



MODELOS MATEMÁTICOS DE OTIMIZAÇÃO VISANDO AO ESTUDO DE  
EMISSÃO DE DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA

Thiago Verly Tardin

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Sistemas e Computação, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia de Sistemas e Computação.

Orientador: Nelson Maculan Filho

Rio de Janeiro  
Março de 2013

MODELOS MATEMÁTICOS DE OTIMIZAÇÃO VISANDO AO ESTUDO DE  
EMISSÃO DE DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA

Thiago Verly Tardin

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO  
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA  
(COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE  
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE  
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE SISTEMAS E COMPUTAÇÃO.

Examinada por:

---

Prof. Nelson Maculan Filho, D. Sc.

---

Prof.<sup>a</sup> Leontina Maria Viana Graziadio Pinto, D. Sc.

---

Prof. Franklin Lima Marquezino, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2013

Tardin, Thiago Verly

Modelos Matemáticos de Otimização Visando ao Estudo de Emissão de Dióxido de Carbono na Geração de Energia/ Thiago Verly Tardin.- Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2012.

XII, 35 p.: il.; 29,7 cm

Orientador: Nelson Maculan Filho

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia de Sistemas e Computação, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 44-47.

1. Dióxido de Carbono. 2. Planejamento da Operação.  
3. Otimização Linear I. Maculan Filho, Nelson. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Sistemas e Computação. III. Título.

*Dedico este trabalho aos meus pais, José Luiz e Maria das Graças, e a minha noiva Maria Carolina, pelo apoio incondicional mesmo nas horas mais difíceis, e por todo amor, dedicação e sacrifício.*

# Agradecimentos

Ao meu orientador, professor Maculan pelos seus valiosos conselhos e sugestões, dedicação à tarefa de ajudar-me e por ter acreditado muito neste trabalho.

A todos os meus colegas de trabalho da Vale pelo incentivo e motivação.

À Engenho Consultoria LTDA por ter dado a oportunidade e o apoio necessário à elaboração e execução deste trabalho.

À professora Leontina pelo incentivo, motivação e ideias que originaram a realização desse trabalho.

Aos professores do Departamento de Engenharia de Sistemas e Computação da UFRJ pelo aprendizado.

Aos membros da banca examinadora pelas contribuições na geração final desta dissertação.

Aos meus pais José Luiz Tardin e Maria das Graças Verly Tardin pelo apoio e por terem a visão de sempre incentivarem o estudo de seus filhos.

Aos amigos Francismara Araldi e Fernando Senhora pelo apoio incondicional e por acreditarem no potencial do meu trabalho.

Aos amigos da Engenho Luiz Macedo e Paula Leite pelos conselhos e contribuições para o desenvolvimento do trabalho.

Ao meus avós Andreilino, Jacira e Aracy pelo apoio e motivação.

A todos que de alguma forma me ajudaram ou me motivaram no desenvolvimento desta dissertação.

A Deus por ter me dado forças para superar todos os obstáculos.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.).

MODELOS MATEMÁTICOS DE OTIMIZAÇÃO VISANDO AO ESTUDO DE  
EMISSÃO DE DIÓXIDO DE CARBONO NA GERAÇÃO DE ENERGIA

Thiago Verly Tardin

Março/2013

Orientador: Nelson Maculan Filho

Programa: Engenharia de Sistemas e Computação

Este trabalho investiga o problema das emissões de gases de efeito estufa (em particular dióxido de carbono) derivados da geração termelétrica no Brasil. Para tanto, estabeleceu-se uma metodologia para mensurar as emissões de dióxido de carbono derivadas de um conjunto de usinas térmicas e extrapolar estes valores encontrados simulando a geração do parque hidrelétrico do país.

Foram quantificadas as emissões de dióxido de carbono e as respectivas dependências paramétricas de modo a se poderem estimar valores de emissões das usinas para todo horizonte de geração do sistema, bem como estimar os custos totais da operação ótima do sistema.

Para isso, empregou-se o uso do modelo simplex de otimização para determinar especificamente as emissões de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) a partir da otimização do despacho das usinas. Para tal, foram utilizados os dados do programa decenal da expansão do setor elétrico e comparados os cenários em estudo em relação à otimização das emissões e custo total da geração de energia.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/URFJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.SC.).

MODELS OF MATHEMATICAL OPTIMIZATION IN ORDER TO STUDY  
EMISSION OF CARBON DIOXIDE IN THE ENERGY GENERATION

Thiago Verly Tardin

March/2013

Advisor: Nelson Maculan Filho

Department: Systems Engineering and Computation

This work investigates the problem of emissions of greenhouse gases (particularly carbon dioxide) derived from thermoelectric generation in Brazil. For this purpose, we established a methodology to measure emissions of carbon dioxide derived from a set of thermal and then to extrapolate these experimental values by simulating the generation of hydropower in the national thermoelectric park.

The emissions of carbon dioxide and its parametric dependencies were quantified in order to be able to estimate values close to the emissions from power plants to all the horizon generation system, as well to estimate the total costs of the system's optimal operation.

For this, was projected the simplex optimization model as a way to determine the carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) emissions that is found from the optimization of the order of plants. For this, we used data from the decennial program of power sector expansion and compared the scenarios under study regarding the optimization of emissions and total cost of power generation.

# Sumário

|  |      |
|--|------|
| Sumário .....  | viii |
| 1 Introdução .....   | 13   |
| 1.1 Motivação .....  | 13   |
| 1.2 Modelos utilizados para o estudo de emissões em usinas .....                     | 14   |
| 2 Gases do Efeito Estufa e o Sistema Hidroenergético .....                           | 15   |
| 2.1 Ciclo do Carbono .....   | 15   |
| 2.2 Sistema Hidroenergético .....  | 17   |
| 3 Modelo de Cálculo da Emissão de Dióxido de Carbono .....                           | 20   |
| 3.1 Metodologia Top-Down .....   | 20   |
| 3.1.1 Apuração dos Dados Energéticos Através do BEN .....                            | 23   |
| 3.2 Cálculo das Emissões para o Sistema Hidrotérmico Nacional .....                  | 25   |
| 3.2.1 Cálculo de Emissão de CO <sub>2</sub> por Tipo de Combustível .....            | 25   |
| 3.2.2 Cálculo de Emissão de CO <sub>2</sub> por Usina Termelétrica .....             | 27   |
| 3.3 Aplicação dos Fatores nos Cálculos da Emissão de CO <sub>2</sub> .....           | 29   |
| 3.3.1 O Custo da Térmica .....   | 31   |
| 4 Estudo de Caso .....   | 32   |
| 4.1 Cenário Referência de estudo na otimização das Emissões de CO <sub>2</sub> ..... | 32   |
| 4.1.1 Cenário Referência: Otimização via Minimização do Custo .....                  | 33   |
| 4.1.2 Otimização via Minimização de Emissão de CO <sub>2</sub> .....                 | 34   |
| 4.2 Cenário incluindo simulação de geração Eólica na base de dados .....             | 36   |



|       |   |    |
|-------|---|----|
| 4.2.1 | Cenário Eólica: Otimização via Minimização do Custo.....                    | 36 |
| 4.2.2 | Cenário Eólica: Otimização via minimização de Emissão CO <sub>2</sub> ..... | 38 |
| 4.3   | Análise Comparativa dos Resultados Obtidos nos Cenários Estudados.....      | 39 |
| 5     | Conclusão .....   | 41 |
| 5.1   | Sugestões para trabalhos futuros .....                                      | 41 |
| 6     | Referências Bibliográficas.....   | 42 |

# Lista de Figuras

|  |    |
|--|----|
| Figura 1 – Ciclo de carbono global na Terra.....                             | 16 |
| Figura 2 – Fluxo de tomada de decisão.....                                   | 18 |
| Figura 3 – Oferta Interna Bruta de energia.....                              | 23 |
| Figura 4 – Comparativos dos Fatores de Emissão por tipo de combustível.....  | 31 |
| Figura 5 – Emissão de CO <sub>2</sub> <i>versus</i> Custo das Térmicas ..... | 31 |
| Figura 6 – Cenário Base: Emissões minimizando custo em base mensal.....      | 33 |
| Figura 7 – Cenário Base: Emissões minimizando custo em base anual.....       | 34 |
| Figura 8 – Emissões minimizando CO <sub>2</sub> em base mensal.....          | 34 |
| Figura 9 – Emissões minimizando CO <sub>2</sub> em base anual.....           | 35 |
| Figura 10 – Emissões com Eólica minimizando custo em base mensal.....        | 37 |
| Figura 11 – Emissões com Eólica minimizando custo em base anual.....         | 37 |
| Figura 12 – Emissões com Eólica minimizando emissões em base mensal.....     | 38 |
| Figura 13 – Emissões com Eólica minimizando emissões em base anual.....      | 39 |

# Lista de Tabelas

|   |    |
|---|----|
| Tabela 1 – Valores elaborados a partir de dados do BEN/MME e IPCC .....       | 27 |
| Tabela 2 – Valores exemplo para cálculo do Fator de Emissão por Térmica ..... | 29 |
| Tabela 3 – Fatores de Emissão por Submercado .....                            | 29 |
| Tabela 4 – Valores de Emissão em tCO <sub>2</sub> /MWh .....                  | 30 |
| Tabela 5 – Comparativo entre casos estudados.....                             | 40 |

# Lista de Abreviaturas

BEN – Balanço Energético Nacional

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

MME – Ministério das Minas e Energia

MCT – Ministério de Ciências e Tecnologia

ONS – Operador Nacional do Sistema

PC – Poder Calorífico Inferior

PCS – Poder Calorífico Superior

TD – Top-Down

TJ – Terajoules

TEP – Tonelada Equivalente de Petróleo

UHE – Usina Hidrelétrica

UNFCCC – Convenção das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica

# 1 Introdução

## 1.1 Motivação

Ao longo das últimas décadas, algumas questões orientaram os inúmeros e polêmicos debates que o tema do aquecimento global provocou entre os cientistas, políticos, países, ambientalistas e grupos sociais, de diferentes tamanhos e feitos, de alguma forma interessados no assunto. Em primeiro lugar, a discussão sobre se os efeitos das mudanças climáticas sobre o planeta são iminentes e, finalmente, o que fazer para impedir o agravamento do problema.

