



**SNPTEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GEC 18
14 a 17 Outubro de 2007
Rio de Janeiro - RJ

GRUPO VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

AVALIAÇÃO DO IMPACTO FINANCEIRO DA COMERCIALIZAÇÃO DOS CRÉDITOS DE CARBONO NOS EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Fabio Rodrigo Siqueira Batista *

Albert Cordeiro Geber de Melo

José Paulo Teixeira

CEPEL/PUC-Rio

CEPEL/UERJ

PUC-Rio

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma metodologia capaz de estimar o valor incremental do mercado de carbono para os projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, considerando que os mesmos são desenvolvidos em sistemas hidrotérmicos interligados, tal como o sistema brasileiro.

Em linhas gerais, a metodologia proposta consiste em utilizar o modelo NEWAVE [1], desenvolvido pelo Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), para determinar a política ótima de operação de médio prazo do Sistema Interligado Nacional (SIN), estabelecendo cenários hidrológicos de despacho para as usinas conectadas a este sistema. A partir destes resultados utiliza-se os critérios definidos no escopo da metodologia ACM0002 [2] para se estimar de forma prospectiva, ou seja, ao longo do seu período de atividade, a linha de base de projetos desenvolvidos no âmbito do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, também denominados projetos MDL.

Uma vez estimada a linha de base do projeto analisado, o fluxo de caixa incremental devido à comercialização das Reduções Certificadas de Emissão (RCE), também denominadas créditos de carbono, pode ser estimado. Posteriormente, este valor é adicionado ao fluxo de caixa convencional do projeto determinando-se o impacto do mercado de carbono na sua Taxa Interna de Retorno original. Nesta etapa, cabe ressaltar que o modelo computacional ANAFIN [3], também desenvolvido pelo CEPEL, é utilizado como ferramenta para o estudo da viabilidade econômico-financeira do projeto considerado.

PALAVRAS-CHAVE

Fontes Renováveis, Mercado de Carbono, Análise Financeira, Linha de Base, Metodologia ACM0002

1.0 - INTRODUÇÃO

A entrada em vigor do Protocolo de Quioto e as pesadas multas impostas às empresas européias que não conseguirem reduzir as suas emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE), fazem do mercado de carbono uma realidade na América Latina. De acordo com os estudos realizados pelo Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República (NAE) [4], o Brasil se destaca como um dos países de maior potencial para a exportação de RCEs no mundo, com capacidade para reduzir as suas emissões anuais entre 72,1 a 120,6 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente. Cabe ressaltar que grande parte do potencial brasileiro é devido à sua capacidade de produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis.

Segundo o estabelecido pelo Protocolo de Quioto [5], todo projeto MDL deve ter a sua adicionalidade comprovada antes de ser registrado pelo Comitê Executivo, o que significa, entre outras coisas, mostrar que as suas emissões de GEE são inferiores às emissões do cenário de linha de base, que por sua vez pode ser definido como cenário de emissões que seria observado caso o projeto proposto não fosse implantado. Neste contexto, motivado pelo

forte conservadorismo adotado pelo Comitê Executivo para reconhecer a adicionalidade dos projetos propostos, diversas metodologias têm sido desenvolvidas para a determinação de uma linha de base confiável, dentre as quais destaca-se neste trabalho a utilização da metodologia ACM0002 (*Approved Consolidated Methodology nº 2*).

A metodologia ACM0002 tem por objetivo determinar a linha de base de projetos MDL que geram energia elétrica a partir de fontes renováveis, sendo exigido que os mesmos estejam conectados à rede elétrica do país anfitrião. Neste caso, cabe ressaltar que a linha de base se torna uma função direta do nível de atividade de todas as usinas conectadas ao subsistema elétrico no qual o projeto está inserido, o que dificulta a estimação deste parâmetro ao longo do seu período de atividade. Por este motivo, grande parte dos trabalhos desenvolvidos até o momento realiza uma análise *ex ante* da linha de base, ou seja, consideram que o seu valor pode ser determinado com base em dados históricos, no momento em que é solicitado o registro do projeto junto ao Comitê Executivo. Uma vez determinada a linha de base *ex ante* do projeto, este parâmetro é considerado constante ao longo de todo o horizonte de estudo.

