} = \frac{\sum_{i,m} F_{i,m,y} \cdot COEF_{i,m}}{\sum_m GEN_{m,y}} \quad (3)$$

Onde $F_{i,m,y}$, $COEF_{i,m}$ e $GEN_{m,y}$ são análogos às variáveis descritas acima para a margem de operação das usinas m , com base nas informações mais recentes disponíveis sobre as usinas já construídas.

O fator de emissão da linha de base EF_y é a média do fator da margem de operação ($EF_{OM,y}$) e do fator da margem de construção ($EF_{BM,y}$) [24].

$$EF_y = 0.5 \cdot EF_{OM,y} + 0.5 \cdot EF_{BM,y} \quad (4)$$

A Tabela 1 resume os cálculos utilizados nos projetos aprovados pelo Conselho Executivo e pela Comissão Interministerial para a linha de base e quantidade de redução de emissão ao longo do período de crédito.

Tabela 1: Cálculo do fator de emissão da linha de base para o sistema interligado brasileiro sul-sudeste-centro-oeste [23].

	MO (tCO ₂ e/MWh)	Geração total (MWh)
2001	0,9474	260.694.158
2002	0,9304	276.731.024
2003	0,968	295.666.969
	MO (tCO ₂ e/MWh)	MC 2003 (tCO ₂ e/MWh)
	0,9486	0,0937
	MO * 0,5 + MC * 0,5 (tCO ₂ e/MWh)	
	0,5211	

5 O Impacto na Atratividade Econômica das PCHs

É apresentado a seguir o resultado de um estudo de caso de PCH para mostrar o incremento na Taxa Interna de Retorno (TIR) de um empreendimento dessa natureza, quando incluído no MDL.

São realizadas adicionalmente algumas análises decorrentes dos resultados dos estudos.

5.1 Empreendimento de Referência

Para este estudo de caso considerou-se uma PCH hipotética com potência instalada de 15 MW, dentro do limite de elegibilidade para projetos de pequena escala segundo a Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (CQNUMC).

Primeiramente são apresentados os cálculos da viabilidade econômico-financeira da PCH sem considerar a comercialização dos créditos de carbono provenientes da atividade do projeto.

A seguir são apresentadas as principais características da PCH e os parâmetros utilizados na análise econômico-financeira:

- energia assegurada: 8,25 MWh médios;
- fator de capacidade: 0,55;
- prazo total de construção: 23 meses para a 1ª Unidade Geradora e 24 meses para a 2ª;
- o fluxo de desembolso do investimento: 50% para o 1º ano e 50% para o 2º ano;
- perdas no sistema de transmissão até a conexão com o sistema de distribuição: 2%;
- preço de venda da energia: R\$ 125,00/MWh;
- custo de implantação: R\$ 60.000.000,00;
- vida útil econômica: 30 anos;
- taxa de juros do financiamento: TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo);
- *spread*: 3,50%;
- capital próprio (equity): itens não financiáveis mais 20% dos itens financiáveis;

- prazo de amortização: 12 anos, Sistema de Amortização Constante (SAC);
- impostos, taxas, contribuições e encargos conforme legislação vigente para o regime tributação pelo lucro presumido;
- produção de energia líquida: 70.825 MWh anuais;
- receita bruta anual somente com a comercialização da energia gerada: R\$ 8.853.080,00.

Projetando-se os balanços patrimoniais, e as demonstrações dos resultados dos exercícios durante toda a vida econômica do empreendimento, e analisando-se o fluxo de caixa, descontando os encargos, taxas, impostos e contribuições, o investimento resulta em uma TIR de 14,71%a.a., considerando uma tarifa de R\$ 125,00/MWh, conforme apresentado.

5.2 Empreendimento com Comercialização de CERs

Analisando-se o empreendimento com as mesmas características e parâmetros apresentados, porém com a comercialização dos Certificados de Emissões Reduzidas (CERs), teremos um incremento na rentabilidade do investimento.

Para o cálculo do fator de emissão reduzida pelo empreendimento foram considerados os fatores de margem de operação aproximada e margem de construção, calculados com base nos dados disponibilizados pelo Centro Nacional de Despacho nos moldes dos projetos de PCHs nacionais aprovados pelo Conselho Executivo e pela Comissão Interministerial.