Apesar de todas as incertezas e complexidade envolvidas nessas questões, as pesquisas científicas convergiram para o entendimento de que nenhuma causa natural poderia explicar elevações tão repentinas da temperatura média global da Terra.

Dados sobre uma série de indicadores ambientais têm demonstrado que, em linhas gerais, há uma forte correlação entre o aumento das concentrações de gases de efeito estufa e a temperatura média junto à superfície da Terra, com impactos em escala global já detectados pelos cientistas.

A geração de energia elétrica atualmente, no Brasil, é realizada por ordem de mérito de despacho das usinas por fonte geradoras. Em geral, esse despacho é feito utilizando como critérios as fontes de menor custo até o pleno atendimento da demanda.

Este trabalho teve o objetivo de investigar os impactos dos gases de efeito estufa, em especial dióxido de carbono, na geração de energia elétrica proveniente das fontes térmicas. Para tal foi realizada a modelagem de cenários utilizando as técnicas de programação linear aplicadas ao despacho das usinas do sistema interligado nacional, para um período de 10 anos de planejamento operativo.

O trabalho desenvolvido teve origem no estudo realizado pela empresa “Engenho Pesquisa e Desenvolvimento” onde foi elaborado o relatório interno denominado “*Energia Eólica e Meio Ambiente*” e apresentado no fórum de energia eólica organizado pela ABEEOLICA em Maio de 2009.

## 1.2 Modelos utilizados para o estudo de emissões em usinas

Estabeleceu-se uma metodologia para mensurar as emissões de CO<sub>2</sub> por tipo de combustível, utilizando os critérios adotados no relatório do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*). Foram quantificadas as emissões de gás carbônico e as respectivas dependências paramétricas de modo a se poder estimar valores de emissões para as usinas termelétricas em estudo [1].

Utilizou-se a implementação computacional através do modelo de programação linear simplex para simular o despacho das usinas que compõem o sistema interligado nacional em um horizonte de 10 anos de planejamento.

Avaliou-se a geração das usinas termelétricas para o período em estudo referente e com base na geração apresentada no modelo, calcularam-se as emissões de dióxido de carbono para as usinas presentes no estudo.

Ao final foram incorporadas ao cenário base um adicional de geração eólica e os resultados de custo total do despacho comparados e analisados.

## 2 Gases do Efeito Estufa e o Sistema Hidroenergético

O efeito estufa é um fenômeno natural que mantém a temperatura da Terra em níveis adequados à manutenção da vida. Graças a este fenômeno, a temperatura média da Terra é hoje cerca de 4 graus Celsius acima do que era na última idade do gelo (que ocorreu há aproximadamente 13 mil anos atrás) o período glacial foi intercalado por curtos períodos mais quentes, como este que vivemos no presente [2].

Parte da radiação solar ao atingir a Terra é absorvida pela atmosfera e parte a atravessa. A atmosfera retém a maior parte desta radiação, pois  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{O}_3$ ,  $\text{N}_2\text{O}$  e  $\text{CH}_4$ , dentre outros, têm uma estrutura que é excitável por esta radiação. Estes gases são conhecidos como gases de efeito estufa. O vapor d'água é considerado também um gás de efeito estufa. Este processo provoca uma maior absorção de calor pela atmosfera e maior reflexão de calor para o solo. A parcela da radiação solar chega ao solo na forma de luz visível, inclusive radiação infravermelha. A radiação infravermelha está associada ao calor. Essa energia é em parte absorvida pelo solo e refletida de volta para atmosfera que novamente absorve a maior parte e devolve o restante para o espaço, ainda sob a forma de radiação infravermelha [3,4].

### 2.1 Ciclo do Carbono

O ciclo do  $\text{CO}_2$  na biosfera é caracterizado por etapas com tempos de duração significativamente diferentes. Na Figura 1 [40] são apresentadas as várias fontes e as etapas do ciclo do carbono. O tempo de permanência do  $\text{CO}_2$  em cada estágio do seu ciclo é bem diferenciado. A enorme quantidade de  $\text{CO}_2$  que levou milhões de anos para se transformar em combustível fóssil está rapidamente sendo colocada de volta na atmosfera. Na tentativa de estabelecer um novo equilíbrio, considerando os aumentos das concentrações de gases do efeito estufa, o sistema todo está respondendo com um aumento de temperatura e algumas outras alterações que podem ser observadas

facilmente tais como: diminuição da camada de gelo das calotas polares, deslocamento das épocas de migração de alguns animais, etc. [4,5].

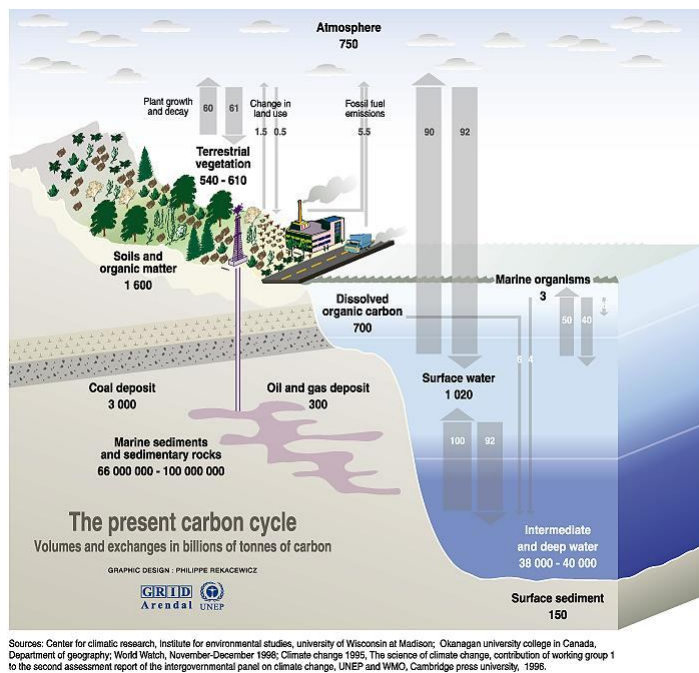


Figura 1 – Ciclo de carbono global na Terra

Ao longo dos últimos cem anos, a contar da Revolução Industrial, que mudou para sempre a relação entre o homem e a natureza, a concentração na atmosfera de gases de efeito estufa, sobretudo o dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), vem aumentando por causa da maior atividade industrial, agrícola e de transporte, principalmente, devido ao uso de combustíveis fósseis como petróleo, carvão e gás natural, e aos desmatamentos [6]. O acúmulo desses gases, em quantidades superiores à capacidade de absorção das florestas e oceanos, aumenta dia a dia o efeito estufa, prendendo mais calor na atmosfera, efeito análogo ao dos painéis de vidro em uma estufa, e impedindo que a radiação da superfície terrestre seja liberada de volta ao espaço [7].

Os corpos de água doce existentes nos continentes não são representados como fonte de emissões e/ou remoções: é como se não participassem das trocas de gases, como é o caso dos oceanos. A explicação para não terem sido considerados como participantes significativos pode ser creditada ao fato dos corpos de água doce cobrirem uma parte muito pequena da superfície da Terra. Sendo assim, raramente sua participação no ciclo do carbono local ou global é considerada potencialmente importante [8,9].



## 2.2 Sistema Hidroenergético

O sistema elétrico brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte com características que o tornam único no âmbito mundial. A principal dessas características é a predominância da geração hidrelétrica (mais de 85% da capacidade instalada, que em condições normais é responsável pela produção de 99% da eletricidade consumida no país), contando com grandes reservatórios com capacidade de regularização plurianual, distribuídos em diversas bacias hidrográficas de propriedades distintas [10]. O sistema opera, ainda, com complementação térmica, composta por usinas nucleares a óleo combustível, a diesel, a gás natural ou a biomassa. É o maior sistema interligado do mundo [31].

A geração de energia é altamente influenciada pelas condições hidrológicas e pelos níveis dos reservatórios, sendo o excesso de capacidade necessário para garantir a segurança do abastecimento. Logo, o planejamento da operação e da expansão do sistema deve considerar diversos cenários hidrológicos [32]. Nesse aspecto, destaca-se o processo de despacho hidrotérmico brasileiro, que utiliza a técnica de programação dinâmica dual estocástica para otimizar os recursos de geração de energia elétrica, considerando diversos aspectos como uso múltiplo da água, flexibilidade e disponibilidade de geração térmica, dentre outros [11].

Uma das principais características de um sistema com geração hidroelétrica é poder utilizar a energia que está armazenada nos reservatórios para atender à demanda, evitando gasto de combustível com as unidades termelétricas. Entretanto, a disponibilidade de energia hidráulica está limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios. Isso introduz uma dependência temporal entre a decisão operativa de hoje e do futuro [12].

Se, atualmente, for utilizada a reserva de energia hidráulica com o objetivo de minimizar os custos térmicos e ocorrer uma seca severa no futuro, pode haver um racionamento de custo elevado. Se, por outro lado, forem preservadas as reservas de energia hidráulica através do uso mais intenso de geração térmica e as afluições futuras forem elevadas, pode ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representa um desperdício de energia e, conseqüentemente, um aumento no custo operativo [13], como mostra a Figura 2.

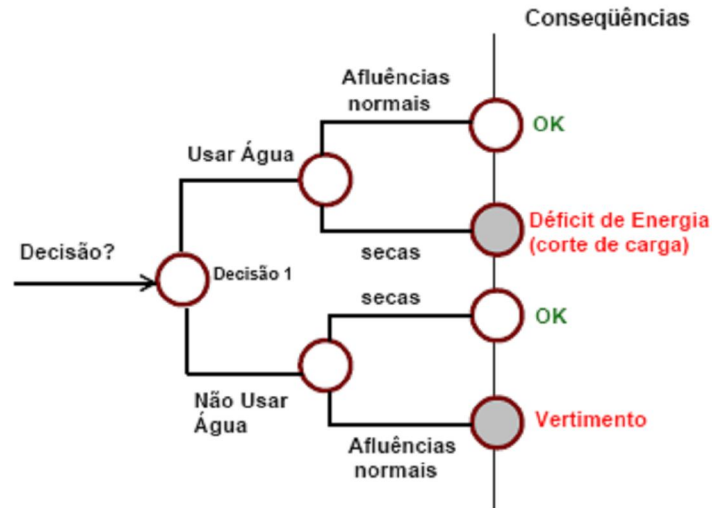


Figura 2 – Fluxo de tomada de decisão

O problema do Planejamento da Operação de Sistema Hidrotérmicos de Potência pode ser formulado através de um modelo de otimização linear, onde o custo de operação dos sistemas hidrotérmicos é dado pelas termoelétricas, já que as usinas hidroelétricas têm custo de operação quase nulo, a menos de taxas, visto que seu "combustível" é a água. Na realidade, neste custo pode incluir eventuais importações de energia e o custo do déficit, sem prejuízo das considerações e análises feitas [19].