É importante destacar que esta premissa não é incorreta, entretanto, além de não ser a opção mais conservadora do ponto de vista ambiental, tampouco pode ser empregada em todos os métodos previstos pela metodologia ACM0002 para o cálculo da linha de base. Neste contexto, destaca-se como o principal objetivo deste trabalho propor uma metodologia capaz de determinar o valor incremental do mercado de carbono considerando a evolução temporal da linha de base dos projetos de geração de energia elétrica conectados a sistemas hidrotérmicos interligados. Neste trabalho, é importante observar que o caso estudado considera o desenvolvimento de uma Pequena Central Hidrelétrica conectada ao SIN, o que faz com que a sua linha de base possa variar de acordo com a operação do sistema elétrico brasileiro. Nota-se que tal consideração embute um fator de risco sobre a quantidade futura de RCEs a que o projeto MDL terá direito.

2.0 - CÁLCULO DA LINHA DE BASE

Segundo o escopo da metodologia ACM0002, a Linha de Base dos projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis deve ser determinada por meio da combinação de dois tipos de Fatores de Emissão: o Fator de Emissão da Margem Operacional (EF_{OM}) e o Fator de Emissão da Margem Construtiva (EF_{BM}). Este cálculo se encontra representado na equação (1).

$$EF_y = w_{OM} \cdot EF_{OM,y} + w_{BM} \cdot EF_{BM,y} \quad (1)$$

Nesta equação w_{OM} e w_{BM} representam, respectivamente, os pesos aplicados aos Fatores de Emissão da Margem Operacional e Construtiva, enquanto y representa o período anual que está sendo considerado para o cálculo da linha de base. No que tange à determinação de EF_{OM} , cabe ressaltar que a metodologia ACM0002 estabelece três diferentes métodos que podem ser aplicados aos projetos desenvolvidos no âmbito do SIN, são eles:

1) OM Simples Ajustado

Este método divide as plantas do subsistema elétrico onde o projeto MDL é desenvolvido em dois grupos: o primeiro contemplando apenas as usinas termelétricas (grupo j), e o segundo contemplando as outras fontes de geração do subsistema (grupo k), também denominadas fontes de baixo custo operacional e/ou operação obrigatória. Matematicamente, este método pode ser descrito pela seguinte equação:

$$EF_{OM,y} = (1 - \lambda_y) \cdot \frac{\sum_j GEN_{j,y} \cdot COEF_j}{\sum_j GEN_{j,y}} + \lambda_y \cdot \frac{\sum_k GEN_{k,y} \cdot COEF_k}{\sum_k GEN_{k,y}} \quad (2)$$

onde $GEN_{j,y}$ representa a quantidade de energia elétrica produzida pela usina j durante o ano y (em MWh) e $COEF_j$ representa o coeficiente de emissão de dióxido de carbono da fonte primária de energia utilizada pela usina j (em tCO_2/MWh). Note que o fator de emissão de cada grupo de usinas é ponderado por um determinado fator (λ_y e $1 - \lambda_y$), que por sua vez representa o percentual do tempo que cada grupo de usinas foi marginal na operação do sistema ao longo de um determinado período de um ano. Segundo a metodologia ACM0002, o cálculo do fator λ_y deve seguir os seguintes passos:

1. Traçar a Curva de Permanência da Carga do subsistema onde o projeto MDL está localizado a partir de dados (em MW) coletados a cada hora do ano. Estes dados devem ser classificados em ordem decrescente.
2. Calcular a geração anual de todas as usinas que pertencem ao grupo k .
3. Traçar uma linha horizontal, cruzando a Curva de Permanência da Carga, de tal modo que a área abaixo desta curva seja igual à geração total (em MWh) das usinas do grupo k .
4. Localizar a interseção da linha horizontal traçada na etapa 3 com a Curva de Permanência da Carga traçada na etapa 1. O número de horas à direita desta interseção representa o intervalo de tempo em que as usinas do grupo k foram marginais na operação do sistema.

A Figura 1 ilustra todas as etapas do cálculo de λ_y .