Os dados básicos para a análise econômico-financeira considerando a comercialização dos CERs foram os seguintes:

- fator de emissão da linha de base para o cálculo da redução de emissão: 0,5211 tCO₂e/MWh;
- período de creditação dos CERs: 21 anos;
- comercialização dos CERs: de U\$ 5,00/tCO₂e a U\$ 60,00/tCO₂e;
- taxa de câmbio: R\$ 2,30 / U\$;
- custo da certificação: R\$ 600.000,00.

Primeiramente foi feita a análise adotando-se o valor de U\$ 5,00/tCO₂e para a comercialização dos créditos de carbono gerados pelo empreendimento. Segundo pesquisas realizadas, esse valor é considerado conservador.

Nessas condições, a energia gerada pela PCH resulta em uma redução de emissões de GEE de 37.659,90 tCO₂.

A receita bruta anual advinda da comercialização da energia gerada é incrementada com a receita bruta da comercialização dos CERs de R\$ 433.090,00, correspondendo a um aumento de 4,66%.

Analisando-se o novo fluxo de caixa do empreendimento durante toda a sua vida útil econômica, descontados os encargos, taxas, impostos e contribuições, considerando-se o período de creditação dos CERs conforme apresentado, para um preço de venda de energia de R\$ 125,00/MWh, o investimento resulta em uma TIR de 15,65%a.a.

O aumento da atratividade econômica do projeto com a receita advinda da venda dos CERs ao valor de U\$ 5,00/tCO₂e, comparativamente com o projeto original, é mostrado graficamente através da Figura 11.

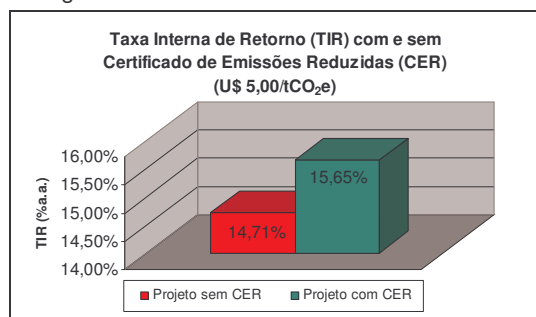


Figura 11: Taxa interna de retorno (TIR) com a comercialização dos certificados de emissões reduzidas (CERs) ao valor de U\$ 5,00/tCO₂e.

Nota-se que o incremento da TIR do investimento, com a comercialização dos Certificados de Emissões Reduzidas (CERs) ao valor de U\$ 5,00/tCO₂e, considerado conservador, é da ordem de 6,4%.

5.3 Análise de Sensibilidade em Relação ao Preço de Comercialização dos CERs

Analisou-se adicionalmente o investimento considerando a creditação dos Certificados de Emissões Reduzidas, e uma variação do preço de comercialização dos CERs. A análise para o valor de U\$ 10,00/tCO₂e é apresentada a seguir.

Para este caso, a receita bruta advinda somente da comercialização dos CERs é R\$ 866.180,00, o que representa 8,9% da receita total.

Nota-se que a receita anual com a comercialização dos CERs é superior ao custo do processo de certificação no MDL. Para o valor de U\$ 10,00/tCO₂e obtêm-se o retorno do investimento para certificação em menos de um ano.

Com esses parâmetros, o investimento resulta em uma TIR de 16,85%a.a. O incremento da TIR é de 14,5% em relação ao projeto original.

Para o valor de U\$ 20,00/tCO₂e, próximo ao valor médio de comercialização no fechamento do ano de 2005, nos EUA, obtêm-se os dados apresentados abaixo.

A receita bruta advinda somente da comercialização dos CERs é R\$ 1.732.360,00, 16,4% da receita bruta total.

Realizando-se a análise econômico-financeira, o investimento resulta em uma TIR de 19,25%a.a.

Nota-se que o incremento da TIR do investimento, com a comercialização dos CERs ao valor de U\$ 20,00/tCO₂e, é de 30,9%.