Portanto, a formulação geral do planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser estabelecida como a minimização do custo operacional do sistema, ao longo de todo o horizonte de planejamento  $[1, T]$ , dado por:

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T C(t) \quad (2.1)$$

onde:

$$C(t) = C[D(t) - H(t)] \quad (2.2)$$

para:

$$D(t) \geq H(t) \quad (2.3)$$

s.a.

$$H(t) = \sum_{i=1}^N \phi[x_i(t), q_i(t), z_i(t)] \quad (2.4)$$

$$q_i(t) + z_i(t) = u_i(t) \quad (2.5)$$

$$\phi_i(x_i, q_i, z_i) = K_i [h_{1i}(x_i) - h_{2i}(q_i + z_i)] q_i \quad (2.6)$$

$$x_i(t+1) = x_i(t) + y_i(t) + \sum_{k \in \Omega_i} [q_k(t) + z_k(t) - q_i(t) - z_i(t)] \quad (2.7)$$

$$x_{i,min}(t) \leq x_i(t) \leq x_{i,max}(t) \quad (2.8)$$

$$q_i(t) \leq q_{i,max}(t) \quad (2.9)$$

$$u_{i,min}(t) \leq q_i(t) + z_i(t) \quad (2.10)$$

onde,

$N$  - número de usina hidroelétricas;

$f_i$  - função de geração hidroelétrica da usina  $i$ ;

$x_i(t)$  - volume do reservatório  $i$  no intervalo  $t$ ;

$q_i(t)$  - vazão turbinada pela usina  $i$  no intervalo  $t$ ;

$z_i(t)$  - vazão vertida da usina  $i$  no instante  $t$ ;

$u_i(t)$  - vazão defluída da usina  $i$  no instante  $t$ ;

$K_i$  - constante que engloba aceleração da gravidade, densidade da água, rendimento turbina-gerador e fatores de conversão de unidade;

$h_{1i}$  - altura de montante, em relação ao nível do mar, função do volume do reservatório;

$h_{2i}$  - altura de jusante, em relação ao nível do mar, função da vazão defluída total;

$y_i(t)$  - afluência ao reservatório  $i$  no instante  $t$ ;

$\Omega_i$  - conjunto de todas as usinas imediatamente a montante da usina  $i$ ;

$u_{i,mim}$  - representa a defluência total mínima obrigatória.

## 3 Modelo de Cálculo da Emissão de Dióxido de Carbono

O modelo proposto nesse trabalho utiliza a metodologia denominada "Top-Down" desenvolvida pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* e aplicada pelo Ministério de Minas e Tecnologia no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa. A escolha dessa metodologia foi devido a sua flexibilidade e sua alta capacidade de adaptação ao sistema elétrico nacional, além da sua fácil aplicação nas fontes de energia constantes do Balanço Energético Nacional [14].

Antes de iniciarmos a apresentação do modelo proposto será feita uma breve explanação sobre a metodologia "Top-Down" e sua aplicação no planejamento energético de médio e longo prazo.

### 3.1 Metodologia Top-Down

A metodologia "Top-Down" do IPCC consiste em contabilizar os combustíveis primários e secundários que entram no sistema econômico de um país no atendimento de necessidades geradas pelas atividades humanas (mesmo que não comerciais) e o quanto sai de carbono do sistema [1]. Uma vez introduzido na economia nacional, em um determinado ano, o carbono contido em um combustível fóssil ou é emitido para a atmosfera ou é retido de alguma maneira, como por exemplo, através do aumento do estoque de combustível, de sua transformação em produtos não energéticos ou de sua retenção parcial não oxidada nos resíduos da combustão.

O uso da metodologia "Top-Down" (TD), recomendada pelo IPCC em sua revisão 1996 [1], permite estimar as emissões de CO<sub>2</sub> em função apenas de dados sobre a oferta de energia no país e uns poucos dados sobre sua forma de uso. Os dados usados são obtidos do BEN (Balanço Energético Nacional) editado pelo Ministério das Minas e Energia (MME) [14].

Os valores usados no BEN são fornecidos originalmente em unidades naturais, que correspondem às usadas na origem das informações (massa em toneladas e volume em metros cúbicos). Em alguns casos, onde há agrupamento de fontes, as unidades estão em toneladas equivalentes de petróleo (tep) e um critério especial deve ser estabelecido para apurar as emissões.

A metodologia “Top-Down” (TD) apura o consumo aparente de um país por energético a partir da relação:

$$CA = Pod + I - Ex - BI + Ve \quad (3.1)$$

onde,

*CA* - Consumo Aparente;  
*Pod* - Produção;  
*I* - Importação;  
*Ex* - Exportação  
*BI* - Bunkers Internacionais  
*Ve* - Variações de Estoque

Na prática, este conceito coincide com os dados da Oferta Interna Bruta do BEN/MME, onde:

$$OI = Pod + I - Exp - Na + R \quad (3.2)$$

onde,

*OI* - Oferta Interna Bruta;  
*Pod* - Produção;  
*I* - Importação;  
*Exp* - Exportação no BEN (não inclui Bunkers)  
*Na* - Não Aproveitada  
*R* - Reinjeição

Os conceitos de “Não Aproveitada” e “Reinjeição” referem-se especificamente à contabilidade do gás natural que pode ser tratado a parte. No entanto, para a apuração pelo processo TD a produção exclui a reinjeição do gás natural aos poços e a energia não aproveitada (escapes de gás na atmosfera ou queimada nos *flair* durante a extração não entram na contabilidade TD e são tratados a parte) [1].

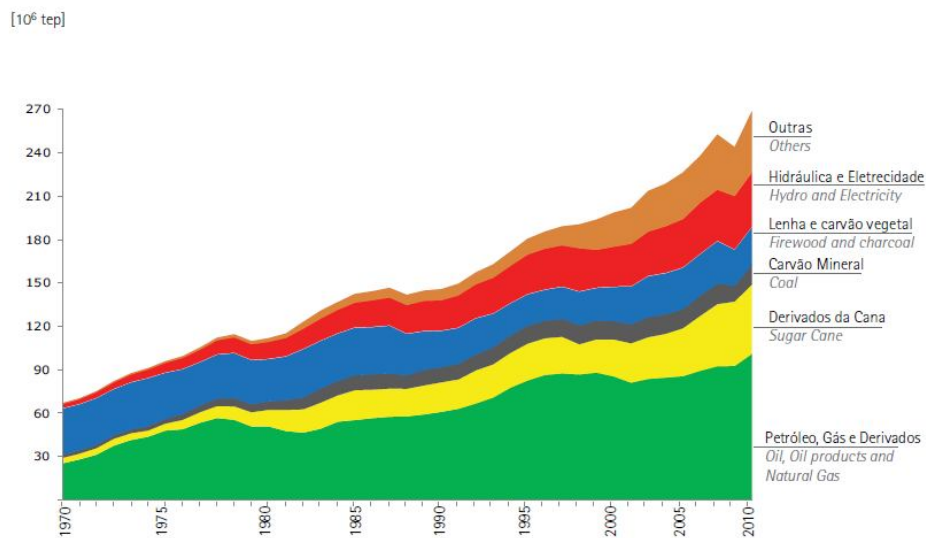


Figura 3 – Oferta Interna Bruta de energia [14].

De maneira simplificada, a metodologia “Top-Down” sugerida pelo IPCC pode ser assim descrita:

- a) Apuração do consumo aparente dos combustíveis, nas suas unidades de medida originais;
- b) Conversão do consumo aparente para uma unidade de energia comum – *terajoules (TJ)*;
- c) Transformação do consumo aparente de cada combustível em conteúdo de carbono mediante a sua multiplicação pelo fator de emissão de carbono específico daquele combustível;
- d) Apuração da quantidade de carbono de cada combustível destinada a fins não energéticos e a dedução dessa quantidade de carbono do consumo aparente, para se computar o conteúdo real de carbono possível a ser emitido;
- e) Correção dos valores para se considerar a combustão incompleta do combustível, computando-se a quantidade de carbono realmente oxidada na combustão;
- f) Conversão da quantidade de carbono oxidada em emissões de CO<sub>2</sub>.

Na metodologia adotada, calculam-se as emissões pela multiplicação dos valores expressos em energia, relativos ao uso final dos energéticos e a algumas transformações, por coeficientes adequados aos combustíveis em uso no Brasil ou coeficientes *default* recomendados pelo IPCC.

## 3.1.1 Apuração dos Dados Energéticos Através do BEN

Os dados de base do BEN/MME (49 setores e 46 contas) são fornecidos em unidades naturais que fornecem planilhas para os anos de 1970 a 2010. Anualmente, estes dados são reunidos em publicação que constitui o Balanço Energético Nacional atualmente elaborado pela Empresa de Pesquisas Energéticas – EPE para o Ministério das Minas e Energia – MME [14].

O programa `ben_eec`, cujo manual de operação é objeto da Nota Técnica 3, anexada ao Relatório N. 1 do Termo de Parceria e&e/MCT, foi desenvolvido anteriormente pela “ECEN Consultoria Ltda”. [15] para a Organização Economia e Energia.

O programa, a partir dos dados originais, expressos em unidades naturais (massa, volume ou, em casos de agregações, tonelada equivalente de petróleo – tep), a partir de coeficientes para cada energético e ano converte os dados em unidades de energia (Mcal) através de coeficientes energia/massa ou energia/volume. Atualmente, o MME utiliza como base o poder calorífico inferior (PCI), mas anteriormente os valores eram expressos em poder calorífico superior (PCS). Estes dados servem para conversão no dado usual nos balanços energéticos que é a tonelada equivalente de petróleo atualmente definida como:

1 tep = 10.000 Mcal com a energia contida medida em valores de PCI [15].