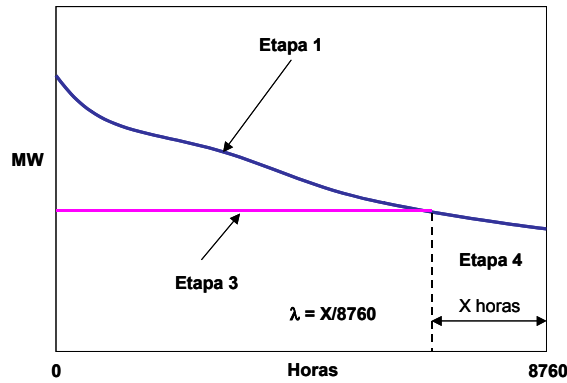


FIGURA 1 - Ilustração do Cálculo de λ_y para o Método OM Simples Ajustado

2) OM da Análise dos Dados de Despacho

Este método considera que o cálculo do Fator de Emissão da Margem Operacional deve ser realizado com base nas emissões das últimas usinas despachadas pelo operador do sistema. Estes dados devem ser coletados hora a hora, para cada ano de operação do projeto MDL. Neste caso, definem-se como últimas usinas despachadas o grupo de usinas com pior mérito de despacho cuja geração combinada compreenda 10% do total da energia despachada naquele momento, incluindo as importações do sistema do projeto. Matematicamente, este método pode ser descrito pela seguinte equação:

$$EF_{OM,t} = \frac{\sum_n GEN_{j,t} \cdot COEF_j}{\sum_n GEN_{j,t}} \quad (3)$$

Nesta equação as variáveis COEF e GEN possuem significado análogo ao definido na equação (2), sendo que t representa o período considerado para o cálculo de EF_{OM} , o qual deve ser realizado em base horária.

3) OM Médio

Este método considera que o cálculo do Fator de Emissão da Margem Operacional deve ser realizado utilizando a mesma fórmula matemática empregada pelo método **OM da Análise dos Dados de Despacho** (equação 3), entretanto, além do fator de emissão ser calculado em base anual, a geração de todas as usinas do subsistema devem ser consideradas nesta análise, inclusive as de baixo custo operacional e/ou operação obrigatória.

Uma vez determinado o Fator de Emissão da Margem Operacional, ressalta-se que o Fator de Emissão da Margem Construtiva deve ser calculado com base na maior geração anual determinada a partir dos seguintes grupos de usinas:

- as últimas cinco usinas construídas no subsistema elétrico do projeto MDL;
- os últimos acréscimos de capacidade do subsistema do projeto que compreendam 20% da sua geração total.

É válido ressaltar que em ambos os casos todos os projetos MDL previamente construídos devem ser excluídos do cálculo do Fator de Emissão da Margem Construtiva, o qual também deve ser determinado a partir da equação (3).

Finalmente, uma vez que EF_{OM} e EF_{BM} foram determinados, utiliza-se a equação (1) para se determinar o Fator de Emissão da Linha de Base do projeto MDL. Cabe ressaltar que a linha de base determinada segundo os critérios da metodologia ACM0002 considera que um projeto gerador de energia elétrica a partir de fontes renováveis reduz as emissões de dióxido de carbono ao substituir a energia que é produzida no sistema através da queima de combustíveis fósseis. Matematicamente, tais reduções podem ser calculadas da seguinte forma:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (4)$$

Nesta equação, **ER** representa a redução das emissões de dióxido de carbono alcançadas devido à atividade do projeto MDL, **BE** representa as emissões correspondentes a sua linha de base, **PE** representa as emissões do próprio projeto MDL, e **L** representa as suas fugas ou emissões indiretas. Ainda na equação (4), ressalta-se que y representa o período de um ano no qual as reduções foram monitoradas. Para os empreendimentos analisados neste trabalho, é importante ressaltar que tanto as emissões do projeto MDL quanto as suas respectivas fugas

devem ser consideradas nulas. Adicionalmente, as emissões da linha de base devem ser determinadas da seguinte forma:

$$BE_y = EG_y \cdot EF_y \quad (5)$$

onde EG_y representa a geração de energia elétrica do projeto MDL e EF_y representa o seu Fator de Emissão da Linha de Base, previamente determinado a partir da equação (1).