Diversas simulações foram realizadas considerando a certificação no MDL, e uma variação do preço de comercialização dos CERs, desde o valor de U\$ 5,00/tCO₂e até U\$ 60,00/tCO₂e, valor considerado teto para projetos de MDL na América Latina, conforme o Centro Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS) e a Comissão Econômica para a América Latina e o Caribe (CEPAL).

Para o valor de U\$ 60,00/tCO₂e, e demais características conforme estudos demonstrados anteriormente, o investimento resulta em uma TIR de 29,01%a.a., um incremento de 97,2%.

Tabela 2: Resultados das simulações variando-se o preço de comercialização dos CERs desde o valor de U\$ 5,00/tCO₂e até U\$ 60,00/tCO₂e.

Valor de comercialização do CER	Receita Bruta anual com CERs (R\$ mil)	TIR (%a.a.)	Δ TIR (%)
s/ CERs	-	14,71	-
U\$ 5,00/tCO ₂ e	433,09	15,65	6,4%
U\$ 10,00/tCO ₂ e	866,18	16,85	14,5%
U\$ 20,00/tCO ₂ e	1.732,36	19,25	30,9%
U\$ 30,00/tCO ₂ e	2.598,53	21,68	47,4%
U\$ 40,00/tCO ₂ e	3.464,71	24,12	64,0%
U\$ 50,00/tCO ₂ e	4.330,89	26,57	80,6%
U\$ 60,00/tCO ₂ e	5.197,07	29,01	97,2%

A Tabela 2 apresenta os resultados dessas simulações.

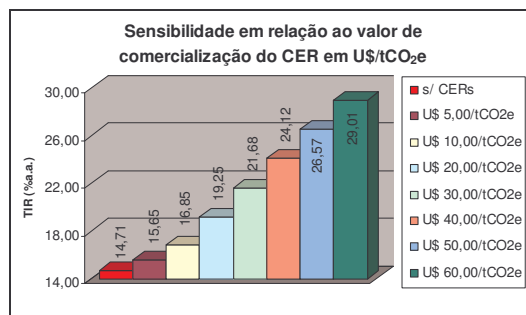


Figura 12: Gráfico de sensibilidade da TIR com relação ao valor de comercialização dos CERs.

A Figura 12 ilustra o aumento na TIR do projeto com relação aos diversos valores de comercialização dos CERs.

5.4 Análise de Sensibilidade em Relação ao Preço de Comercialização dos CERs e da Energia Gerada

Realizou-se uma análise da sensibilidade do empreendimento considerando variações do preço de venda da energia, de R\$ 120,00/MWh a R\$ 150,00/MWh, e dos valores de comercialização dos Certificados de Emissões Reduzidas, de U\$ 5,00/tCO₂e à U\$ 60,00/tCO₂e. O gráfico de sensibilidade é apresentado na Figura 13.

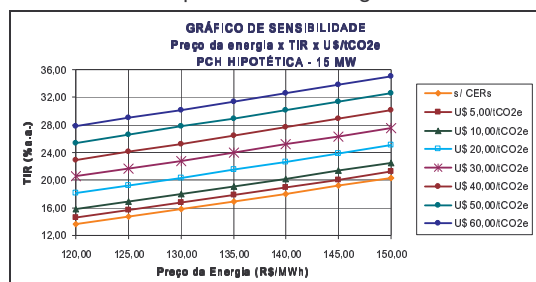


Figura 13: Gráfico de sensibilidade com relação ao preço de venda da energia, valor de comercialização dos CERs e TIR.

Ressalta-se a grande sensibilidade da TIR com relação ao valor de comercialização dos CERs, da mesma ordem de grandeza com relação ao preço de venda de energia. Para um mesmo preço de venda da energia, um aumento da ordem de U\$ 10,00/tCO₂e no preço de comercialização dos CERs resulta em um incremento de aproximadamente 2,5 pontos percentuais na TIR do investimento.

6 Conclusão

É sabido que investimentos em infra-estrutura em países em desenvolvimento requerem grandes aportes de capital. É comum, nesses países, a escassez de recurso no Governo. No Brasil não é diferente, e há uma grande necessidade de capital privado, interno ou externo.