Anteriormente o BEN/MME utilizava a relação:

1 tep (antigo) = 10.800 Mcal com a energia contida medida em valores de PCS [15].

Além disto, a equivalência adotada para a eletricidade levava em conta a quantidade de energia em óleo combustível necessária para gerar eletricidade. Atualmente a conversão é feita diretamente em energia. Disto resulta a seguinte equivalência:

1 kWh = 860 kcal = 0,086 tep (novo).

Anteriormente a equivalência adotada era a seguinte:

1 kWh equivalente a 3132 kcal = 0,29 tep (velho)

Ao lidar com a literatura anterior (como os documentos de referência para o inventário inicial das emissões de gases formadores do efeito estufa), é frequente o uso das unidades antigas com os coeficientes de energia referidos ao PCS e os valores em energia em tep (antigo). Por essa razão, o programa fornece ao usuário resultados nessas unidades e em tep (novo) e PCI. Note-se que os valores de PCI e PCS não são equivalentes e podem ter outras utilidades para o usuário [22,23].

O programa “ben\_eec” ainda converte a energia em energia equivalente (que procura levar em conta as eficiências relativas médias dos energéticos em cada setor) e em carbono contido, o que tem como objeto servir ao cálculo das emissões e realizar um teste de coerência baseado na conservação do número de átomos de carbono nas reações químicas envolvidas no uso energético [15].

O MME fornece, para cada ano, os valores utilizados na conversão para tep. Isto implica que se dispõe, para os valores até o ano de 2002, dos coeficientes em tep antigo e PCS. Como esses valores foram posteriormente convertidos para tep novo, também se dispõe, para todos os anos, dos valores em tep novo e o valor de PCI implícito. Baseado nestes valores e com a extrapolação para os anos posteriores a 2002 da razão PCI / PCS para cada combustível, é possível fornecer os dados para todos os anos, nas unidades antigas e novas. Para cada combustível  $j$  e ano  $i$ , dispõe-se de um coeficiente  $c(i,j)$  tal que [15]:

$$[\text{Energia em tep}] (i,j) = [\text{Quantidade em Unidades Naturais}] (i,j) \times c(i,j) \quad (3.3)$$

Adicionalmente, a relação  $r(i,j) = [\text{Energia em tep novo}](i,j) / [\text{Energia em tep velho}](i,j)$  permite fazer as conversões de tep novo para tep velho e, baseando-se na equivalência energética anteriormente mencionada, é possível fornecer os valores da energia em Mcal tanto para PCI como para PCS. Estas conversões são feitas automaticamente pelo programa. Além disto, o software “ben\_eec” permite montar tabelas a escolha do usuário e realiza diversas agregações inclusive em energias renováveis e não renováveis, o que é importante para a contabilidade das emissões [15].



## 3.2 Cálculo das Emissões para o Sistema Hidrotérmico Nacional

Para o cálculo das emissões de CO<sub>2</sub> por tipo de combustível, foi utilizada a versão 6 da Metodologia ACM0002, de 19 de maio de 2006 do Ministério de Ciência e Tecnologia [16].

A metodologia ACM0002 se aplica às atividades de projetos de geração de eletricidade conectada à rede a partir de fontes renováveis de energia. Há vários tamanhos e tipos diferentes dessa atividade de projeto: usinas hidrelétricas a fio de água; projetos de energia hidrelétrica com reservatórios existentes em que o volume do reservatório não aumente, novos projetos hidrelétricos com reservatórios com densidades de potência (capacidade instalada de geração elétrica dividida pela área da superfície no nível máximo do reservatório) superiores a 4 W/m<sup>2</sup>; fontes de energia eólica, geotérmica, solar, marés e ondas. De forma geral, as reduções de emissão de CO<sub>2</sub> de um projeto são calculadas multiplicando-se a energia líquida fornecida pela atividade do projeto para a rede interligada pelo fator de emissão da linha de base [16].

### 3.2.1 Cálculo de Emissão de CO<sub>2</sub> por Tipo de Combustível

O fator de emissão de CO<sub>2</sub> por unidade de combustível consumido nas usinas para o trabalho proposto foi calculado com base no poder calorífico dos combustíveis e em fatores de emissão por unidade de energia, conforme a equação a seguir:

$$FC_c = CE_c \times FE_c \times OX_c \times \frac{44}{12} \quad (3.4)$$

onde,

$FC_c$  é o fator de emissão associado à margem combinada em base anual ( $tCO_2/tC$ )

$CE_c$  Conteúdo de energia por unidade de combustível  $c$  consumido (TJ/U  $c$ )

$FE_c$  Fator de Emissão do Carbono por quantidade de energia do combustível  $c$  (tC/TJ)

$OX_c$  Fator de oxidação do combustível  $c$ .

O fator de emissão de  $CO_2$  por combustível ( $FC_c$ ) é calculado de acordo com a Equação (3.4) [16]. Os valores de conteúdo de energia por unidade de combustível ( $CE_c$ ), dos fatores de emissão de carbono por quantidade de energia do combustível ( $FE_c$ ) e os fatores de oxidação dos combustíveis ( $OX_c$ ) são apresentados na tabela 1.

Tabela 1 – Valores elaborados a partir de dados do BEN/MME e IPCC.

| Combustível      | Unidade             | Conteúdo de energia (TJ/unidade) | Fator de Emissão (tC/TJ) | Fator de Oxidação |
|------------------|---------------------|----------------------------------|--------------------------|-------------------|
| Óleo Diesel      | 1000 m <sup>3</sup> | 35,22                            | 20,2                     | 0,99              |
| Óleo Combustível | 1000 t              | 40,15                            | 21,1                     | 0,99              |
| Carvão Vapor     | 1000 t              | 11,93                            | 25,8                     | 0,98              |
| Gás Natural      | 10 <sup>6</sup> t   | 36,84                            | 15,3                     | 0,995             |

Exemplos:

- Cálculo do fator de emissão de  $CO_2$  para o óleo combustível:

$40,15 \text{ TJ}/1000\text{t} * 21,10 \text{ tC}/\text{TJ} * 0,99 * 44/12 = 3075,209 \text{ tCO}_2/1000\text{t}$  de óleo combustível

- Cálculo do fator de emissão de  $CO_2$  para o carvão:

$11,93 \text{ TJ}/1000\text{t} * 25,80 \text{ tC}/\text{TJ} * 0,98 * 44/12 = 1106,006 \text{ t CO}_2 /1000 \text{ t}$  de carvão

- Cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> para o óleo diesel:

$$35,22 \text{ TJ}/1000\text{t} * 20,2 \text{ tC}/\text{TJ} * 0,99 * 44/12 = 2604,541 \text{ t CO}_2 /1000 \text{ t de óleo diesel}$$

- Cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> para o gás natural:

$$36,84 \text{ TJ}/1000\text{t} * 15,3 \text{ tC}/\text{TJ} * 0,995 * 44/12 = 2056,441 \text{ t CO}_2 /1000 \text{ t de gás natural}$$

## 3.2.2 Cálculo de Emissão de CO<sub>2</sub> por Usina Termelétrica

O fator de emissão de CO<sub>2</sub> por usina termelétrica (FT) é calculado de acordo com a equação (3.5), utilizando os fatores de CO<sub>2</sub> por tipo de combustível, calculados pela equação (3.4). Os valores de consumo anual de combustíveis (primário e secundários) por usina (CC<sub>cjy</sub>) são fornecidos pelo MME e os valores de geração anual de energia elétrica por usina (G<sub>jy</sub>) são consolidados pelo ONS.

$$FT_{jy} = \frac{\sum_c CC_{cjy} \times FC_c}{G_{jy}} \quad (3.5)$$

onde:

FT<sub>jy</sub> Fator de emissão de CO<sub>2</sub> por quantidade de energia gerada pela usina j no ano y (tCO<sub>2</sub>/MWh).

CC<sub>cjy</sub> Consumo de combustível c pela usina j no ano y (Uc).

FC<sub>c</sub> é o fator de emissão associado à margem combinada em base anual (tCO<sub>2</sub>/tc).

G<sub>jy</sub> Geração de Energia Elétrica pela usina j no ano y (MWh).

O fator de emissão de CO<sub>2</sub> por quantidade de energia gerada por cada termelétrica é função das quantidades de combustível consumidas por energia gerada e dos fatores de emissão por tipo de combustíveis [16].

A tabela 2 apresenta um exemplo dos dados utilizados de consumo anual de combustíveis por usina e de valores de geração anual de energia elétrica por usina:

Tabela 2 – Valores exemplo para cálculo do Fator de Emissão por Térmica.

| Nome da Usina    |                     | Usina 1 | Usina 2  | Usina 3  | Usina 4  |
|------------------|---------------------|---------|----------|----------|----------|
| Submercado       |                     | S       | SE       | N        | NE       |
| Combustível      | Unidade             | Consumo | Consumo  | Consumo  | Consumo  |
| Óleo Diesel      | 1000 m <sup>3</sup> |         | 23,856   |          | 966,231  |
| Óleo Combustível | 1000 t              | 18,726  |          | 0,527    | 1,409    |
| Carvão Vapor     | 1000 t              | 2068,36 |          | 305,698  | 589,553  |
| Gás Natural      | 10 <sup>6</sup> t   |         | 63,495   |          |          |
| Geração          | MWh                 | 1699615 | 185974,8 | 214094,4 | 879153,6 |

Para exemplificar, segue o cálculo das emissões da USINA 1 em t CO<sub>2</sub>:

- Emissão pelo consumo de diesel:  $18,726 * 3075,209 = 57586,36 \text{ t CO}_2$
- Emissão pelo consumo de carvão:  $2068,36 * 1106,006 = 2287619,48 \text{ t CO}_2$

A emissão total de CO<sub>2</sub> da USINA 1 será de 2345205,8 t CO<sub>2</sub>.

O fator de emissão de cada usina é calculado dividindo-se o total de emissão da usina (em tCO<sub>2</sub>) pela geração total verificada (em MWh).