Uma vez detalhado o escopo da metodologia ACM0002, conclui-se que considerar a evolução temporal da linha de base de projetos MDL conectados a sistema hidrotérmicos interligados implica no conhecimento prévio das seguintes variáveis ao longo do seu período de atividade:

- as metas de geração térmica e hidráulica do sistema interligado;
- os intercâmbios de energia elétrica entre os subsistemas que compõem o sistema interligado;
- o mérito de despacho, o nível de inflexibilidade e a fonte primária de energia utilizada por cada empreendimento do sistema;
- o mercado de energia de cada subsistema elétrico;
- e, finalmente, a configuração da expansão térmica e hidráulica do sistema;

Neste trabalho cabe ressaltar que alguns dos parâmetros descritos anteriormente foram obtidos a partir da plataforma de dados considerada pelo Ministério de Minas e Energia para a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015 [6], a qual também foi utilizada para a realização do planejamento da operação energética do SIN e posterior obtenção de parâmetros como as metas de geração, os intercâmbios de energia e o mérito de despacho das usinas do sistema. Finalmente, vale ressaltar que tal análise é realizada utilizando-se o modelo computacional NEWAVE [1], desenvolvido pelo CEPEL e oficialmente utilizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico para a realização do planejamento da operação energética no Brasil.

3.0 - ABORDAGEM METODOLÓGICA PROPOSTA

A abordagem metodológica proposta neste trabalho tem como principal característica a união de áreas de conhecimento distintas (o cálculo de linha de base de projetos MDL, o planejamento da operação energética em sistemas hidrotérmicos e a análise de investimentos) em uma única metodologia capaz de determinar o valor incremental do mercado de carbono para os projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. A Figura 2 ilustra, simplificada, a metodologia proposta neste trabalho.

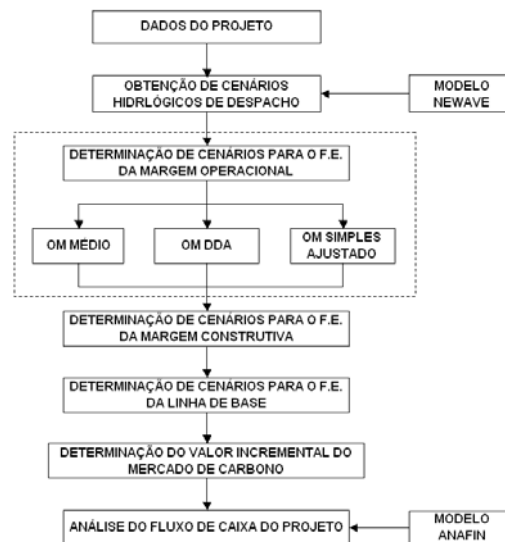


FIGURA 2 – Abordagem Metodológica Proposta

Uma vez que a análise proposta considera a evolução temporal da linha de base dos projetos MDL, o primeiro passo do algoritmo consiste em gerar cenários hidrológicos de despacho para todo o horizonte de estudo considerado. Cabe ressaltar que tais cenários são obtidos através da utilização do modelo NEWAVE, desenvolvido pelo CEPEL e empregado para se determinar a política ótima de operação de médio prazo para sistemas hidrotérmicos interligados, tal como o SIN é caracterizado. Uma vez determinados os cenários hidrológicos, as duas próximas etapas do algoritmo consistem em estimar cenários para os Fatores de Emissão das Margens Operacional e Construtiva do subsistema elétrico onde o projeto MDL é desenvolvido. Cabe ressaltar que tais fatores são determinados segundo os critérios estabelecidos pela metodologia ACM0002.

Após a determinação de EF_{OM} e EF_{BM} , o passo seguinte consiste em determinar cenários para o Fator de Emissão da Linha de Base do projeto MDL. Cabe ressaltar que, ao final desta etapa, considera-se que o risco relacionado ao total de RCEs que serão alcançadas pelo projeto ao longo de sua vida operativa se encontra devidamente representado por meio de 2000 cenários que modelam a evolução da sua linha de base.

Determinada a linha de base do projeto MDL, as próximas etapas consistem em determinar o valor incremental do mercado de carbono no projeto considerado. Esta análise é realizada calculando-se o Valor Presente Líquido do investimento adicional necessário para se registrar o projeto proposto no Comitê Executivo do MDL (também denominado custo de transação). Uma vez que tal investimento foi devidamente avaliado, o resultado desta análise é adicionado pelo modelo ANAFIN [3] ao fluxo de caixa convencional do projeto, sendo então determinado o acréscimo de rentabilidade proporcionado pela comercialização das RCEs.