Existe uma séria dificuldade em se viabilizar empreendimentos em infra-estrutura, inclusive para a iniciativa privada.

É de longa data que se reconhece a importância desse tipo de geração distribuída, próximo aos centros de carga, para a saúde do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No setor elétrico brasileiro, é clara e evidente a natural tendência de aproveitamento dos potenciais hidráulicos para a geração de energia elétrica. Do mesmo modo, com a experiência consolidada em diversos empreendimentos dessa

natureza após tantos anos de utilização, é natural o domínio da tecnologia para o aproveitamento dessa fonte energética.

A expansão da oferta de energia elétrica no Brasil continuará passando necessariamente pela construção de PCHs em quantidade maior do que no passado, até porque o Brasil possui um enorme potencial energético para o aproveitamento através desses empreendimentos.

A dificuldade em se viabilizar empreendimentos em PCHs é séria, apesar dos esforços do Governo em oferecer incentivos. Os aproveitamentos que estão sendo implementados atualmente estão no limiar da viabilidade econômico-financeira. Qualquer incremento na rentabilidade desses investimentos é muito significativo.

A recente entrada em operação do Banco de Projetos da BM&F vem fomentar o interesse do empresariado nacional pelo desenvolvimento de projetos de tecnologia limpa, fornecendo instrumento eficiente de exposição desses projetos, e criando um campo facilitador de futuros negócios com créditos de carbono.

A certificação de PCHs no âmbito do MDL, não requer qualquer alteração no projeto original do empreendimento, e os investimentos para aprovação no ciclo do MDL são muito pequenos se comparados com os benefícios que podem proporcionar.

O atual patamar de preços dos CERs já desempenha um importante papel na melhoria do retorno econômico-financeiro de PCHs.

A evolução dos preços dos CERs, decorrente da dificuldade de cumprimento das metas estabelecidas pelo Protocolo de Quioto, pode impulsionar significativamente a atratividade econômica de empreendimentos em PCHs que obtiverem certificação.

Em um cenário de difícil acesso a fontes de financiamento, o MDL tem um importante papel na melhoria do retorno econômico-financeiro desse tipo de investimento em infra-estrutura que o Brasil tanto necessita.

7 Referências

- [1] BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (1999) – “Efeito Estufa e a Convenção Sobre Mudança do Clima”, apostila editada pelo Ministério da Ciência e Tecnologia.
- [2] WATSON, R. – “Indícios de mudanças climáticas estão mais fortes”. Ambiente Brasil. Entrevista. Disponível em 04 de maio de 2006 em <http://www.ambientebrasil.com.br/noticias/index.php3?action=ler&id=24633>.

- [3] BNDES, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (2002) – “O Mecanismo de Desenvolvimento Limpo: Guia de Orientação”, apostila editada pela FGV Editora, Rio de Janeiro, RJ.
- [4] MCT, Ministério da Ciência e Tecnologia (2006) – “Um Guia do Processo da Mudança do Clima”, disponível em 25 de janeiro de 2006 em <http://www.mct.gov.br/clima/convencao/newguia.htm>.
- [5] BM&F, Bolsa de Mercadorias & Futuros (2006) – “Mercado Brasileiro de Reduções de Emissões - MBRE”, disponível em 25 de janeiro de 2006 em <http://www.bmf.com.br/2004/pages/MBRE/mecanismo.asp>.
- [6] CENAMO, M. C. (2005) – “O Mercado de Carbono e as Oportunidades para o Agronegócio Brasileiro”, artigo publicado pelo Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (CEPEA).
- [7] STCP, Engenharia de Projetos (2006) – “Viabilidade do Desenvolvimento de Projetos para a Geração de Créditos de Carbono no Brasil”, Apresentação. Seminário: “Possibilidades de Aplicação dos Créditos de Carbono”. Disponível em 14 de maio de 2006 em http://www.crea-pr.org.br/crea/pub/visualizaConteudo.do?link=../html/assessoria_comunicacao/creditos%20de%20carbono/carbono.html.
- [8] CEPEA, Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada (2006) – “Estatísticas e Informações sobre o Mercado de Carbono - Janeiro 2006”, artigo disponível em 25 de janeiro de 2006 em <http://www.cepea.esalq.usp.br>.
- [9] Point Carbon (2006) – disponível em 14 de agosto de 2006 em <http://www.pointcarbon.com.br/mercado.html>.
- [10] Point Carbon (2006) – “Carbon 2006 - Towards a truly global market - 28 February 2006”, disponível em 10 de abril de 2006 em <http://www.pointcarbon.com/Research-%20&%20Advisory/article15032-365.html>.
- [11] EIA, Energy Information Administration - U.S. Department of Energy. “International Energy Outlook - 2006”, disponível em 10 de julho de 2006 em <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/index.html>.
- [12] CEBDS, Conselho Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (2001) – “Mercado de Carbono”, disponível em 25 de maio de 2006 em <http://www.cebds.org.br/cebds/mc-publicacoes.asp>.
- [13] MME, Ministério de Minas e Energia (2006) – “Balanço Energético Nacional 2005 (BEN)”, disponível em 25 de julho de 2006 em <http://www.mme.gov.br/>.
- [14] HUBNER, Nelson (2006) – “Apresentação do Panorama Energético Nacional” II Seminário Energia e Meio Ambiente – Perspectivas Legais. Manaus, junho de 2006.
- [15] Carbono Brasil (2006) – “Conceitos Básicos – Créditos de Carbono”, artigo disponível em 25 de janeiro de 2006 em <http://www.carbonobrasil.com/noticias.asp?iNoticia=1205&iTipo=3&page=8&idioma=1>.
- [16] ANEEL, Agência Nacional de energia Elétrica. Atlas de energia elétrica do Brasil. 2ª ed. Brasília: ANEEL, 2004.
- [17] REIS, M. M. (2001) – “Custos Ambientais Associados a Geração Elétrica: Hidrelétricas x Termelétricas à Gás Natural”, Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Rio de Janeiro, RJ.
- [18] COPPE, Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa em Engenharia (2002) – “Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros”, disponível em 25 de janeiro de 2006 em www4.mct.gov.br/upd_blob/5172.pdf.
- [19] SANTOS PEREIRA, A., et al (2006) – “Emissões de CO2 Evitadas e Outros Benefícios Econômicos e Ambientais Trazidos pela Conservação de Energia Decorrente da Reciclagem de Resíduos Sólidos no Brasil”, Artigo. Disponível em: http://64.233.161.104/search?q=cache:9l_GGa_UVI4J:www.eco.unicamp.br/ecoeco/artigos/encntros/downloads/mesa2/1.pdf+hidrel%C3%A9tricas+livres+de+emiss%C3%B5es+de+gee&hl=pt-BR&ct=clnk&cd=5 Acesso em: 20 mai. 2006.
- [20] PINGUELLI, L. R., Aurélio, M. S. (2000) – “Certainty and Uncertainty in the Science of Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Reservoirs - A report on the state of the art for the World Commission on Dams”, disponível em 10 de abril de 2006 em www.dams.org/docs/kbase/thematic/drafts/tr22_part2_finaldraft.pdf.
- [21] DCP Brascan Energética S.A. (2005) – “0059/2005 - Brascan Energética S.A. – Atividade de Projeto PCHs Passo do Meio, Salto Natal, Pedrinho I, granada, Ponte e Salto Corgão – Brasil” DCP. Disponível em disponível em 25 de janeiro de 2006 em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/16175.html>.
- [22] NAE, Núcleo de Assuntos Estratégicos (2006) – “Mudanças do Clima – Volume II”, disponível em 28 de maio de 2006 em <https://www.presidencia.gov.br/secom/nae/index.htm>.
- [23] DCP BT Geradora de Energia Elétrica S.A. (2005) – “0026/2005 - BT Geradora de Energia Elétrica S.A. – PCHs Ferradura – Erval Seco – RS – Brasil” DCP. Disponível em disponível em 25 de janeiro de 2006 em <http://www.mct.gov.br/index.php/content/view/14744.html>.
- [24] ACM0002 (2004) – “Consolidated methodology for grid-connected electricity generation from renewable sources Version 6”, disponível em 25 de maio de 2006 em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>.