Exemplificando, o fator de emissão da USINA 1 será igual a:

$$2345205,8 / 1699615 = \underline{1,38 \text{ t CO}_2/\text{MWh}}$$

Para as demais usinas, o procedimento é realizado da mesma forma e apresentado na tabela 3.

Tabela 3 – Fatores de Emissão por Submercado.

| Nome da Usina    |                        | Usina 1     | Usina 2   | Usina 3   | Usina 4   |
|------------------|------------------------|-------------|-----------|-----------|-----------|
| Submercado       |                        | S           | SE        | N         | NE        |
| Combustível      | Unidade                | Consumo     | Consumo   | Consumo   | Consumo   |
| Óleo Diesel      | t CO <sub>2</sub>      |             | 62,133    |           | 2516,5868 |
| Óleo Combustível | t CO <sub>2</sub>      | 57586,363   |           | 1620,6351 | 4333,5845 |
| Carvão Vapor     | t CO <sub>2</sub>      | 2281619,5   |           | 350007,03 | 972335,21 |
| Gás Natural      | t CO <sub>2</sub>      |             | 130570,51 |           |           |
| Total            | t CO <sub>2</sub>      | 2339205,863 | 130632,64 | 351627,67 | 979185,38 |
| Fator de Emissão | t CO <sub>2</sub> /MWh | 1,38        | 0,70      | 1,64      | 1,11      |

### 3.3 Aplicação dos Fatores nos Cálculos da Emissão de CO<sub>2</sub>

Nesse trabalho, os valores de emissões para as usinas eólicas e biomassa foram considerados nulos, em se tratando de usinas hidráulicas este fator depende da relação potência instalada sobre a área de reservatório. A menor relação é 0,0534 MWh/km<sup>2</sup> (UHE Balbina) e a maior 1500 MW/km<sup>2</sup> (UHE Sobragi). Do total de UHEs, 59, segundo o critério da UNFCCC para Projetos de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, seriam consideradas com zero de emissão; 35 teriam suas emissões estimadas com base na energia gerada aplicando o fator de 90g CO<sub>2</sub>/MWh ano [19,20]. As demais 58 UHEs não seriam elegíveis porque não são eficientes em termos de área de reservatório e não há como estimar com grau de certeza as emissões nestes casos. Logo, neste estudo, consideramos como nulo o fator de emissão das usinas hidráulicas [21].

Para o cálculo das emissões de CO<sub>2</sub> das usinas termelétricas cadastradas no Plano Decenal de Expansão (2008-2017) [17], utilizamos os valores de Heat Rate (KJ/MWh) e PCI (KJ/tc), para cada usina termelétrica. Estes valores foram obtidos no Programa Mensal da Operação do mês de abril de 2011, divulgado pelo ONS [18], onde foram calculadas as médias dos valores Heat Rate (KJ/MWh) e PCI (KJ/tc), por tipo de combustível para as térmicas [36].

Para efeitos de cálculo de emissão de CO<sub>2</sub>, foram consideradas apenas as térmicas a óleo, carvão, diesel e gás. As demais usinas tiveram os fatores de emissão considerados nulos, conforme descrito anteriormente.

Logo, o cálculo do fator de emissão de CO<sub>2</sub> pelas usinas térmicas por tipo de combustível é dado conforme a equação (3.6).

$$FET_c = FC_c \times \frac{HR_c}{PCI_c} \quad (3.6)$$

onde

FET<sub>c</sub> é o Fator de emissão específico por tipo de combustível (tCO<sub>2</sub>/MWh).

FC<sub>c</sub> é o fator de emissão associado à margem combinada em base anual (tCO<sub>2</sub>/tc).

HR<sub>c</sub> é o Heat Rate equivalente para cada tipo de combustível (KJ/MWh).

PCI<sub>c</sub> é o Poder Calorífico Interno da usina (KJ/tc).

Na tabela 4, estão representados os valores encontrados para as emissões dos combustíveis referidos.

Tabela 4 – Valores de Emissão em tCO<sub>2</sub>/MWh .

| Combustível | Fator de Emissão de CO2 | Heat Rate/PCI | Emissao tCO2/MWh |
|-------------|-------------------------|---------------|------------------|
| Gás         | 2,0564                  | 0,2374        | 0,4883           |
| Diesel      | 2,6045                  | 0,2580        | 0,6719           |
| Óleo        | 3,0752                  | 0,2242        | 0,6893           |
| Carvão      | 1,1060                  | 0,8142        | 0,9006           |

A Figura 4 apresenta o ranking dos fatores de emissão em tCO<sub>2</sub>/MWh para os tipos de combustíveis em estudo.

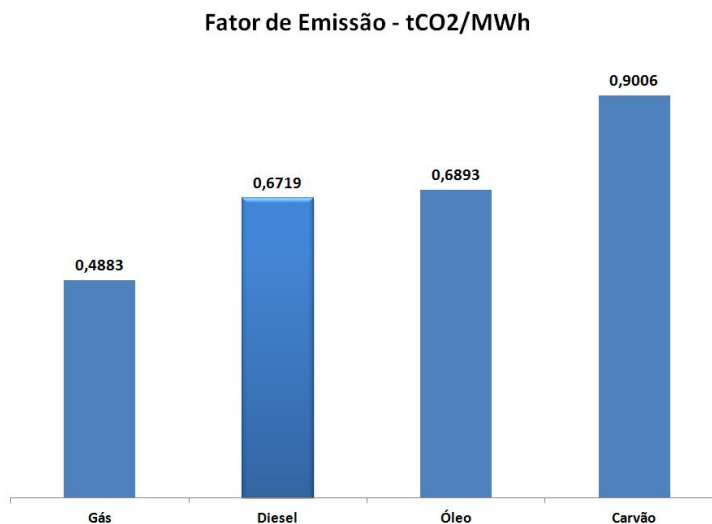


Figura 4 – Comparativo dos fatores de Emissão por tipo de combustível [39].

### 3.3.1 O Custo da Térmica

A Figura 5 apresenta o comparativo entre os fatores de emissão de CO<sub>2</sub> *versus* Custo de Operação de cada usina térmica cadastrada no Plano Decenal de Expansão em estudo [17].

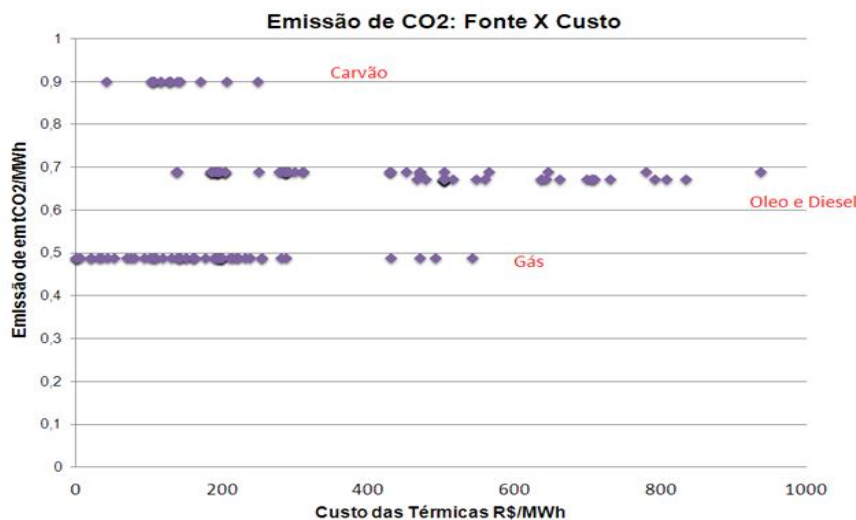


Figura 5 – Emissão de CO<sub>2</sub> *versus* Custo das Térmicas.

O gráfico da Figura 5 representa a dispersão das térmicas, onde podem ser identificados os maiores custos nas térmicas a óleo e diesel.

## 4 Estudo de Caso

Uma abordagem frequentemente empregada na formulação e resolução de problemas consiste no emprego de modelos de otimização, os quais visam maximizar (minimizar) um critério de desempenho como, por exemplo, a produção de um dado insumo, sujeito a restrições que descrevem as condições operacionais [26].

Neste trabalho, será proposta a modelagem do problema de despacho hidrotérmico utilizando programação linear [37,38]. Serão realizadas simulações comparando as emissões de dióxido de carbono atreladas aos despachos das termelétricas, cadastradas no Plano Decenal de Expansão 2008/2017, bem como a minimização dos custos totais de operação e emissões de CO<sub>2</sub> utilizando as variáveis da função objetivo e restrições ao problema [17].

### 4.1 Cenário Referência de estudo na otimização das Emissões de CO<sub>2</sub>

Para realizar as simulações, foram utilizados os dados disponíveis pela EPE referente ao Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 [17]. As simulações foram feitas utilizando o MATLAB R2008b, os dados foram modelados e os ótimos globais obtidos utilizando as técnicas de programação linear contidas no otimizador GNU GLPK [33,34].

Posteriormente, realizou-se a média das 2.000 séries de afluições (média 2.000 cenários) cadastradas no Plano Decenal de Expansão, sendo a geração final agrupadas pelos tipos de combustíveis em estudo em cada um dos submercados (Norte, Nordeste, Sul e Sudeste), conforme descrito no capítulo 3.



## 4.1.1 Cenário Referência: Otimização via Minimização do Custo

As estimativas de oferta e demanda, assim como o cálculo do Custo Marginal de Operação, foram feitos tendo como base os dados provenientes das seguintes fontes:

- Cenário Base: corresponde ao indicado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 EPE - Empresa de Pesquisa Energética.

Após os dados serem tratados, multiplicaram-se os fatores de emissão, de cada tipo de combustível, encontrados no capítulo 3, pelo somatório das médias das séries em estudo, para então obterem-se as emissões das usinas térmicas por fonte ao longo do período estudado [37].