Cabe ressaltar que o fluxo de caixa adicional é determinado para cada um dos cenários de linha de base previamente estimados, sendo que a média destes fluxos é utilizada como dado de entrada no modelo ANAFIN. Finalmente, é importante destacar que o modelo ANAFIN têm sido desenvolvido pelo CEPEL com o objetivo de subsidiar a tomada de decisão de investimentos em projetos de geração de energia elétrica no Brasil. A metodologia empregada neste modelo é o Valor Presente Líquido, sendo uma de suas principais vantagens o fato deste modelo estar completamente adaptado às leis vigentes no setor elétrico brasileiro.

4.0 - ESTUDO DE CASO

Considera-se uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH), com 30MW de capacidade instalada, cuja construção é iniciada em Janeiro de 2006. Durante o período de construção do empreendimento, ou seja, ao longo dos próximos 30 meses, estima-se que os investimentos necessários sejam da ordem de R\$ 90,40 milhões, os quais são uniformemente distribuídos ao longo deste período.

Durante a análise de viabilidade econômico-financeira da PCH, foi considerada a hipótese de se registrar o projeto no Comitê Executivo do MDL e, posteriormente, comercializar as RCEs produzidas pelo mesmo no mercado internacional de carbono. Considera-se que US\$ 137,5 mil é o investimento adicional necessário para que o projeto tenha condições de ser registrado pelo Comitê Executivo. Cabe ressaltar que tal investimento corresponde a todas as etapas compreendidas entre a elaboração do Documento de Concepção do Projeto e o seu registro no Comitê Executivo (Ciclo do Projeto MDL), sendo o investimento adicional integralmente realizado em Janeiro de 2006. Além disso, considera-se que durante a operação do projeto os custos com as etapas de vigilância, verificação e certificação das reduções alcançadas pelo mesmo totalizam US\$ 9,00 mil anuais. Finalmente, os custos de expedição e comercialização das RCEs correspondem a 11% do seu valor de mercado.

Uma vez que o ciclo do projeto MDL é iniciado, considera-se que um contrato a termo é celebrado entre o investidor e um determinado agente comprador de RCEs. O objeto deste contrato é a venda da totalidade das RCEs que vierem a serem produzidas durante os próximos 10 anos de operação da PCH. Neste trabalho será considerado que toda energia produzida pelo empreendimento ao longo dos primeiros 20 anos de sua operação será comercializada a um preço constante por meio de um contrato bilateral. Além disso, considera-se que a receita adicional obtida com a venda das RCEs deverá ser calculada da seguinte forma:

$$R(t) = P \cdot Q(t) \cdot (1 - E \& C) - CF \quad (6)$$

onde $R(t)$ representa a receita bruta em um determinado ano t , P representa o preço do crédito de carbono estabelecido no contrato a termo, $Q(t)$ representa a quantidade de RCEs gerada pelo projeto no ano t , $E \& C$ representa o percentual de gastos com os processos de expedição e comercialização das RCEs, e, finalmente, CF representa os custos fixos anuais com as etapas de vigilância, verificação e certificação do projeto MDL. Além disso, considerar-se-á que a receita calculada pela equação (6) deverá ser tributada em aproximadamente 43,63%, o que corresponde à soma das alíquotas do PIS, COFINS, IR, CSSL e CPMF aplicada a projetos de geração de energia elétrica. Os principais parâmetros do estudo de caso se encontram detalhados na Tabela 1.

Finalmente, cabe ressaltar que para determinar a linha de base do projeto MDL considerar-se-á que o SIN é dividido em dois grandes subsistemas elétricos: o subsistema S/SE/CO e o subsistema N/NE. Esta premissa está de acordo com o considerado pelos projetos brasileiros registrados pelo Comitê Executivo do MDL [7] até o momento. Além disso, será considerado que tanto o Fator de Emissão da Margem Operacional quanto o da Margem Construtiva terão pesos iguais na determinação da linha de base do projeto, ou seja, $W_{OM} = W_{BM} = 50\%$.

TABELA 1 - Parâmetros Gerais dos Estudos de Caso

DESCRIÇÃO	Unidade	VALOR
Ano Inicial do Investimento	-	2006
Período de Construção	meses	30
Vida Útil do Projeto	anos	20
Investimento Total	US\$/kW	1.369,71
Percentual Financiado	%	70,00
Sistema de Amortização	-	SAC
Custo da Dívida	% a. a.	7,00
Prazo de amortização	ano	10
Prazo de carência	ano	3
Custos de Transação	US\$	137.500,00
Duração do Ciclo do Projeto	meses	12
Preço da RCE em Jan/2006	US\$/tCO ₂ e	10,00
Custo do Capital Próprio	% a. a.	15,00
Taxa de Câmbio	R\$/US\$	2,20
Capacidade Instalada	MW	30,00
Fator de Capacidade	%	55,00
Perdas na Transmissão	%	2,00
Preço da Energia Contratada	R\$/MWh	121,35
O&M Variável	R\$/MWh	6,00
O&M Fixo	R\$ milhões/ano	0,900
P&D	%	1,00
Fiscalização da ANEEL	%	0,50
CFURH ^(*)	R\$/MWh	3,78
Taxa de Depreciação	% a. a.	5,00
Encargo de Transmissão	R\$/kW.ano	30,00
PIS	%	1,65
COFINS	%	7,60
CPMF	%	0,38
Alíquota de Imposto de Renda	%	25,00
Contribuição Social - CSSL	%	9,00

(*) Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos

5.0 - RESULTADOS

Os resultados apresentados nesta seção consideram que o projeto MDL pode ser desenvolvido em ambos os subsistemas elétricos do SIN. Além disso, considera-se que o Fator de Emissão da Margem Operacional do projeto MDL pode ser determinado empregando-se qualquer um dos métodos descritos pela metodologia ACM0002, desde que o mesmo seja compatível com as características do SIN. Os resultados encontrados se encontram descritos na Tabela 2.

TABELA 2 - Valor Incremental do Mercado de Carbono (R\$ mil)

Metodologia de Cálculo do Fator de Emissão	Subsistema Hospedeiro do Projeto MDL	
	S/SE/CO	N/NE
OM Médio	116,72	422,91
OM Simples Ajustado	1.285,13	1.048,03
OM DDA	1.411,06	1.495,25

Os resultados da Tabela 2 indicam que o valor incremental do mercado de carbono é maximizado quando o empreendimento é desenvolvido no subsistema **N/NE** e a sua linha de base é determinada pelo método **OM da Análise dos Dados de Despacho** (OM DDA). Da mesma forma, pode-se dizer que o mercado de carbono tem menos valor quando o empreendimento é desenvolvido no subsistema **S/SE/CO**, sendo a sua linha de base determinada pelo método **OM Médio**.

Note que, uma vez que a geração de energia elétrica no SIN é predominantemente hidráulica, a utilização do método **OM Médio** resulta em uma linha de base mais conservadora, reduzindo o valor incremental do mercado de carbono para o projeto considerado. Por outro lado, uma vez que o método **OM DDA** considera o grupo de usinas com pior mérito de despacho no cálculo da linha de base, ou seja, as usinas térmicas, um cenário menos conservador é esperado, elevando assim o valor deste mercado.

Apesar do método **OM DDA** ter se mostrado o mais vantajoso para o desenvolvimento do projeto considerado, é importante destacar que os resultados da Tabela 2 não consideram a existência de qualquer custo associado à utilização da água. Isto significa que, havendo geração termelétrica, esta sempre será considerada marginal no sistema. Entretanto, uma vez que o planejamento da operação energética em sistemas hidrotérmicos considera o custo de oportunidade associado ao uso excessivo da água no presente em detrimento da sua utilização no futuro, esta premissa pode não ser verdadeira. Tal custo de oportunidade é comumente denominado "valor da água", o qual é considerado pelo modelo NEWAVE ao realizar o planejamento da operação do SIN.