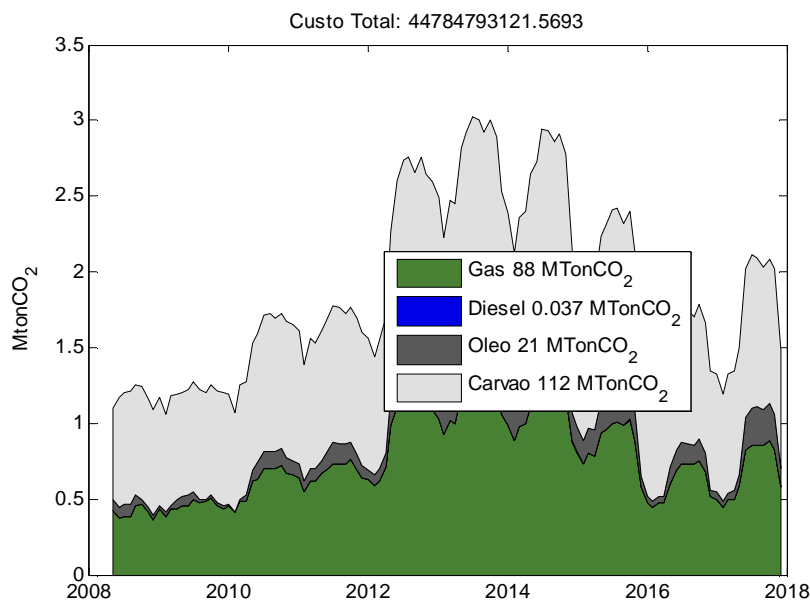


Figura 6 – Cenário Base: Emissões minimizando custo em base mensal.

Os valores apresentados na Figura 6 para o tipo de combustível referem-se ao somatório das áreas hachuradas (eixo X), por fonte de combustível, enquanto os valores no eixo Y são referentes às emissões máximas ocorridas no período. O custo total da operação do sistema (somando todos os custos das térmicas) foi da ordem de R\$ 44,78 bilhões [37,38,39].

A Figura 7 nos apresenta os valores de emissões em base anual.

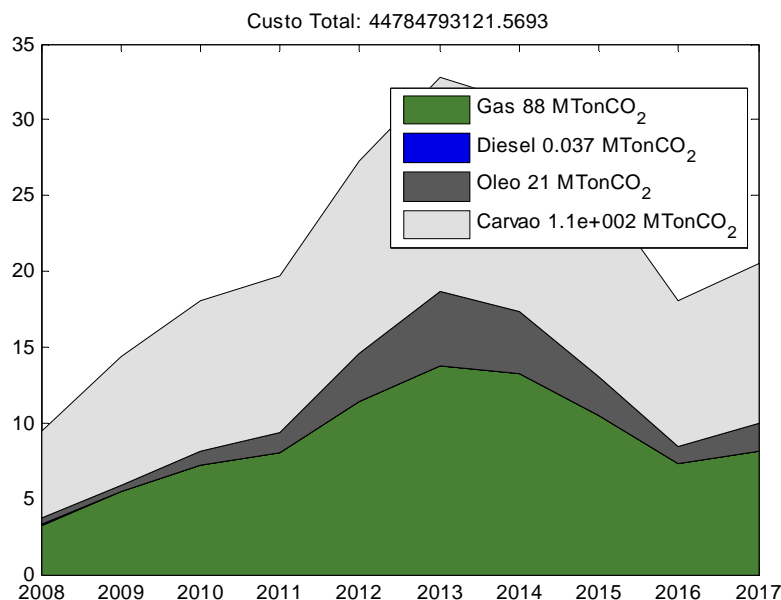


Figura 7 – Cenário Base: Emissões minimizando custo em base anual

## 4.1.2 Otimização via Minimização de Emissão de CO<sub>2</sub>

Com base no cenário base, foi feita uma simulação utilizando o otimizador GLPK, buscando realizar o despacho das usinas minimizando as emissões de CO<sub>2</sub>. A Figura 8 representa os resultados encontrados para o despacho das usinas adotando procedimentos semelhantes aos empregados no caso anterior (minimizando o custo) em base mensal. O custo total da operação foi da ordem de R\$ 66,75 bilhões [37,39].

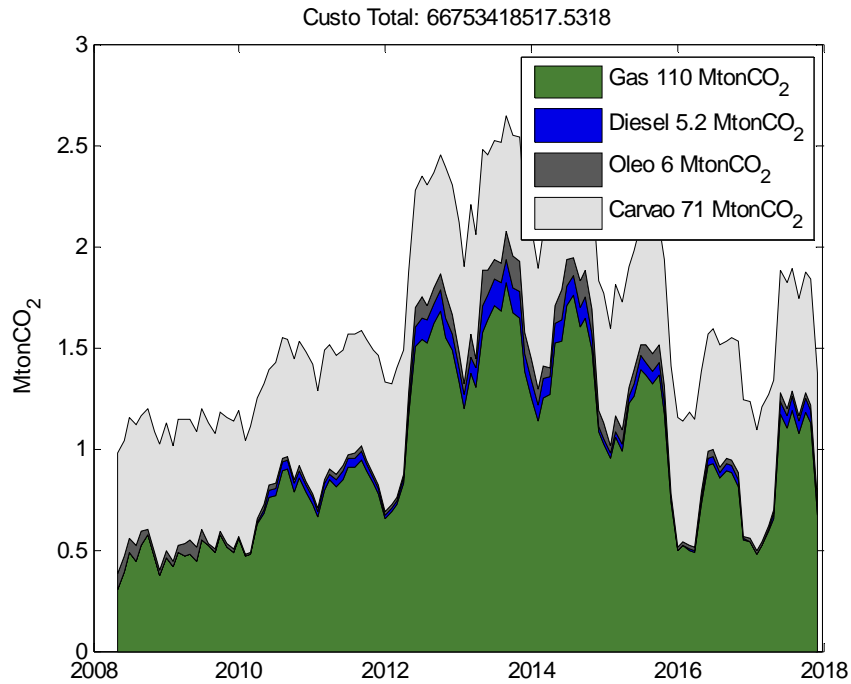


Figura 8 - Emissões minimizando CO<sub>2</sub> em base mensal [37].

A Figura 9 representa os resultados obtidos com a minimização das Emissões de CO<sub>2</sub> em base anual.

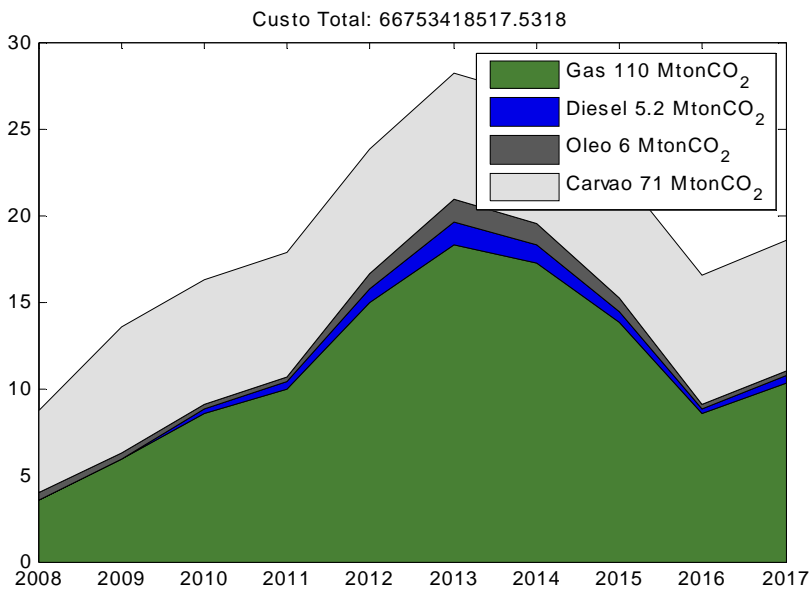


Figura 9 - Emissões minimizando CO<sub>2</sub> em base anual.

## **4.2 Cenário incluindo simulação de geração Eólica na base de dados**

Com o objetivo de verificar os impactos das fontes não poluentes no custo da operação total do sistema elétrico nacional, foi feito o cadastramento de uma unidade geradora fictícia, baseada em geração eólica equivalente a 4.000 MWmed, com fator de capacidade de 30%, ao longo do horizonte de planejamento. Esta usina foi adicionada nas simulações, sendo nulos os custos de operação e emissão. Posteriormente ao cadastramento das novas potências, foram feitas simulações semelhantes às realizadas no tópico 4.2 com a configuração original e seus resultados comparados, analisando assim os impactos da geração eólica no custo da energia e na redução da emissão de CO<sub>2</sub> no sistema elétrico nacional [37,39].

### **4.2.1 Cenário Eólica: Otimização via Minimização do Custo**

Após as simulações realizadas com o “Novo Deck”, contendo as usinas eólicas, foram extraídos os resultados da operação minimizando o custo da geração. Os valores encontrados em base mensal são mostrados na Figura 10. Os valores no eixo Y são referentes ao máximo de emissão para o período, enquanto os valores mostrados na legenda por combustível estão relacionados ao somatório das áreas hachuradas no gráfico para cada tipo de combustível. O custo total da operação foi da ordem de R\$ 39,19 bilhões [37,39].

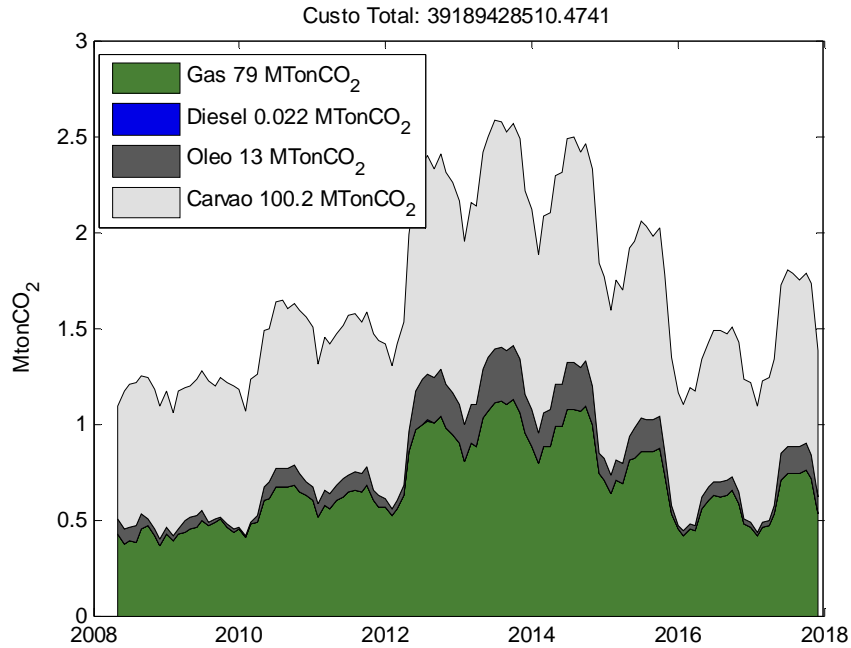


Figura 10 - Emissões com Eólica minimizando custo em base mensal.

A Figura 11 apresenta os valores da simulação em base anual para o caso em estudo [37,39].

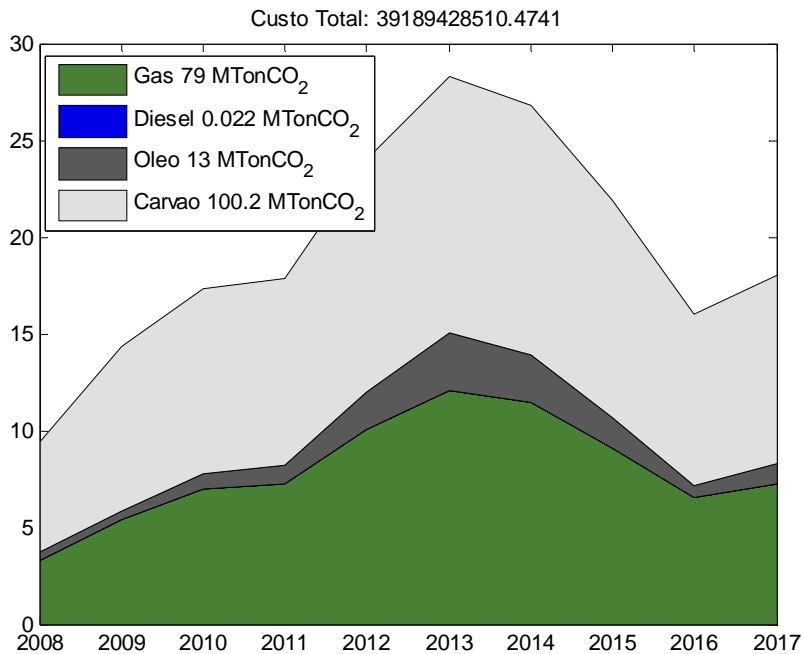


Figura 11 - Emissões com Eólica minimizando custo em base anual.

## 4.2.2 Cenário Eólica: Otimização via minimização de Emissão CO<sub>2</sub>

Para o caso onde iremos minimizar a emissão de CO<sub>2</sub>, para o Deck contendo as usinas eólicas, adotamos procedimentos semelhantes aos utilizados no caso com a configuração inicial do Deck, cenário minimizando as emissões. O custo total para o caso em estudo foi da ordem de R\$ 59,07 bilhões [37].

A Figura 12 apresenta os resultados obtidos quando minimizamos as emissões de CO<sub>2</sub> em base mensal.

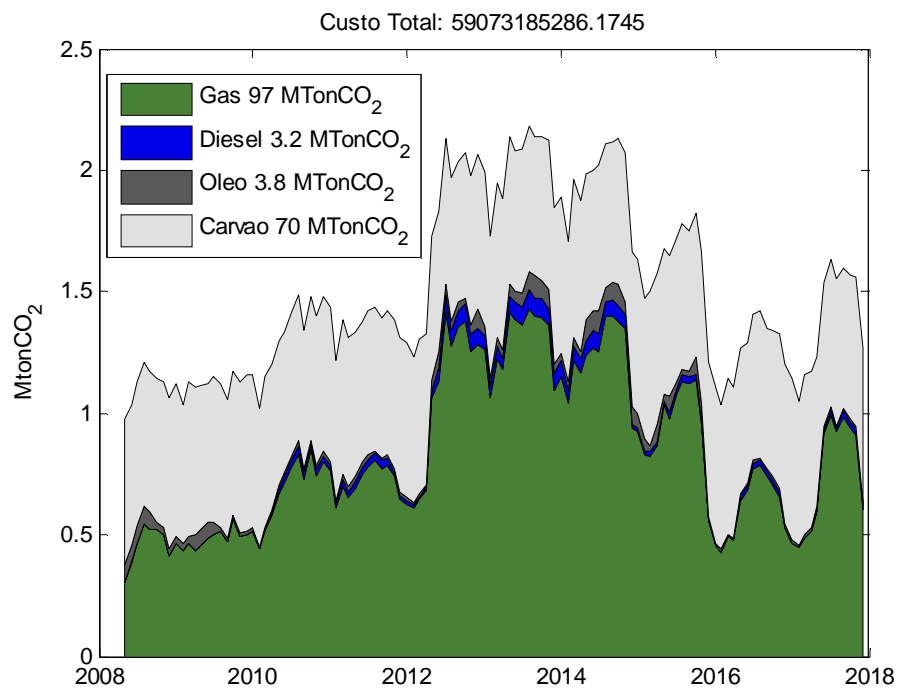


Figura 12 - Emissões com Eólica minimizando emissões em base mensal.

A Figura 13 apresenta os resultados obtidos em base anual.

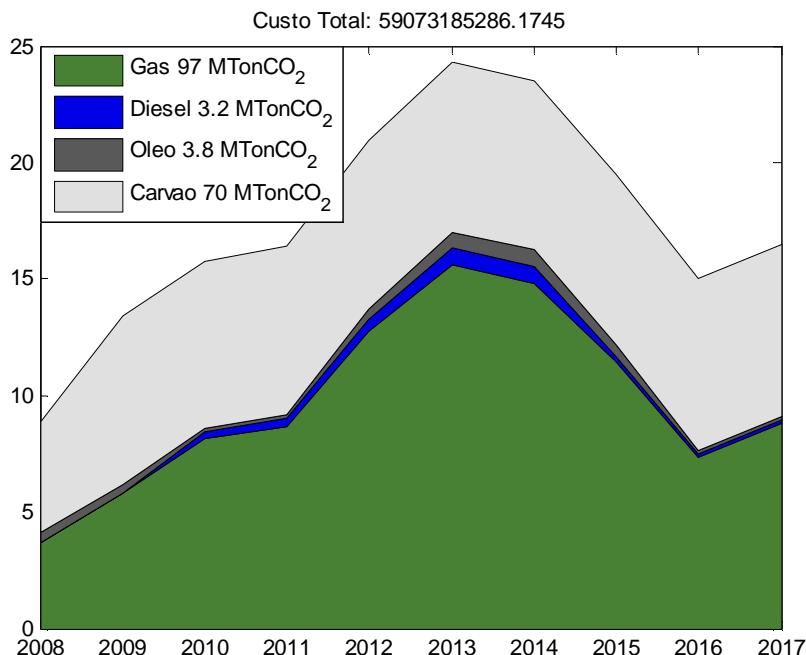


Figura 13 - Emissões com Eólica minimizando emissões em base anual.

## 4.3 Análise Comparativa dos Resultados Obtidos nos Cenários Estudados

Os resultados obtidos no item 4.3 serão analisados comparativamente objetivando a verificação dos benefícios para o sistema elétrico brasileiro da geração de energia alternativa com baixa emissão de CO<sub>2</sub> na matriz elétrica. Para tal, serão comparados os resultados obtidos nas simulações, com e sem a incorporação da geração Eólica. A tabela 5 apresenta os dados obtidos com as simulações para os casos em estudo. O caso de referência foi considerado como sendo a rodada com a configuração original do Deck, ou seja, sem as usinas eólicas e minimizando o custo da operação [37].

Tabela 5 – Comparativo entre os casos estudados.

|                  |                           | Minimizando Custo |         | Minimizando Emissão |      |
|------------------|---------------------------|-------------------|---------|---------------------|------|
| Com Eólica       | Gas                       | -10%              |         | 10%                 |      |
|                  | Diesel                    | -41%              | -13%    | 8549%               | -21% |
|                  | Oleo                      | -38%              |         | -82%                |      |
|                  | Carvao                    | -11%              |         | -38%                |      |
|                  | <b>Custo Total</b>        | -12%              |         | 32%                 |      |
| Referência Valor |                           |                   |         |                     |      |
| Sem Eólica       | Gas (MtonCO2)             | 88                |         | 25%                 |      |
|                  | Diesel (MtonCO2)          | 0,037             | 221,037 | 13954%              | -13% |
|                  | Oleo (MtonCO2)            | 21                |         | -71%                |      |
|                  | Carvao (MtonCO2)          | 112               |         | -37%                |      |
|                  | <b>Custo Total Bi R\$</b> | 44,78             |         | 47%                 |      |

Os percentuais presentes na tabela estão relacionados aos valores de referência. Podemos verificar que para o caso com Eólica e minimizando o custo, ocorreu uma redução no custo total de 11%, em relação ao caso de referência. Já no caso onde minimizamos a emissão considerando o incremento da usina eólica, temos um aumento de 34% para o custo total. Este aumento também ocorre no caso onde temos a simulação feita para o caso de referência, minimizando a emissão.

A tabela 5 apresenta também os valores dos somatórios dos percentuais para os tipos de combustíveis, onde se encontra evidenciado a redução de 13%, para os casos com Eólica minimizando o custo e o caso sem Eólica minimizando a emissão. Esta redução ocorre de maneira mais acentuada quando temos o caso original sem a geração Eólica, minimizamos a emissão.

Ao realizarmos a análise dos dados presentes na tabela 5, fica evidente que as simulações minimizando o custo com geração Eólica ou minimizando emissões sem Eólica, obtiveram a mesma taxa percentual de redução para a emissão de CO<sub>2</sub>. Este fato pode nos levar de maneira análoga a concluir que a geração Eólica contribui para o custo total da geração de energia no sistema, bem como a redução das emissões de CO<sub>2</sub> [37].



## 5 Conclusão

Este trabalho apresentou uma aplicação da otimização por programação linear no cálculo da emissão de dióxido de carbono na matriz energética nacional.

Os modelos desenvolvidos atualmente para cálculos de emissão de CO<sub>2</sub> utilizam apenas análises numéricas referentes à aplicação nominal das usinas. Esse trabalho teve como escopo mostrar que é possível mensurar os custos da emissão de dióxido de carbono no despacho centralizado das usinas termelétricas cadastradas no Sistema Interligado Nacional. Mais do que isso, foi possível precificar o custo total da operação para o sistema no que tange a utilização de fontes alternativas de energia cadastradas na base.

Os resultados obtidos mostraram que a geração de energia a partir de fontes pouco poluentes, além de reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>, reduzem também os custos de geração do sistema. Desse modo, os investimentos em novas fontes térmicas de geração acarretam benefícios não só econômicos, mas também, ecológicos para o país.

### 5.1 Sugestões para trabalhos futuros

A principal sugestão para trabalho futuro é buscar quantificar os valores em crédito de carbono que poderiam ser obtidos através da inserção de novas geradoras não poluentes na matriz energética nacional. Por exemplo, através dos dados obtidos nesse trabalho seria possível quantificar a redução de emissão de dióxido de carbono, um dos principais gases causadores do efeito estufa na geração de energia elétrica. Essa possível economia poderia ser utilizada como moeda de troca com outros países com grau mais elevado de poluição.

## 6 Referências Bibliográficas

[1] IPCC. 2012. *Climate change 2011: the scientific basis*. Third Assessment Report. Disponível em: <[www.ipcc.ch/press/pr.htm](http://www.ipcc.ch/press/pr.htm)>. Acesso em: 22 jun. 2012 01:20:32.

[2] Cadernos Temáticos de Química Nova na Escola; Divisão de Ensino de Química; Instituto de Química da USP; Sociedade Brasileira de Química, Maio 2001 e Novembro de 2003, Química Ambiental, - Bloco 3 Superior. Disponível em: <<http://www.sbq.org.br/ensino>>. Acesso em: 03 abr .2012 11:20:48

[3] Ministério da Ciência e Tecnologia. Coordenação-Geral de Mudanças Globais do Clima. *Comunicado Nacional Inicial do Brasil à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima*. Brasília, nov. 2004. Disponível em: <[http://www.mct.gov.br/upd\\_blob/0005/5586.pdf](http://www.mct.gov.br/upd_blob/0005/5586.pdf)>. Acesso em: 23 jan. 2007 10:15:30.

[4] COPPE, *Emissões de Gases de Efeito Estufa do Reservatório Hidrelétrico de Belo Monte, Fase pré-enchimento do Reservatório*, Relatório Eletrobrás, Rio de Janeiro, fev. 2005.

[5] LAL, R. “Global potential of soil carbon sequestration to mitigate the greenhouse effect”, *Critical Review in Plant Science*, Boca Raton, v. 22, n. 2, p. 151-184, 2003.

[6] LA SCALA JR., N., BOLONHEZI, D., PEREIRA, G. T. “*Short-term soil CO<sub>2</sub> emission after conventional and reduced tillage of a no-till sugar cane area in southern Brazil*”, *Soil and Tillage Research*, n. 91, p. 244–248, 2006.

[7] IEA - International Energy Agency; OECD – Organization for Economic Co-operation and Development. *Transport, energy and CO<sub>2</sub>: moving toward sustainability*. Executive summary, 400 p., 2009.

[8] AMUNDSON, R. G., DAVIDSON, E. A. “*Carbon dioxide and nitrogenous gases in the soil atmosphere*”, Journal of Geochemical Exploration, Amsterdam, v 38, p. 13-41, 1990.

[9] CERRI, C. C., CERRI, C. E. P., FEIGL, B. J. et al. “*O balanço de carbono nos solos tropicais*”. In: Fertbio. Anais da XXVIII Reunião Brasileira de Fertilidade do Solo, Londrina, PR, 2008. CD-ROM.

[10] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Perspectivas da termelétricidade no Brasil: relatório técnico*. Brasília, 2000.

[11] CICOGNA, M. A. *Sistema de Suporte a Decisão para o Planejamento e a Programação da Operação de Sistemas de Energia Elétrica*. PhD thesis, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

[12] MARCATO, A. L. M. *Representação Híbrida de Sistemas Equivalentes e Individualizados para o Planejamento da Operação de Médio Prazo de Sistemas de Potência de Grande Porte*. Tese de Doutorado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2002.

[13] TARDIN, T. V. *Os impactos da Geração de Usinas a Biomassa no Preço da Energia e sua Incorporação ao Mecanismo de Realocação de Energia*. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2008.

[14] BEN, *Balanço Energético Nacional - Relatório Final*, EPE, 2011. Disponível em: <<https://ben.epe.gov.br/BENRelatorioFinal2011.aspx>>. Acesso em: 10 jan. 2012, 18:30:20.

[15] REVISTA ECONOMIA & ENERGIA, *Relatório N. 1 do Termo de Parceria e&e/MCT*, ano XV, n. 84, jan.-mar. 2011. ISSN 1518-2932.

[16] ROSA. P. L.; SCHECHTMAN. R; DOS SANTOS. A. M; RIBEIRO. K. S. *Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões e Remoções Antrópicas de Gases de Efeito Estufa*. Brasília, Ministério da Ciência e Tecnologia, 2006.

[17] PDE, *Plano Nacional de Expansão de Energia - Relatório Final 2008-2017*, EPE, 2008. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/PDEE/Forms/EPEEstudo.aspx>>. Acesso em: 18 jun. 2010, 15:35:40.

[18] PMO, *Programa Mensal da Operação – Relatório Executivo do Programa Mensal de Operação*, ONS, Abril/2011. Disponível em: < <http://www.ons.org.br>> Acesso em: 16 jan 2012.

[19] BAYON, Ricardo; HAMILTON, Katherine; HAWN, Amanda. *Voluntary Carbon Markets - An International Business Guide to What They Are and How They Work*. Segunda Edição. EarthScan, abril de 2009.

[20] KHALILI, A. *O que são Créditos de Carbono?*, 2003. Disponível em: <<http://www.ambientebrasil.com.br/composer.php3?base=./noticias/index.php3&conteudo=./noticias/amyra/creditos.html>>. Acesso em: 02 fev. 2012 10:45:20.

[21] PHILIPI, F., IWAMOTO, F., COELHO, F. et. al. *O mercado de carbono na BM&F*, jun. 2007. Disponível em: <[www.bmf.com.br/carbono](http://www.bmf.com.br/carbono)>. Acesso em: 22 ago. 2012.

[22] COLE, V., CERRI, C., MINAMI, K. et al. *Prenome*. “Agricultural options for mitigation of greenhouse gas emissions”. In: Watson, R.T. (ed.) *Climate change 1995. Impacts, adaptations and mitigation of climate change – Scientific-technical analyses*. Cambridge, University Press, p. 747-777, 1995.

[23] FAGUNDES, G. *A organização do mercado de carbono no Brasil*. Disponível em: <[www.bmf.com.br](http://www.bmf.com.br)>. Acesso em: 22 jun. 2012 23:12:20.

- [24] ARAUJO, Antonio Carlos Porto Araujo. *Como Comercializar Créditos de Carbono*. Ed. Trevisan Universitária. 6a Edição, 2008.
- [25] DONOHUE, C.J. *Stochastic Network Programming and the Dynamic Vehicle Allocation Problem*. Ph.D. Dissertation, University of Michigan, Ann Arbor, Michigan, 1996.
- [26] VANDERBEI, R. J. *Linear programming: foundations and extensions*. Boston, Kluwer, 1996.
- [27] DANTZIG, G. B., THAPA, M. N. *Linear programming I: introduction*. Nova Iorque, Springer, 1997.
- [28] MACULAN, N., FAMPA, M. H. C. *Otimização Linear*. 1 ed., Brasília, Editora UnB, v. 1, 310 p., 2006.
- [29] GOLDBARG, M. C., LUNA, H. P. L. *Otimização combinatória e programação linear*, 2.ed., Rio de Janeiro, Campus, 2005.
- [30] COSTA JUNIOR, Luiz Carlos da, PEREIRA, M. V. F., BINATO, S. et al.. “Incorporação de Restrições de Confiabilidade ao Problema de Planejamento Ótimo da Expansão de Sistemas Elétricos”. In: *XL Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, 2008, João Pessoa. Anais do XL SBPO, 2008.
- [31] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. *Perspectivas da termelétricidade no Brasil: relatório técnico*. Brasília, 2000.
- [32] BAJAY, S. V., WALTER, A. C. S., FERREIRA, A. L. *Integração entre as regulações técnico-econômica e ambiental do setor elétrico brasileiro: relatório técnico - fase 5: otimização das práticas de planejamento e dos procedimentos regulatórios envolvidos no dimensionamento; construção e operação de usinas termelétricas*. Campinas, UNICAMP, 2000.

- [33] MAKHORIN, ANDREW. 2012. *GLPK (GNU Linear Programming Kit), Version 3.1*, Department for Applied Informatics, Moscow Aviation Institute, Moscow, Russia
- [34] CHEN, Z. L.; POWEL, W. B. W. “Convergent Cutting Plane and Partial-Sampling Algorithm for Multistage Stochastic Linear Programs with Recourse”, *Journal of Optimization Theory and Applications*, n. 102, p. 497-524, 1999.
- [35] DONOHUE, C.J.; BIRGE, J.R. *The Abridged nested Decomposition Method for Multistage Stochastic Linear Programs with Relatively Complete Recourse*, *Algorithmic Operations Research* 1, p. 20-30, 2006.
- [36] ROBERTS B, L. GUIDARZI, Efficient *heat rate benchmarks for coal-fired generating units.*, 4 pp. 2003.
- [37] PINTO, L.M.V.G; TARDIN, T. V; LEITE, P.; MACEDO, L. “*Energia Eólica e Meio Ambiente*”, Relatório Engenho Pesquisa e Desenvolvimento, Rio de Janeiro, 2009.
- [38] PINTO, L.; LEITE, P.; MACEDO, L. “ *Um Modelo para Expansão Ótima Multiobjetivo: Conciliando Aspectos Econômicos e Ambientais*”, XXI SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Florianópolis – SC, 23 a 26 de Outubro de 2011.
- [39] L. PINTO, MEMBER IEEE AND P. LEITE, MEMBER IEEE. “ *The Smart Green: A New Model for the Optimal Carbon Management*”, Carbon Management Technology Conference, 7-9 February 2012, Orlando, Florida, USA.
- [40] Second Assessment Report , “*Center of Climatic Research*” , IPCC, Cambridge, 1996