Também é importante destacar que, além de considerar custo zero para a água, os resultados da Tabela 2 consideram a parcela inflexível da geração termelétrica no cálculo da linha de base do projeto pelo método **OM DDA**. Apesar do escopo da metodologia ACM0002 não especificar nada a este respeito, cabe destacar que a

geração inflexível das usinas termelétricas não pode ser deslocada pela geração do projeto MDL, e, portanto, seria coerente não considerá-la neste cálculo. Sendo assim, foi considerado um cenário alternativo para a utilização do método **OM DDA** (OM DDA2) o qual desconsidera a parcela inflexível das usinas termelétricas na linha de base do projeto MDL, além disso, este cenário também passa a considerar o valor da água na determinação da ordem de mérito de despacho do subsistema hospedeiro do projeto MDL. Os resultados desta análise são apresentados na Tabela 3.

TABELA 3 - Valor Incremental do Mercado de Carbono em Função das Premissas do Método OM DDA (R\$ mil)

Metodologia de Cálculo do Fator de Emissão	Subsistema Hospedeiro do Projeto MDL	
	S/SE/CO	N/NE
OM DDA	1.411,06	1.495,25
OM DDA 2	-57,28	236,68

De acordo com os resultados da Tabela 3, sob as condições do cenário **OM DDA 2**, a utilização do método **OM da Análise dos Dados de Despacho** pode ser considerada menos vantajosa do que a utilização do método **OM Médio**, inicialmente apontado como o pior método para o caso brasileiro.

Conforme descrito anteriormente na Tabela 1, o caso padrão descrito neste trabalho considera que a receita proveniente da comercialização das RCEs deve ser tributada em aproximadamente 43,63%, ou seja, o equivalente a soma das alíquotas de Imposto de Renda, Contribuição Social, PIS, COFINS e CPMF. Considerando um cenário alternativo de isenção desses impostos, exceto a CPMF, os seguintes resultados foram encontrados:

TABELA 4 - Valor Incremental do Mercado de Carbono Considerando o Cenário de Isenção de Impostos (R\$ mil)

Metodologia de Cálculo do Fator de Emissão	Subsistema Hospedeiro do Projeto MDL	
	S/SE/CO	N/NE
OM Médio	397,69	909,10
OM Simples Ajustado	2.349,22	1.953,21
OM DDA	2.559,56	2.700,18

Conforme o esperado, a diminuição da carga tributária eleva o valor do mercado de carbono de forma significativa. Apesar do mercado de carbono ter se mostrado bastante valioso sob determinadas hipóteses, é interessante verificar o seu impacto sobre a rentabilidade do projeto MDL. Neste sentido utilizou-se o modelo ANAFIN para determinar a Taxa Interna de Retorno (TIR) original do empreendimento sob as condições descritas na Tabela 1. A TIR encontrada foi de 15,55% ao ano. Em seguida o fluxo de caixa incremental do mercado de carbono foi adicionado ao fluxo de caixa original do projeto, e novamente o modelo ANAFIN foi utilizado para determinar o impacto do fluxo incremental na TIR original do empreendimento. Os resultados encontrados são apresentados na Tabela 5.

TABELA 5 - Impacto da Mercado de Carbono na TIR do Projeto MDL

CENÁRIO	OM Médio		OM Simples Ajustado		OM DDA	
	S/SE/CO/AR	N/NE/MM	S/SE/CO/AR	N/NE/MM	S/SE/CO/AR	N/NE/MM
Caso Padrão	0,06%	0,22%	0,68%	0,56%	0,74%	0,79%
Isenção de Impostos	0,21%	0,48%	1,25%	1,04%	1,36%	1,42%

Os resultados da Tabela 5 mostram que a comercialização das RCEs pode elevar a TIR original da PCH avaliada em até 1,42 pontos percentuais, a depender das condições de desenvolvimento adotadas. Estes resultados também indicam que a isenção da carga tributária incidente sobre a receita com a venda de RCEs influencia de forma relevante a atratividade deste mercado, podendo representar ganhos de até 0,63 pontos percentuais acima do resultado obtido para o caso padrão.

6.0 - CONCLUSÕES

No presente trabalho foi proposta uma metodologia capaz de estimar o valor incremental do mercado de carbono nos projetos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis. Uma das principais características desta metodologia é possibilidade de se determinar a linha de base do projeto MDL de forma prospectiva, levando em consideração o risco associado a quantidade de RCEs que pode ser produzida pelo mesmo ao longo do seu período operativo.

A partir dos resultados obtidos na seção 5.0, conclui-se que o valor incremental do mercado de carbono é maximizado quando a linha de base do projeto MDL é determinada pelo método **OM DDA**, podendo chegar a aproximadamente 1,5 milhões de Reais quando o projeto é desenvolvido no subsistema N/NE. Por outro lado,

conclui-se que o método **OM Médio** pode ser considerado o menos vantajoso para os projetos desenvolvidos no âmbito do SIN.

No que tange especificamente a utilização do método **OM Análise dos Dados de Despacho**, verificou-se que o seu grau de conservadorismo irá depender das premissas adotadas na sua utilização. Por exemplo, excluindo a geração inflexível das usinas termelétricas e considerando o valor da água na determinação da ordem do mérito de despacho, conclui-se que a linha de base determinada por este método se torna mais conservadora do que a linha de base determinada pelo método **OM Médio**, inicialmente considerado a pior alternativa para o caso brasileiro.

Avaliando o impacto do valor incremental do mercado de carbono na Taxa Interna de Retorno do empreendimento considerado, observa-se que no cenário mais otimista a participação do projeto no mercado de carbono pode representar um aumento de 1,42 pontos percentuais na sua TIR. Cabe ressaltar que este resultado corresponde a um cenário onde não se considera qualquer tributação sobre a receita proveniente da comercialização das RCEs.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) MACEIRA, M.E.P.; TERRY, L.A.; COSTA, F.S.; DAMÁZIO, J.M.; MELO, A.C.G. Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System, 14^o PSCC, Sevilla, Espanha, 2002.

(2) CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM EXECUTIVE BOARD. Approved Consolidated Baseline Methodology ACM0002: "Consolidated Baseline Methodology for Grid-Connected Electricity From Renewable Sources", Versão nº6, Maio 2006. Disponível em <http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/approved.html>. Último acesso em 05 de Dezembro de 2006.

(3) SALLES, A.C.N.; MELLO, A.C.G.; LEGEY, L.F.L. Risk Analysis Methodologies for Financial Evaluation of Wind Energy Power Generation Projects in the Brazilian System, 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems, 2004.

(4) NÚCLEO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. Cadernos NAE: Mudança do Clima, Volume 2, 2005. Disponível em www.presidencia.gov.br/secom/nae/docs. Último acesso em 01 de Novembro de 2005.

(5) UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE – UNFCCC. Protocolo de Quioto, Versão Traduzida pelo Ministério de Ciência e Tecnologia, Brasília. Disponível em www.mct.gov.br/clima/quioto/mdl.htm. Último acesso em 01 de Novembro de 2005.

(6) MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2006-2015, Maio 2006. Disponível no site www.mme.gov.br. Último acesso em 07 de Dezembro de 2006.

(7) CLEAN DEVELOPMENT MECHANISM EXECUTIVE BOARD. Clean Development Mechanism Project Design Document Form: "Equipav Bagasse Cogeneration Project". Disponível em <http://cdm.unfccc.int/Projects/registered.html>. Último acesso em 07 de Dezembro de 2006.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Fabio Rodrigo Siqueira Batista

Nascido em Vitória, ES, em 07 de Janeiro de 1976.

Doutorado (2007) e Mestrado (2002) em Engenharia de Produção: PUC-RJ

Graduação (1999) em Engenharia Civil: Universidade Federal do Espírito Santo

Empresas: Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), desde 2001

Pesquisador do Departamento de Otimização Energética e Meio Ambiente

Albert Cordeiro Geber de Melo

Nascido no Rio de Janeiro, RJ, em 14 de Março de 1962.

Doutorado (1990), Mestrado (1986) em Engenharia Elétrica: PUC-RJ

Graduação (1983) em Engenharia Elétrica: Universidade Federal de Pernambuco

Empresas: Professor Adjunto da Universidade Estadual do Rio de Janeiro, desde 1999

Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL), desde 1985.

Diretor de Pesquisa e Desenvolvimento

José Paulo Teixeira

Nascido em Juiz de Fora, MG, em 06 Maio de 1947.

Ph.D (1979) em Engenharia Econômica: Stanford University

Mestrado (1975) em Engenharia de Produção: PUC-RJ

Graduação (1970) em Engenharia Elétrica: Universidade Federal de Juiz de Fora

Professor Titular da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro