COPPE/UFRJ

PROPOSTA METODOLÓGICA PARA AVALIAÇÃO DA VULNERABILIDADE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS NO SETOR HIDROELÉTRICO

André Frossard Pereira de Lucena

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientadores: Roberto Schaeffer
Alexandre Salem Szklo

Rio de Janeiro
Março de 2010

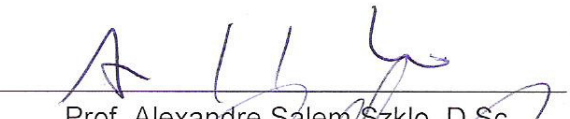
PROPOSTA METODOLÓGICA PARA AVALIAÇÃO DA VULNERABILIDADE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS NO SETOR HIDROELÉTRICO

André Frossard Pereira de Lucena

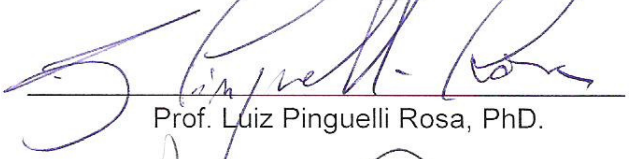
TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

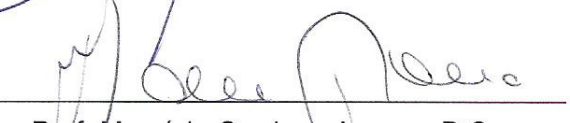
Prof. Roberto Schaeffer, PhD.



Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

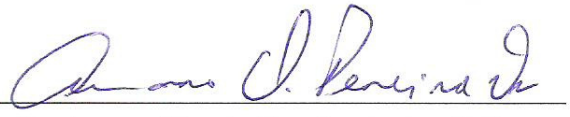


Prof. Luiz Pinguelli Rosa, PhD.



Prof. Maurício Cardoso Arouca, D.Sc.

Prof[a]. Suzana Kahn Ribeiro, D.Sc.



Dr. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2010

Lucena, André Frossard Pereira de

Proposta metodológica para avaliação da vulnerabilidade às mudanças climáticas globais no setor hidroelétrico/ André Frossard Pereira de Lucena. – Rio de Janeiro: UFRJ / COPPE, 2010.

XII, 196 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Roberto Schaeffer

Alexandre Salem Szklo

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2010.

Referencias Bibliográficas: p. 129-148.

1. Mudanças Climáticas Globais. 2. Impactos. 3. Adaptação. 4. Hidroeletricidade. I. Schaeffer, Roberto, *et al*. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Para Gabriel Buchmann,
eterno Gabiruba.

“vamo com tudo...!!”

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer aos professores Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo pela orientação, oportunidades e conselhos que tanto contribuíram para esta tese e minha formação profissional.

Aos companheiros e amigos do Cenergia, diretamente responsáveis pelo êxito desta tese através do esforço conjunto para montar a plataforma da modelagem MAED-MESSAGE utilizada aqui. Em particular: Bruno Borba, Raquel Souza, Isabella Costa, David Castelo Branco, Amaro Pereira, Jefferson Borgueti e Ana Cecília Aguiar.

Ao Centro de Pesquisas em Energia Elétrica (CEPEL) por permitir o uso do modelo SUISHI-O, fundamental para esta tese, em especial à Dra. Maria Elvira Pineiro Maceira. A Amaro Pereira e Sergio Henrique Cunha pela assistência e orientação no uso do modelo.

Ao INPE, por fornecer os dados de projeções climáticas utilizados nesta tese. A Felipe Cronemberger e Thaís Mattos pela ajuda no tratamento dos dados. Ao professor Salati e sua equipe pelo trabalho conjunto na projeção de impactos sobre vazões naturais afluentes.

Ao CNPq pelo apoio financeiro para execução deste trabalho e à CAPES pelo financiamento do estágio “sanduíche” que foi fundamental ao desenvolvimento não somente desta tese, como também pessoal.

A Jayant Sathaye, por ter-me como visitante no Lawrence Berkeley National Laboratory e aos companheiros e amigos de laboratório pelos ensinamentos, apoio e amizade: Pete Larsen, Larry Dale, Barbara Adams, Nick Bojda, Tim Long e Andy Sturges. Aos amigos Helcio e Sarita Blum e Daniel Mattar, entre muitos outros, grandes companheiros durante minha estadia em Berkeley.

Aos funcionários do PPE, Sandra, Simone, Queila, Fernando e Paulo.

À banca por ter aceitado examinar este trabalho.

Aos meus amigos e familiares, sempre presentes. A Alice pelo carinho e apoio. Aos meus pais por tudo.

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

PROPOSTA METODOLÓGICA PARA AVALIAÇÃO DA VULNERABILIDADE ÀS MUDANÇAS CLIMÁTICAS GLOBAIS NO SETOR HIDROELÉTRICO

André Frossard Pereira de Lucena

Março / 2010

Orientadores: Roberto Schaeffer
Alexandre Salem Szklo

Programa: Planejamento Energético

As mudanças climáticas globais (MCG) podem gerar impactos sobre sistemas naturais e humanos, o que faz com que seja necessário investigar possíveis vulnerabilidades e alternativas de adaptação. Sistemas energéticos estão sujeitos a impactos advindos de alterações no clima, tanto na produção de energia, em suas diversas formas, quanto no seu consumo. Sistemas de geração hidroelétricos podem ser especialmente vulneráveis as MCG por dependerem fundamentalmente do ciclo hidrológico. Esta tese apresenta uma proposta metodológica para a avaliação de impactos de MCG e alternativas de adaptação sobre sistemas hidroelétricos. A metodologia proposta parte de projeções climáticas em escala regional para simular impactos sobre vazões e quantidade de energia firme e média gerada pelo sistema. Em seguida, faz-se uso de uma abordagem de planejamento energético integrado para calcular opções de adaptação de menor custo aos impactos projetados. Tal proposta é ilustrada com um estudo de caso para o Brasil. A metodologia desenvolvida mostrou-se adequada para avaliar o caso brasileiro, sendo capaz de estimar a variação de energia média e firme do sistema hidroelétrico e os custos das alternativas de adaptação do sistema energético. Não obstante, desenvolvimentos futuros devem ser realizados, para melhoria da base de dados e aprimoramento da modelagem, por exemplo, através de um melhor tratamento estatístico das incertezas do problema

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

METHODOLOGICAL PROPOSAL FOR ASSESSING THE VULNERABILITY TO GLOBAL CLIMATE CHANGE IN HYDROPOWER SYSTEMS

André Frossard Pereira de Lucena

March / 2010

Advisors: Roberto Schaeffer
Alexandre Salem Szklo

Department: Energy Planning

Global climate change (GCC) may cause impacts on human and natural systems, which raises the need to investigate possible vulnerabilities and adaptation alternatives. Energy systems are can be impacted by climate changes in terms of energy production from different sources and in terms of energy consumption. Hydropower systems can be especially vulnerable to GCC because of its dependence on the hydrological cycle. Therefore, this thesis proposes a methodological procedure to evaluate impacts of GCC and adaptation measures on hydropower systems. The proposed methodology uses regional scale climate projections to simulate impacts on river-flow and quantity of firm and average energy produced by the system. Then, an integrated resource planning approach is used to calculate least cost adaptation alternatives for the projected impacts. The approach here presented is illustrated with a case study for Brazil. The methodology proved adequate for the Brazilian case by estimating variations in the firm and average energy of the country's hydropower system and the costs of adaptation. Nevertheless, future developments are needed in the database and in the methodology used, for example, by improving the statistical treatment of the uncertainties.

Índice

Capítulo I – Introdução 1

Capítulo II – Impactos das Mudanças Climáticas Globais sobre o Setor Energético e Adaptação: revisão da literatura 7

II.1 – Impactos sobre o Setor Energético 12

II.1.1 – Impactos sobre a Demanda de Energia 13

II.1.2 – Impactos sobre a Produção de Energia (exceto hidroelétrica) 15

II.1.3 – Impactos sobre Produção de Energia Hidroelétrica 18

II.1.3.1 – Impactos sobre Recursos Hídricos 19

II.1.3.2 – Impactos sobre Geração Hidroelétrica 37

II.2 – Adaptação a Impactos sobre o Setor Energético 47

Capítulo III – Proposta Metodológica para Avaliação de Impactos e Opções de Adaptação para o Setor Hidroelétrico 52

III.1 – Metodologia Chuva-vazão 54

III.2 – Metodologia Vazão-energia 66

III.3 – Metodologia para Cálculo das Opções de Adaptação de Mínimo Custo para o Setor Energético 72

Capítulo IV – Impactos das Mudanças Climáticas Globais sobre a Geração Hidroelétrica e Alternativas de Adaptação: estudo de caso para o Brasil 79

IV.1 – Cenários do IPCC SRES e Projeções Climáticas 80

IV.2 – Sistema Hidroelétrico Brasileiro 84

IV.3 – Impactos das Mudanças Climáticas Globais sobre a Geração Hidroelétrica no Brasil 93

IV.3.1 – Impactos sobre o Regime de Vazões Naturais Afluentes 93

IV.3.2 – Impactos sobre a Geração Hidroelétrica 104

IV.4 – Opções de Adaptação de Menor Custo para o Sistema Energético 109

IV.5 – Discussão 117

Capítulo V – Considerações Finais e Recomendações para Estudos Futuros 121

Referências Bibliográficas 129

Apêndice A – Premissas da Modelagem MAED-MESSAGE 149

Apêndice B – Diagramas de Dispersão Chuva-vazão 170

Apêndice C – Diagrama Esquemático do SIN 196

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Estudos regionais selecionados sobre impactos das MCG sobre recursos hídricos 31

Tabela 2 – Usinas referência para cada bacia 59

Tabela 3 – Capacidade instalada e geração de energia elétrica do SIN por fonte em 2008 85

Tabela 4 – Produção hidroelétrica por bacia hidrográfica em 2008 90

Tabela 5 – Potência instalada em 2017 por bacia hidrográfica 90

Tabela 6 – Métodos testados para cálculo de balanço hídrico por SALATI *et al.* (2009) 94

Tabela 7 – Precipitação, ETR e EXD observados (ANA) e calculados e metodologia utilizada 95

Tabela 8 – Resultados da estimativa do coeficiente E^j 103

Tabela 9 – Resultados do modelo SUISHI-O 105

Tabela 10 – Fator de capacidade firme 109

Tabela 11 – Variação da geração de eletricidade e capacidade instalada em 2035 113

Tabela 12 – Impactos sobre a geração de eletricidade e capacidade instalada em 2035 114

Índice de Figuras

Figura 1- Abordagem comumente usada em estudos de impactos sobre sistemas hidroelétricos 38

Figura 2- Esquema metodológico proposto para análise de impacto sobre geração hidroelétrica e alternativas de adaptação 53

Figura 3 – Exemplo de período crítico 69

Figura 4 - Metodologia MAED-MESSAGE 75

Figura 5 – Sumário das características das quatro famílias de cenários do IPCC SRES 81

Figura 6 – Evolução futura das e missões totais de CO_2 a partir de todas as fontes (energia, indústria e mudanças no uso da terra) segundo os cenários do IPCC SRES (GtC/ano) 82

Figura 7 – Dilema da operação do setor elétrico brasileiro 87

Figura 8 – Integração entre subsistemas no SIN 88

Figura 9 – Divisão Hidrográfica Nacional 89

Figura 10 – Divisão da Bacia do Paraná 91

Figura 11 – Sazonalidade da vazão natural afluente 92

Figura 12- Impacto sobre vazão anual estimada pelo excedente hídrico 96

Figura 13 – Sumário da metodologia chuva-vazão 98

Figura 14 – Mapa dos resultados do SUISHI-O 106

Anacronismos e Abreviações

ANA – Agência Nacional de Águas

CAD – Capacidade de Água Disponível

EGC – Equilíbrio Geral Computável (modelo de)

GCM – *General Circulation Model* (Modelo de Circulação Geral)

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change

IPCC SRES – *Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report on Emission Scenarios* (Relatório Especial sobre Cenários de Emissão do IPCC)

MCG – Mudanças Climáticas Globais

MHM – *Macroscale Hydrology Models* (Modelos hidrológicos em Macroescala)

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

RCM – *Regional Climate Models* (Modelos Climáticos Regionais)

SIG – Sistema de Informações Geográficas

SIN – Sistema Interligado Nacional

SUISHI-O – Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados

Capítulo I – Introdução

A crescente concentração de gases de efeito estufa (GEE) na atmosfera terrestre é apontada como o principal causador das mudanças climáticas globais (MCG). Segundo as projeções climáticas consolidadas no quarto relatório de avaliação do Painel Intergovernamental de Mudanças do Clima (IPCC) (AR4, WGI – MEEHL *et al*. 2007), a temperatura média global do ar na superfície deve aumentar continuamente ao longo do Século XXI. Embora, inicialmente, o aumento na temperatura deva ser consistente com aquele observado nas últimas décadas, a partir de meados do Século XXI ele pode ser ainda maior, dependendo do cenário de emissões de GEE. Em um cenário de clima mais quente, existe uma alta probabilidade (acima de 90%) de que ondas de calor se tornem mais intensas, frequentes e duráveis, enquanto eventos de frio extremo se tornem mais escassos. Nesse cenário, também, os modelos climáticos indicam uma intensificação do ciclo hidrológico global. Isso implicaria em um aumento na precipitação em regiões tropicais com regimes de monções, no Pacífico Tropical e em altas latitudes. Por outro lado, haveria uma diminuição na precipitação nos subtrópicos. Concomitantemente, haveria um aumento na freqüência e magnitude de

eventos climáticos extremos. A intensificação de eventos extremos de precipitação, porém, tenderia a ser maior do que o aumento na precipitação média.

O processo de mudança do clima, em suas diversas formas e direções, pode ter efeitos diretos e/ou indiretos sobre sistemas naturais e humanos. Portanto, uma questão crucial a ser tratada dentro do estudo das MCG é saber como diferentes regimes climáticos podem afetar esses sistemas e como eles podem adaptar-se às novas condições climáticas. Nesse sentido, tem havido, desde a década de 1980, uma crescente produção de estudos que visa investigar os impactos de MCG sobre diversas áreas, entre elas: recursos hídricos, biomas, regiões costeiras, agricultura, saúde pública, energia, etc.[1]. Tais estudos servem não somente à identificação de vulnerabilidades[2] climáticas em setores específicos, mas também à análise dos benefícios advindos do esforço de redução da emissão de GEE (mitigação).

Estudos sobre os efeitos climáticos de aumentos na concentração de GEE na atmosfera terrestre geralmente baseiam-se em Modelos de Circulação Geral (*General Circulation Model* – GCM). Tais modelos são as principais ferramentas para relacionar mudanças químicas na atmosfera terrestre a mudanças em variáveis climáticas, como temperatura, precipitação, etc. (FREDERICK e MAJOR, 1997). Portanto, os GCMs são utilizados na simulação de clima global com base em algum cenário para a concentração futura de GEE na atmosfera, sendo comum, atualmente, o uso de cenários do *Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report on Emission Scenarios* (IPCC SRES – IPCC, 2000). Uma desvantagem de GCMs é que eles produzem resultados em escalas espaciais e temporais muito grandes, o que faz com que a modelagem climática global feita por GCMs precise ser refinada para que seus resultados possam ser utilizados em estudos de impactos regionais. Assim, são utilizadas técnicas de *downscaling*[3] para reduzir a resolução espacial e temporal dos resultados de GCMs.

Os resultados de modelos climáticos devem ser utilizados como possíveis cenários futuros para novas condições climáticas sobre os quais avaliam-se impactos

[1] Para uma revisão de estudos de impactos de MCG, vide IPCC (2007).
[2] O grau de susceptibilidade e a inabilidade para lidar com efeitos adversos de mudanças climáticas (IPCC, 2007).
[3] Para maiores informações sobre métodos de *downscaling*, vide Seção II.1.3.1.

sobre sistemas/setores em regiões específicas. A partir desses resultados, podem-se identificar vulnerabilidades, potenciais impactos e possíveis estratégias para lidar com eles (i.e. políticas de adaptação).

Sistemas energéticos estão sujeitos a impactos advindos de alterações no clima, tanto na produção de energia, em suas diversas formas, quanto no seu consumo. Fontes renováveis são especialmente relevantes nesse sentido, uma vez que sua renovabilidade depende, fundamentalmente, do clima. A geração de hidroeletricidade, por exemplo, depende do ciclo hidrológico (WITTINGTON e GRUNDY, 1996 e 1998; LEHNER *et al*., 2005; VICUÑA *et al*., 2005; HAMLET *et al*., 2009); o plantio de biomassa para a produção de biocombustíveis líquidos depende das condições edafoclimáticas da localidade onde ocorre o cultivo (SCHAEFFER *et al*., 2008; PINTO e ASSAD, 2009); o regime de ventos define o potencial de geração de energia eólica (PRYOR e BARTHELMIE, 2010); a formação de nuvens tem impacto sobre a quantidade de radiação solar usada para a geração de energia (BULL *et al*., 2007).

Fontes não-renováveis de energia também sofrem influência do clima e, portanto, das MCG. A necessidade de água para resfriamento em usinas termoelétricas e termonucleares torna essas tecnologias suscetíveis a alterações hidrológicas, tanto no que diz respeito à disponibilidade quanto à temperatura da água (BULL *et al*., 2007; FEELEY, 2008); a temperatura e umidade do ar têm efeito sobre o desempenho de turbinas a gás natural (SCHAEFFER *et al*., 2008); eventos climáticos extremos, como furacões, podem afetar a produção de petróleo em plataformas marítimas (BULL *et al*., 2007). No que diz respeito ao transporte de energia, temperaturas mais altas aumentam as perdas ôhmicas na transmissão de energia elétrica (PEREZ, 2009).

O clima pode ter efeito, também, pelo lado da demanda de energia. Variações de temperatura podem afetar a demanda por energia tanto para resfriamento quanto calefação de ambientes (SCOTT e HUANG, 2007; ISAAC e VUUREN, 2009); no setor de transportes, o maior uso de ar condicionado devido a temperaturas mais altas reduz a eficiência energética de veículos (ROUJOL e JOUMARD, 2009); uma menor disponibilidade hídrica pode aumentar a demanda por energia voltada para o bombeamento de água para irrigação (SCOTT e HUANG, 2007).

A despeito dos possíveis impactos que poderiam advir das MCG, pressupõe-se no planejamento da operação e expansão de sistemas energéticos que variáveis climáticas são estacionárias (i.e. que suas propriedades estatísticas se mantêm constantes ao longo do tempo). Dessa forma, os impactos que as MCG podem ter sobre o sistema energético não são levados em conta no planejamento energético convencional. Frente a um cenário de alterações climáticas, é de crucial importância analisar as vulnerabilidades do sistema energético e incorporar ao planejamento energético políticas que possam ajudar a enfrentar os desafios do aquecimento global.

O sistema energético brasileiro é fundamentalmente baseado em fontes renováveis de energia, principalmente na geração de eletricidade. Em 2008, cerca de 45% da energia primária do país teve origem em de fontes renováveis. No setor elétrico, essa participação é ainda mais relevante. No mesmo ano, somente a hidroeletricidade correspondeu a mais de 80% da geração elétrica no país (MME, 2009). Embora seja previsto, na expansão do sistema elétrico brasileiro, que a hidroeletricidade perca espaço para outras fontes de geração elétrica, para o ano de 2030, projeta-se que 71% da produção eletricidade no país ainda venha de fontes hidráulicas (EPE, 2007a).

Em função da forte importância da hidroeletricidade na matriz energética brasileira, é importante que se investiguem a vulnerabilidade da geração hidroelétrica no país às MCG e alternativas de adaptação a possíveis impactos. Portanto, o objetivo desta tese é propor um procedimento metodológico para analisar, com base em projeções climáticas de longo prazo, a vulnerabilidade a mudanças climáticas de sistemas hidroelétricos. Para tal, é apresentada uma abordagem metodológica que contempla tanto a análise de impactos sobre a geração hidroelétrica quanto a escolha das melhores políticas de adaptação a esses impactos. A abordagem aqui apresentada é ilustrada com um estudo de caso para o sistema de geração hidroelétrico brasileiro.

O procedimento proposto nesta tese possui a vantagem de abranger vários estágios da modelagem de impactos e adaptação às MCG. Partindo do resultado de projeções climáticas em escala regional (pós-*downscaling*), propõe-se uma metodologia para traduzir variações em precipitação e temperatura em variações nas vazões naturais afluentes aos reservatórios das usinas hidroelétricas do Sistema Interligado Nacional (SIN). O passo seguinte consiste em uma modelagem de simulação da

operação do SIN com base no conjunto de séries de vazão projetado para cada usina através do modelo SUISHI-O. Na proposta metodológica, por fim, faz-se uso de uma abordagem de planejamento energético integrado para calcular opções de adaptação de menor custo aos impactos projetados nos estágios metodológicos anteriores, com base em cenários para a evolução do sistema energético nacional.

Essa proposta é ilustrada em um estudo de caso baseado em um conjunto de projeções climáticas resultantes do *downscaling* do GCM HadCM3 do Hadley Centre pelo modelo regional PRECIS (vide Seção IV.1). O estudo das alterações do clima em função do aumento da concentração de GEE na atmosfera do planeta (modelagem climática global e regional) está em constante evolução. Existem diversos modelos globais e regionais e seu desenvolvimento é contínuo e, portanto, as projeções climáticas estão sendo constantemente revisadas e atualizadas. Ademais, diferentes modelos climáticos globais e diferentes metodologias de *downscaling* resultam de resultados distintos para um mesmo ponto de partida (clima atual e concentração futura de GEE). Portanto, este estudo não tem como objetivo projetar os impactos sobre o sistema hidroelétrico ou gerar conclusões a respeito do futuro da geração hidroelétrica ou do setor energético no Brasil. Buscou-se propor uma metodologia que, embora seja geral o suficiente para ser aplicada a estudos de sistemas hidroelétricos de grande porte, se aplique ao contexto brasileiro. Ou seja, trata-se de uma metodologia que considere: as especificidades das características do sistema hidroelétrico do país, com grande extensão territorial e diversidade geográfica e socioeconômica; a limitação da base de dados disponíveis para o território nacional, principalmente no que diz respeito a dados meteorológicos. Logo, a tese objetiva uma proposta de procedimento metodológico, conforme as diferentes ferramentas e dados disponíveis.

O procedimento aqui colocado deve ser entendido como uma análise *ceteris paribus*, uma vez que diversos fatores podem afetar a relação MCG–hidroeletricidade (e.g. mudanças no uso do solo, diferentes usos da água, diferentes cenários energéticos, etc.). Vários desses fatores podem ser de difícil quantificação e projeção, o que pode aumentar significativamente o alto grau de incerteza já inerente a este tipo de estudo, além de ofuscar o impacto dos efeitos climáticos “puros”. Não obstante, deve-se ter em mente a relevância desses fatores e buscar compreender sua interação com a geração hidroelétrica e sua vulnerabilidade às MCG.

Esta tese divide-se em cinco capítulos, incluindo esta introdução. No Capítulo II, faz-se uma revisão da literatura científica sobre impactos e adaptação de sistemas energéticos, em geral, e sistemas hidroelétricos em particular. O Capítulo III apresenta a metodologia proposta para o estudo de impactos das MCG sobre hidroeletricidade e alternativas de adaptação de menor custo. O estudo de caso para o sistema hidroelétrico brasileiro é apresentado no Capítulo IV. Finalmente, o Capítulo V conclui esta tese e faz recomendações para estudos futuros.

Capítulo II – Impactos das Mudanças Climáticas Globais sobre o Setor Energético e Adaptação: revisão da literatura

Os impactos das MCG sobre diversos setores têm sido o tema de vários estudos desde a década de 1980. Após uma breve contextualização, esse capítulo busca fazer um apanhado dos principais estudos, sua evolução, assim como analisar as questões envolvidas no que diz respeito a estudos de impactos das MCG, com foco especial em hidroeletricidade. Posteriormente, uma revisão sobre a literatura e questões envolvendo adaptação é feita.

A contribuição do Grupo II para o quarto relatório de avaliação do IPCC (IPCC, 2007) consistiu em avaliar o conhecimento científico atual a respeito dos impactos das MCG, as vulnerabilidades de sistemas naturais e humanos, assim como a capacidade desses sistemas em adaptar-se. Segundo o relatório, os sistemas biológicos e físicos em todos os continentes já estão sendo afetados por mudanças recentes no clima, sendo que tais mudanças podem ser associadas a atividades antropogênicas[4]. Os impactos observados destacados no relatório, em geral, indicam que (ROSENZWEIG, 2007):

- Alterações no clima estão afetando diversos aspectos de sistemas relacionados a neve e gelo.
- Evidências de alterações em sistemas hidrológicos, zonas costeiras e oceanos têm se tornado mais aparentes.
- Evidências a partir de uma ampla gama de espécies e comunidades em ecossistemas terrestres, aquáticos e marítimos mostram que o aquecimento recente está afetando os sistemas biológicos naturais.
- Embora os efeitos das alterações climáticas recentes sobre sistemas humanos sejam difíceis de identificar devido a fatores não climáticos e à presença de adaptação, impactos sobre florestas e alguns sistemas agrícolas podem ser observados.
- Mudanças em diversos aspectos da saúde humana foram relacionadas ao aquecimento recente.

No que diz respeito a projeções futuras para impactos das MCG e para a vulnerabilidade a esses impactos, os resultados gerais do relatório (IPCC, 2007) concluem que[5]:

- Impactos gerados por eventos climáticos extremos e pelo aumento no nível do mar deverão tornar-se mais frequentes.
- Alguns eventos climáticos de larga escala têm o potencial para causar impactos grandes, especialmente após o Século XXI.

[4] Embora seja complicado associar as mudanças climáticas ocorridas nos últimos 50 anos à atividades antropogênicas devido à variabilidade natural do clima, entre outros fatores de origem não humana, há evidências de que a influência humana tem um papel discernível (ROSENZWEIG, 2007).
[5] Para um sumário dos impactos por setor, vide PARRY *et al.* (2007).

- Os impactos das MCG irão variar entre regiões, mas de forma agregada e descontados a valor presente, eles irão gerar custos anuais que deverão crescer conforme aumenta a temperatura global.
- A vulnerabilidade às MCG podem ser exarcebadas pela presença de outros fatores de estresse.
- A vulnerabilidade futura depende, não somente das MCG, mas também do estilo de desenvolvimento adotado.
- O desenvolvimento sustentável pode reduzir a vulnerabilidade às MCG ao mesmo tempo em que as MCG podem reduzir a habilidade das nações em alcançar a sustentabilidade em seu desenvolvimento[6].
- Muitos impactos podem ser evitados, reduzidos ou postergados através da mitigação.
- A combinação de adaptação e mitigação pode reduzir os riscos associados às MCG.

Os impactos das MCG incorrem em custos (e benefícios) socioeconômicos que são difíceis de determinar. Esses custos incluem não somente os danos diretos causados pelas MCG, mas também os custos de adaptação aos impactos. Eles podem ser expressos em termos de impactos sobre sistemas humanos e naturais – como, por exemplo, deslocamentos populacionais, perdas de espécies ou perda de recursos, como no caso deste estudo – ou em termos de custos monetários, sendo que os últimos são difíceis e controversos de projetar. Além das incertezas a respeito dos impactos das MCG, outros fatores, como o desenvolvimento socioeconômico e demográfico, precisam ser considerados na avaliação dos custos gerados pelas MCG (KUNDZEWICZ *et al*., 2007).

Segundo o manual técnico para formulação de estudos sobre impactos e adaptação do IPCC (CARTER *et al*., 1994), existem quatro métodos para a avaliação de impactos das MCG, descritos abaixo: experimentações, projeção de impactos, analogias empíricas e julgamento de especialistas.

[6] Esse paradoxo é uma das principais motivações deste trabalho, visto que a energia hidroelétrica é um recurso renovável de extrema importância para Brasil alcançar o desenvolvimento sustentável, mesmo que esse recurso esteja sujeito a impactos das MCG.

No primeiro, busca-se fazer uso da metodologia científica padrão de teste de hipótese ou análise de processos de causa-efeito. Entretanto, a aplicação desse método para a análise de impactos e alternativas de adaptação é bastante limitada, uma vez que não é possível simular alterações climáticas em sistemas em larga escala. Somente em casos onde a escala de impacto é mensurável e as condições do experimento controláveis que esse método pode ser aplicado (por exemplo, análise de fertilização por CO_2 em plantas).

O método de projeção de impactos se faz valer de extrapolação de modelos matemáticos para o futuro. Os efeitos de primeira ordem das MCG são, em geral, avaliados a partir e modelos biofísicos e os efeitos de segunda, terceira, etc., ordem a partir de uma gama de modelos biofísicos, econômicos e/ou qualitativos. Em alguns casos, sistemas de modelagem integrada podem ser utilizados em análises mais abrangentes.

As observações históricas sobre a interação entre o clima e sociedades ou regiões podem ser, também, utilizados para antecipar impactos futuros resultantes de MCG. O uso de analogias empíricas consiste em transferir informação de um tempo/região diferente para a área de interesse. Quatro tipos de analogias podem ser identificados: analogias a eventos históricos, analogias a tendências históricas, analogias regionais ao clima presente e analogias regionais ao clima futuro.

Finalmente, o julgamento de especialistas em determinadas áreas de conhecimento pode ser uma forma útil de obter uma análise rápida a respeito de um impacto específico. Todas as informações disponíveis sobre o problema em questão disponível em revisões bibliográficas e estudos comparáveis, além da experiência na área são combinados nesse método para avaliar impactos das MCG.

O método relevante para o presente estudo é o de projeção de impactos. De todos os métodos descritos acima, esse é o único que permite uma análise formal ampla e objetiva da questão abordada neste trabalho. Como mencionado, o método de projeção de impactos parte de um modelo biofísico para projeção dos impactos de primeira ordem. Para isso, são utilizados GCMs. Esses modelos consistem em representações matemáticas tridimensionais da atmosfera terrestre baseadas nas leis

fundamentais que governam a física atmosférica (RINGIUS *et al*., 1996). Eles calculam temperatura, velocidade do vento, distribuição de umidade na atmosfera e variáveis climáticas de superfície através de equações resolvidas para um número de camadas atmosféricas verticais e uma grade horizontal para a superfície terrestre (ROSENZWEIG e HILLEL, 1998).

Os GCMs podem ser usados em dois tipos de experimentos para estimar o clima futuro (CARTER *et al*., 1994; LOAICIGA *et al*., 1996): experimento de equilíbrio, frente a um aumento instantâneo da concentração de GEE na atmosfera; experimento transitório[7], onde a concentração de GEE na atmosfera aumenta gradualmente segundo algum cenário de emissão.

Por serem representações simplificadas das interações climáticas globais, os GCMs estão sujeitos a várias limitações[8]. Portanto, os resultados de GCMs representam, apenas, conjuntos de possíveis condições climáticas futuras em larga escala, não devendo ser vistos como previsões (CARTER *et al*., 1994). Ainda assim, eles são a única ferramenta crível disponível atualmente para simular os processos físicos que determinam o clima global (IBID).

Segundo o método de projeção de impactos (CARTER *et al*., 1994), a partir dos efeitos de primeira ordem, projetados por GCMs, são utilizados outros modelos para projetar como as alterações climáticas projetadas afetam os mais variados setores. Recentemente, o desenvolvimento de diferentes metodologias, aliado à crescente preocupação com as MCG, tem servido à elaboração de estudos de impactos sobre diversas áreas. Entre estudos que investigam ou sintetizam estudos sobre os impactos de MCG sobre diferentes setores destacam-se:

- Aumento do nível do mar; áreas costeiras (DARWIN e TOL, 2001; NICHOLLS, 2007; CAYAN *et al*., 2009; HEBERGER *et al*., 2009).
- Biomas (OSTENDORF *et al*., 2001; IPCC, 2002; NOBRE *et al*., 2007; FISCHLIN *et al*., 2007).

[7] Traduzido do inglês “transient experiments”.
[8] Para uma avaliação crítica das limitações dos GCMs, vide LOAICIGA *et al*. (1996).

- Agricultura (SMIT e YUNLONG, 1996; PARRY *et al*., 1999; IZAURRALDE *et al*., 2003; QUINN *et al*., 2004).
- Silvicultura (PEREZ-GARCIA *et al*., 1997; SOHNGEN *et al*., 2001; PEREZ-GARCIA *et al*., 2002).
- Saúde Pública (BUNYAVANICH, 2003; CONFALONIERI *et al*., 2007, SHEA *et al*., 2008).
- Recursos hídricos (ver seção II.1.3.1).
- Setor energético (ver seção II.1).

Por buscar avaliar os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica, os dois últimos itens da lista acima são especialmente relevantes para este estudo. Desta forma, as seções seguintes fazem uma revisão da literatura internacional sobre os impactos das MCG sobre sistemas energéticos e sobre recursos hídricos e hidroeletricidade, respectivamente, de forma a situar este estudo dentro do estado da arte da pesquisa internacional sobre o tema.

II.1 – Impactos sobre o Setor Energético

Embora os impactos das MCG sobre diferentes áreas venham sendo estudados desde a década de 1980 e 1990, a literatura que investiga os impactos das MCG sobre o setor energético, especificamente, é relativamente nova e escassa. Desta forma, a base de conhecimento formal a esse respeito é bastante limitada (WILBANKS *et al*., 2007). Apesar de o sistema energético estar sujeito a impactos advindos de alterações nas condições climáticas globais e regionais, grande parte da discussão atual na literatura acerca de relação entre MCG e energia é focada no papel da última como fonte principal de emissão de GEE e em alternativas de mitigação[9]. As seções a seguir apresentam os estudos existentes na literatura sobre o tema de impactos sobre energia.

[9] Alguns estudos investigam a influência do clima sobre tecnologias de conversão de energia, porém não aplicada às MCG propriamente dita. Por exemplo, SOARES *et al.* (2001) e TOLMASQUIM *et al.* (2003) avaliaram a influência de temperatura, pressão e umidade sobre a eficiência de turbinas a gás.

II.1.1 – Impactos sobre a Demanda de Energia

O clima tem influência sobre a demanda por energia, principalmente no que diz respeito àquela voltada para resfriamento ou calefação de ambientes. O estudo dos efeitos das condições climáticas sobre a demanda de energia não é restrito à análise de impactos das MCG. Ao contrário, a análise de como variáveis climáticas afetam a demanda por serviços energéticos é o tema da modelagem de sistemas de condicionamento/refrigeração voltados, em geral, para projeções que visam orientar o planejamento da operação do setor energético. Esses estudos precedem a aplicação do tema às MCG. Contudo, o foco desta seção é identificar apenas a literatura estritamente relacionada às MCG e seus impactos sobre a demanda energética. Não será averiguada, portanto, a literatura que relaciona variáveis climáticas e demanda de forma geral, ainda que esta última literatura forneça a base teórica para estudos de impactos das MCG.

Dentre os estudos que buscaram avaliar os impactos das MCG sobre a produção e consumo de energia, grande parte concentra-se na projeção dos impactos sobre a demanda. Especificamente, tais estudos buscam avaliar os efeitos de mudanças de temperatura decorrentes das MCG sobre o uso de energia para aquecimento ou resfriamento de ambientes. De forma geral, projeções climáticas são usadas como fatores determinantes no uso de energia em modelos de uso final ou econométricos. Em um dos primeiros estudos, BHARTENDU e COHEN (1987) calcularam a demanda energética para aquecimento (no inverno) e resfriamento (no verão) em cenários de $2xCO_2$ na região de Ontário, Canadá, usando análise de regressão. BAXTER e CALANDRI (1992) estimaram variações no consumo e na carga de ponta em dois cenários de aquecimento global para 2010 a partir de um modelo de uso final de energia para aquecimento, resfriamento e bombeamento/transporte de água, aplicado ao estado da Califórnia nos Estados Unidos. MIRASGEDIS *et al*. (2007) modelaram a sensibilidade da demanda por eletricidade na Grécia em função de fatores climáticos e socioeconômicos através de regressões múltiplas. THATCHER (2007) também utilizou análise de regressão para estimar a demanda elétrica na Austrália em função de variáveis climáticas, porém em uma análise que descreve a variabilidade intra-diária, permitindo estimar alterações na curva de duração de carga. Em um estudo aplicado à Suíça, CHRISTENSON *et al*. (2006) investigaram os impactos do

aquecimento global sobre a demanda energética em edificações com base no método *degree-days*[10]. Esse estudo, contudo, assume que a eficiência de uso final é mantida constante. Nesse sentido, SCHAEFFER *et al*. (2008) fizeram uma análise do aumento no uso de ar condicionado nos setores residencial e de serviços com base na combinação do efeito *degree-days* com o aumento no consumo dos aparelhos em função de temperaturas mais altas. Em escala global, ISAAC e VUUREN (2009) tentaram estimar os impactos climáticos sobre a demanda de energia global através de relações simplificadas para uso final (aquecimento e resfriamento) baseadas nos efeitos atividade, estrutura e intensidade. Utilizando uma base de dados ampla sobre o consumo residencial de eletricidade, AROONRUENGSAWAT e AUFFHAMMER (2009) estimaram funções de resposta que permitiram avaliar os efeitos de temperatura, controlando por diversos fatores como região climática, preço, e nível de saturação de equipamentos de condicionamento de ar. Por fim, SCOTT e HUANG (2007) fazem uma revisão dos estudos sobre impactos de mudanças climáticas sobre consumo de energia aplicados aos Estados Unidos.

A análise do impacto das MCG sobre a demanda por energia pode se deparar com dificuldades relacionadas ao controle das diversas variáveis que podem afetar a relação entre clima e uso de energia. Nível de renda e padrão de consumo, por exemplo, podem ser difíceis de projetar em um cenário de longuíssimo prazo. Em se tratando de países em desenvolvimento, isso pode ser ainda mais complicado frente à enorme demanda reprimida por aparelhos de condicionamento de ar. Técnicas econométricas, nesses casos, podem não ser apropriadas por não incorporarem a possibilidade de quebras estruturais nos padrões de consumo e em ganhos de eficiência. Técnicas paramétricas podem contornar tal dificuldade, porém a construção de cenários a partir dessas técnicas é fundamentalmente dependente das premissas adotadas.

O consumo de energia no setor de transportes também pode ser influenciado por MCG. De acordo com PARKER (2005 apud SCOTT e HUANG, 2007), o uso de ar condicionado reduz a eficiência de veículos em aproximadamente 12% a velocidades de auto-estrada. Estudos que investigam os efeitos do clima sobre o consumo de

[10] Esse método calcula o número de dias em que se utiliza aquecimento ou resfriamento de ambientes com base em uma temperatura limiar.

energia no setor de transportes, entretanto, geralmente não têm foco em MCG, como é o caso, por exemplo, de ROUJOL e JOUMARD (2009), que acharam uma relação positiva entre temperatura ambiente e consumo de combustível em veículos.

II.1.2 – Impactos sobre a Produção de Energia (exceto hidroelétrica)

Os estudos sobre os impactos das MCG sobre a produção de energia, em suas diversas formas, comumente abordam algum segmento específico, em geral alguma fonte renovável. As fontes de geração hidro e eólica foram o objeto de alguns trabalhos científicos que construíram cenários a partir das projeções climáticas de GCMs. Por tratar-se do foco desta tese, a seção seguinte enfatiza os estudos a respeito de impactos sobre hidroeletricidade, que não é incluída nesta seção. Em termos de geração eólica, SAILOR *et al*. (2000) aplicaram uma técnica de redes neurais para fazer o *downscaling* dos resultados de velocidade média do vento e analisar as implicações das MCG sobre a geração eólica em três localidades nos Estados Unidos. Em maior escala, BRESLOW e SAILOR (2002) analisaram a vulnerabilidade da geração eólica no território continental americano. Em uma abordagem similar, LUCENA *et al*. (2010a) aplicaram o "método do delta" (vide Seção II.1.3.1) em uma avaliação dos impactos das MCG sobre o potencial de geração eólico brasileiro. SEGAL *et al*. (2001) investigaram os impactos das MCG sobre geração eólica em localidades específicas nos Estados Unidos com base nas velocidades médias do vento projetadas pelo GCM HadCM2. SAILOR *et al*. (2008) usaram as medições em cinco grandes aeroportos como referência para avaliar os impactos das MCG sobre a geração eólica no noroeste americano. Os impactos das MCG sobre geração eólica foram, também, avaliados para a Europa usando técnicas de *downscaling* dinâmico (PRYOR *et al*., 2005a) e estatístico[11] (PRYOR *et al*., 2005b). A vulnerabilidade da geração eólica *offshore* às MCG no oeste escocês foi investigada por HARRISON e WALLACE (2005). LUCENA *et al*. (2009a) analisaram, do ponto de vista teórico, questões relevantes para a avaliação de impactos sobre a geração de energia eólica, como o *downscaling* da distribuição de

[11] Para uma breve descrição desses métodos de *downscaling*, vide Seção II.1.3.1.

frequência da velocidade do vento, a transposição da altura de medição da velocidade do vento e possíveis alterações na cobertura vegetal. Finalmente, PRYOR e BARTHELMIE (2010) realizaram uma revisão dos estudos focados em impactos das MCG sobre a geração eólica, analisando os mecanismos através dos quais as MCG podem influenciar os recursos eólicos e suas condições de operação, as ferramentas que têm sido empregadas para quantificar esses efeitos e as incertezas relacionadas a elas.

Recentemente, LUCENA *et al*. (2009b) e PINTO e ASSAD (2009) avaliaram, também, os possíveis impactos das MCG sobre a produção de biocombustíveis líquidos no Brasil considerando as variações de temperatura em diferentes regiões do país. Os impactos sobre a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis, como o gás natural, foi analisada por SCHAEFFER *et al*. (2008 e 2010), que concluíram que a termeletricidade a gás é bastante robusta às alterações climáticas projetadas (para temperatura e umidade) para o Brasil. Entretanto, em sistemas onde a escala de uso e participação do gás natural é mais significativa, isso pode gerar impactos relevantes para o sistema energético. Por exemplo, SATHAYE *et al*. (2009) analisaram os impactos de variações futuras na distribuição de probabilidade das temperaturas média e máxima para usinas a gás natural na Califórnia baseados em resultados do *downscaling* de três GCM para dois cenários de emissão de GEE. Os resultados indicam que, com base na distribuição de probabilidade da temperatura média no final do Século XXI, a geração termoelétrica a gás natural poderia sofrer uma queda de 15,5GWh anualmente no pior cenário. Já a potência total do sistema de geração termoelétrico a gás natural cairia 8,5GW nos mesmos período e cenário, com base na distribuição de probabilidade da temperatura máxima. Segundo os autores, visto que, na Califórnia, valores máximos de temperatura estão também associados à demanda de ponta, esse último resultado indica que pode haver futuramente problemas no atendimento da demanda no período de pico.

Impactos sobre a disponibilidade de água para resfriamento (devido tanto à redução na quantidade disponível quanto na temperatura da água) poderiam afetar a eficiência e potência máxima da geração de energia elétrica em usinas térmicas e nucleares (BULL *et al*., 2007; BATES *et al*., 2008). Além disso, alterações na disponibilidade hídrica podem implicar em restrições à geração térmica frente a alta

demanda de água nesse tipo de geração. Alguns países, como os Estados Unidos, já investem em formas de reduzir o consumo de água em usinas termoelétricas (FEELEY *et al*., 2008).

A infraestrutura de produção e transporte de energia – como linhas de transmissão, plataformas de produção de petróleo e dutos – pode, também, ser impactada pelas MCG através de uma possível maior frequência e intensidade de eventos climáticos extremos[12] (BULL *et al*., 2007; BATES et a., 2008). Aumentos de temperatura também acarretariam em maiores perdas na transmissão de eletricidade devido ao aumento das perdas ôhmicas. SCHAEFFER *et al* (2008), entretanto, acharam que tais perdas seriam insignificantes. LARSEN *et al*. (2008), em uma análise ampla dos custos das MCG, investigaram os impactos sobre diversos elementos de infraestrutura compreendendo, entre diversas outras, estruturas do setor de energia para o Estado do Alasca, nos Estados Unidos. Recentemente, SATHAYE *et al*. (2009) investigaram os impactos de inundação costeira resultante da elevação do nível do mar e da maior incidência de incêndios florestais causado por climas mais quentes e secos sobre a infraestrutura energética do Estado da Califórnia, Estados Unidos.

Poucos estudos abrangem impactos em diversos segmentos do setor energético em nível nacional. Nos Estados Unidos, um relatório para o Departamento de Energia (CCPS, 2007) avaliou qualitativamente os efeitos de mudanças climáticas sobre a produção, transporte e uso de energia, incluindo possíveis efeitos indiretos, como impactos advindos de políticas de resposta às MCG ou impactos sobre outros setores. De forma quantitativa, para o Brasil, os impactos sobre o setor energético foram investigados em SCHAEFFER *et al*. (2008) para a geração hidroelétrica, eólica, termoelétrica a gás natural e para a produção de biocombustíveis líquidos.

Em ambos os casos, contudo, os estudos fizeram uma análise pioneira, de forma a levantar a discussão a respeito do tema. Não é contemplada nesses estudos uma análise formal dos impactos das MCG sobre o setor energético de forma integrada em escala nacional considerando interações com outros setores. O setor energético está integrado a todos os demais setores da economia. Além de aspectos técnicos,

[12] Eventos climáticos extremos podem ser definidos como eventos climáticos raros, segundo um modelo estatístico para uma determinada variável climática (TRENBERTH *et al*. 2007).

fatores socioeconômicos, assim como políticas setoriais, têm grande influência sobre o planejamento e operação de sistemas energéticos. Portanto, o maior desafio para a avaliação de impactos de MCG sobre sistemas energéticos é fazê-lo de forma integrada, de forma a compreender as diversas e complexas inter-relações dentro do setor energético, assim como entre esse setor e outros segmentos da economia.

Nesse sentido, SCHAEFFER *et al*. (2010) realizaram um estudo em que as interações entre o setor energético e os demais setores da economia são consideradas na avaliação dos impactos das MCG em diferentes setores. O nível de atividade econômica por setor determina, em parte, a demanda energética setorial (efeitos atividade e estrutura), considerando-se os aspectos técnicos relacionados ao uso final de energia (efeito intensidade). O atendimento da demanda dependerá das tecnologias e fontes de energia disponíveis, seus preços relativos e sua disponibilidade. A modelagem das interações dentro do setor energético (considerado de forma ampla, englobando os setores de consumo de energia) definem a estrutura de consumo final que, por sua vez, pode alterar as próprias relações econômicas e, consequentemente, o nível de atividade setorial. Assim, SCHAEFFER *et al*. (2010) utilizaram uma metodologia interativa entre um modelo de equilíbrio geral computável (EGC) e uma modelagem integradas do setor energético que une projeção de demanda a longo prazo com otimização da oferta de energia para analisar a inter-relação entre o setor energético e os demais setores da economia.

II.1.3 – Impactos sobre Produção de Energia Hidroelétrica

Nas subseções seguintes, uma revisão da literatura com foco em geração de eletricidade a partir de fontes hidráulicas é feita. Para tal, inicialmente, é feito um apanhado da literatura sobre impactos das MCG sobre o ciclo hidrológico. Posteriormente, uma revisão da literatura sobre impactos sobre geração hidroelétrica é feita, assim como uma discussão teórica acerca dos desafios metodológicos para a análise de impactos sobre hidroeletricidade.

II.1.3.1 – Impactos sobre Recursos Hídricos

A água é indispensável para qualquer forma de vida e é necessária, em grandes quantidades, para quase todas as atividades humanas (BATES *et al*. 2008). Portanto, uma das maiores preocupações com relação aos impactos das MCG é a disponibilidade futura de água não somente para consumo, como também para a manutenção do equilíbrio de ecossistemas (GLEICK, 1987; RINGIUS *et al*. (1996); KUNDZEWICZ e SOMLYO, 1997; LETTENMAIER *et al*. 1999; XU, 1999; JIANG *et al*., 2007; BATES *et al*., 2008). A disponibilidade e qualidade dos recursos hídricos, por sua vez, estão ligadas às vulnerabilidades de diversos setores, fazendo com que alterações causadas por MCG possam exacerbar as pressões já existentes sobre o uso sustentável da água (BATES *et al*., 2008).

Um fato que pode ser derivado do aumento da concentração de GEE na atmosfera é que um enorme grau de incerteza será acrescentado ao já incerto ciclo hidrológico[13] (LOIACIGA *et al*., 1996). As MCG podem afetar a disponibilidade e a qualidade da água tanto e sua média quanto sua variabilidade (KUNDZEWICZ *et al*., 2007). Variações nas vazões dos rios e nos níveis dos lagos relacionadas às MCG dependem de mudanças no volume, na intensidade e no momento da precipitação[14] (CHIEW, 2007). Dependem, também, da evapotranspiração que, por sua vez é função de temperatura, insolação, umidade atmosférica e velocidade do vento. Diferentes bacias hidrográficas respondem de forma distinta a alterações em variáveis climáticas, dependendo de suas características físiogeográficas e hidrogeológicas e da quantidade de água armazenada tanto na superfície quanto no subsolo (KUNDZEWICZ *et al*., 2007).

Segundo o relatório técnico do IPCC sobre mudanças climáticas e recursos hídricos (BATES *et al*., 2008), existem fortes evidências a partir de observações históricas e de projeções climáticas de que os recursos hídricos são vulneráveis e podem ser fortemente impactados pelas MCG. Isso geraria uma ampla gama de

[13] Um grande grau de incerteza é inerente a modelos hidrológicos no que diz respeito à representação do balanço hídrico natural (LOIACIGA *et al*., 1996).
[14] Em algumas regiões, depende também do degelo da neve e se a precipitação cai na forma de chuva ou de neve (KUNDZEWICZ *et al*., 2007).

consequências para os ecossistemas e sociedades humanas. Algumas das principais conclusões desse relatório são:

- O aquecimento observado nas últimas décadas pode ser associado a alterações em larga escala do ciclo hidrológico.
- Simulações climáticas para o Século XXI são consistentes nas projeções de aumento na precipitação em latitudes elevadas e em algumas partes dos trópicos e de diminuição na precipitação em algumas regiões sub-tropicais e de baixo-média latitude.
- Maiores intensidades e variabilidades projetadas para a precipitação podem aumentar o risco de secas e cheias em diversas localidades.
- Globalmente, os impactos negativos das MCG sobre recursos hídricos devem superar os possíveis benefícios.
- Mudanças quantitativas e qualitativas sobre os recursos hídricos ocasionadas pelas MCG podem afetar a disponibilidade, estabilidade e acesso a alimentos.
- MCG afetarão a função e operação de elementos da infraestrutura – como usinas hidroelétricas, sistemas de controle de cheias, sistemas de drenagem e irrigação, etc. – e o gerenciamento de recursos hídricos.
- As práticas de gerenciamento de recursos hídricos atuais podem não ser suficientemente robustas para lidar com os impactos das MCG.
- O gerenciamento de recursos hídricos tem impactos sobre diversas outras áreas, como energia, saúde, agricultura e conservação do meio ambiente.
- MCG fazem com que a experiência hidrológica passada não possa mais ser utilizada para prever condições futuras.

Embora, como o próprio relatório afirma, existam diversas lacunas no conhecimento sobre o tema em termos de base de dados históricos e técnicas de pesquisa, a temática dos impactos das MGC sobre recursos hídricos tem sido o objeto de pesquisa há bastante tempo. Os primeiros estudos sobre os impactos hidrológicos das MCG remontam aos anos 1980, embora a preocupação com o problema técnico levantado por alterações nas condições climáticas históricas para o gerenciamento de recursos hídricos tenha surgido ainda antes, na década de 1960 (NEMEC e SHAAKE, 1982).

O impacto das MCG sobre os recursos hídricos é o foco de diversos estudos, sendo um dos impactos que recebeu maior atenção na literatura internacional. Provavelmente, essa atenção surgiu da preocupação a respeito da representatividade do ciclo hidrológico nos resultados dos GCMs. Esses modelos foram conceitualmente desenvolvidos para simular a circulação atmosférica global, gerando valores médios em larga escala para temperatura, vento, umidade, precipitação, etc., em diferentes cenários de concentração de GEE e outros parâmetros relevantes. Entretanto, variáveis importantes para o ciclo hidrológico, como precipitação, evapotranspiração e vazão, não são bem representadas por tais modelos (LOAICIGA *et al*, 1996). A precipitação não é bem simulada nos GCMs, uma vez que ocorre em escala menor do que a grade do modelo (XU, 1999), sendo a percolação e o escoamento função de características locais específicas que não são incorporadas em modelos globais. Evapotranspiração, por sua vez, não é bem representada por ocorrer na camada de fronteira dos GCMs, ou seja, na interação entre a atmosfera e a superfície terrestre (LOAICIGA *et al*., 1996). Conseqüentemente, a estimação da vazão como a diferença entre a precipitação e a evapotranspiração em GCMs não é precisa.

Ademais, muitas vezes a escala espacial – assim como a temporal – dos GCMs não é apropriada para a análise de processos hidrológicos, especialmente em bacias hidrográficas pequenas (LOAICIGA *et al*., 1996). Enquanto esses modelos representam bem o clima em escala continental ou hemisférica, assim como grande parte das complexidades do sistema global, eles são inerentemente incapazes de representar características e dinâmica locais (WIGLEY *et al*., 1990; XU, 1999; GRAHAM *et al*., 2007).

Desenvolveram-se, então, paralelamente aos GCMs, modelos que buscam aprimorar a análise dos impactos de alterações climáticas sobre características hidrológicas, notavelmente vazão e evapotranspiração. Entre eles, encontram-se os modelos hidrológicos em macroescala (*Macroscale Hydrological Models* – MHM), que se aplicam a dimensões espaciais relativamente grandes, como bacias hidrográficas grandes, continentes ou até mesmo a totalidade da superfície da Terra. Tais modelos podem seguir uma abordagem *Top-down* – em que cada divisão da grade é tratada como uma bacia agregada a qual se aplica um modelo hidrológico (e.g., VÖRÖSMARTY *et al*., 1989; SAUSEN *et al*., 1994) – ou uma abordagem *Bottom-up* –

em que modelos hidrológicos detalhados para cada região são agregados até o nível de divisão da grade (e.g., ARNELL, 1993; KITE *et al*., 1994; ARNELL, 1999a, 2003 e 2004).

Nesse contexto, desenvolveram-se, também, técnicas que buscam reduzir a escala dos GCMs levando em consideração características locais, processo chamado *downscaling* (RUSSO e ZACK, 1997; WILBY *et al*., 1998). Essa modelagem regional permite chegar a uma resolução espacial/temporal que possibilita uma análise hidrológica mais completa (WILBY *et al*., 1998; XU, 1999). Os métodos de *dowscaling* podem ser classificados em duas categorias (XU, 1999; JIANG *et al*., 2007): *downscaling* estatístico e *downscaling* dinâmico. No primeiro, as projeções climáticas em escala regional (variável dependente) são condicionadas às variáveis em larga escala resultantes de GCMs (variável independente) através de funções determinísticas ou estocásticas estimadas empiricamente a partir de observações históricas. Portanto, esse método implicitamente assume que tais relações empíricas mantêm-se válidas em condições climáticas futuras (KUNDZEWICZ *et al*., 2007). No segundo, a dinâmica física é resolvida explicitamente em modelos climáticos regionais (*Regional Climate Models* – RCM). Assim, são incorporadas na análise, além dos resultados dos GCMs, as características da camada de superfície, i.e. topografia, cobertura vegetal, etc. Embora esse método não assuma implicitamente a perpetuação das relações climáticas históricas, ele é muito intensivo em dados e capacidade computacional, o que limita seu uso repetido sobre os resultados de inúmeros GCMs (MAUER, 2007). Além disso, o *downscaling* dinâmico pode gerar erros significativos por acumular os viéses do GCM ao do RCM (HAY *et al*., 2002; WANG *et al*., 2004; WOOD *et al*., 2004).

Uma forma de *downscaling* não convencional bastante utilizada consiste na aplicação das variações projetadas por GCMs para larga escala sobre os valores históricos das variáveis climáticas em escala regional – chamada de método do “delta” (HAY *et al*., 2000; MERRIT *et al*., 2006). Embora seja considerado bastante limitado – principalmente por não incorporar possíveis mudanças na relação entre variáveis climáticas locais e variáveis climáticas em larga escala – esse método foi aplicado por diversos estudos (e.g., LETTENMAINER e GAN, 1990; BOORMAN e SEFTON, 1997; GELLENS e ROULIN, 1998; LETTENMEIER *et al*., 1999; LOIACIGA *et al*., 2000; LOUKAS *et al*., 2002; MORRISON *et al*., 2002; MERRIT *et al*., 2006, CHEN *et al*., 2007)

devido a sua simplicidade e à própria incerteza a respeito da variabilidade regional de parâmetros climáticos. Além disso, esse método pode ajudar a minimizar possíveis erros dos GCM, partindo do pressuposto que o viés de modelagem para o futuro é equivalente ao do presente. Isso pode ser particularmente importante para projeções de precipitação, em que as diferenças entre os valores observados e aqueles computados por GCMs podem ser relevantes (KUNDZEWICZ *et al*., 2007).

XU (1999) identificou lacunas entre a modelagem GCM e a modelagem hidrológica e analisou como diferentes metodologias podem ajudar a reluzi-las:

Lacuna (1). Incompatibilidade entre as escalas temporais e espaciais: modelagem hidrológica muitas vezes requer uma resolução maior do que aquela disponível pela modelagem GCM.

Lacuna (2). Incompatibilidade vertical: a precisão dos GCMs aumenta conforme a altitude. Os GCMs são melhores na modelagem da troposfera livre[15], uma vez que essa é mais homogênea do que a superfície terrestre. Os modelos hidrológicos, entretanto, trabalham com variáveis climáticas mais próximas à superfície terrestre.

Lacuna (3). A precisão dos GCMs não é boa para as variáveis relevantes na análise hidrológica, especialmente precipitação, evapotranspiração e, consequentemente, vazão.

Metodologia (a). *Downscaling* dinâmico: geração de dados meteorológicos em alta resolução; diminuindo a lacuna (1).

Metodologia (b). *Downscaling* estatístico: abordagem que inclui a influência de variáveis de superfície locais sobre as variáveis em larga escala para a troposfera livre; diminuindo as lacunas (1) e (2).

Metodologia (c). MHM, que visa corrigir as imperfeições dos modelos GCM no que diz respeito ao ciclo hidrológico em larga escala; diminuindo a lacuna (3).

Metodologia (d). Uso de cenários hipotéticos para mostrar a sensibilidade hidrológica a alterações climáticas dentro de um intervalo razoável.

[15] Camada da troposfera imediatamente acima da biosfera, a cerca de 3km de altitude.

A desconfiança de hidrólogos a respeito das projeções climáticas de GCMs para os componentes do ciclo hidrológico não impediu que se desenvolvessem diversos estudos sobre os impactos hidrológicos de alterações climáticas. Em alguns trabalhos, foi feito uso da metodologia (d), acima, com vistas a fazer análises de impactos sem ter que depender dos resultados de GCMs. Cenários hipotéticos são baseados em variações arbitrárias, porém razoáveis, em variáveis climáticas (JIANG *et al*., 2007). Para BOORMAN e SEFTON (1997), análises de sensibilidade através de cenários hipotéticos são úteis para medir a capacidade de modelos hidrológicos em simular vazão fora das condições climáticas em que foram calibrados. Alguns trabalhos fizeram estudos de caso específicos para algumas bacias utilizando cenários hipotéticos. NEMEC e SHAAKE (1982), por exemplo, investigaram a influência de variações climáticas "moderadas" sobre o regime de vazão em duas bacias nos EUA e uma na África. ARNELL (1992) utilizou um modelo de balanço hídrico para examinar os fatores que controlam os efeitos das alterações climáticas sobre bacias no Reino Unido com base em cenários hipotéticos que buscam refletir variações factíveis nos valores médios mensais para precipitação e evapotranspiração até meados do Século XXI. XU (2000) aplicou variações hipotéticas sobre as séries históricas de precipitação e temperatura para avaliar a sensibilidade hidrológica às MCG na Suécia. Mais recentemente, JIANG *et al*. (2007) utilizou cenários hipotéticos para comparar seis diferentes metodologias de balanço hídrico para avaliar impactos de MCG na Bacia de Dongjiang, na China. Em outros estudos, cenários hipotéticos também foram utilizados em conjunto com resultados de GCMs, como é o caso de GLEICK (1987), DVORAK *et al*. (1997) e BOORMAN e SEFTON (1997).

De forma geral, porém, os GCMs serviram de base para a maior parte dos estudos a respeito dos impactos das MCG sobre recursos hídricos. Na medida em que esses modelos buscam relacionar alterações químicas na atmosfera – i.e. concentração de GEE – sobre variáveis climáticas em larga escala, é necessário adotar cenários de emissões/concentração desses gases na atmosfera. Os cenários "2xCO_2" – que assumiam o dobro da concentração atual de CO_2 na atmosfera[16] – se tornaram padrão

[16] Nesse caso, a maior parte dos GCMs rodam em modo de equilíbrio (climático), o que implica que o modelo procura um equilíbrio após um choque de um aumento instantâneo na concentração de CO_2 em relação ao ano base (CARTER *et al*., 1994; LOAICIGA *et al*., 1996; LETTENMAIER *et al*., 1999; MATONDO *et al*., 2004).

(LOIACIGA *et al*. 1996; XU, 2000) até o lançamento do IPCC SRES (IPCC, 2000)[17]. Esse relatório criou quatro famílias de cenários (A1, A2, B1 e B2) que consistem em estórias qualitativas caracterizadas por diferentes caminhos para o desenvolvimento socioeconômico e energético. Elas descrevem futuros divergentes, na tentativa de cobrir grande parte das incertezas e forças motrizes para a evolução das emissões de GEE[18]. Em geral os estudos recentes que utilizam resultados de GCMs para avaliar impactos hidrológicos utilizam um ou mais cenários do IPCC SRES. Uma vantagem clara desses cenários é que eles permitem que as rodadas dos GCMs incorporem um aumento gradual na concentração de CO_2 na atmosfera, diferentemente de simulações de equilíbrio frente a uma duplicação instantânea (LETTENMAIER *et al*, 1999; vide nota de rodapé 16).

Alterações no ciclo hidrológico causadas por MCG são simuladas a partir de diferentes tipos de modelos. De maneira geral, os modelos hidrológicos podem ser divididos entre modelos físicos, modelos conceituais e modelos estatísticos. Na modelagem hidrológica, por basear-se em representações matemáticas de um sistema, é necessário obterem-se valores para os parâmetros das equações do modelo. Modelos físicos têm seus parâmetros baseados em medições, o que proporciona um grau de realismo maior, à custa de uma grande demanda por dados. Isso dificulta sobremaneira sua aplicação a bacias hidrográficas de grande porte ou com problemas de acesso e coleta de informações. Da mesma forma, os dados de entrada vindos de modelos climáticos precisam de altas resoluções espaciais e temporais que sejam compatíveis com aquelas utilizadas na modelagem, o que depende do uso de técnicas de *downscaling* que sejam capazes de alcançar tais níveis de resolução (ARNELL, 1992).

A alta demanda por dados de modelos físicos limita severamente sua aplicação a estudos de impactos de MCG. Portanto, outro método utilizado nesse tipo de estudo são modelos conceituais. Tais modelos são baseados em relações físicas do ciclo hidrológico, com seus parâmetros sendo calibrados ao invés de medidos. Isto é, tenta-se, através de diferentes técnicas, identificar uma combinação de parâmetros que gere

[17] Alguns estudos utilizaram cenários de emissões graduais gerados pelo IPCC (IPCC, 1990 e 1992) antes do SRES (BOORMAN e SEFTON, 1997; LETTENMAIER *et al*, 1999; MENZEL e BÜRGER, 2002; DIBIKE e COULIBALY, 2005).
[18] Vide Seção IV.1

um comportamento do modelo consistente com dados observados ou com a experiência histórica (BRYANT e WESTERLING, 2009).

Por último, modelos estatísticos são puramente baseados em relações empíricas entre variáveis climáticas. Incluem-se entre modelos empíricos os modelos de regressão múltipla, onde vazão é estimada como função de variáveis climáticas como chuva e temperatura. Por não explicitar diretamente as relações físicas por trás do mecanismo através do qual as variáveis climáticas influenciam a vazão de uma bacia hidrográfica, modelos empíricos são chamados, muitas vezes, de modelos "caixa-preta" (ARNELL, 1992).

Segundo XU (1999), todos os tipos de modelos hidrológicos têm vantagens em diferentes aplicações. Modelos mais complexos em termos de estrutura e necessidade de dados podem gerar resultados adequados a uma ampla gama de aplicações, mas o grande esforço computacional e a alta demanda por dados podem limitar sua utilização. Apesar de menos abrangentes, modelos mais simples podem prover resultados adequados a um objetivo específico com uma demanda computacional e de dados reduzida. Portanto, a escolha entre modelos está fortemente relacionada aos propósitos aos quais a modelagem hidrológica serve, ou à escolha entre os modelos simples que *podem* ser usados e os modelos complexos que *precisam* ser usados (XU, 1999).

Definidos a fonte de informação sobre impactos climáticos (GCMs ou cenários hipotéticos), os cenários de emissões ("2xCO_2", IPCC SRES, etc.), a metodologia de *downscaling* (dinâmico, estatístico, método do "delta" ou uso direto em MHM) e o modelo hidrológico, a abordagem para a estimação dos impactos de alterações climáticas sobre recursos hídricos na literatura tende a seguir os seguintes passos (ARNELL, 1992; GELLENS e ROULIN, 1998), que acabaram por se tornar padrão nesse tipo de estudo:

Passo (1). Determinação dos parâmetros do modelo hidrológico para a bacia estudada, usando dados climáticos e de vazão históricos para calibrar e validar o modelo.

Passo (2). Perturbação das séries climáticas históricas de acordo com cenários de alteração climática. Nesse passo estão os GCMs, os métodos de *downscaling*, cenários hipotéticos, etc.

Passo (3). Simulação das características hidrológicas da bacia sob as condições climáticas perturbadas utilizando o modelo hidrológico previamente calibrado.

Passo (4). Comparação das simulações do modelo para características hidrológicas em condições presentes e futuras (cenários).

Segundo ARNELL (1992) uma das principais hipóteses da abordagem metodológica acima é a de que o modelo hidrológico permanece válido sob condições climáticas distintas, ou seja, que os parâmetros do modelo não refletem somente as relações entre clima e vazão do presente. Por exemplo, alterações na cobertura vegetal de uma área de captação podem ter efeitos sobre os parâmetros estimados para um modelo hidrológico. Contudo, enquanto a diferença entre o clima presente e futuro for modesta em relação à variabilidade inter-anual ou inter-sazonal dos valores históricos utilizados na calibragem do modelo, essa premissa pode ser considerada um problema de pouca relevância (WOOD *et al*.,1997; LETTENMAIER *et al*., 1999). Outra limitação, apontada por LOAICIGA *et al*. (1996), é que, dada a incerteza natural dos regimes hidrológicos no próprio clima atual (evidente no primeiro passo da metodologia sumarizada acima), é difícil distinguir as variações induzidas por MCG daquelas inerentes ao ciclo hidrológico – problema de interpretação sinal/ruído.

Nesse sentido, diversos estudos utilizam mais de um modelo hidrológico ou mais de uma metodologia de *downscaling*, explicitamente na tentativa de isolar o viés de cada estágio – no primeiro caso, no passo (1), acima, no segundo, em parte do passo (2). JIANG *et al*. (2007), por exemplo, utilizaram cenários hipotéticos em seis diferentes modelos de balanço hídrico para simular impactos de MCG e comparar os resultados de diferentes modelos hidrológicos para a Bacia de Dongjiang, responsável pelo fornecimento de 80% da água de Hong Kong. Os autores concluem que, embora os modelos tenham alcançado resultados similares na simulação do período histórico – passo (1) do esquema colocado acima – a diferença entre os resultados foi maior ao simular as projeções climáticas hipotéticas – passo (3).

DIBIKE e COULIBALY (2005) aplicaram e compararam dois métodos de *downscaling* estatístico (um estocástico e um baseado em regressão) para gerar valores locais para variáveis meteorológicas em uma sub-bacia hidrográfica no Québec, Canadá. Em seguida, os autores utilizaram tais variáveis para simular os impactos das MCG sobre a vazão na sub-bacia. Embora os valores locais encontrados pelos autores para temperatura não tenha sido idênticos, ambos os métodos de *downscaling* indicaram uma tendência de aumento nessa variável. Contudo, para precipitação, enquanto um método baseado em regressão aponta para uma tendência de aumento, essa tendência não é óbvia nos resultados do método estocástico.

Embora existam incertezas em todos os estágios de um estudo de impactos hidrológicos das MCG, a maior incerteza está associada às projeções dos GCMs em cenários de aumento na concentração de CO_2 na atmosfera, ou seja, na etapa inicial do passo (2) do esquema metodológico colocado acima (WOOD *et al*., 1997; KUNDZEWICZ *et al*., 2007; GRAHAM *et al*., 2007). Dessa forma grande parte dos estudos faz uso dos resultados de mais de um GCM. SERRAT-CAPDEVILA *et al*. (2007), por exemplo, utilizou dados de dezessete diferentes GCMs para os quatro cenários do IPCC SRES na tentativa de diferenciar resultados de maior ou menor probabilidade, assim como fornecer alguma medida de incerteza, sobre os impactos das MCG sobre uma bacia hidrográfica semi-árida na fronteira dos EUA com México. MAUER (2007) buscou mostrar o nível de confiança com que as projeções se diferenciam do clima presente, com base na variabilidade dos resultados de onze GCMs.

Além das limitações já colocadas até agora, os estudos sobre impactos de MCG, especificamente os impactos hidrológicos, têm outras limitações que devem ser mencionadas. Por exemplo, a cobertura vegetal tem papel fundamental no ciclo hidrológico, especialmente em nível local. No entanto, as possíveis alterações futuras nos biomas ocasionadas por mudanças climáticas – além das atividades antropogênicas, como desmatamento e outras alterações no uso do solo[19] – é um elemento de grande incerteza na análise dos impactos das MCG. O aumento na concentração de CO_2 pode, também, fomentar o crescimento de algumas plantas, o que

[19] Os impactos antropogênicos introduzem um nível de incerteza ainda maior, por dependerem de fenômenos socio-econômicos e culturais nem sempre passíveis de serem modelados. Podem, inclusive, ser influenciados pelas MCG.

pode aumentar a evapotranspiração em determinadas áreas (KUNDZEWICZ *et al*., 2007). NOBRE *et al*., (2007) utilizou resultados de diversos GCMs para projetar possíveis alterações nos biomas dentro do território brasileiro. Uma limitação deste estudo, porém, é que as projeções de mudanças na cobertura vegetal não retroalimentam o modelo climático para avaliar os impactos que elas poderiam ter sobre o clima local. O tratamento dessa questão depende da incorporação de um modelo de vegetação dinâmico dentro do modelo hidrológico. Contudo, os poucos modelos[20] que fazem isso trabalham em larga escala (GCM), e não no nível de bacia (KUNDZEWICZ *et al*., 2007).

Embora os impactos das MCG sobre o ciclo hidrológico tenham sido objeto de diversas pesquisas, poucos estudos fazem análise dos impactos das MCG sobre águas subterrâneas, incluindo a questão de como tratar a relação entre rios e aquíferos hidraulicamente conectados (ALLEY, 2001 apud KUNDZEWICZ *et al*., 2007). LOAICIGA *et al*. (2000) investigaram os impactos das MCG sobre um dos maiores sistemas de aquíferos nos EUA, situado no Texas. RANJAN *et al*. (2006) avaliaram os impactos das MCG sobre recursos hídrico subterrâneos em alguns aquíferos costeiros, analisando, inclusive, a possível salinização devido ao aumento no nível do mar. SCIBEK *et al*. (2007) utilizou um modelo de vazão subterrânea tridimensional para estimar os impactos futuros das MCG sobre as interações entre água subterrânea e superficial em um aquífero na Colúmbia Britânica, Canadá.

Outra limitação é o fato de que a grande maioria dos estudos sobre MCG e hidrologia trabalha com impactos médios, não considerando eventos extremos, como secas e enchentes. No que diz respeito a estudos sobre impactos das MCG sobre extremos em hidrologia, MUZIK *et al*. (2002) examinou como a frequência de enchentes em uma área de captação sub-alpina em Alberta, Canadá, alteraria em condições climáticas distintas. Segundo os autores, a única abordagem prática para gerar séries sintéticas de enchentes em uma determinada área é aplicar simulações de Monte Carlo em modelos chuva-vazão. Dessa forma, através de análises de sensibilidade[21] para a média o desvio padrão da função de distribuição de probabilidade estimada para chuva

[20] Como, por exemplo: ROSENBERG *et al*. (2003), GERTEN *et al*. (2004), GORDON e FAMIGLIETTI (2004) e BETTS *et al*. (2007).
[21] Uma com o aumento de 25% na média e no desvio padrão e outra com um aumento de 50% somente no desvio padrão.

com base em observações históricas, os autores derivaram uma curva de frequência de enchentes.

A *Tabela 1* sumariza diversos estudos na literatura internacional a respeito dos impactos das MCG sobre recursos hídricos em escala regional[22]. Entre os países mais estudados estão os EUA (principalmente a região da Califórnia), o Canadá (especialmente a região da Colúmbia Britânica), Reino Unido, além de Bélgica (entre os estudos antigos) e China (entre os trabalhos recentes). Observa-se, recentemente, que um número cada vez maior de países tem recebido atenção no que diz respeito a impactos das MCG sobre recursos hídricos.

[22] Embora vasta, a tabela não esgota a literatura de estudos regionais. Buscou-se mostrar, de forma geral, a diversidade de estudos que seguem o mesmo padrão de procedimento enfatizado ao longo do texto.

Tabela 1 – Estudos regionais selecionados sobre impactos das MCG sobre recursos hídricos

Estudo	Aplicação	País/Região	Cenários de Emissão	GCM	Dowscaling	Modelo Hidrológico
Cohen (1986)	1 bacia	EUA/Canadá	"2xCO2"	GISS, GFDL	n.d.	Modelo de balanço hídrico de Thornthwaite
Gleick (1987)	1 bacia	EUA - Califórnia	"2xCO2"	n.d.	MHM	Modelo de balanço hídrico
Bultot et al. (1988)	3 bacias	Bélgica	"2xCO2"	Combinação de diferentes modelos	n.d.	Modelo hidrológico conceitual
Lettenmainer e Gan (1990)	4 áreas de captação em 2 bacias	EUA - Califórnia	"2xCO2"	GFDL, GISS, OSU	Método do "Delta"	Modelo contábil de umidade do solo e derretimento de neve
Liston et al. (1994)	1 bacia	EUA - Mississipi	n.d.	GWEX	MHM	*Runoff routing model*
Arnell e Reynard (1996)	21 áreas de captação	Reino Unido	"2xCO2"	Referênia a outro estudo que utiliza diversos GCMs	n.d.	Modelo hidrológico conceitual
Dvorak et al. (1997)	4 bacias	República Checa	"2xCO2" + Hipotéticos	GFDL, GISS, CCCM, cenários incrementais	Método do "Delta"	BILAN, CLIRUN - balanço hídrico; SAC-SMA - conceitual
Boorman e Sefton (1997)	3 áreas de captação	Reino Unido	IPCC IS92a + Hipotéticos	UKHI + análsie sensibilidade	Método do "Delta"	Dois modelos hidroógicos conceituais
Gellens e Roulin (1998)	8 áreas de captação	Bélgica	"2xCO2"	6 GCMs divulgados pelo IPCC	Método do "Delta"	IRMB - Modelo hidrológico conceitual
Lettenmainer et al. (1999)	6 bacias	EUA - diferentes Estados	IPCC IS92a + "2xCO2"	GFDL (IS92a + "2xCO2"), ECHAM1-A, UKMO	Método do "Delta"	Modelos hidrológicos conceituais e de uso da água aplicados a cada bacia
Loiaciga et al. (2000)	1 aquífero	EUA - Texas	"2xCO2"	GFDL	Método do "Delta"	GWSIN IV - Modelo hidrológico de superfície dinâmico

Tabela 1 – Estudos regionais selecionados sobre impactos das MCG sobre recursos hídricos (continuação)

Estudo	Aplicação	País/Região	Cenários de Emissão	GCM	Dowscaling	Modelo Hidrológico
Xu (2000)	25 áreas de captação	Suécia	Hipotéticos	-	-	Modelo hidrológico conceitual
Kamga (2001)	1 rio	Camarões - África	IPCC IS92a, IS92c, IS92e	HadCM2, ECHAM4	-	Modelo de Balanço Hídrico
Morrison et al. (2002)	1 rio	Canadá - Colúmbia Britânica	n.d.	CGCM1, HadCM2	Método do "Delta"	UBC - Modelo hidrológico conceitual
Menzel e Bürger (2002)	1 sub-bacia	Alemanha	IPCC IS95a	ECHAM4/OPYC3	Estatístico	HBV-D - Modelo hidrológico conceitual
Evans e Schreider (2002)	6 áreas de captação do Rio Swan	Austrália - Perth	"2xCO2"	CSIRO9	Estatístico	CMD-IHACRES - Modelo Hidrológico Conceitual
Loukas et al. (2002)	2 áreas de captação em regiões climáticas diferentes	Canadá - Colúmbia Britânica	Aumento 1%a.a. na concentração de CO2	CGCMa1	Método do "Delta"	UBC - Modelo hidrológico conceitual
Tate et al. (2004)	1 lago	África - Lago Vitória (centro-leste)	IPCC SRES A2, B2	HadCM3	n.d.	Modelo de Balanço hídrico empírico
Joyce et al. (2005)	1 bacia	EUA - Califórnia	IPCC SRES A2, B1	GFDL, PCM	Dinâmico	WEAP - Modelo de balanço hídrico e uso da água
Merrit et al. (2006)	1 bacia	Canadá - Colúmbia Britânica	IPCC SRES A2, B2	CGCM2, CSIMORk2, HadCM3	Método do "Delta"	UBC - Modelo hidrológico conceitual
Andersson et al. (2006)	1 rio	África - Angola, Botswana e Namíbia	IPCC SRES A2, B2	HadCM3, CCSR/NIES, CGCM2, GFDL R30	MHM	Pitman Model - Modelo hidrológico conceitual
Wilby et al. (2006)	1 rio	Reino Unido	IPCC SRES A2, B2	CGCM2, CSIMO Mk2, HadCM3	Estatístico	CATCHMOD
Jiang et al. (2007)	1 bacia - China	China - Sul	Hipotéticos	-	-	TM, VUB, XAJ, GM, WM, SM - Modelos de balanço hídrico

Tabela 1 – Estudos regionais selecionados sobre impactos das MCG sobre recursos hídricos (continuação)

Estudo	Aplicação	País/Região	Cenários de Emissão	GCM	Dowscaling	Modelo Hidrológico
Kilsby et al. (2007)	2 bacias	Portugal/Espanha	IPCC SRES A2	HadCM3	Estatístico e Dinâmico (HadRM3)	UP2 - Modelo hidrológico conceitual
Bürger et al. (2007)	1 área de captação	Espanha	IPCC SRES A2	RCAO, HAD_P, CLM_H, CHRM_H, PROMES_H, ARPEGE_C, RACMO_H, HIRHAM_H, CLM_H, REMO_H, RCAO_E	Usou diretamente modelos regionais (*Dowscaling* dinâmico)	Modelo de vazão baseado em Kernel Learning Machine
Chen et al. (2007)	1 bacia	China- Leste	n.d.	HadCM3, CCSRNIES, CSRIO, GFDL	Método do "Delta"	Modelo de balanço hídrico
Serrat-Capdevila et al. (2007)	1 bacia	EUA/México	IPCC SRES A1, A2, B1, B2	WM95, ECH395, CERF98, CCSR96, BMRC98, CCC199, CSI296, CSM98, ECH498, GFDL90, GISS95, HAD295, HAD300, IAP97, LMD98, MRI96, PCM00	Estatístico	Modelo hidrológico conceitual
Salati et al. (2007)	4 bacias	Brasil	IPCC SRES A2, B2	HadCM3, GFDL, CCCma, SCIRO, NIES	MHM	Thornthwaite-Mather: Modelo de balanço hídrico
Maurer (2007)	4 bacias	EUA - Califórnia	IPCC SRES A2, B1	CNRM-CM2, CSIRO-Mk3.0, GFDL-CM2.0, GISS-ER, INM-CM3.0, IPSL-CM4, MIROC3.2 ECHAM5/MPI-OM, MRI-CGCM2.3.2, PCM, HadCM3	Método do "Delta"	VIC - Modelo hidrológico conceitual (*Macroscale*)
Hlavcová et al. (2008)	1 bacia	Slováquia	IPCC SRES A1, A2, B1, B2	ECHAM4/OPYC3, HadCM2, NCAR DOE-PCM	MHM	Modelo hidrológico conceitual
Fujihara et al. (2008)	1 bacia	Turquia	IPCC SRES A2	MRI-CGCM2, CCSR/NIES/FRCGC-MIROC	Dinâmico	SiBUC - Modelo hidrológico conceitual
Steele-Dune et al (2008)	9 áreas de captação	Irlanda	IPCC SRES A1b	ECHAM 5	Dinâmico	HBV-Light - Modelo hidrológico conceitual

Grande parte das áreas estudadas encontra-se em regiões onde o derretimento de neve e a porção da precipitação sob a forma de neve têm papel importante dentro do ciclo hidrológico local, especialmente em uma escala temporal mais detalhada. Os modelos hidrológicos para essas regiões, portanto, buscam incluir tais aspectos, sendo um resultado comum entre estudos desse tipo o fato de maiores temperaturas anteciparem o derretimento de neve, antecipando as vazões na primavera/verão (JOYCE *et al*. 2005; VICUÑA *et al*., 2005).

Destaca-se, na *Tabela* 1, o trabalho realizado para o Brasil de SALATI *et al*. (2007). Tal estudo calculou o balanço hídrico futuro de quatro bacias brasileiras – Amazônia, Paraguai, Nordeste Brasileiro e Bacia do Prata – para os cenários do IPCC SRES A2 e B2 a partir dos resultados de dois GCMs (HadCM3 e GFDL) e da média dos resultados de cinco GCMs[23]. O estudo é inconclusivo com relação aos impactos agregados sobre as bacias estudadas, uma vez que os resultados obtidos são contraditórios, ora em função dos GCMs ora em função dos cenários de emissão. Esse fato exemplifica o grande nível de incerteza de estudos a respeito de impactos hidrológicos das MCG, inclusive em relação ao Brasil.

As regiões onde os estudos de caso foram aplicados foram categorizadas na *Tabela 1* como: bacia; sub-bacia; área de captação[24]; rio; lago. Nenhuma categorização segundo área foi feita devido à ausência de padrão entre os estudos no que diz respeito à exposição das características das regiões. Utilizou-se apenas a nomenclatura usada pelos autores. Embora essa classificação qualitativa seja imprecisa, ela é suficiente para demonstrar a escala de aplicação dos estudos, basicamente regional.

Embora a maior parte dos trabalhos a respeito dos impactos hidrológicos das MCG tenha sido focada em regiões específicas, muitas vezes com foco em pequenas áreas de captação, alguns estudos utilizaram MHM para avaliar os potenciais impactos sobre os recursos hídricos em escalas regionais mais amplas, até mesmo em nível global. Um MHM pode ser definido como um modelo que pode ser repetidamente aplicado a uma grande extensão territorial sem que seja necessária a calibragem específica para cada área de captação, sendo os parâmetros físicos do modelo

[23] O uso de valores médios entre GCMs não é apropriado, pois valores opostos (inclusive extremos) podem anular-se, gerando um resultado falso de "não impacto".
[24] Traduzido do inglês "catchment".

derivados de conjuntos de dados regionais ou globais (ARNELL, 1993 e 1999b). Esse tipo de modelagem ganhou importância especialmente ao buscar corrigir as imperfeições na representação de processos hidrológicos em GCMs e ao facilitar a análise voltada para objetivos operacionais e de planejamento (ARNELL, 1993).

Afora os estudos regionais que utilizam MHM apresentados na *Tabela 1* (GLEICK, 1987; LISTON *et al*., 1994; ANDERSSON *et al*., 2006; SALATI *et al*., 2007; HLAVCOVÁ *et al*., 2008), o uso de MHM para análise dos impactos das MCG sobre recursos hídricos em maior escala foi feito por MILLER e RUSSEL (1992) para calcular a vazão dos 33 maiores rios do mundo para as condições climáticas atuais e para um cenário de "2xCO_2". Segundo seus resultados, a vazão aumentaria em 25 dos 33 rios estudados, conforme o aumento de precipitação dentro das bacias de drenagem. ARNELL (1999b) aplicou um MHM simples ao continente europeu. ARNELL (1999a, 2003 e 2004) realizou, também, diversos estudos utilizando MHM para estimar impactos dos resultados de GCMs sobre os recursos hídricos em escala global. De forma geral, os resultados apontam para um aumento da vazão em regiões de alta latitude, na África e Ásia Equatorial e sudeste asiático e uma diminuição no sul e leste Europeu, oeste da Rússia e na maior parte da África, Oriente médio, América do Norte e América do Sul.

Por fim, hidrólogos desenvolveram o interesse em simular vazão em diversas escalas por diversos motivos, como, disponibilidade para irrigação, controle de cheias, transporte de sedimentos, geração hidroelétrica, etc. (XU, 1999). Dessa forma, os impactos das MCG sobre a disponibilidade hídrica não podem ser dissociados do fim para o qual esse recurso é destinado[25]. No caso das necessidades humanas, o desenvolvimento socioeconômico tem papel fundamental na avaliação da disponibilidade futura de água (DVORAK *et al*., 1997). ARNELL (2004) mostra que diferentes premissas acerca do crescimento populacional têm efeitos claros sobre projeções de estresse hídrico. Ademais, os impactos das MCG sobre recursos hídricos não estão sujeitos somente a alterações no ciclo hidrológico. As MCG podem também afetar a demanda por água via aumento na demanda por irrigação, mudanças no uso da terra, deslocamentos populacionais, etc. (FREDERICK e MAJOR, 1997).

[25] Incluindo preservação de ecossistemas.

Estimar a demanda futura por água é uma tarefa complicada, uma vez que diversos fatores que podem influenciar o uso futuro da água (ARNELL, 1999a):

- Crescimento populacional. Quanto maior a população maior a demanda por água.
- Concentração populacional. O uso de água em território urbano tende a ser maior que no ambiente rural em função de desperdícios, vazamentos e devido à necessidade de saneamento. Ademais, a concentração em áreas urbanas pode gerar pressão sobre os recursos hídricos de localidades específicas.
- Desenvolvimento industrial. A indústria é uma grande consumidora de água, embora diferentes especializações industriais possam ter impactos diversos.
- Aumento da irrigação. Embora técnicas de irrigação mais eficientes possam reduzir esse efeito.
- Eficiência no uso da água e gerenciamento de recursos hídricos. Diversas medidas podem diminuir a demanda por água.
- Restrições ambientais. Podem limitar o acesso a recursos hídricos.

Entretanto, os estudos sobre os impactos hidrológicos das MCG, na maior parte das vezes, mantêm o foco nos recursos hídricos. Sem aprofundar a análise dos impactos sobre os usos finais da água, tais estudo representam, somente, avanços na modelagem climática. Não obstante, há trabalhos que fazem uma análise integrada que compara projeções do uso da água (modelagem de demanda) com a disponibilidade modelada com base em algum cenário climático para testar a vulnerabilidade hídrica de atividades humanas (LETTENMAIER *et al*., 1999; WILBY *et al*., 2006). Alguns incluem até mesmo propostas de políticas de adaptação aos impactos estimados (DVORAK *et al*., 1997; JOYCE *et al*., 2005). Em escala global, ARNELL (1999 e 2004) comparou projeções de disponibilidade hídrica feitas com o uso de um MHM com cenários de uso futuro da água. No primeiro estudo (ARNELL, 1999), foram considerados cenários com a mesma evolução para o crescimento populacional, mas diferentes taxas de crescimento econômico e de inovação tecnológica. Já em ARNELL (2004), cenários populacionais baseados no IPCC SRES foram utilizados em um estudo que inclui uma gama maior de resultados de GCMs. Entretanto, em ambos os estudos, os cenários de uso da água não consideram possíveis efeitos de MCG sobre a demanda.

O trabalho mais abrangente sobre os impactos sobre recursos hídricos e suas implicações para diversos setores é o relatório técnico do IPCC sobre MCG e água (BATES *et al*., 2008). Tal estudo inclui impactos sobre: ecossistemas e biodiversidade; agricultura e segurança alimentar, uso da terra e florestas; saúde humana; oferta de água e saneamento; assentamentos e infraestrutura; setores econômicos, como seguros, turismo, indústria e transportes. A visão global desse estudo é especialmente relevante na motivação para a formulação de políticas de mitigação de forma abrangente. Porém, por tratar o problema em escala global, os impactos locais específicos não são trabalhados. Isso dificulta a aplicação dos resultados à formulação de políticas de adaptação local para os diversos impactos que podem vir de alterações no ciclo hidrológico. Nesse sentido, estudos que trabalham em cima de impactos em setores específicos em uma escala relevante para a decisão de políticas são de extrema importância. Isso é o que busca este trabalho, tendo como foco a geração de energia elétrica a partir de fontes hidráulicas. Dessa forma, a próxima seção faz uma revisão da literatura sobre impactos sobre o caso específico da hidroeletricidade.

II.1.3.2 – Impactos sobre Geração Hidroelétrica

Estudos que investigam os impactos das MCG sobre a produção ou potencial de energia de fontes hidráulicas, em geral, seguem o esquema apresentado na *Figura 1*. Eles partem de um conjunto de projeções climáticas globais e seu *downscaling* para a escala regional. Essas projeções climáticas – que consistem em dados de precipitação e temperatura – são, então, convertidas em impactos hidrológicos (i.e. sobre vazão) que, posteriormente alimentam um modelo de geração de energia hidroelétrica. Nas seções anteriores, foram discutidos os estágios (1), (2) e (3) apresentados na *Figura 1*. Após fazer uma revisão da ainda reduzida literatura científica sobre avaliação de impactos das MCG sobre geração hidroelétrica, esta seção busca aprofundar a discussão a respeito do estágio seguinte de modelagem energética (4) e suas relações com o estágio anterior de modelagem hidrológica (3).

Alguns dos primeiros estudos que consideram os possíveis impactos que as MCG poderiam ter sobre a geração de hidroeletricidade abordaram a questão de forma

excessivamente simples, apenas apontando para o fato de que a hidrologia histórica pode não ser suficiente para a avaliação de projetos hidroelétricos a ser implementados. Com o foco em países na África e no Leste Europeu, WITTINGTON e GRUNDY (1996 e 1998), por exemplo, extrapolaram as variações na precipitação projetada por GCMs em larga escala para identificar áreas onde o aproveitamento de recursos hídricos para geração de energia elétrica pode ser impactada por MCG.

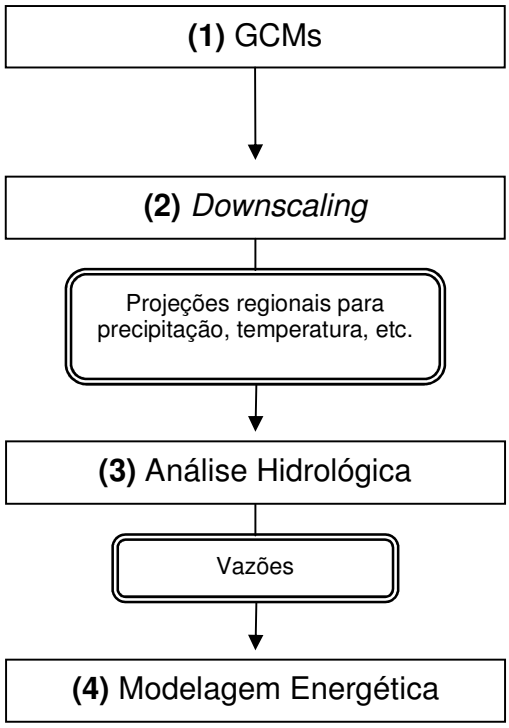


Figura 1- Abordagem comumente usada em estudos de impactos sobre sistemas hidroelétricos

Em um estudo metodológico conduzido por MUÑOZ e SAILOR (1998), foi apresentada uma abordagem econométrica para avaliar os impactos de variabilidade e mudanças climáticas sobre geração hidroelétrica, com estudo de caso para três bacias no norte da Califórnia, Estados Unidos. Essa metodologia tenta incorporar em uma única regressão em séries temporais a relação entre variáveis climáticas e vazão e a relação entre vazão e produção de energia. Os resultados do estudo de caso variam de acordo com os diversos cenários hipotéticos utilizados.

LEHNER *et al*. (2005) avaliaram os impactos das MCG sobre o potencial de geração hidroelétrico europeu, por país, com base nos resultados dos GCMs HadCM3 e ECHAM4/OPYC3. Foram investigados o potencial bruto – definido como o total de energia que poderia ser aproveitado caso fosse possível capturar toda a energia contida na vazão natural desde a altitude mais elevada até o nível do mar, sem perdas – e o potencial desenvolvido – a capacidade anual média de geração hidroelétrica, por país. O potencial bruto pode ser calculado diretamente a partir de dados de disponibilidade de água e elevação. Ele é uma medida teórica indicativa de tendências para a produção de energia hidroelétrica sob MCG que não permite tirar conclusões fortes a respeito dos impactos de MCG. Por exemplo, um decréscimo no potencial bruto em uma área onde não há viabilidade técnica, econômica ou ambiental para o aproveitamento hidroelétrico não significa uma perda na quantidade de energia que poderia ser gerada no futuro. Nesse sentido o potencial desenvolvido representa uma medida mais confiável do potencial impacto das MCG sobre sistemas hidroelétricos. Porém, o cálculo do potencial desenvolvido requer informações técnicas a respeito dos aproveitamentos hidroelétricos que os autores não obtiveram. Além do mais, ele não incorpora o possível impacto sobre aproveitamentos futuros[26]. Os resultados encontrados por LEHNER *et al*. (2005) indicam que alterações severas no regime de vazões levariam a tendências diferentes no potencial hidroelétrico de diferentes países ao longo do território europeu.

HAMLET *et al*. (2009) avaliaram as variações potenciais anuais e sazonais na geração hidroelétrica no sistema instalado no Rio Columbia, no noroeste dos Estados Unidos. Para tal, os autores utilizaram um modelo hidrológico que alimentou um modelo de simulação do sistema hidroelétrico, considerando usos múltiplos para os reservatórios, como geração elétrica em 20 usinas, controle de cheias, irrigação e níveis mínimos de vazão. Segundo os resultados do estudo, a geração elétrica anual diminuiria. Foram encontrados, também, efeitos sazonais, como aumento de geração no inverno e diminuição no verão, devido a alterações no regime de precipitação e derretimento de neve.

[26] O impacto sobre aproveitamentos futuros pode ser incorporado na análise desde que haja estimativas confiáveis para os parâmetros técnicos das usinas e o comportamento da vazão natural afluente aos reservatórios projetados.

Para o Brasil, LUCENA *et al*. (2009b) simularam séries de vazão natural afluente a 148 reservatórios de usinas hidroelétricas do SIN utilizando um arcabouço estatístico de séries temporais. Embora alguns estudos tenham investigado sistemas com diversas usinas interligadas, nenhum abordou um sistema tão grande e complexo quanto o brasileiro. Com base nas séries simuladas, um modelo de simulação da operação (SUISHI-O, desenvolvido pelo CEPEL) foi utilizado para quantificar as variações em energia firme e média[27]. Os resultados desse estudo apontam para fortes impactos negativos regionais, especialmente nas regiões norte e nordeste do país, embora, para o sistema agregado, os impactos simulados não tenham sido muito relevantes.

Alguns estudos sobre os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica vão além do que mostra a *Figura 1*. Investimentos em geração hidroelétrica podem se deparar com incertezas climáticas que, por sua vez, podem afetar a rentabilidade de projetos hidroelétricos. Por exemplo, na África, onde o potencial hidroelétrico é pouco explorado, HARRISON e WHITTINGTON (2002) simularam a viabilidade técnica e financeira de um empreendimento hidroelétrico no Rio Zambezi para três cenários climáticos baseados nas projeções de dois GCMs (HadCM2 e ECHAM4). Os resultados desse estudo indicam que reduções significativas nas vazões do Rio Zambezi afetariam a produção de eletricidade (uma queda na geração média mensal entre 6 e 21%) e, portanto, a viabilidade financeira do empreendimento.

Usando um modelo de autoregressão vetorial (VAR), IIMI (2007) projetou séries hidrológicas futuras e os respectivos impactos sobre projetos hidroelétricos na Índia, Sri Lanka e Vietnam. Seus resultados apontam que, embora a quantidade de energia gerada possa ser afetada, a viabilidade dos projetos investigados não se altera muito.

A análise de impactos sobre sistemas hidroelétricos pode, também, servir a análises dos efeitos de MCG sobre a receita de usinas em ambientes de mercado competitivos. Por exemplo, VICUÑA *et al*. (2005) usaram simulações hidrológicas baseadas em dois GCMs (GFDL e PCM) para alimentar um modelo de programação linear que otimiza a receita a partir da venda de eletricidade de um sistema hidroelétrico de altitude elevada com onze reservatórios e 688MW de capacidade instalada. Os

[27] Para maiores informações sobre o modelo SUISHI-O, assim como para o conceito de energia firme e média, vide Seção III.2.

resultados encontrados pelos autores indicam que o derretimento precoce do estoque de neve, além da maior proporção de precipitação caindo na forma de chuva (e não neve), causaria um descasamento entre a geração hidroelétrica (antecipada para o fim do inverno e primavera) e a estação de maior demanda (verão), quando os preços da energia são mais altos. Isso afetaria a operação e rentabilidade das usinas hidroelétricas investigadas

A relativamente escassa quantidade de estudos com foco em hidroeletricidade aponta para a necessidade de desenvolvimento do arcabouço metodológico, principalmente no estágio (4) de modelagem energética (*Figura 1*). Diferentes abordagens metodológicas foram utilizadas nos estudos a respeito dos impactos das MCG sobre hidroeletricidade, pois as características de sistemas hidroelétricos têm forte influência na definição da metodologia usada tanto na modelagem hidrológica quanto energética (estágios 3 e 4, conforme colocado na *Figura 1*). Sistemas hidroelétricos podem diferir em termos de tamanho, número e tipos de usinas, extensão geográfica, interconexões hidráulicas (usinas em cascata) e energéticas (transmissão), participação da hidroeletricidade na geração total, etc.

Como foi apresentado na Seção II.1.3.1, os impactos hidrológicos de MCG foram bastante estudados na literatura científica, tendo sido realizados diversos estudos regionais, assim como estudos em escala global. Diferentes metodologias desenvolvidas nesses estudos podem ser aplicadas a estudos sobre impactos sobre geração hidroelétrica. A magnitude e dispersão geográfica do sistema hidroelétrico investigado, em última instância, têm papel fundamental na escolha da abordagem para a modelagem hidrológica. Modelos hidrológicos físicos são intensivos em dados – já que são baseados em medições ao invés de parâmetros estimados/calibrados – podendo ser aplicados a poucos empreendimentos hidroelétricos de pequeno porte em áreas de captação pouco extensas. Na medida em que se investigam sistemas cada vez maiores, em bacias hidrográficas de maior porte e/ou em diferentes bacias, a aplicação de modelos hidrológicos físicos torna-se mais complicada. Nesse caso, modelos conceituais, MHM ou modelos estatísticos podem ser aplicados. Cabe ressaltar que, diferentemente dos estudos de impactos hidrológicos, onde os diferentes componentes do ciclo hidrológico são o objeto de estudo final, estudos de impactos sobre sistemas hidroelétricos têm o foco em energia. Portanto, o estágio (3) de

modelagem hidrológica não é um fim, mas sim um caminho que deve atender aos requerimentos da modelagem energética no estágio seguinte (4). Sendo assim, um bom ajuste do modelo e a produção de resultados que possam ser aplicados à modelagem energética é mais importante que descrever de forma detalhada os impactos sobre o ciclo hidrológico local[28]. Em ultima instância, o próprio modelo energético, suas características e seus requerimentos de dados são fatores cruciais na escolha do modelo hidrológico.

A complexidade da simulação hidroelétrica pode variar desde a modelagem de uma única usina até um sistema complexo de usinas hidráulica e/ou energeticamente interconectadas. Sem considerar, por hora, as características das usinas propriamente ditas, basicamente dois fatores podem influenciar a complexidade de um sistema hidroelétrico. O primeiro é se o sistema hidroelétrico é complementar a ou complementado por outras fontes de geração de eletricidade. Essa distinção, por sua vez, vai determinar o tipo de resultado deve-se buscar a partir da modelagem energética. Em sistemas onde a participação da hidroeletricidade é pequena e essa tem o papel de complementar outras fontes, a confiabilidade do atendimento à demanda de energia não depende em grande medida do cenário hidrológico. Assim, a variação na quantidade de energia média produzida por ano ou mês pelo sistema hidroelétrico é uma medida suficiente dos possíveis impactos das MCG, como é o caso do estudo de VICUÑA *et al*. (2005) e HAMLET *et al*. (2009). Por outro lado, em um sistema onde a hidroeletricidade é majoritariamente predominante, sendo complementada por outras fontes, a variação na quantidade média de energia gerada não é uma medida suficientemente boa para avaliar os impactos das MCG. Em sistemas como esse, a confiabilidade do suprimento de energia elétrica depende fundamentalmente no cenário hidrológico e, portanto, a avaliação de impactos climáticos deve usar medidas mais conservadoras, como energia firme[29]. Esse é o caso, por exemplo, de LUCENA *et al*. (2009b).

[28] Modelos estatísticos, por exemplo, são criticados por serem "caixas pretas" (ARNELL, 1992), ou seja, por não ter parâmetros baseados em relações físicas. Entretanto, a simplicidade e facilidade de aplicação de tais modelos fazem deles opções metodológicas interessantes, supondo que o modelo esteja bem ajustado.
[29] Energia firme pode ser definida, para um sistema hidroelétrico, como a maior quantidade de energia que se pode obter considerando o pior cenário hidrológico, geralmente baseado na experiência histórica. Ela pode ser definida, alternativamente, como a maior quantidade de energia produzida no pior período crítico que, por sua vez, consiste naquele período em que a capacidade de armazenamento do sistema vai do máximo ao mínimo, sem que haja re-enchimentos intermediários (CEPEL, 2007). Em outras palavras, é o período em que a energia acumulada nos reservatórios se depleciona sem que haja reposição completa.

A confiabilidade do sistema pode também ser medida pelo conceito probabilístico de energia assegurada. Enquanto a energia firme indica a quantidade máxima de energia que o sistema pode ofertar a qualquer momento, ou seja, considerando o pior cenário hidrológico, a energia assegurada indica a maior quantidade que o sistema pode ofertar em uma determinada porcentagem (por exemplo, 95%) de um período de tempo (KELMAN, 1987). Para se obter a energia assegurada, entretanto, é necessário realizar um conjunto de simulações futuras da operação (ARAÚJO, 2009), através das quais se pode obter uma distribuição de probabilidade que permite o cálculo de um determinado percentil de vazões extremas. Portanto, a aplicação desse conceito à análise de impactos de MCG apresenta uma série de desafios metodológicos relacionados ao *downscaling* dos resultados de GCMs, à análise hidrológica e à análise energética.

O segundo fator que pode influenciar a complexidade de um sistema hidroelétrico é sua dispersão geográfica e seu nível de integração. A integração pode ser tanto em termos de conexões hidráulicas – como mais de uma usina ao longo de um mesmo rio ou seus afluentes – ou energéticas – através da transmissão de eletricidade. A operação de sistemas em cascata deve maximizar a quantidade de energia produzida não apenas em uma usina isolada, mas sim ao longo de todo o fluxo de vazão. Portanto, modelos energéticos devem levar isso em consideração. Em sistemas que cobrem uma vasta extensão territorial, em diferentes bacias hidrográficas, a integração através de transmissão elétrica pode ajudar a otimizar a operação em cenários de variações climáticas – eventuais ou sazonais – regionalmente distintas. Em tais sistemas, da mesma forma em que usinas em um mesmo rio não podem ser otimizadas individualmente, a modelagem da operação deve considerar a disponibilidade hídrica em diferentes bacias.

Os fatores colocados acima influenciam, por conseguinte, a racionalidade da operação do sistema hidroelétrico, assim como o arcabouço institucional/legal que rege a operação. Em sistemas hidroelétricos pequenos e complementares, a racionalidade individual da usina pode ser mais plausível, assim como ambientes de mercado mais livres. Em sistemas grandes e complexos, a lógica de uma operação centralizada faz mais sentido para que se possa otimizar a eficiência do sistema como um todo. Essa

racionalidade da operação deve, também, estar presente na modelagem energética dos possíveis impactos das MCG. Dois exemplos de racionalidades de operação contrastantes são os estudos de VICUÑA *et al*. (2005) e LUCENA *et al*. (2009b). Contudo, se o arcabouço institucional não está adequado ao sistema hidroelétrico em evidência, surge a questão de se a modelagem deve se basear na racionalidade energética – assumindo-se que, no longo prazo, essa lógica prevalecerá sobre a instituição vigente – ou na estrutura institucional dentro da qual o sistema hidroelétrico se insere.

As características das usinas são, também, importantes de serem levadas em conta na modelagem energética. Usinas hidroelétricas a fio d'água são mais sujeitas a variações no regime de vazão, oferecendo pouca flexibilidade operacional. A capacidade de armazenar água em reservatórios permite não somente regularizar a geração elétrica, mas também acumular energia e compensar por variações sazonais ou até mesmo anuais (dependendo da capacidade de armazenamento). Um dos possíveis impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica advém de alterações na variabilidade do fluxo de vazões ou mudanças no regime de sazonalidade. Portanto, a vulnerabilidade de uma usina ou sistema hidroelétrico depende em grande medida da capacidade de armazenamento de água nos reservatórios das usinas. Por exemplo, VICUÑA *et al*. (2005) fizeram uma análise de sensibilidade para a capacidade de armazenamento de água nos reservatórios das usinas estudas e descobriram que os impactos de MCG sobre geração elétrica diminuíam conforme aumentam os reservatórios. LUCENA *et al*. (2009b) encontraram evidências de que os impactos sobre geração elétrica não são proporcionais aos impactos sobre vazão em função da enorme capacidade de armazenar água nos reservatórios das usinas brasileiras.

Reservatórios, no entanto, podem servir a outros usos que podem afetar a geração de eletricidade. Entre outros usos para reservatórios estão: controle de cheias, outros usos para a água – como consumo humano e animal, irrigação, etc. –, lazer, entre outros. A inclusão dessas variáveis na modelagem pode aumentar a complexidade do modelo. As MCG podem, inclusive, afetar outros usos para a água, como irrigação, o que adiciona ainda mais um impacto indireto sobre a geração de eletricidade. Não obstante, essa análise pode ser incorporada no modelo energético, como foi feito por HAMLET *et al*. (2009).

Diferentes metodologias permitem incluir ou não as considerações levantadas acima. Três tipos de modelos foram utilizados nos estudos de impactos climáticos sobre sistemas hidroelétricos: modelos de simulação, modelos de otimização e modelos econométricos. Modelos simulação simulam o comportamento dos produtores de energia aplicando alguma regra de operação. Por exemplo, HARRISON e WHITTINGTON (2002) usaram um modelo de simulação da operação do reservatório de um único projeto hidroelétrico que considera vertimentos não turbináveis[30] e evaporação do reservatório para projetar a geração elétrica mensal. O modelo utilizado por HAMLET *et al*. (2009) simula a operação de um sistema de usinas considerando diferentes usos para os reservatórios. Por fim, o modelo SUISHI-O, utilizado por LUCENA *et al*. (2009b), simula a operação de usinas individuais considerando a operação sincronizada de todo o sistema hidroelétrico brasileiro.

Em modelos de otimização, a operação de um sistema hidroelétrico é baseada na maximização/minimização de uma função objetivo, sujeito a restrições operacionais. A função objetivo pode consistir na maximização de receita da venda de energia elétrica, baseado em cenários de preços, como é o caso do estudo de VICUÑA *et al*. (2005). Esse tipo de função objetivo é mais apropriado para mercados de energia competitivos, em que a operação do sistema hidroelétrico não é centralizada. Em sistemas hidrotérmicos, como o brasileiro, uma possível função objetivo é minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo do período de planejamento, composto por custos de combustível das térmicas, custos de importação de energia e o custo de um eventual não atendimento da demanda (COSTA, 2007; ARAÚJO, 2009)[31]. Porém, como cenários de MCG são de longo prazo, incertezas a respeito de preços e custos podem somar-se àquelas inerentes a estudos de impactos.

Modelos econométricos fazem uso das relações empíricas históricas entre vazão e geração e energia elétrica para projetar os efeitos de variações no regime de

[30] Vertimentos não turbináveis correspondem a vertimentos advindos do reservatório que não passam pelas turbinas. É o caso de quando há excesso de água no reservatório ou vertimentos feitos para manter um certo nível de vazão a jusante conforme definido legalmente.

[31] SCHAEFFER *et al*. (2008) tentaram adaptar tal modelagem para o sistema hidrotérmico brasileiro, feita pelo modelo de programação dinâmica dual estocástica NEWAVE, para a avaliação de impactos de MCG. Contudo, a natureza estocástica do modelo não permitiu a utilização de séries sintéticas como entrada para o modelo, embora avanços no sentido de compatibilizar essa abordagem com a avaliação de impactos de MCG sejam possíveis no futuro.

vazões sobre a produção de energia. Esse método, embora severamente limitado por não incluir considerações a respeito dos fatores que influenciam a produção de energia hidroelétrica, mencionados anteriormente, pode ser aplicado a despeito da disponibilidade de dados técnicos a respeito do sistema e das usinas. Outra limitação desse método é que ele se limita ao cálculo de impactos sobre a energia média gerada, não podendo ser aplicado ao cálculo de energia firme. Exemplos de estudos que utilizaram tal abordagem para avaliar impactos de MCG são IIMI (2007) e MUÑOZ e SAILOR (1998).

Outras abordagens também podem ser realizadas com o intuito de avaliar efeitos sobre grandes regiões para as quais se tem poucas informações disponíveis. Nas projeções do potencial hidroelétrico bruto (teórico), por exemplo, LEHNER *et al*. (2005) simplesmente aplicaram relações físicas aos dados de massa da vazão e altitude[32]. Para simular os impactos sobre o potencial desenvolvido, os autores tiveram que fazer simplificações por falta de informações específicas para todo o continente Europeu: (i) a geração é proporcional à capacidade instalada na mesma medida em todas as usinas, o que implica em valores únicos para eficiência a fator de capacidade[33]. (ii) O efeito de variações de vazão afeta a energia produzida diretamente na mesma proporção, o que exclui o papel do gerenciamento de reservatórios. Embora a abordagem metodológica desse estudo não permitir avaliar aspectos particulares dos sistemas hidroelétricos analisados, é uma boa estimativa para impactos gerais sobre o potencial hidroelétrico europeu.

Por fim, é importante ressaltar, novamente, que a complexidade do sistema hidroelétrico definirá a abordagem a ser utilizada na avaliação de impactos de MCG. Em casos de sistemas extremamente complexos, como o brasileiro, um único modelo pode não ser suficiente para descrever a operação hidroelétrica. O planejamento da operação do sistema hidrotérmico brasileiro, por exemplo, é feito com base em uma tríade de modelos que abordam a questão com diferentes graus de detalhe e horizontes de planejamento distintos (PEREIRA e PINTO, 1984 apud COSTA, 2007). Embora os impactos de MCG sejam avaliados, em princípio, no horizonte de longo prazo, deve-se

[32] Potencial Bruto = massa da vazão * aceleração da gravidade * altura.
[33] Fator de capacidade é definido como a razão entre o que uma usina (ou sistema) gera de energia e o que ela geraria caso trabalhasse na potência máxima o tempo todo.

considerar a possibilidade de desenvolvimento de metodologias que aborda a questão por diferentes perspectivas.

II.2 – Adaptação a Impactos sobre o Setor Energético

As MCG incorrem em custos (ou benefícios) que são difíceis de se medir/quantificar. Esses custos incluem não somente o dano direto causado pelos impactos das MCG, mas também custos de adaptação às novas condições climáticas. Em outras palavras, os custos dos esforços para se atenuar ou evitar os impactos das MCG (KUNDZEWICZ *et al*., 2007). A identificação das vulnerabilidades do setor energético às MCG é essencial para a formulação de políticas de adaptação, ao mesmo tempo em que a preocupação com os impactos de MCG pode afetar a percepção e avaliação das alternativas tecnológicas e a formulação de políticas energéticas em um país (WILBANKS *et al*., 2007).

No contexto das MCG, adaptação pode ser descrita como função de diversos fatores, como recursos econômicos e naturais, acesso a tecnologia e informação, infra-estrutura e instituições (SMIT *et al*., 2001). Medidas de adaptação, entretanto, raramente são tomadas somente em resposta às MCG, sendo comumente parte de iniciativas mais amplas (ADGER *et al*., 2007). O desenvolvimento econômico, por si próprio, é uma forma de se reduzir a vulnerabilidade às MCG e poderia, portanto, ser considerado como adaptação. A relação entre desenvolvimento econômico e adaptação é, então, bastante estreita, na medida em que existem diversas ações de "não arrependimento[34]" (CALLAWAY, 2004). Da mesma forma, existem muitas similaridades entre as medidas que governos, firmas e indivíduos tomam para se proteger da variabilidade climática natural e aquelas tomadas para se adaptar à variabilidade gerada pelas MCG (IBID). Segundo CALLAWAY (2004) as principais distinções entre esse dois tipos de medidas são:

[34] Traduzido do inglês *no-regret actions*, referindo-se a medidas que são tomadas por outros motivos, mas que, paralelamente, atenuam efeitos adversos de MCG (CALLAWAY, 2004).

- A variabilidade climática é, por definição, um processo estacionário, enquanto a MCG é não-estacionário. Isso faz da última mais difícil de detectar e caracterizar.
- O planejamento para as MCG precisa introduzir explicitamente a variabilidade climática na forma de "climas alternativos", ao passo que o planejamento para a variabilidade climática envolve apenas o clima atual.
- Os planejadores consideram os registros históricos de processos geofísicos mais confiáveis do que os resultados de modelos climáticos para auxiliar na tomada de decisão, especialmente na escala temporal/espacial que lhes interessa.

Portanto, pode ser difícil distinguir entre medidas de adaptação e medidas que são tomadas independentemente das MCG. Isso é especialmente relevante para o estudo de adaptação no sistema energético, uma vez que, especialmente no caso de fontes renováveis como a hidroeletricidade, se lida constantemente com incertezas climáticas e onde decisões acerca de investimentos e operação envolvem a tomada de decisão sob risco climático (vide Seção IV.2).

Ao mesmo tempo, isso implica em que diversas políticas de adaptação possam ser implementadas a custo baixo, já que a adaptação possui sinergias com outras políticas em diferentes áreas. No contexto das MCG, são interessantes medidas que possuem sinergias entre adaptação e mitigação. Essas políticas são interessantes já que os custos de mitigação devem ser arcados globalmente, enquanto os custos de adaptação são locais. Portanto alcançar ambos objetivos pode aumentar a relação custo-benefício de medidas e fazê-las mais atrativas ao financiamento (KLEIN *et al.*, 2007).

Ainda que medidas de adaptação possam ser autônomas, a adoção de medidas que são diretamente voltadas para adaptação às MCG – como diques contra aumento no nível do mar, reforço de estruturas contra tempestades e furacões, investir em capacidade de geração elétrica complementar, etc. – em geral implica em projetar impactos e comparar os custos destes com os custos de eventuais medidas de adaptação. Porém, estimativas abrangentes dos custos e benefícios da adaptação são, até o momento, escassas e a literatura a esse respeito ainda é bastante limitada e

fragmentada em termos setoriais e regionais (ADGER *et al*., 2007). Não obstante, existem alguns estudos a respeito dos custos e benefícios da adaptação, focando, principalmente, em aumento do nível do mar (e.g., FANKHAUSER, 1995; YOHE e SCHLESINGER, 1998; NICHOLLS e TOL, 2006) e agricultura (e.g., ROSENZWEIG e PARRY, 1994; ADAMS *et al*., 2003; REILLY *et al*., 2003).

Poucos estudos de adaptação focam no setor energético. ADGER *et al*. (2007) menciona alguns trabalhos de efeitos de MCG sobre demanda por energia como estudos de adaptação. De fato, sob o prisma de medidas para se lidar com condições climática mais quentes/frias, o maior uso de condicionamento/calefação pode ser visto como adaptação pelo lado da demanda às alterações do clima. Ao mesmo tempo, no que tange o setor energético, isso pode ser visto como um impacto, na medida em que implica em uma maior pressão sobre o sistema de oferta de energia. Assim, esta tese optou por reportar esse tipo de estudo na Seção II.1.1, de impactos, e não como estudos de adaptação.

Na verdade, grande parte das sugestões de adaptação para o setor energético vem como apêndices a estudos que focam nos impactos das MCG sobre o setor, como os mencionados ao longo da Seção II.1. Por exemplo, SCOTT e HUANG (2007) apresentam uma discussão qualitativa sobre aumento na eficiência energética como política de adaptação para o aumento no consumo de energia devido às MCG. Em uma discussão sobre adaptação a eventos extremos, como tempestades e furacões, BULL *et al*. (2007) argumentam que, muitas vezes, o alto custo de políticas de adaptação (e.g. relocalização, reforços de estruturas, diques, etc.) faz com que empresas prefiram arcar com os eventuais riscos. SCHAEFFER *et al*. (2008) fazem uma listagem de possíveis políticas de adaptação para impactos projetados para o setor energético no Brasil, que inclui uma maior eficiência no uso final de energia e aumento de geração para compensar as perdas decorrentes das MCG. Em uma análise qualitativa dos possíveis impactos e medidas de adaptação às MGC para a infraestrutura energética do estado americano da Califórnia, PEREZ (2009) discute medidas de adaptação que podem ser tomadas independentemente da ocorrência de impactos, como padrões de eficiência energética, melhor localização para nova infraestrutura energética e planejamento e gerenciamento energético.

Além de escassa, a literatura sobre medidas de adaptação para o setor energético se restringe a discussões praticamente qualitativas, faltando uma abordagem mais sistemática e carecendo de um desenvolvimento de metodologias para análise de opções de adaptação. As formas com que a literatura sobre impactos das MCG, em geral, aborda a questão da adaptação podem ser categorizadas em quatro grupos (TOL *et al*., 1998): a não adaptação, a adaptação arbitrária, a adaptação observada e a adaptação modelada.

O primeiro caso compreende estudos que focam nos impactos somente, não levantando quaisquer considerações a respeito de políticas de adaptação. Na adaptação arbitrária propõe-se algum nível ou conjunto de políticas arbitrárias de adaptação. A adaptação observada faz uso de analogias espaciais ou temporais para se examinar como sociedades se adaptaram a variações nas condições climáticas no passado ou presente. Finalmente, a adaptação modelada usa modelos econômicos para prever o comportamento humano frente aos impactos das MCG.

Segundo a categorização de TOL *et al*. (1998), portanto, a adaptação nos estudos que abordam do setor de energia em seus diversos segmentos geralmente é tratada da primeira ou segunda forma; ou seja, como não adaptação, ou como adaptação arbitrária. A modelagem das alternativas de adaptação, seus custos e benefícios é pouco utilizada na literatura de adaptação, o que a constitui como uma boa área para desenvolvimento de estudos. A modelagem de alternativas de adaptação por modelos econômicos, entretanto, está sujeita às limitações desse tipo de abordagem. Tais modelos assumem que as ações são guiadas pela racionalidade econômica da maximização de bem estar sob a ótica do mercado. Esse tipo de análise pode ser interpretado de duas maneiras (TOL *et al*., 1998): de forma positiva, onde o modelo descreve o que os tomadores de decisão fazem; de maneira normativa, direcionando a maneira com que os tomadores de decisão devem agir. No primeiro caso, o modelo deve ser capaz de representar de forma fiel as circunstâncias do setor que ele visa explicar, considerando, inclusive, distorções de mercado. Diante da dificuldade em se fazer isso, o uso normativo desse tipo de modelagem se faz mais pertinente, apontando direções e tendências que são ofuscadas por falhas de mercado ou de governo. Independentemente de seu uso, entretanto, essa forma de abordagem deve ser

reforçada por análises qualitativas mais amplas, onde o papel do analista é fundamental.

Capítulo III – Proposta Metodológica para Avaliação de Impactos e Opções de Adaptação para o Setor Hidroelétrico

Esse Capítulo apresenta propostas metodológicas para estudos de impactos esperados das MCG sobre hidroeletricidade para o Brasil. A metodologia aqui proposta parte dos resultados do *downscaling* das projeções climáticas, passando por modelos para quantificar o impacto sobre geração hidroelétrica (modelos hidrológicos e energéticos), até as alternativas de adaptação de menor custo e seus efeitos indiretos sobre os demais setores energéticos (*Figura 2*). É importante ressaltar que a cada estágio da metodologia apresentada aqui e ilustrada pela *Figura 2* acrescenta-se incertezas à modelagem, gerando uma cadeia de incertezas cumulativas. Em cada estágio, também, acrescentam-se novos parâmetros de cada estágio da modelagem. Propõe-se, inicialmente, mantê-los constantes ao longo da análise para que se possa fazer uma avaliação estática (ou *ceteris paribus*), onde os únicos fatores variantes são as condições climáticas.

Na seção seguinte, duas abordagens hidrológicas para cálculo de impactos sobre vazões são apresentadas: uma estatística e outra conceitual. Na Seção III.2 o modelo de simulação do sistema de geração hidroelétrico proposto para o cálculo dos impactos energéticos é apresentado, assim como uma ponderação sobre o uso de outros modelos utilizados no planejamento da operação do SIN. Finalmente, a Seção III.3 apresenta a metodologia integrada MAED-MESSAGE, proposta para o cálculo de opções de adaptação de mínimo custo para o setor energético.

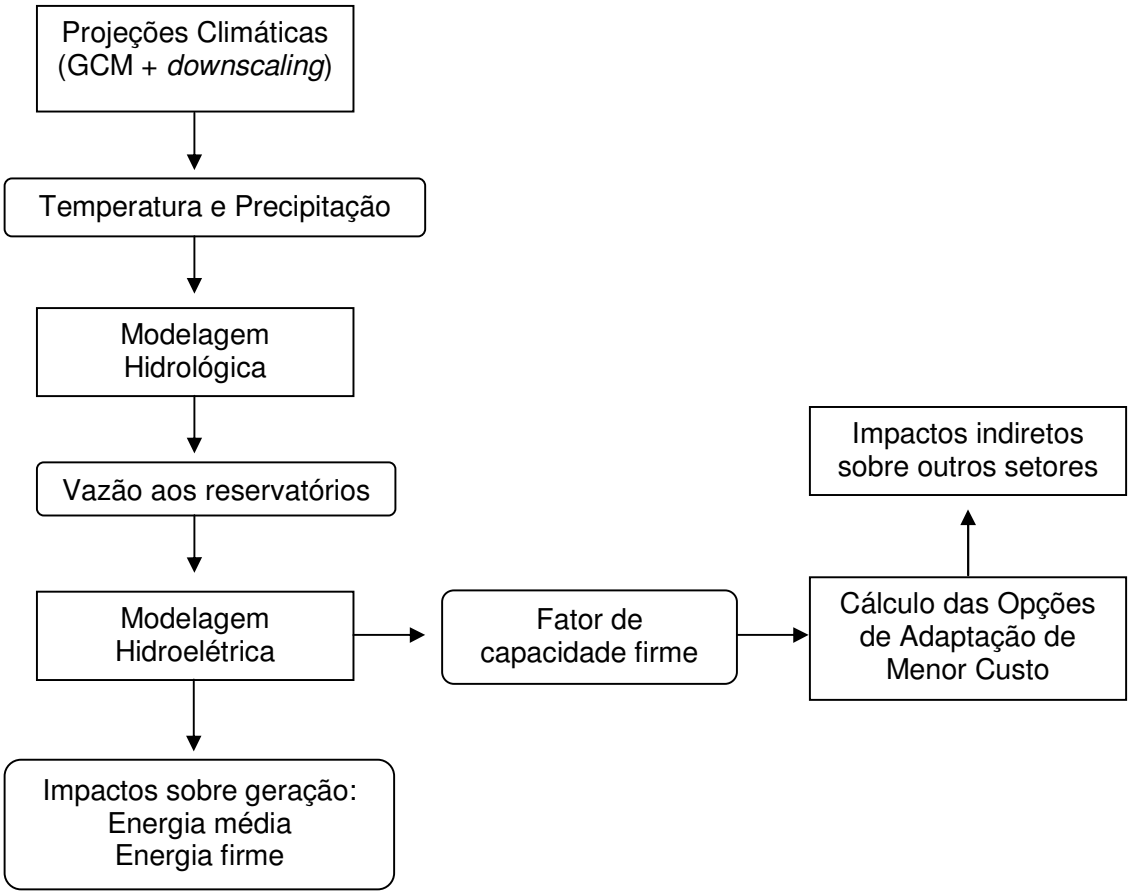


Figura 2- Esquema metodológico proposto para análise de impacto sobre geração hidroelétrica e alternativas de adaptação

III.1 – Metodologia Chuva-vazão

Conforme foi discutido na Seção II.1.3.1, a abordagem utilizada para a avaliação dos impactos hidrológicos pode variar de acordo com a escala e o escopo da análise proposta. O tamanho e número de bacias investigadas, além da disponibilidade de dados para medidas dos parâmetros (modelos físicos) ou sua calibragem/estimação (modelos conceituais/estatísticos), influenciam em grande parte a escolha da ferramenta hidrológica a ser utilizada. O objeto final de estudo e o nível de detalhamento dos resultados – seja a compreensão dos diversos processos dentro do ciclo hidrológico local ou apenas projeções de um aspecto específico desse para uso em outra modelagem – também tem influência na escolha de abordagem.

As propostas metodológicas apresentadas nesta seção visam adequar-se a diversas bacias hidrográficas brasileiras com objetivo de gerar séries de vazão natural afluente aos reservatórios das usinas hidroelétricas existentes e projetadas[35] no SIN. O sistema hidroelétrico brasileiro[36] se estende por dez bacias hidrográficas de grande porte, totalizando uma área de 8 milhões de km^2 somente em território nacional (ANA, 2007). O fluxo de vazão em algumas usinas é muito alto, chegando a ultrapassar 10.000 m^3/s, em média (por exemplo, em Itaipu, a maior usina do sistema – ONS, 2008). Embora as bacias não sejam conectadas hidraulicamente, elas são conectadas energeticamente através da transmissão de eletricidade entre subsistemas. A análise energética, portanto, baseia-se na operação integrada do sistema e a modelagem chuva-vazão deve, então, compreender todas as bacias produtoras de energia hidroelétrica. Ademais, devido à complementaridade sazonal entre algumas bacias, é necessário que a análise seja temporalmente desagregada por mês.

A grande escala geográfica e a ausência de medições inviabilizam a utilização de modelos hidrológicos físicos para o estudo do sistema hidroelétrico brasileiro. Ademais, a modelagem hidrológica é intensiva em dados meteorológicos que não são amplamente disponíveis para o Brasil. A base de dados de vazão natural afluente aos reservatórios das usinas hidroelétricas é bastante abrangente, (ONS, 2008). Entretanto, a base de dados de precipitação e temperatura é bastante limitada, especialmente na

[35] Segundo o Plano Decenal de Expansão (EPE, 2007b).
[36] Para uma descrição mais aprofundada do sistema hidroelétrico brasileiro, vide Seção IV.2.

região norte do país, onde a maior parte do potencial hidroelétrico remanescente está concentrada[37]. Embora a base de dados de vazão compreenda todas as usinas em operação e previstas (EPE, 2007b) em uma série mensal contínua de 1931 a 2005, a base de dados de chuva disponibilizada pela Agência Nacional de Águas (ANA, 2009) não é tão vasta. Em primeiro lugar, o número de postos pluviométricos está muito aquém do necessário para se ter uma medida boa e dispersa da pluviosidade nas regiões produtoras de hidroeletricidade. Em segundo lugar, os valores coletados pelos poucos postos existentes contêm, muitas vezes, séries curtas e descontínuas além de, na maior parte das vezes, essas séries não estarem compreendidas no mesmo horizonte temporal. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) detém uma base de dados de precipitação, porém ela se limita às bacias atualmente mais relevantes em termos de geração hidroelétrica (sub-bacias da Bacia do Rio Paraná)[38], excluindo bacias que deverão se tornar importantes em termos de geração hidroelétrica no futuro, segundo o mais recente plano de expansão oficial (EPE, 2007b). Dados de temperatura são disponíveis através do *Climate Research Unit* (NEW *et al*., 1999), porém esses dados resultam da interpolação de observações de estações climáticas. Consequentemente, há muita incerteza a respeito de dados para algumas regiões do país onde o número de estações climáticas é pequeno. Além do mais, a disponibilidade temporal dos dados não é boa, sendo composta apenas de médias climatológicas (valores médios para longos períodos).

A modelagem hidrológica das diversas bacias hidrográficas brasileiras deve atender às demandas da modelagem energética (apresentada na seção seguinte), além de contornar a limitação imposta pala escassez de dados. Enquanto tem-se, por um lado, uma vasta base de dados de vazão, existe pouca informação sobre precipitação e características físicas das bacias. Ao mesmo tempo, a modelagem deve produzir resultados desagregados em uma resolução temporal mensal para 195 aproveitamentos hidroelétricos em 10 bacias hidrográficas de grande porte hidraulicamente desconectadas. Serão apresentadas nesta seção duas abordagens para analisar os impactos das MCG sobre a vazão natural afluente aos reservatórios das usinas hidroelétricas. A primeira consiste em uma abordagem empírica/estatística,

[37] Vide **Apêndice A**.
[38] A base de dados do ONS resulta de um esforço voltado à produção uma base de dados consistente de precipitação para o uso em previsões de vazão em modelos multivariados (ONS, 2007).

onde o uso de projeções baseadas em modelos autoregressivos[39] é combinada com coeficientes de sensibilidade hidrológica para projetar impactos de variações em variáveis climáticas. A segunda utiliza as equações conceituais de balanço hídrico para calcular os efeitos de variações climáticas sobre vazão.

Devido à abundância de séries de vazão e a relativa escassez de dados de chuva, a modelagem hidrológica do planejamento da operação do sistema hidroelétrico brasileiro é feita a partir de modelos autoregressivos (COSTA, 2007). A primeira proposta metodológica visa adaptar os modelos autoregressivos de forma a incorporar possíveis impactos advindos de alterações no regime de chuvas. Essa metodologia consiste em dois estágios onde, no primeiro, as séries temporais de vazão natural afluente a cada reservatório das usinas investigadas é projetada a partir de modelos sazonais autoregressivos de média móvel (SARMA)[40]. Em seguida, no segundo estágio, os impactos de alterações no regime de chuvas em função das MCG são incorporados.

Formalmente, no primeiro estágio assume-se que as séries temporais de vazão Q para a usina i no mês t seguem uma distribuição log-normal[41]. Assim, $l_{it} = \ln(Q_{it})$ segue uma distribuição normal $N(\mu_i, \sigma_i^2)$. Em seguida, fazendo $y_{it} = (l_{it} - \mu_i) / \sigma_i$, onde $y_{it} \sim N(0,1)$, é possível estimar um modelo sazonal autoregressivo de médias móveis (SARMA) que captura a estrutura por trás do processo estocástico y_{it} (BOX & JENKINS, 1976). Um modelo *SARMA (p,q)x(P,Q)* de doze períodos para y_{it} pode ser descrito como:

$$\Phi(B^{12}) \cdot \phi(B) \cdot y_{it} = \Theta(B^{12}) \cdot \theta(B) \cdot a_{it} \qquad \textbf{Eq. 1}$$

[39] Modelos autoregressivos consistem em modelos que projetam uma série temporal com base nos valores passados da mesma série.
[40] Outros tipos de modelos autoregressivos também podem ser usados, como, por exemplo, modelos periódicos autoregressivos – PAR(p).
[41] Séries de vazão mensais geralmente precisam de uma transformação logarítmica para que os resíduos dos modelos autoregressivos ajustados a elas sejam homocedásticos e normalmente distribuídos (HIPEL e McLEOD, 2005).

onde:

a_{it} é um ruído branco[42] no mês ***t*** para a usina ***i***;

$\Phi(B^{12}) = (1 - \Phi_1 B^{12} - \Phi_2 B^{2x12} - ... - \Phi_P B^{Px12})$;

$\phi(B) = (1 - \phi_1 B - \phi_2 B^2 - ... - \phi_p B^p)$;

$\Theta(B^{12}) = (1 - \Theta_1 B^{12} - \Theta_2 B^{2x12} - ... - \Theta_Q B^{Qx12})$;

$\theta(B) = (1 - \theta_1 B - \theta_2 B^2 - ... - \theta_q B^q)$;

B é o operador de defasagem tal que $B^k \cdot y_{it} = y_{it-k}$ e $B^k \cdot a_{it} = a_{it-k}$, onde ***k*** é constante.

Portanto, mantendo a média e variância histórica (μ_i, σ_i^2), as séries projetadas em um cenário de referência para vazão na usina ***i*** no período ***t+k*** são iguais a:

$$Q^R{}_{it+k} = \exp[(y_{it+k} \cdot \sigma_i) + \mu_i] \qquad \textbf{Eq. 2}$$

onde $y_{it+k} = E[y_{it+k} \mid Y_i]$, é o valor esperado condicional de y_{it+k} dado a série de vazão histórica observada Y_i, estimado pelo modelo SARMA (p,q)x(P,Q).

Uma premissa necessária a essa abordagem metodológica (assim como as demais, vide Seção II.1.3.1) é que a estrutura do processo estocástico[43] "vazão" não se altera como resultado das MCG. Assume-se, portanto, que as MCG alteram somente a média e variância desse processo. Desta forma, pode-se tanto projetar uma série de vazão de referência, utilizando a média e a variância histórica (**Eq. 2**), quanto séries baseadas em valores de média e variância alterados de forma a incorporar os efeitos das MCG. Por exemplo, considerando o regime de chuvas projetado para os cenários de MCG, novos valores para a média e variância podem ser usados para gerar novas séries de vazão segundo as equações abaixo:

[42] Ruído branco é definido como uma variável aleatória normalmente distribuída com média zero.
[43] Do processo físico "vazão", no caso de modelos físicos/conceituais.

$$Q_{it+k}^{MCG} = \exp[(y_{it+k} \cdot \sigma_{im}^{MCG}) + \mu_{im}^{MCG}] \quad \textbf{Eq. 3}$$

Onde $(\mu_{im}^{MCG}, \sigma_{im}^{MCG})$ indicam novos valores para média e desvio padrão projetados para a usina ***i*** no mês ***m*** com base nas alterações climáticas projetadas para um cenário de MCG.

Frente à escassez de dados de precipitação e temperatura, os efeitos das variações climáticas (chuva e temperatura) precisam ser agregados por bacia hidrográfica, conforme definido pelas Regiões Hidrográficas da Agência Nacional de Águas (ANA, 2007), sendo a Bacia do Paraná dividida em cinco sub-bacias[44]. Assim, para todas as usinas pertencentes a uma mesma bacia os impactos estimados são iguais, independentemente de sua posição dentro da bacia. O ganho de precisão de uma análise feita a partir das áreas de captação de cada usina, individualmente, seria pequeno em vista do fato de algumas usinas possuírem área de captação muito pequena e das projeções climáticas não serem tão precisas. Além disso, ao agregar-se por bacia, evita-se que possíveis *outliers* da projeção climática interfiram de forma significativa nos resultados de vazão. Finalmente, esse procedimento garante, também, que não há vazão incremental negativa, o que poderia gerar problemas computacionais em modelos de operação para sistemas hidroelétricos. Isso, frente ao grande esforço computacional necessário para a análise individual de 195 usinas (análise de 195 áreas de captação) corrobora com o nível de agregação utilizado.

A agregação por bacia se faz necessária, também, pela falta de uma base de dados histórica de chuva que abranja as áreas de captação da vazão afluente a todos os reservatórios dos aproveitamentos hidroelétricos. Isso faz com que seja necessário extrapolar os dados que são disponíveis para uma determinada bacia para todas as usinas pertencentes a essa bacia. Assim, a análise precisa ser feita para um número limitado de postos pluviométricos que têm que ser utilizados como representativos para todas as usinas em uma estimativa da relação entre chuva e vazão para cada bacia. A *Tabela 2* mostra as usinas para as quais há dados de postos pluviométricos o suficiente

[44] A Bacia do Paraná é especialmente relevante em termos de geração elétrica, correspondendo a cerca de 45% da capacidade instalada existente e projetada para o SIN (EPE, 2007b). A disponibilidade de dados permite uma análise mais completa dessa bacia.

para a estimação e que podem ser usadas como referência para a relação chuva vazão das bacias hidrográficas a que pertencem.

Ainda assim, é necessário contornar as descontinuidades e a ausência de interseção temporal entre as diferentes séries de chuva. Isso pode ser feito fazendo-se valores médios para cada mês do ano, e comparando com os respectivos valores de vazão. Sendo assim, a abordagem metodológica proposta tenta contornar a limitação relacionada à disponibilidade de dados de precipitação através do uso de médias mensais em uma análise de dados de painel para usinas de referência em cada bacia. Se por um lado a dimensão temporal se reduz para 12 observações (uma para cada mês), as descontinuidades e a falta de interseção temporal entre os dados, que restringiriam de forma significativa o número de observações (temporais), foram parcialmente compensadas pelo aumento da dimensão espacial, dado pelo número de postos. Esse procedimento, inclusive, tende a melhorar a correlação entre as séries de chuva e vazão ao nivelar os *outliers*, ou seja, eventos fora do padrão.

Tabela 2 – Usinas referência para cada bacia

BACIA	Usinas				
Rio Paraná	Ilha Solteira	Jupiá	Porto Primavera	Itaipú	
Grande	Marimbondo	Furnas	Igarapava	Caconde	
Paranaíba	Corumbá I	Corumbá IV	Itumbiara	São Simão	Emborcação
Paranapanema	Capivara	Chavantes	Rosana		
Tietê	Três Irmãos Ibitinga	Barra Bonita Bariri	Traição N. Avanhandava	E.de Souza Guarapiranga	Promissão
Paraguai	Itiquira	Manso	Ponte de Pedra	Jauru	
At. Sudeste	Aimorés	Paraibuna	Funil		
São Francisco	Três Marias	Queimado	Sobradinho	Itaparica	
Tocantins-Araguaia	Tucuruí	Cana Brava	Lajeado	Serra da Mesa	
Parnaíba	Boa Esperança				
At. Sul	Passo Real	Castro Alves	Salto Pilão		
Iguaçú	Salto Santiago	Foz do Areia	Fundão	Santa Clara	
Uruguai	Itá	Quebra-queixo		Passo Fundo	
At. Leste	P. do Cavalo	Itapebi			

Uma forma simplificada, porém eficaz, para se projetar os impactos de variações no regime de chuvas sobre a vazão de uma bacia é através de coeficientes de sensibilidade hidrológica (JONES *et al.*, 2006). O Coeficiente de sensibilidade hidrológica indica a variação na vazão como proporção da variação em variáveis climáticas, como precipitação. Nesse coeficiente estão implícitos aspectos do ciclo hidrológico, como evapotranspiração e percolação, embora não seja possível distingui-los. Essa limitação de modelos estatísticos pode ser relevante para uma análise hidrológica detalhada. Porém, para termos de projeção de impactos climáticos essa metodologia pode ser bastante útil, supondo-se que o modelo esteja bem ajustado, devido à sua simplicidade e vasta aplicabilidade. Essa abordagem pode ser utilizada para projetar os valores de $(\mu_{im}^{MCG}, \sigma_{im}^{MCG})$ necessários à proposta metodológica apresentada acima. O coeficiente de sensibilidade hidrológica com respeito a mudanças em precipitação para cada bacia ***j*** pode ser estimado utilizando análise de regressão com dados de painel, de acordo com a equação abaixo:

$$\ln\left(Q_{im}^{j}\right) = \alpha + \beta_0 \cdot \ln\left(P_{im}^{j}\right) + \beta_j \cdot D_j \cdot \ln\left(P_{im}^{j}\right) + \varepsilon_{im} \qquad \textbf{Eq. 4}$$

Onde:

$Q_{im}^{j} =$ vazão média do mês ***m*** na usina de referência ***i***, da bacia ***j*** (ONS, 2008).

$P_{im}^{j} =$ precipitação média do mês ***m*** na usina de referência ***i***, da bacia ***j*** (ANA, 2009).

$\beta_0 =$ coeficiente sensibilidade hidrológica geral para chuva-vazão.

$\beta_j =$ um vetor de coeficientes de ajuste da sensibilidade hidrológica chuva-vazão para cada bacia ***j***.

$D_j =$ um vetor de variáveis *dummy* para cada uma das ***j-1*** bacias[45].

$\varepsilon_{im} =$ erro do modelo.

Uso do logaritmo neperiano garante que os coeficientes de regressão estimados representam a sensibilidade hidrológica com relação à variável em questão

[45] Para evitar multicolinearidade perfeita entre as variáveis *dummy* em situações onde há ***n*** características mutuamente excludentes, faz-se ***n-1*** variáveis *dummy*, sendo a n-ésima característica diferenciada pela ausência de *dummy*.

(similarmente aos coeficientes de elasticidade da teoria econômica). Assim, o coeficiente de sensibilidade hidrológica chuva-vazão final para cada bacia ($\boldsymbol{E^j}$) é, portando, igual a:

$$E^j = \beta_0 + \beta_j \qquad \textbf{Eq. 5}$$

Onde β_0 refere-se ao coeficiente para as usinas da bacia para a qual não foi incluída a variável *dummy*, a partir do qual os demais coeficientes são ajustados. Obtendo-se dados de temperatura, pode-se incluir na **Eq. 4** um coeficiente de sensibilidade hidrológica análogo ao chuva-vazão para quantificar variações em vazão como função de mudanças na temperatura, através de uma maior evapotranspiração.

Muitas vezes em processos hidrológicos, a precipitação de um mês tem efeitos na vazão do mês seguinte, devido à percolação e à capacidade de armazenamento de água no solo. Enquanto modelos físicos e conceituais tentam abordar essa questão através da modelagem dos processos que resultam nesse efeito defasado, em modelos estatísticos tal efeito pode ser estimado através da inclusão de valores defasados de precipitação ($P^j_{im-1},...,P^j_{im-k}$). Portanto, é importante conduzir uma análise preliminar dos dados antes de estimar a equação de regressão para avaliar se isso ocorre.

A **Eq. 4** pode ser estimada, também, para os desvios padrão de chuva e vazão. Assim, com base nas sensibilidades hidrológicas para média e desvio padrão, pode-se gerar valores para $(\mu^{MCG}_{im}, \sigma^{MCG}_{im})$ segundo a equação abaixo, para um dado período qualquer e uma bacia hidrográfica:

$$\mu^{MCG(período)}_{im} = \mu_i \cdot \left\{1 + \left[\mathrm{E}^j_{média} \cdot \left(\frac{precmed^{MCG(período)}_{im}}{precmed_{im}} - 1 \right) \right] \right\} \qquad \textbf{Eq. 6}$$

$$\sigma^{MCG(período)}_{im} = \sigma_i \cdot \left\{1 + \left[\mathrm{E}^j_{DP} \cdot \left(\frac{precDP^{MCG(período)}_{im}}{precDP_{im}} - 1 \right) \right] \right\} \qquad \textbf{Eq. 7}$$

Onde:

$precmed_{im}$ = a precipitação média na usina i no mês m projetada para o período futuro e no período de base[46].

$PrecDP_{im}$ = o desvio padrão da precipitação na usina i no mês m projetado para o período futuro e no período de base.

$E^{j}_{média}$ = o coeficiente de sensibilidade hidrológica para a média.

E^{j}_{DP} = o coeficiente de sensibilidade hidrológica para o desvio padrão.

A metodologia descrita acima consiste em uma abordagem simples, porém eficiente, para projetar impactos de MCG sobre a vazão natural afluente aos reservatórios das usinas do SIN. Dado a magnitude da análise, o uso de um método simples permite analisar os impactos com mínimo esforço computacional. Entretanto, a dificuldade de se obter dados de temperatura compatíveis para estimar a **Eq.4** limita o uso da abordagem descrita acima para a análise dos impactos de variações em temperatura sobre o regime de vazão. Ademais, não é possível analisar os efeitos de MCG sobre as bacias que ainda possuem potencial hidroelétrico remanescente, mas para quais as séries de vazão do ONS não são disponíveis.

A segunda proposta metodológica consiste em uma análise hidrológica a partir de modelos de balanço hídrico. Tais modelos partem da equação de balanço hídrico para uma determinada área de captação, e podem ser aplicados a séries mensais, anuais ou médias climatológicas, dependendo da disponibilidade de dados. A equação de balanço hídrico é uma relação matemática baseada no princípio físico de conservação de massa (TUCCI, 2004). Para uma determinada área de captação ou bacia hidrográfica, a equação de balanço hídrico pode ser descrita conforme apresenta a **Eq.8**[47]:

[46] No caso da análise de impactos de MCG, deve-se fazer a comparação das projeções mensais com os valores obtidos para as médias climátológicas de GCMs (*baseline*, i.e. simulações de GCMs para o clima presente).

[47] Essa versão simplificada da equação de balanço hídrico não inclui, por exemplo, derretimento de neve.

$$P = Q + ET + \Delta S \qquad \textbf{Eq. 8}$$

Onde:

P = Precipitação.

Q = Vazão.

ET = Evapotranspiração.

ΔS = variação no estoque de água (em aqüíferos subterrâneos ou no solo).

Com base na equação acima, é possível fazer um balanço contábil da quantidade de água em uma determinada bacia hidrográfica. Assim, com base em medições ou estimações de todas, exceto uma, variáveis hidrológicas, a equação de balanço hídrico pode ser utilizada para calcular a variável desconhecida por diferença. Por exemplo, obtendo-se P, Q e ΔS, pode-se calcular a evapotranspiração ET. Para fins da análise de impactos de MCG sobre geração hidroelétrica, pode-se obter a vazão (Q) com base nas projeções de precipitação (P), evapotranspiração (ET) e na variação no estoque de água em aqüíferos subterrâneos ou no solo (ΔS). Enquanto o primeiro é um a saída direta da modelagem de *downscaling*, a evapotranspiração precisa ser estimada com base em projeções para outras variáveis climáticas, como temperatura, radiação solar, umidade e vento.

O método de THORTHWAITE (1948) é comumente utilizado para o cálculo da evapotranspiração potencial[48] (ETP) com base em valores de temperatura. Embora não incorpore outras variáveis que influenciam a evapotranspiração, o que pode levar a erros de estimativa[49], esse método é amplamente utilizado devido à relativa facilidade em obterem-se dados de temperatura. Para um mês de 30 dias com fotoperíodos de 12 horas e temperaturas acima de 0°C, a evapotranspiração potencial pode ser computada como (THORTHWAITE, 1948; PEREIRA e PRUIT, 2004):

[48] A evapotranspiração potencial representa a quantidade de água que evapora e transpira assumindo-se que há uma quantidade de água disponível para tal.

[49] Segundo BERLATO e MOLION (1981 apud TUCCI, 2004), por não incorporar explicitamente a umidade do ar, o método de Thornthwaite pode gerar resultados de evapotranspiração insatisfatórios para regiões de verões úmidos e invernos secos.

$$ETP = 16\left(10\frac{T}{I}\right)^{a} \qquad \textbf{Eq. 9}$$

Onde:

ETP = Evapotranspiração potencial.

T = Temperatura média mensal (em °C)

I = Índice de calor da região, função da média climatológica para o respectivo mês (T_n).

$$a = 6{,}75\times10^{-7}\times I^{3} - 7{,}71\times10^{-5} I^{2} + 1{,}7912\times10^{-2} + 0{,}4924$$

$$I = \sum_{n=1}^{12}\left(0{,}2T_n\right)^{1{,}514}$$

Segundo CAMARGO *et al.* (1999), a qualidade da estimativa da evapotranspiração potencial feita pelo método de Thornthwaite melhora ao usar no lugar da temperatura média ($T_{med} = 0{,}5(T_{max}+T_{min})$) a temperatura efetiva (T_{ef}), calculada a partir da temperatura média, da amplitude da temperatura ($A=(T_{max} - T_{min})$) e um fator k, conforme a **Eq.10**:

$$T_{ef} = k(T_{med} + A) = 0{,}5k(3T_{\max} - T_{\min}) \qquad \textbf{Eq. 10}$$

O uso da equação de balanço hídrico é preciso, do ponto de vista teórico, uma vez que se baseia no princípio de conservação de massa (TUCCI, 2004). A dificuldade de mensurar todas as variáveis de tal equação, entretanto, pode limitar seu uso sob o ponto de vista prático. Em bacias hidrográficas de grande porte, esse problema se torna ainda mais significativo diante da dificuldade de se obter dados para extensões geográficas muito grandes. Nesse caso, assumindo-se uma amostra representativa, as medições de precipitação e vazão podem ser razoavelmente boas. Contudo, devido à enorme extensão das bacias hidrográficas brasileiras, baseadas em rios de planalto e

planície, a variação no estoque de água armazenada no solo ou em aqüíferos subterrâneos é de difícil mensuração.

Contudo, ao longo do ciclo sazonal, ΔS pode se aproximar de zero na medida em que o período seco apresenta valores negativos e, o período úmido, valores positivos de magnitude similar à dos períodos secos. Nesse sentido, assumindo que o estoque total de água no solo seja pequeno frente à vazão de um ano inteiro, é possível reduzir a equação de balanço hídrico anual para apenas três variáveis. Isso permite chegar a uma aproximação da vazão anual com base no excedente hídrico (EH), definido como a diferença entre precipitação e evapotranspiração, conforme a **Eq. 11** abaixo.

$$EH = P - ET \qquad \textbf{Eq.11}$$

Onde:

EH = Excedente Hídrico

P = Precipitação

ET = Evapotranspiração

Embora a **Eq. 11** não seja precisa para a análise de vazões mensais, pode-se usá-la para estimar a variação do excedente hídrico e utilizar a esse excedente como *proxy* para a variação na vazão anual. A análise de impactos de MCG pode ser feita, então, a partir de dados projetados para o futuro por GCMs.

Enquanto na primeira metodologia aqui proposta alguns elementos do ciclo hidrológico são captados através de um coeficiente "caixa preta" que não se baseia diretamente em conceitos da física, na segunda tem-se uma demanda de dados que, dependendo do acesso à informação e da complexidade do sistema estudado, pode inviabilizar a análise em uma escala temporal mais curta. Deve-se ter em mente que a modelagem hidrológica aqui proposta serve ao propósito de fornecer séries de vazão para a simulação energética (vide seção seguinte). Essas séries devem incorporar possíveis efeitos das MCG sobre tanto a tendência (média) quanto a variabilidade

(variância) da vazão natural afluente. O primeiro indica a direção dos impactos das MCG em termos de aumento ou redução da disponibilidade hídrica para a geração hidroelétrica no longo prazo. O segundo tem influência sobre a operação no curto prazo. Ao se projetar séries de vazão, tende-se a se aproximar-se do valor esperado condicional (aos parâmetros climáticos) para a vazão de cada mês. Portanto, a variabilidade de uma série projetada tende a ser muito menor do que a série histórica. Isso pode gerar viéses na modelagem energética uma vez que um regime de vazão com menor variabilidade implica em uma maior energia firme (ARAÚJO, 2009). Portanto um elemento fundamental na projeção de vazões é incorporar possíveis alterações em sua variabilidade.

Finalmente, embora uma análise com detalhamento geográfico teoricamente proporcione resultados melhores por incorporar especificidades de diferentes segmentos da área de captação de uma bacia hidrográfica, sua aplicabilidade é limitada pela disponibilidade de dados e capacidade computacional. Devido à indisponibilidade de uma base dados meteorológicos ampla e contínua e devido ao fato da análise do setor hidroelétrico brasileiro não poder ser feita de forma desagregada, a agregação dos efeitos climáticos em bacias hidrográficas torna-se uma premissa simplificadora e necessária.

III.2 – Metodologia Vazão-energia

Dentre os diferentes modelos que calculam a geração hidroelétrica com base em um histórico de vazões, dois modelos foram contemplados para o cálculo dos impactos das MCG sobre o sistema de geração hidroelétrico brasileiro: o NEWAVE e o SUISHI-O. Embora o primeiro seja oficialmente utilizado no planejamento da operação de médio-longo prazo do SIN, o segundo modelo é mais adequado à avaliação de impactos de MCG.

O NEWAVE é um modelo de otimização que utiliza programação dual estocástica para minimizar o valor esperado do custo de operação, considerando restrições relativas ao atendimento da carga, disponibilidade hídrica e restrições

operativas. Após agregar as usinas em reservatórios equivalentes por subsistema, o modelo calcula, entre outros resultados, a geração hidráulica e térmica, além dos intercâmbios entre os diferentes subsistemas.

A utilização do NEWAVE para projeção de impactos climáticos, entretanto, não é apropriada em função da sua natureza estocástica. O modelo estocástico de vazão do NEWAVE utiliza as séries de vazão históricas para gerar um grande número de séries de vazão sintéticas através de modelos periódicos autoregressivos (PAR) que são usadas, por sua vez, na otimização dinâmica. Isso permite ao modelo alcançar resultados estatísticos relevantes, como energia assegurada e risco de déficit do sistema energético. Porém, o ajuste de um modelo PAR para séries vazão que não as séries históricas pode gerar inconsistências além de amplificar a margem de erro da simulação. Em outras palavras, ajustar um modelo PAR a séries de vazão projetadas que incluem os impactos de alterações climáticas para, em seguida, realizar novas projeções pode amplificar o erro de modelagem por tratar-se de projeções feitas sobre projeções. Ademais, modelos PAR assumem que as séries temporais utilizadas são estacionárias, o que pode não ser verdade em cenários de MCG.

O modelo NEWAVE tem como função objetivo a minimização do custo esperado da operação do sistema hidrotérmico[50] nacional. Como o sistema utiliza usinas termoelétricas como forma de regularizar a geração hidroelétrica, compensando variações de vazão sazonais ou inter-anuais, na função de custo do sistema o preço dos combustíveis das térmicas (notavelmente gás natural) tem forte relevância. Portanto, quando se faz o planejamento de longo prazo, é necessário adotar um cenário para a evolução do preço dos combustíveis, o que adiciona um grau de incerteza à análise. Na medida em que estudos de impactos de MCG são realizados em um horizonte de longíssimo prazo (com foco na segunda metade do Século XXI, geralmente), o grau de incerteza a respeito do preço de combustíveis, como o gás natural, é tamanho que pode comprometer os resultados. Há também o efeito da taxa de desconto utilizada para trazer custos futuros para valor presente na modelagem.

[50] Para maiores referências sobre o sistema hidrotérmico brasileiro e o planejamento de sua operação, vide Seção IV.2.

Ademais, uma das restrições da modelagem de otimização do NEWAVE é o atendimento da carga de demanda projetada do sistema. Mais uma vez, isso pode agregar incertezas que podem comprometer a análise dos impactos climáticos. Novamente, a incerteza a respeito da demanda na segunda metade do Século XXI é tão grande que inviabiliza o uso de modelos de otimização da operação para análise de impactos de MCG.

Portanto, é interessante que a análise de impactos sobre hidroelétricas seja feita sob a ótica hídrica apenas, desconsiderando possíveis benefícios da complementação térmica ou incertezas acerca do mercado de energia elétrica. O segundo modelo proposto para analisar os impactos das alterações hidrológicas sobre o sistema de geração hidroelétrico brasileiro é o SUISHI-O (Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas para Subsistemas Hidrotérmicos Interligados), desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL, 2007). O SUISHI-O é um modelo que simula a operação mensal e permite calcular a *energia firme* e a *energia média* de uma dada configuração para o sistema hidroelétrico (conjunto de usinas e características técnicas de cada uma) e um conjunto de séries de vazão[51].

Energia firme, calculada pelo modelo SUISHI-O, pode ser definida como a maior demanda (ou mercado) que o sistema pode atender a todo tempo, sem déficit, supondo a ocorrência das séries hidrológicas utilizadas na simulação. A energia firme pode ser também definida como a maior quantidade de energia que é possível produzir no pior *período crítico* da série hidrológica, que, por sua vez, é definido como o período em que a capacidade de armazenamento do sistema vai do máximo ao mínimo, sem que haja re-enchimentos intermediários (CEPEL, 2007). Em outras palavras, é o período em que a energia acumulada nos reservatórios se depleciona sem que haja reposição completa (*Figura* 3).

[51] O programa SUISHI-O foi escrito em FORTRAN 77.

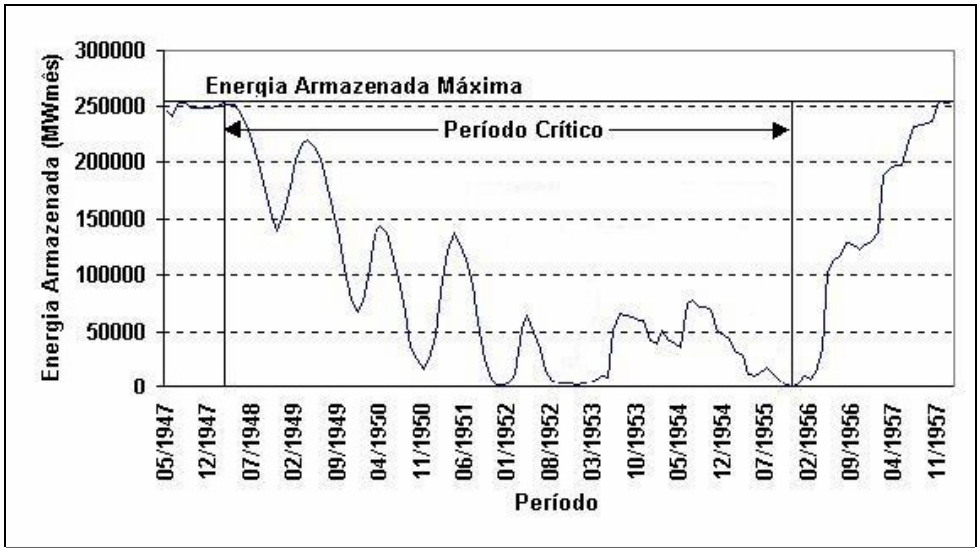


Figura 3 – Exemplo de período crítico (CEPEL, 2007)

Energia média, por sua vez, corresponde à maior quantidade de energia que pode ser produzida assumindo a condição hidrológica média das séries de vazão utilizadas na simulação.

Os indicadores calculados pelo modelo SUISHI-O descritos acima medem aspectos diferentes, porém complementares, de sistemas hidroelétricos. Por questão de segurança, a expansão do sistema deve se basear em um critério mais conservador como, por exemplo, energia firme[52], que é a que o sistema pode garantir prover o tempo todo sem que haja déficit. Contudo, grande parte do tempo o sistema de geração hidroelétrico será capaz de fornecer mais energia do que a energia firme, ou seja, a energia média é maior que a energia firme. Portanto, é fundamental que haja complementação térmica do sistema hidroelétrico para garantir o atendimento da demanda no momento em que as hidroelétricas estão no período crítico. Por outro lado, a complementação térmica fica parte do tempo ociosa, uma vez que o custo de operação da geração hidráulica é menor. Assim, embora na expansão do sistema elétrico deva-se considerar a energia firme das hidroelétricas (por questão de segurança), na operação, o sistema deve ser capaz de ofertar uma quantidade de energia mais próxima da energia média do sistema.

[52] Atualmente trabalha-se com o conceito probabilístico de energia assegurada, que indica a máxima produção que pode ser mantida assumindo-se a ocorrência de condições hidrológicas dentro de uma determinada probabilidade (por exemplo, 95%).

No módulo de "cálculo de energia firme com busca automática de período crítico", o SUISHI-O determina iterativamente o período crítico a partir de uma configuração para o sistema de geração hidroelétrico e das séries de vazão (históricas ou projetadas). A simulação nesse módulo é estática, ou seja, todas as variáveis exceto disponibilidade hídrica são mantidas constantes ao longo do período de análise[53]. No processo iterativo, define-se, inicialmente um valor superestimado para a demanda (ou mercado), assumindo um fator de capacidade máximo. O modelo, então, opera o sistema hidroelétrico de forma a atender essa demanda. Como o mercado foi superestimado, ocorre déficit. Em seguida, o valor da demanda (ou mercado) é decrescido, iterativamente, até que o sistema não apresente mais déficit. Com base nesse valor, o modelo SUISHI-O faz, então, uma simulação de todo o período de análise para encontrar a geração média de cada usina, individualmente, para o período crítico (energia firme de casa usina) e para o período todo (energia média).

O critério de operação utilizado pelo modelo SUISHI-O[54] busca reproduzir o processo de decisão adotado na prática para definir o turbinamento e armazenamento de cada usina para que se alcance de forma eficiente a meta de geração total do sistema (CEPEL, 2007). Procura-se, manter livre a faixa de operação[55] superior dos reservatórios de modo a permitir o armazenamento de excesso de afluências no período chuvoso e minimizar a probabilidade de vertimentos. Ao mesmo tempo, se possível, a faixa inferior deve ser mantida para evitar a perda de potência devido à redução na queda líquida. O critério de operação tenta manter os reservatórios de todas as usinas do sistema, dentro do possível, dentro de uma mesma faixa de operação, definindo prioridades para a operação de cada usina individualmente, onde busca-se deplecionar os reservatórios de montante a jusante.

As séries de vazão que alimentam a modelagem energética feita através do Modelo SUISHI-O são séries mensais de 75 anos para todos os aproveitamentos

[53] O modelo SUISHI-O permite a simulaçâo dinâmica, ou seja, considerando a entrada de novas usinas ao longo do período de análise. Para fins de análise de impactos de MCG, contudo, não é necessária a simulação dinâmica, uma vez que se espera que o impacto ocorra no futuro quando o parque gerador planejado já tenha sido instalado.

[54] Para maiores referências sobre as regras de operação e metodologia empregada pelo modelo SUISHI-O ver CEPEL (2007).

[55] Faixas de operação dos reservatórios correspondem a intervalos de percentagem da capacidade de armazenamento, por exemplo, de 100% a 90% cheio; 90% a 75% cheio, etc.

existentes ou projetados do SIN (totalizando 195 aproveitamentos). Para avaliar os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica média ou firme, um cenário referência deve ser construído. A esse cenário, deve-se comparar os cenários de vazão baseados em alterações climáticas, chegando-se a impactos relativos. Devido à enorme incerteza inerente às projeções climáticas, é prudente trabalhar com taxas de variação, tendências e direções, aplicando-as aos valores obtidos através de simulações com dados históricos. A operação simulada com as séries hidrológicas históricas corresponde, em princípio, à operação histórica e, para efeitos de planejamento energético, essa é a referência normalmente utilizada. Para termos de cálculo de impactos, o importante é a variação entre cenários climáticos e o cenário referência aplicada sobre a operação histórica, não utilizando-se valores absolutos, de forma a se reduzir o viés da modelagem hídrica[56]. O impacto das MCG deve, portanto, ser analisado na forma de taxas de variação, uma vez que a referência de comparação (cenário referência), assim como as projeções (A2 e B2), partem de uma mesma base que difere dos valores históricos observados.

O cenário de referência deve ser feito de forma a manter a consistência metodológica da base de comparação entre os cenários. Considerando a metodologia chuva-vazão explicitada na seção anterior, o cenário de referência seria uma série com valores médios, sobre a qual é aplicada uma tendência e uma variabilidade com base nas projeções para as variáveis climáticas. Embora o cenário de referência não seja realista, ele fornece uma base de comparação para as projeções climáticas que parte de um ponto comum, isolando o impacto dos dois efeitos projetados para as séries de vazão. A série histórica é consideravelmente mais volátil e possui observações fora do padrão por ser uma realização de um processo estocástico, enquanto projeções inevitavelmente se aproximam do valor esperado, ou seja, de valores médios. Ela deve ser utilizada para estimar um valor para geração firme ou média sobre a qual aplica-se a variação entre os cenários climáticos e o cenário de referência.

Finalmente, tendo como objetivo não somente o cálculo da variação na geração de energia média ou firme, mas também a análise das opções de adaptação de menor custo, a medida de impactos proposta é a variação no fator de capacidade das usinas hidroelétricas. O fator de capacidade de usinas hidroelétricas é uma boa medida de

[56] Vide explicação sobre o método do "delta" na Seção III.1.3.1.

quanto a usina produz, de fato, frente a variações no regime de vazões. Uma vantagem do modelo SUISHI-O é que ele permite a avaliação dos resultados de impactos para cada usina do sistema. Embora a própria integração do sistema faça com que resultados agregados façam mais sentido, essa característica do modelo permite que se apresente os resultados em qualquer nível de agregação desejado. Portanto, os resultados de geração de cada usina podem ser re-agregados em bacias hidrográficas ou, também, por subsistema (conforme seja definido). Ademais, com base na potência instalada por usina/tamanho de usina/bacia/subsistema, é possível calcular o fator de capacidade crítico e médio de acordo com o nível de agregação desejado. Esses valores, por sua vez, ilustram aspectos fundamentais no que diz respeito ao planejamento da expansão e operação do sistema, respectivamente.

III.3 – Metodologia para Cálculo das Opções de Adaptação de Mínimo Custo para o Setor Energético

O setor energético[57] interage com todos os demais setores da economia. Dentro do setor energético, o setor elétrico é especialmente relevante, tanto como supridor de energia (elétrica) quanto como competidor por recursos (fontes primárias de energia). As diversas inter-relações dentro do setor energético e as interações desse com os demais setores da economia fazem com que impactos de alterações climáticas sobre geração hidroelétrica tenham ampla repercussão. As alternativas de adaptação devem, portanto, ser avaliadas de forma abrangente, considerando não somente o setor elétrico, mas também o setor energético e os demais setores econômicos.

Nesse sentido, a metodologia proposta aqui para o cálculo das opções de adaptação de menor custo busca avaliar o setor energético sobre um prisma integrado, considerando todas as cadeias energéticas[58] e as relações entre elas. A partir de projeções de demanda por energia útil, um modelo de otimização integrado aloca segundo um critério de mínimo custo (considerando restrições econômicas, físicas e

[57] Por setor energético, entendam-se as relações de consumo e produção de energia, que permeiam, por sua vez, toda a economia.
[58] Compreendendo todos os estágios da produção e consumo de energia, i.e. produção de energia primária, transformação, transporte, distribuição e consumo final.

ambientais) as fontes que devem ser utilizadas para atender tal demanda. A interação com os diferentes setores da economia pode ser feita a partir de uma metodologia iterativa com um modelo de equilíbrio geral computável (ECG). Embora isto não tenha sido feito neste trabalho, por fugir ao seu escopo, em um trabalho recente realizado em parceria pelo PPE/COPPE e a FIPE/USP, semelhante procedimento foi adotado – para maiores detalhes, vide MARGULIS *et al*. (2009).

Assim, uma abordagem integrada de formulação de cenários voltados para o planejamento do setor energético de longo prazo é proposta neste estudo para o cálculo das opções de adaptação de menor custo. Para tal, utiliza-se um modelo de otimização da oferta de energia, com base em cenários de demanda de longo prazo. A idéia por trás da abordagem proposta é comparar a evolução ótima do setor energético *com* e *sem* incorporar os impactos projetados das MCG, conforme feito por LUCENA *et al*. (2010b).

A metodologia combina premissas *top-down*, como crescimento econômico e populacional, com premissas setoriais desagregadas (*bottom-up*) e restrições a respeito da disponibilidade de recursos energéticos. Os resultados obtidos a partir da modelagem são cenários que projetam a demanda de energia útil e a configuração ótima de oferta de energia final. Isso é feito a partir da interação entre a dupla de modelos MAED-MESSAGE. Essa dupla de modelos foi desenvolvida pela Agência Internacional de Energia Atômica e foi aplicada em diferentes estudos sobre energia[59] (e.g. IPCC, 2000; MESSNER e SCHRATTENHOLZER, 2000; NAKICENOVIC e RIAHI, 2003; IAEA, 2006). O componente de demanda (MAED – *Model for Analisys of Energy Demand*) faz projeções detalhadas para demanda de energia útil, enquanto o módulo de oferta (MESSAGE - *Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*) fornece a configuração de menor custo do setor energético (considerando todas as cadeias) para atender essa demanda. A *Figura 4* ilustra a abordagem integrada MAED-MESSAGE, relacionando as entradas e saídas de cada módulo, assim como as interações entre a dupla de modelos.

[59] Para uma revisão sobre diferentes modelos energéticos, vide JEBARAJ e INIYAN (2006), URBAN *et al*. (2007).

O componente de demanda da modelagem integrada (MAED) é um modelo paramétrico *bottom-up* de simulação de demanda energética no longo prazo, baseado em premissas referentes à evolução demográfica, desenvolvimento econômico, avanços tecnológicos e mudanças de estilo de vida. Ele parte de um nível mais baixo de agregação para projetar a demanda de energia útil por tipo e por setor, baseado nas premissas adotadas. A principal vantagem do MAED é que ele permite uma interface com o MESSAGE, alimentando esse último com a demanda de energia útil a ser atendida na otimização da oferta. Por outro lado, o MAED é rígido em sua estrutura, o que faz com que seja necessário o auxílio de modelos de suporte que permitam analisar as especificidades de cada setor de consumo. Para o caso brasileiro, MAED é adequado para a análise dos setores agroindustrial e de serviços, porém, não tanto para os demais setores (transportes e residencial)[60]. De qualquer forma, ele pode ser utilizado como elemento centralizador na iteração com o modelo de otimização de oferta MESSAGE. A modelagem específica do setor residencial brasileiro pode ser feita com o modelo LEAP (*Long range Energy Alternatives Planning System*) desenvolvido pelo Stockholm Environment Institute (COMMEND, 2009), que é um modelo paramétrico bastante flexível e amplamente utilizado para a análise energética de longo prazo. Para o setor de transportes, o modelo paramétrico desenvolvido por BORBA (2008) permite identificar o consumo energético de longo prazo do setor de transportes de acordo com o crescimento e perfil da frota de veículos no país, considerando a competição entre gasolina e etanol em carros bicombustíveis.

[60] A modelagem do setor de transportes brasileiro deve considerar a inserção de carros bi-combustíveis e outras especificidades do caso brasileiro. O MAED não é adequado ao setor residencial brasileiro por tratar-se de um país tropical, onde a demanda por condicionamento de ar é bastante relevante a demanda por aquecimento não.

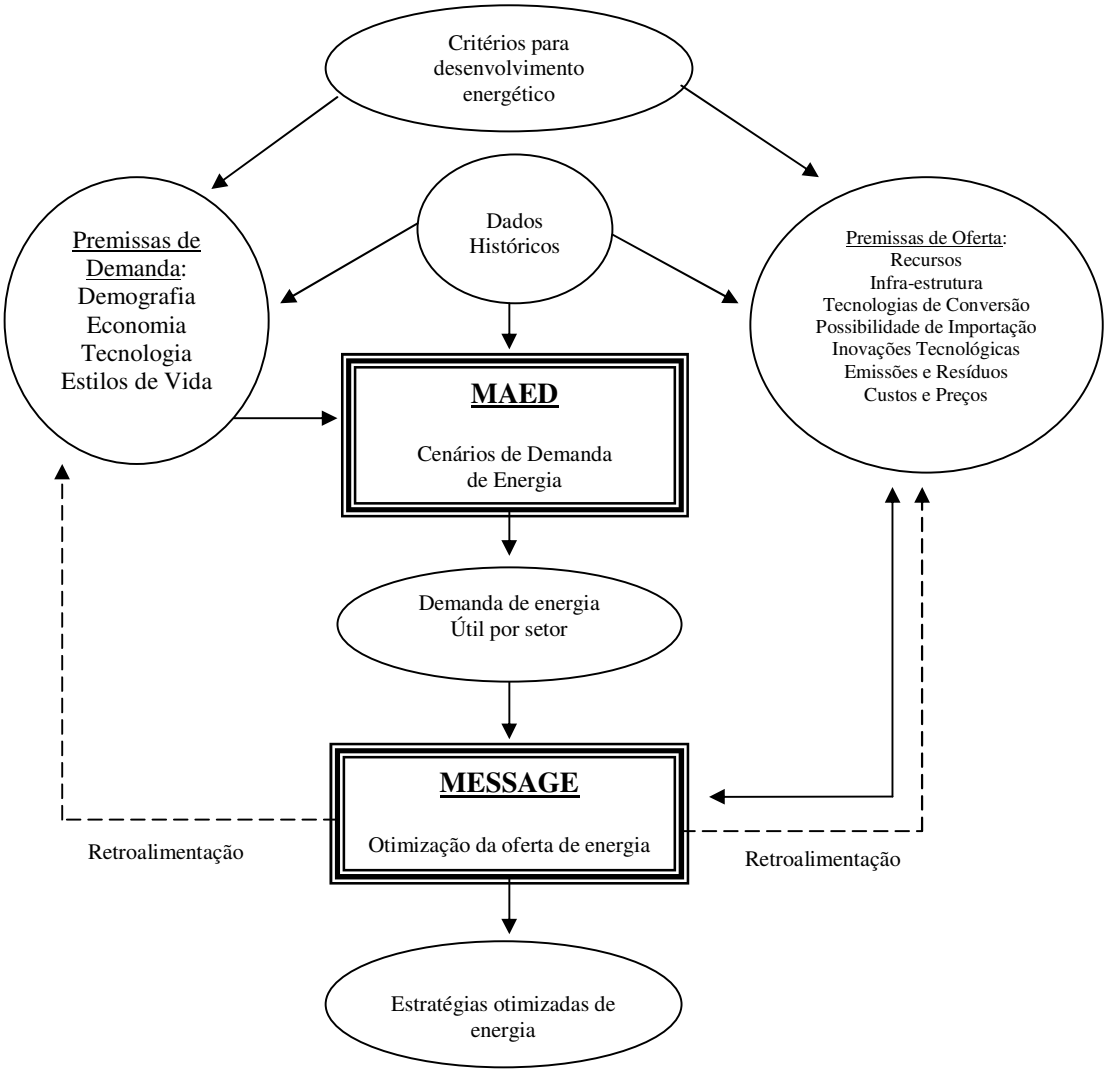


Figura 4 - Metodologia MAED-MESSAGE (IAEA, 2006)

O modelo MESSAGE é um modelo de otimização integrado baseado na minimização do custo total de expansão do sistema para atender à demanda de energia útil projetada pelo MAED. Ele fornece cenários de oferta de energia final que otimizam a configuração do sistema integrado, escolhendo entre as diferentes fontes e tecnologias de conversão. As escolhas do modelo estão sujeitas a restrições referentes à disponibilidade de recursos, infraestrutura e políticas. A modelagem do setor de refino pode ser auxiliada pelo Modelo Simplificado de Simulação de Perfil de Refinaria, no que diz respeito à construção e teste das alternativas de expansão do refino Brasileiro

contempladas na expansão do sistema energético otimizada do MESSAGE (SZKLO, 2005).

Por fim, na modelagem integrada MAED-MESSAGE, é necessário um processo iterativo, onde a retroalimentação entre modelos permite conferir a consistência da modelagem e do equilíbrio entre demanda e oferta. Para informações mais detalhadas sobre os modelos MAED-MESSAGE, vide IAEA (2006) e SCHAEFFER *et al*. (2007). Para uma discussão geral a respeito de modelos energéticos, vide JEBARAJ e INIYAN (2006) e URBAN *et al*. (2007)..

Uma vez que o cálculo das opções de adaptação de menor custo é feita a partir da comparação entre cenários para evolução do setor energético *com* e *sem* a incorporação dos impactos projetados das MCG, um cenário base é ajustado fornecendo o *mix* e a capacidade de geração elétrica, além do consumo final setorial por fonte energética até o ano de 2035[61]. Em seguida, a mesma simulação é feita mantendo todas as entradas constantes exceto pelos impactos em termos de geração simulados a partir da metodologia descrita anteriormente, ou seja, impactos sobre o fator de capacidade firme[62] da geração hidroelétrica. Finalmente, as diferenças entre os resultados dos cenários *com* e *sem* os impactos das MCG projetados fornecem as opções de menor custo para os impactos advindos das MCG. Assim, supondo que o fator de capacidade firme das usinas hidroelétricas diminua, será necessário instalar novas usinas para garantir o atendimento da demanda por eletricidade. Por outro lado, caso o fator de capacidade firme das usinas hidroelétricas aumente, será necessário instalar uma capacidade de geração menor.

Uma maior ou menor capacidade de geração elétrica resultante da queda ou aumento do fator de capacidade firme das usinas hidroelétricas repercute, por sua vez, sobre os demais setores consumidores de energia. Na medida em que o setor de geração elétrica compete com outros setores por recursos (energia primária e secundária), o deslocamento desses recursos para geração elétrica tem efeito sobre outros setores da economia. Portanto, a principal vantagem de se usar um arcabouço

[61] Teoricamente, a simulação pode ser feita para um horizonte indeterminado. Contudo, projeções energéticas em prazo muito longo estão sujeitas a enormes incertezas no que diz respeito à disponibilidade de recursos e tecnologia empregadas.

[62] Definido como o fator de capacidade correspondente ao montante de energia firme, ou seja, o fator de capacidade que ocorreria no caso de produzir-se somente a quantidade de energia firme.

integrado para o setor energético, ao invés de modelos específicos para o setor elétrico, para o cálculo de opções ótimas de adaptação é que se pode obter informações a respeito dos efeitos de segunda ordem sobre todo o sistema de oferta e demanda por energia. Assim, é possível avaliar em que medida as medidas de adaptação ótimas projetadas para o setor elétrico podem afetar o consumo de energia em setores como indústria, residências, etc.

Com base nos dados de entrada a respeito das características técnico econômicas de cada opção de geração de eletricidade, é possível calcular o custo de capital envolvido na construção de uma eventual capacidade instalada adicional construída para garantir a segurança do sistema de geração hidroelétrico. A metodologia proposta aqui, no entanto, não permite calcular com precisão os custos operacionais dessas novas usinas. Uma vez que a expansão na modelagem MAED-MESSAGE é baseada no fator de capacidade firme, a capacidade instalada adicional deve ficar ociosa grande parte do tempo, uma vez que a que energia firme é menor que a energia média. Como os custos operacionais dependerão de quanto as novas usinas vão gerar (pois são custos variáveis), eles dependerão da medida com que o cenário hidrológico se aproxima do cenário crítico. Desta forma, não se pode inferir a partir do modelo MESSAGE esse resultado. Pode-se, entretanto, calcular o custo de operação assumindo-se o fator de capacidade firme, que representaria o custo de operação no pior período crítico que seria, por sua vez, o limite superior de custo operacional.

A composição de fontes de energia no consumo energético dos setores produtivos pode, por sua vez, impactar o crescimento econômico, sendo que o crescimento setorial é um fator chave na determinação do consumo energético de cada setor. É possível modelar essa relação feita através de uma abordagem iterativa entre o arcabouço MAED-MESSAGE e um modelo de EGC, como foi realizado em MARGULLIS *et al*. (2009). Por um lado, a simulação integrada MAED-MESSAGE usa como variáveis de entrada a evolução do crescimento econômico setorial para estimar a demanda de energia útil nos setores produtivos. Por outro lado, a evolução do setor energético pode ter efeitos sobre o crescimento setorial em função da interligação com os setores produtivos, modelada no modelo ECG sob a forma de variações nos coeficientes técnicos de produção relacionados ao uso de energia.

Dessa forma, segundo a metodologia utilizada em MARGULIS *et al*. (2009), o modelo EGC inicialmente fornece um cenário de evolução do valor agregado setorial à simulação MAED-MESSAGE para alcançar-se uma projeção inicial para o consumo final de energia por setor. A partir dos resultados de consumo final e valor agregado setorial (disponíveis a partir dos modelos MAED-MESSAGE e de EGC, respectivamente), pode-se derivar a evolução das intensidades energéticas que, assumindo-se a manutenção dos preços relativos, é uma boa *proxy* para a variação dos coeficientes técnicos de produção relacionados ao consumo de energia pelos setores produtivos.

A partir da alteração dos coeficientes técnicos de produção relacionados ao uso de energia, uma nova simulação do modelo EGC é feita, incorporando as alterações estruturais relacionadas ao uso de energia. As novas taxas de crescimento setorial, em seguida, alimentam uma nova simulação MAED-MESSAGE, gerando novos valores para consumo energético final e, destarte, intensidades energéticas. O número de iterações desse tipo dependerá da velocidade de convergência, que, em geral, pode ser rápida, devido à própria rigidez dos setores econômicos e do setor energético.

O mesmo procedimento pode ser realizado após incorporar na modelagem MAED-MESSAGE os impactos de MCG sobre geração hidroelétrica de forma a obter uma estimativa dos impactos econômicos das alternativas de adaptação de menor custo projetadas. Essa iteração apresenta a vantagem de possibilitar incorporar em uma modelagem *top-dow* macroeconômica elementos do planejamento energético integrado, realizando-se, portanto, uma modelagem híbrida, *top-down* e *bottom-up*. Em outras palavras, ela permite fazer com que a modelagem econômica incorpore alterações na estrutura do uso final de energia, que consideram, além da competição entre diferentes opções de combustível e suas disponibilidades, alternativas de uso mais eficiente de energia. Finalmente, para obter-se uma medida completa dos impactos econômicos, deve-se considerar, no modelo EGC, os impactos indiretos em termos de uma maior (ou menor) atividade no setor de geração elétrica em função de uma maior (menor) construção de capacidade instalada[63]. Entretanto, isso não é feito no presente trabalho, ficando assim como sugestão para aprimoramentos metodológicos futuros.

[63] Que repercutiria, por exemplo, no setor de construção civil e maquinários e assim por diante.

Capítulo IV – Impactos das Mudanças Climáticas Globais sobre a Geração Hidroelétrica e Alternativas de Adaptação: estudo de caso para o Brasil

Esse capítulo apresenta um estudo de caso para o Brasil utilizando a metodologia proposta no Capítulo III. Para tal, inicialmente são descritos os cenários de emissão e as projeções climáticas que serviram de base para o estudo. Em seguida, faz-se uma breve descrição do sistema hidroelétrico brasileiro. São apresentados na Seção IV.3 os impactos projetados para o sistema hidroelétrico do país e na Seção IV.4 as opções de adaptação de menor custo. Finalmente, a última seção deste capítulo discute os resultados do estudo de caso.

IV.1 – Cenários do IPCC SRES e Projeções Climáticas

Conforme colocado na Seção II.1.3.1, inicialmente o desenvolvimento da modelagem climática dos impactos de alterações na composição química da atmosfera terrestre devido à emissão de GEE era feita através de experimentos de equilíbrio com cenários de duplicação da concentração de CO_2. Coube ao IPCC criar cenários para a evolução das emissões e concentrações de CO_2 na atmosfera, viabilizando não somente o desenvolvimento de experimentos transitórios[64], mas também a comparação dos efeitos climáticos assumindo-se diferentes trajetórias de desenvolvimento global. Assim, os cenários criados no IPCC SRES (IPCC, 2000) provêm uma base para a avaliação das conseqüências climáticas e ambientais das emissões futuras de GEE, assim como das estratégias de mitigação e adaptação. Atualmente, as rodadas dos GCMs são baseadas nos cenários desenvolvidos pelo IPCC SRES.

O IPCC SRES (IPCC, 2000) criou 40 cenários separados em quatro famílias de cenários[65] (A1, A2, B1 e B2), que representam descrições qualitativas caracterizadas por diferentes caminhos no que diz respeito ao desenvolvimento econômico, energético e ambiental. As famílias de cenários do IPCC SRES incorporam uma ampla gama de forças motrizes para as emissões futuras – desde crescimento demográfico até desenvolvimento econômico e tecnológico – na tentativa de cobrir uma parte significativa das incertezas inerentes à evolução das emissões futuras de GEE (IPCC, 2000). A *Figura 5* ilustra, de forma geral, as premissas de cada família de cenários contemplada no IPCC SRES. A *Figura 6* mostra a evolução futura das emissões totais de CO_2 para cada família de cenários, onde os intervalos representam a gama de resultados para cada família e a linha o cenário ilustrativo para cada família.

[64] Que assumem um aumento gradual na concentração ao invés de uma duplicação súbita.
[65] As quatro famílias representam seis grupos de cenários na medida em que a família de cenários A1 se divide em três sub-famílias.

Ênfase Econômica

Família A1 Mundo: orientado para o mercado Economia: crescimento acelerado População: pico em 2050 e declínio após Governança: interações regionais fortes; convergência de renda Tecnologia: três grupos de cenários: - A1F: intensivo em energia fóssil - A1T: intensivo em energia não-fóssil - A1B: balanceado entre fontes	**Família A2** Mundo: diferenciado Economia: orientação regional; menor crescimento *per capita* População: continuamente crescente Governança: auto-dependência com conservação das identidades locais Tecnologia: desenvolvimento fragmentado e lento
Família B1 Mundo: convergente Economia: baseado em serviços e informação; crescimento mais lento que no A1 População: pico em 2050 e declínio após Governança: soluções econômicas globais;sustentabilidade social e ambiental Tecnologia: tecnologias limpas e uso eficiente de recursos	**Família B2** Mundo: soluções locais Economia:crescimento intermediário População: continuamente crescente a uma taxa abaixo do A2 Governança: soluções locais e regionais para proteção ambiental e equidade social Tecnologia: mais rápido que A2; mais lento e mais diverso que A1/B1

Integração Global — **Ênfase Regional**

Ênfase Ambiental

Figura 5 – Sumário das características das quatro famílias de cenários do IPCC SRES (IPCC, 2000)

Embora as premissas gerais dos cenários levem a diferenças nos níveis de emissão entre os cenários, nenhum cenário incorpora esforços de mitigação em si. Com base no IPCC SRES, as famílias de cenários são descritas a seguir (IPCC, 2000):

- A família de cenários A1 é caracterizada por um mundo com altas taxas de crescimento econômico, com uma população que atinge seu máximo em 2050 e com uma rápida introdução de novas e mais eficientes tecnologias. A convergência entre regiões, a construção de capacidade e maiores interações culturais e sociais resultam em uma redução substancial das diferenças regionais de renda *per capita*. A família de cenários A1 divide-se em três subgrupos que se distinguem pelas rotas tecnológicas tomadas no setor energético: A1T, baseado em fontes não-fósseis;

A1FI, intensivo em fontes fósseis; A1B, balanceado entre fontes. As intensidades energéticas finais[66] no cenário A1 decrescem a uma taxa de 1,3% ao ano.

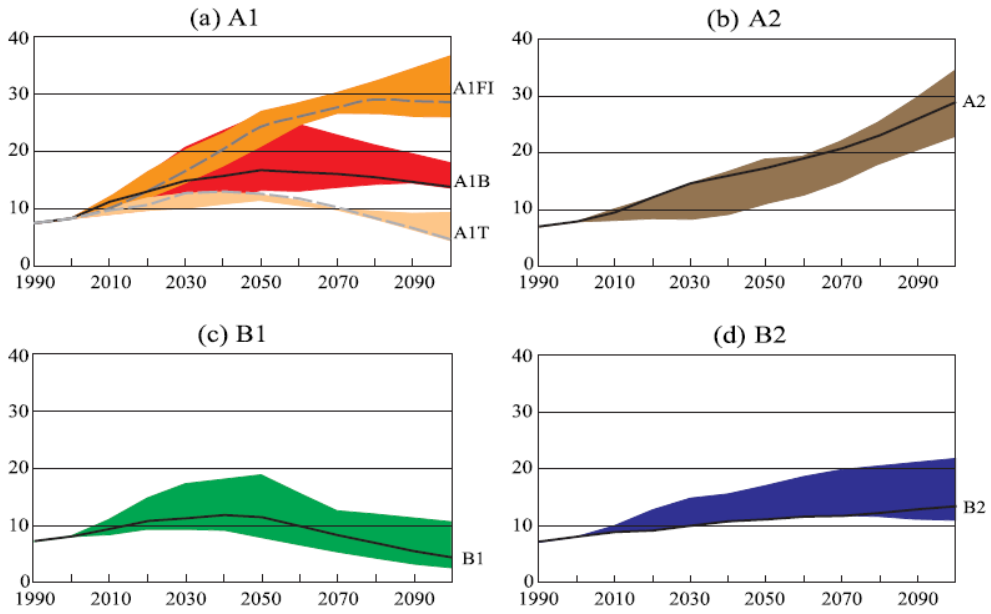


Figura 6 – Evolução futura das e missões totais de CO_2 a partir de todas as fontes (energia, indústria e mudanças no uso da terra) segundo os cenários do IPCC SRES (GtC/ano). Fonte: IPCC (2000)

- Os cenários A2 descrevem um mundo heterogêneo onde se destaca o desenvolvimento com orientação regional. Nesse cenário, as interações econômicas, sociais e culturais entre regiões são menos enfatizados, fazendo com que as regiões se tornem mais auto-suficientes e tendam a preservar as identidades locais. O crescimento econômico *per capita* e o desenvolvimento tecnológico, nesse cenário, são mais lentos e mal distribuídos, o que não ajuda a estreitar a distância entre as diferentes partes do mundo. As intensidades energéticas finais no cenário A2 caem a uma taxa de 0,5 a 0,7% ao ano.
- Os cenários B1 descrevem um mundo convergente com uma população mundial similar a da família A1. Porém, esses cenários apresentam mudanças estruturais rápidas na direção de uma economia de informação e serviços, e tecnologias limpas e eficientes em termos de recursos. As soluções para os problemas ambientais, sociais, econômicos e de equidade nesses cenários são abordadas de forma global. Esse é o cenário mais otimista com relação à queda nas emissões de CO_2.

[66] Consumo de energia final por unidade de PIB.

- Na família de cenários B2 há uma maior preocupação com a sustentabilidade ambiental e social nos níveis nacional e local. Esse cenário é marcado por um crescimento da população mundial constante a uma taxa abaixo do cenário A2, níveis intermediários de desenvolvimento econômico e inovações tecnológicas heterogêneas entre regiões. A intensidade energética final no cenário B2 diminui a uma taxa similar à média histórica, cerca de 1% ao ano.

Esta tese faz uso das projeções climáticas do GCM HadCM3 para os cenários de emissão A2 e B2 do IPCC SRES. Os dados foram obtidos junto ao Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos do Instituto de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE), onde foi aplicado o modelo de *downscaling* dinâmico[67] PRECIS (Providing REgional Climates for Impacts Studies[68]). Os dados climáticos foram obtidos em uma escala de 50x50km para o período de 2005 a 2100[69], além das projeções para o período histórico de 1961 a 1990, denominado *baseline period* (AMBRIZZI *et al*., 2007; MARENGO *et al*., 2007). É importante ressaltar que, embora consista de séries temporais para as variáveis climáticas para o período 1961-1990, o *baseline* não corresponde aos dados climáticos históricos. Ele é uma simulação feita pelos modelos climáticos global e regional para as concentrações de GEE atuais e é utilizado como referência para as condições climáticas atuais. Assim, para se evitar possíveis vieses dos modelos climáticos, as projeções futuras de clima devem ser comparadas àquelas do *baseline*. De fato, como visto em LUCENA *et al*., (2009a), a comparação das projeções climáticas com dados históricos pode levar a erros de projeção quando o *baseline* não está bem ajustado às condições climáticas históricas.

Portanto, somente os resultados de um GCM, com um método de *downscaling* para os cenários de emissão A2 e B2, foram analisados neste estudo. Conforme mencionado no Capítulo III, estudos de impacto de MCG em geral, e hidroelétricos especificamente, estão sujeitos a uma cadeia de incertezas cumulativas. Segundo o quarto, e mais recente, relatório de avaliação do IPCC (IPCC, 2007), as principais

[67] As condições de fronteira lateral do modelo PRECIS são dadas pelo modelo de circulação atmosférica global HadAM3P, forçado com anomalias de temperatura, que constitui o componente atmosférico do modelo de circulação oceano-atmosférica geral HadCM3 MARENGO (2007a).
[68] Para mais informações a respeito do modelo PRECIS, vide MARENGO (2007a) e JONES *et al*. (2004).
[69] O resultado do downscaling do HadCM3 pelo PRECIS fornece apenas o período 2071-2100. Para os demais anos, foi feito uma interpolação entre as projeções históricas (ou *baseline*, de 1961-1990) e as projeções para o fim do século.

fontes de incerteza na projeção de vazões futuras advêm das variações entre os resultados de diferentes GCMs. Uma forma de minimizar as incertezas com relação às projeções climáticas é utilizar os resultados de diversos GCMs, o que permite apresentar diferentes cenários possíveis de clima – e, consequentemente, impactos – futuro. De fato, os resultados do HadCm3 para o Brasil tendem a projetar um clima mais seco que demais GCMs, especialmente na região norte-nordeste. Entretanto, somente as projeções desse GCM foram reduzidas pelo processo de *downscaling* para o território brasileiro e disponibilizadas para a análise realizada nesta Tese. Dessa forma, o estudo de caso deste trabalho se limitou à análise dos impactos do clima projetado pelo HadCM3 para os cenários de emissão do IPCC SRES A2 e B2.

IV.2 – Sistema Hidroelétrico Brasileiro

O sistema hidroelétrico brasileiro é, na verdade, um sistema "hidrotérmico", na medida em que usinas térmicas são utilizadas para complementar a geração através de fontes hídricas, aumentando a capacidade firme do sistema (ARAÚJO, 2009). Assim, no Brasil, tem-se o SIN, que integra diferentes fontes de geração em um sistema de transmissão de dimensão continental, onde a hidroeletricidade tem papel predominante. No país, apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados, principalmente, na região amazônica (ONS, 2009).

O SIN é extremamente complexo, possuindo: usinas hidroelétricas em cascata com reservatórios plurianuais em diferentes regiões com diferentes hidrologias; uma grande capacidade de transmissão que permite o intercâmbio de eletricidade de forma a aproveitar complementaridades sazonais; e complementação da geração hídrica por usinas termoelétricas. Dessa forma, as usinas brasileiras não podem ser operadas isoladamente, mas sim de forma conjunta e coordenada.

A maior parte da capacidade instalada do SIN é composta por usinas hidroelétricas. Com 152 aproveitamentos hidroelétricos[70], a hidroeletricidade correspondeu a 83,5% da capacidade instalada do SIN e 88,6% da geração de eletricidade em 2008 (ONS, 2009). A *Tabela 3* apresenta a composição da capacidade instalada e da geração de eletricidade no SIN, por fonte, em 2008.

Por basear-se majoritariamente em usinas hidroelétricas, algumas características da operação desse tipo de geração são marcantes no SIN. Primeiramente, diferentemente de usinas térmicas em que, garantindo-se a oferta de combustível, tem-se um maior grau de controle sobre a geração, a produção de eletricidade em usinas hidroelétricas depende da disponibilidade hídrica, que é um elemento de natureza estocástica e, portanto, de grande incerteza.

Tabela 3 – Capacidade instalada e geração de energia elétrica do SIN por fonte em 2008[71]

	MW	%	GWh	%
Hidro Nacional	67370,45	75,6%	310.507	69,2%
Hidro Itaipu	7000,00	7,9%	87.195	19,4%
Térmica convencional	12269,67	13,8%	33.229	7,4%
Termonuclear	2007,00	2,3%	13.976	3,1%
Eólica	198,50	0,2%	557	0,1%
Biomassa	33,20	0,0%	178	0,0%
Outros	196,52	0,2%	3.161	0,7%
Total	89075,34	100%	448.803	100,0%

Fonte: ONS (2009)

Em segundo lugar, todas as usinas hidroelétricas têm alguma capacidade de estocar água em reservatórios. Essa capacidade, entretanto, pode equivaler a algumas horas de fluxo – compensando variações intra-diárias de vazão –, alguns meses – compensando variações sazonais – ou, até mesmo, alguns anos – compensando variações hidrológicas anuais. Grande parte da capacidade instala do SIN baseia-se em usinas com reservatório do último tipo, o que faz com que sua operação seja um problema de longo prazo (ARAÚJO, 2009).

[70] Incluindo usinas futuras/em construção (total de 26) no horizonte 2009-2013 (ONS, 2009).
[71] O SIN ainda conta com a importação de parte da participação paraguaia de Itaipu. A capacidade instalada do SIN não contabiliza as usinas que tenham capacidade de geração inferior a 30MW (ONS, 2009)

Outro aspecto diz respeito ao fato de que a grande extensão dos rios brasileiros faz com que haja diversas usinas hidroelétricas ao longo de um mesmo rio, como se pode perceber no diagrama esquemático das usinas do SIN (**Apêndice C**). Embora seja comum em sistemas hidroelétricos, isso é especialmente relevante no caso brasileiro. Somente no Rio Paraná e seus afluentes encontram-se mais de 50 usinas, dentre as quais estão muitas das mais importantes do SIN. Portanto, a estratégia de operação de uma usina não pode deixar de considerar todas as demais a jusante, assim com depende da operação das usinas que estão a montante.

Finalmente, o custo operacional de usinas hidroelétricas é baixo frente às alternativas fósseis por não incluir custos com combustíveis. Porém, devido à incerteza a respeito das vazões afluentes aos reservatórios das usinas, a quantidade de energia que um sistema hidroelétrico pode garantir é pequena (o que equivale dizer que o fator de capacidade das hidroelétricas é baixo). Dessa forma, no SIN, usinas termoelétricas flexíveis – em geral a gás natural – complementam a geração hidroelétrica aumentando a robustez do sistema. Elas operam em sincronia com as hidroelétricas de forma a aumentar a quantidade de energia que o sistema pode garantir, aumentando oferta de energia do sistema hidroelétrico[72] e evitando o desperdício de energia através de vertimentos. Portanto, as térmicas no Brasil acabam por funcionar como reservatórios virtuais ao proporcionar segurança de abastecimento quando os reservatórios estão vazios e ao aliviar a necessidade de estocar água para lidar com a incerteza das afluências (ARAÚJO, 2009).

O objetivo da operação do sistema hidrotérmico é, então, determinar o despacho hidráulico e térmico de forma a minimizar o valor esperado do custo de operação, incluindo custos de combustível (térmicas) e do não atendimento da demanda (custo do déficit) (COSTA, 2007; ARAÚJO, 2009). A *Figura 7* resume o dilema da operação do sistema hidrotérmico brasileiro com base em ARAÚJO (2009). Se o operador decidir usar a água dos reservatórios para gerar energia no presente, pode-se incorrer em gastos com térmicas no futuro (ou até mesmo déficit) se as condições hidrológicas não

[72] Não apenas por aumentar a capacidade instalada total, mas principalmente por aumentar a quantidade de eletricidade gerada pelas hidroelétricas sem que haja risco de não abastecimento. Nesse sentido, as térmicas funcionam como um seguro que permite ao sistema deplecionar seus reservatórios com menor risco de não atender à demanda futura.

forem suficientemente boas para reencher os reservatórios. Por outro lado, se na operação decide-se guardar água, é necessário utilizar as térmicas para atender a demanda presente. Se, no futuro, as afluências forem baixas, essa decisão foi acertada, pois têm-se água para gerar energia hidroelétrica. Porém, se as afluências forem altas, pode não haver capacidade de reservatório para estocar água e terminar-se por desperdiçar energia através de vertimentos. Portanto, dada capacidade de armazenamento plurianual, o problema da operação do SIN é essencialmente um problema de longo prazo (ARAÚJO, 2009).

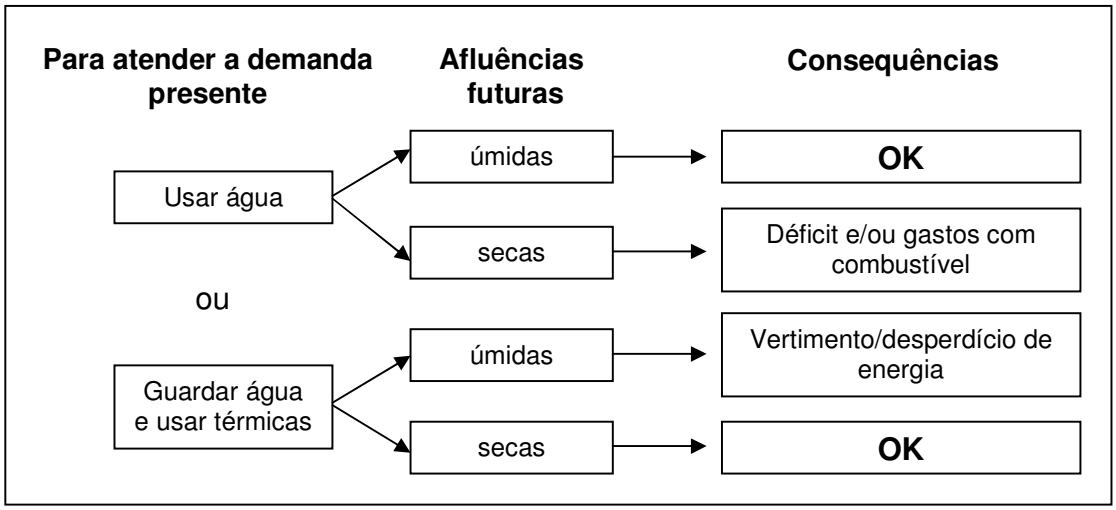


Figura 7 – Dilema da operação do setor elétrico brasileiro (ARAÚJO, 2009)

O SIN é geograficamente dividido em quatro subsistemas – Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte – que são interligados por linhas de transmissão, conforme mostra o esquema simplificado da *Figura 8*. Com base em COSTA (2007), as características de cada subsistema são descritas a seguir:

- No subsistema Sudeste/Centro-Oeste concentra-se parte significativa da demanda de energia elétrica do país e esse subsistema importa eletricidade dos demais, além de países vizinhos, na maior parte do ano.
- O subsistema Sul é caracterizado por uma grande volatilidade de armazenamento, o que implica em intercâmbios com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste em diferentes sentidos ao longo do ano.

- No subsistema Nordeste há um mercado/demanda crescente, o que implica em uma tendência de importação de eletricidade, uma vez que seu potencial de geração remanescente se aproxima do esgotamento.
- O subsistema Norte exporta eletricidade durante nove meses do ano e a tendência é aumentar sua exportação, já que nele se encontra grande parte do potencial hidroelétrico ainda inexplorado[73].

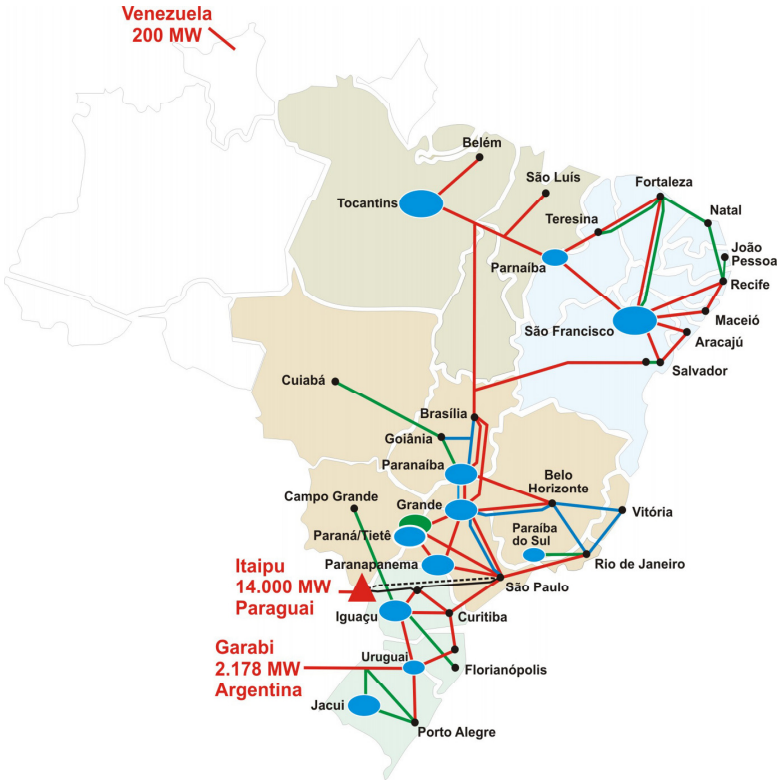


Figura 8 – Integração entre subsistemas no SIN (ONS, 2009)

Os subsistemas do SIN se estendem por 10 bacias hidrográficas[74] conforme apresenta a *Figura 9*. A Bacia do Paraná é especialmente relevante em termos de geração elétrica, correspondendo a cerca de 20% da energia gerada por hidroelétricas no SIN em 2008 (vide *Tabela 4*: ONS, 2009). Em termos da capacidade instalada projetada para 2017 (EPE, 2007b) – que representa a configuração do SIN utilizada na

[73] Ressalta-se que a exploração de grande parte desse potencial remanescente pode implicar em impactos ambientais relevantes. Isso pode não somente restringir a expansão do sistema hidroelétrico na região norte, como também influenciar o tipo de usinas construído, enfatizando usinas a fio d'água sem reservatórios de acumulação.

[74] Segundo a definição da divisão hidrográfica nacional da Agência Nacional de Águas, estabelecida pela Resolução CNRH nº 32, de 15 de outubro de 2003 (ANA, 2007).

projeção de impactos feita neste estudo pelo modelo SUISHI-O – a Bacia do Paraná corresponde a 45% da capacidade instalada hidroelétrica do SIN (*Tabela 5*). Dessa forma, para análise energética, ela pode ser subdividida em cinco sub-bacias (Paranaíba, Grande, Tietê, Paranapanema e Iguaçu), além de outras três sub-bacias (denominadas aqui por 843, 845 e 847), que também fazem parte da área de captação das usinas do Rio Paraná (Ilha Solteira, Jupiá, Porto Primavera e Itaipu), conforme mostra a *Figura* 10.

Figura 9 – Divisão Hidrográfica Nacional (ANA, 2007)

Tabela 4 – Produção hidroelétrica por bacia hidrográfica em 2008

Bacia	GWh	%
Paraná	80.535,4	20,3%
São Francisco	42.020,2	10,6%
Tocantins	50.332,6	12,7%
Iguaçu	32.582,3	8,2%
Paranaíba	38.006,7	9,6%
Grande	36.751,7	9,2%
Uruguai	20.354,6	5,1%
Paranapanema	11.605,8	2,9%
Tiete	7.776,5	2,0%
Paraíba do Sul	6.116,8	1,5%
Jacuí	4.465,4	1,1%
Outras	67.153,7	16,9%
Total	397.701,5	100,0%

Fonte: ONS (2009)

Tabela 5 – Potência instalada em 2017 por bacia hidrográfica

Bacia	GW	%
Amazonas	17,0	15,4%
Tocantins Araguaia	17,3	15,7%
São Francisco	10,7	9,7%
Parnaíba	0,8	0,8%
At. Leste	1,2	1,1%
At. Sudeste	4,2	3,8%
At. Sul	4,1	3,8%
Uruguai	4,6	4,1%
Paraguai	0,7	0,6%
Paraná	49,6	45,1%
TOTAL	110,1	100%

Fonte: EPE (2007b)

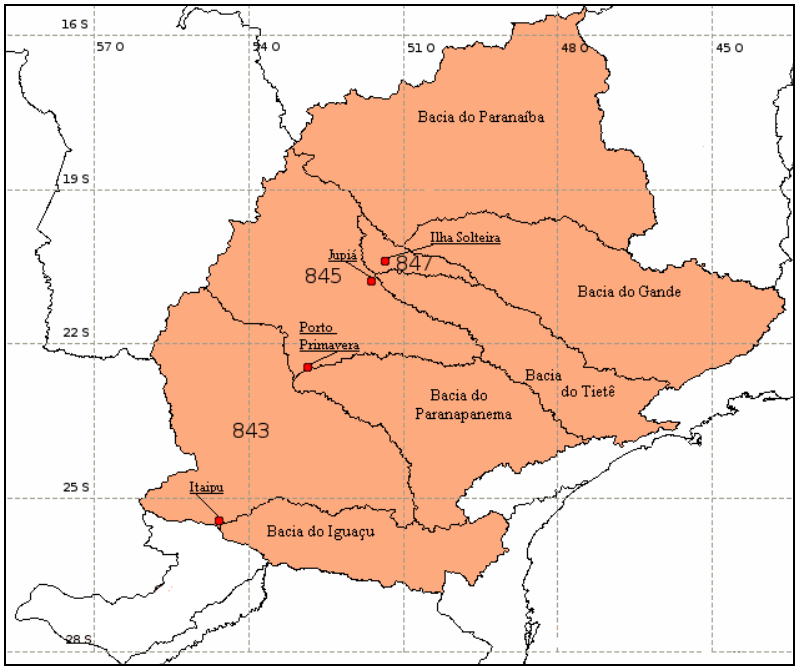


Figura 10 – Divisão da Bacia do Paraná (ANA, 2007)

Os regimes hidrológicos variam entre as diferentes bacias brasileiras. Nas bacias que integram os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, as vazões apresentam um comportamento sazonal bem definido, com vazões maiores no período entre dezembro e abril (período úmido ou chuvoso) e vazões mais baixas entre maio e novembro (período seco) (COSTA, 2007). Nas bacias do subsistema Sul, entretanto, essa sazonalidade não é tão bem definida, embora, em geral, as vazões mais altas complementem o período de vazões baixas no restante do país. A *Figura 11* mostra as vazões médias mensais[75] normalizadas para média zero e desvio padrão unitário.

[75] Calculou-se, aqui, a média (por subsistema) das vazões normalizadas nas usinas mais a jusante de cada bacia hidrográfica mostrada na *Figura 9* e na *Figura 10.*

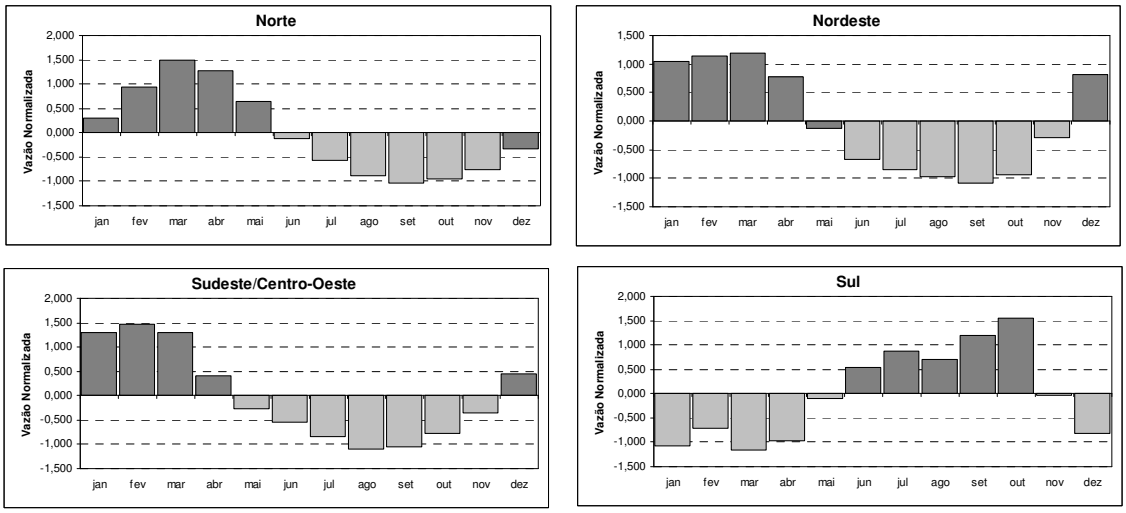


Figura 11 – Sazonalidade da vazão natural afluente (elaborado com base em: ONS, 2008)

Como as usinas hidroelétricas estão, em geral, distantes dos grandes centros consumidores, é necessária a transmissão de energia elétrica por longas distâncias. Embora isso acarrete em perdas, facilita, por outro lado, uma grande integração entre subsistemas (*Figura 8*). Essa integração permite que se transmita energia de um sistema para o outro em função dos diferenciais regionais de disponibilidade hídrica (COSTA, 2007), aproveitando a complementaridade sazonal no país e aumentando a quantidade de energia que se pode obter do sistema hidroelétrico (IAEA, 2006).

A integração regional acrescenta, portanto, mais um elemento a ser considerado na operação do sistema elétrico brasileiro. Devido às complexidades inerentes ao SIN descritas ao longo desta seção, é necessária uma operação integrada e coordenada para que se possa, não somente lidar com os desafios operacionais, mas também maximizar o aproveitamento dos benefícios de um sistema desse tipo. Nesse sentido, o ONS foi criado em 1998 para coordenar a operação das instalações de geração e transmissão de eletricidade do SIN para garantir a otimização do sistema.

Similarmente, a análise de impactos de MCG e estratégias de adaptação devem ser feitas de forma integrada. Conforme mencionado na Seção II.1.3.2, as características de sistemas hidroelétricos têm forte influência na definição da metodologia usada tanto na modelagem hidrológica quanto energética. O caso

brasileiro é extremamente complexo, fazendo com que sejam necessárias ferramentas que incorporem diversos aspectos dessa complexidade. Assim, neste estudo, foi empreendida uma análise integrada do SIN, onde a geração projetada para cada usina é resultante da participação dela dentro do sistema de forma integrada. Da mesma forma, a análise das estratégias de menor custo para adaptação do sistema considera a integração da hidroeletricidade com outras fontes de geração e as diversas repercussões em outros segmentos do setor energético. As seções seguintes apresentam os resultados da aplicação da metodologia aqui proposta para o caso brasileiro.

IV.3 – Impactos das Mudanças Climáticas Globais sobre a Geração Hidroelétrica no Brasil

IV.3.1 – Impactos sobre o Regime de Vazões Naturais Afluentes

Utilizaram-se, no estudo de caso, séries de vazão anual projetadas para as bacias hidrográficas brasileiras através da metodologia de balanço hídrico. Tal projeção foi conduzida por SALATI *et al*. (2009), que calcularam o excedente hídrico anual no *baseline* e em períodos de cinco anos, desde 2011 até 2100, a partir dos dados do *downscaling* dinâmico do GCM HadCM3. Contudo, devido à falta de dados sobre a variação do estoque de água e a interação das vazões com aqüíferos subterrâneos, esses resultados de balanço hídrico não incorporaram possíveis impactos sazonais e não fornecem, assim, as séries mensais necessárias à modelagem energética. Portanto, uma análise estatística foi conduzida para sazonalizar os dados anuais.

Utilizou-se no estudo de caso, portanto, uma combinação das duas metodologias apresentadas na Seção III.1, integrando uma análise hidrológica de balanço hídrico – e, assim, efeitos advindos de variações tanto na precipitação quanto evapotranspiração – com uma análise estatística que visa incorporar possíveis efeitos das MCG sobre a variabilidade sazonal das vazões.

Os resultados de balanço hídrico aqui utilizados foram calculados por SALATI *et al*. (2009) com base na metodologia proposta por PEREIRA (2005). O cálculo da evapotranspiração potencial de SALATI *et al*. (2009) foi feito através das metodologias de Thornthwaite e Camargo (CAMARGO *et al*., 1999; PEREIRA, 2005). De forma geral, ambas calculam a evapotranspiração potencial a partir dos dados de temperatura mensal. A metodologia desenvolvida por CAMARGO *et al*. (1999) utiliza valores de temperatura máxima e mínima, sendo temperatura média estimada por uma ponderação feita através de um parâmetro exógeno[76] **k**. Finalmente, ambos os métodos utilizam premissas sobre a capacidade de água disponível (CAD), que reflete a quantidade de água que é armazenada no solo[77]. O cálculo de balanço hídrico foi inserido em um sistema de informações geográficas (SIG) utilizando a metodologia proposta por VICTORIA *et al*. (2007), possibilitando sua aplicação à análise de impactos de MCG a partir de projeções climáticas oriundas do *downscaling* de GCMs.

SALATI *et al*. (2009) aplicaram os métodos apresentados na *Tabela 6* e compararam os resultados obtidos para a relação Evapotranspiração Real/Precipitação (ETR/Pre) com os respectivos valores observados pela calculada pela ANA para determinar a metodologia mais adequada à cada bacia hidrográfica brasileira. A *Tabela 7* apresenta os métodos escolhidos por SALATI *et al*. (2009) para cada bacia hidrográfica, os resultados e a comparação com os dados médios da ANA.

Tabela 6 – Métodos testados para cálculo de balanço hídrico por SALATI *et al*. (2009)

Thornthwaite cad=100
Camargo cad=100 k=0,69
Camargo cad=100 k=0,72
Camargo cad=200 k=0,69
Camargo cad=200 k=0,72

[76] Salati *et al*. (2009) testou dois valores para o parâmetro **k**: 0,69 e 0,72.
[77] Salati *et al*. (2009) testou dois valores para a CAD: 100 e 200mm.

Tabela 7 – Precipitação, ETR e EXD observados (ANA) e calculados e metodologia utilizada (SALATI *et al.*, 2009)

Região ANA		ANA (média longo prazo)			CRU (1961 – 1990)						método
		Pre	ETR	EXD	Pre		ETR		EXD		
Tocantins	TO	1837	1371	466	1818	-1.05%	1241	-9.47%	576	23.68%	Camargo cad 200 k 0,72
Amazonica	AM	2239	1164	1075	2215	-1.08%	1161	-0.23%	1054	-2.01%	Cammargo cad 100 k 0.69
Paraguai	PG	1398	1193	205	1365	-2.38%	1175	-1.55%	190	-7.42%	Cammargo cad 100 k 0.69
Atlantico NE Oriental	NeOr	1218	1133	86	960	-21.18%	833	-26.49%	127	48.48%	Camargo cad 200 k 0,72
Atlantico E	AE	1058	937	121	982	-7.19%	915	-2.40%	67	-44.40%	Camargo cad 200 k 0,72
Parana	PR	1511	1101	410	1509	-0.14%	1101	0.02%	408	-0.67%	Camargo cad 200 k 0,72
Parnaiba	PB	1117	1045	72	1126	0.77%	980	-6.24%	146	101.85%	Camargo cad 200 k 0,72
Sao Francisco	SF	1037	897	141	1010	-2.59%	892	-0.58%	118	-15.90%	Camargo cad 200 k 0,72
Atlantico S	AS	1568	867	702	1560	-0.50%	882	1.72%	678	-3.37%	Thornthwaite
Uruguai	UR	1785	1041	745	1731	-3.01%	1055	1.32%	677	-9.13%	Cammargo cad 100 k 0.69
Atlantico SE	ASe	1349	882	467	1347	-0.11%	964	9.33%	372	-20.30%	Cammargo cad 100 k 0.69
Atlantico NE Ocidental	NeOc	1790	1482	308	1780	-0.57%	1164	-21.44%	615	99.53%	Thornthwaite

Fonte: SALATI *et al*. (2009)
Observação: Valores em % representam desvio entre dados modelados e observados

Com base nos métodos escolhidos e apresentados na *Tabela 7,* e as projeções climáticas do *downscaling* do GCM HadCM3 pelo modelo PRECIS, SALATI *et al*. (2009) projetaram o excedente hídrico anual por bacia hidrográfica brasileira para o período 2010-2100. A *Figura 12* apresenta, em número índice, (*baseline* = 100), a evolução do excedente hídrico anual em períodos de cinco anos, conforme calculado por SALATI *et al*. (2009). A evolução desse índice foi utilizado como *proxy* para a vazão anual. Assim, a aplicação da variação do excedente anual à média histórica da vazão natural afluente aos reservatórios de cada aproveitamento hidroelétrico gerou uma projeção de séries de vazão anual para as condições climáticas nos cenários A2 e B2 resultantes do *downscaling* do GCM HadCM3.

Figura 12- Impacto sobre vazão anual estimada pelo excedente hídrico. *Baseline* = 100 (SALATI *et al.*, 2009)

Agregou-se o efeito de variação climática (chuva e temperatura) por bacia hidrográfica, conforme mostrado na *Figura 9*. Assim, para todas as usinas pertencentes a uma mesma bacia foram estimados impactos iguais, independentemente de sua posição dentro da bacia. O ganho de precisão de uma análise feita a partir das áreas de captação de cada usina, individualmente seria pequeno, em vista do fato de algumas usinas possuírem área de captação muito pequena e das projeções climáticas não serem tão precisas. Também, ao se agregar por bacia, evitou-se que possíveis *outliers* da projeção climática interferissem de forma significativa nos resultados de vazão[78]. Ademais, pôde-se, também, garantir que não haveria vazão incremental negativa[79], o que poderia gerar problemas computacionais em modelos de operação como o SUISHI-O. Isso, frente ao grande esforço computacional necessário para tal análise, corrobora com o nível de agregação utilizado.

A sazonalidade das vazões naturais afluentes aos reservatórios das usinas, no entanto, é um elemento crucial para a operação de sistemas hidroelétricos geograficamente dispersos, porém integrados, como o brasileiro. O Brasil se beneficia de sazonalidades complementares que permitem, dada a capacidade instalada de transmissão, enviar energia de um lugar para outro em função da disponibilidade hídrica diferenciada (IAEA, 2006). Portanto, para uma análise mais completa, é necessário investigar se as alterações climáticas projetadas para os cenários de MCG influiriam, também, na sazonalidade das vazões naturais afluentes. Desse modo, utilizaram-se elementos da metodologia estatística apresentada na Seção III.1 para alcançar-se uma distribuição mensal para as séries de vazão anuais projetadas pelo cálculo de balanço hídrico de SALATI *et al*. (2009). A interação entre as duas metodologias é ilustrada pela *Figura 13*, abaixo.

[78] O problema de *outliers* é que um ponto apenas pode alterar o resultado de uma extensão territorial muito maior e mais relevante do que ele.
[79] Vazão incremental negativa ocorre quando a vazão natural afluente a uma usina/posto fluviométrico é menor do que o de uma usina/posto fluviométrico a montante.

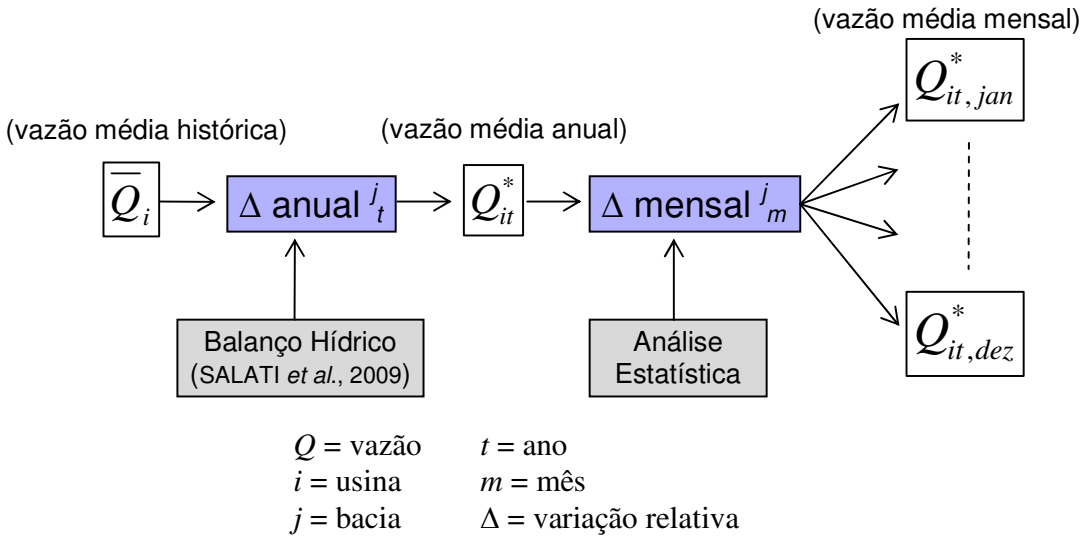


Figura 13 – Sumário da metodologia chuva-vazão.

Primeiramente, aplicou-se a variação do excedente hídrico anual, em intervalos de cinco anos, à vazão média anual histórica aos reservatórios de cada usina. Obtendo-se, portanto, novas vazões médias *anuais* para cada usina com base no resultado de balanço hídrico, conforme mostra a **Eq. 15**, abaixo.

$$Q^*_{it} = \overline{Q}_i \cdot \left(\frac{Exd^j_{2025-2030}}{Exd^j_{Baseline}} \right) \qquad \textbf{Eq. 15}$$

Onde:

Q^*_{it} = projeção da vazão média *anual* para usina ***i*** no ano ***t***, feita a cada período de cinco anos (exemplo: 2025-2030).

$\overline{Q}_i$ = vazão média histórica para usina ***i***.

$Exd^j_{2025-2030}$ = excedente hídrico médio da bacia ***j*** no período 2025-2030 (SALATI *et al.*, 2009).

$Exd^j_{Baseline}$ = excedente hídrico médio da bacia ***j*** no *Baseline* (SALATI *et al.*, 2009).

Realizando-se o mesmo procedimento para os demais quinquênios de interesse (2031-2035, 2036-2040, ..., 2096-2100), pode-se gerar uma série *anual* de vazões.

Chegou-se a valores *mensais* a partir da média *anual* projetada (Q_{it}^{*}), incorporando possíveis variações sazonais no regime de chuvas através de coeficientes de sensibilidade hidrológica conforme estimados pela **Eq. 5**. Isso garante, dada a média *anual*, uma distribuição mensal compatível que incorpora possíveis efeitos sazonais advindos das projeções climáticas. Trata-se de alterar, portanto, a variabilidade mensal em torno de uma mesma média anual.

O efeito sazonal foi calculado a partir de uma série que representa a sazonalidade histórica das vazões de cada usina, dada pela vazão média histórica para cada mês ($\overline{Q}_{im}^{j} =$). A partir desses valores, foi aplicado um efeito advindo de variações (projeções vs. *baseline*) na precipitação, gerando uma nova série mensal que vai de 2025 até 2100. Para garantir a consistência com a média *anual*, projetada pela metodologia de balanço hídrico por SALATI *et al*. (2009), essa nova série foi normalizada para desvios mensais em relação ao respectivo valor anual (valor mensal dividido pelo valor anual). Esses desvios, por fim, são aplicados às projeções *anuais* calculadas através da evolução do excedente hídrico anual por SALATI *et al*. (2009) (Q_{it}^{*}), obtendo-se, portanto, valores *mensais* consistentes com aqueles. Formalmente:

$$Q_{it,m}^{j} = \overline{Q}_{im}^{j} \cdot \left(1 + \Delta mensal_{t,m}^{j}\right) \qquad \textbf{Eq. 16}$$

Onde:

$Q_{it,m}^{j} =$ vazão na usina ***i*** da bacia ***j***, no ano de projeção ***t***, no mês ***m***.

$\overline{Q}_{im}^{j} =$ vazão média histórica para usina ***i*** da bacia ***j***, no mês ***m***.

$\Delta mensal_{t,m}^{j} =$ efeito mensal estimado a partir do efeito chuva na bacia ***j***, no ano de projeção ***t***, no mês ***m***, veja abaixo.

O efeito chuva mensal ($\Delta mensal_{t,m}^{j}$) foi calculado a cada cinco anos de projeção[80] conforme a **Eq. 17**. Foi calculada a precipitação média para cada mês ao longo do período de cinco anos (uma valor médio para janeiro, fevereiro, ..., dezembro,

[80] O uso de período de cinco anos é uma forma de diminuir a influência de *outliers* da projeção climática sobre o resultado.

feito a partir de cinco observações, cada) e esse valor foi comparado ao valor médio do respectivo mês no *Baseline*. O impacto da variação de chuva, em seguida passa pelo coeficiente sensibilidade hidrológica chuva-vazão ($\boldsymbol{E^j}$), estimado para cada bacia $\boldsymbol{j}$. Formalmente, $\Delta mensal_{t,m}^{j}$ é calculado, por exemplo, para o período 2025-2030:

$$\Delta mensal_{t,m}^{j} = E^{j} \cdot \left(\frac{P_{2025-2030,m-1}^{j}}{P_{Baseline,m-1}^{j}} - 1 \right) \qquad \textbf{Eq. 17}$$

Onde:

E^{j} = coeficiente sensibilidade hidrológica chuva-vazão para bacia $\boldsymbol{j}$.

$P_{2025-2030,m-1}^{j}$ = precipitação média para o mês ***m-1*** no período de projeção de 2025 a 2030, na bacia $\boldsymbol{j}$.

$P_{Baseline,m-1}^{j}$ = precipitação média para o mês ***m-1*** no *baseline*, na bacia $\boldsymbol{j}$.

O mesmo procedimento foi feito para os demais quinquênios analisados (para uma série de 75 anos, 2031-2035, 2036-2040, ..., 2096-2100), gerando uma nova série *mensal* de vazões. Por fim, essa nova série que inclui o efeito sazonal de chuva foi normalizada de modo a ser consistente com as médias *anuais* estimadas pela metodologia de Balanço Hídrico (Q_{it}^{*}). Ou seja, a série *mensal* final que alimentou o modelo SUISHI-O é tal que:

$$Q_{it,m}^{*} = Q_{it}^{*} \cdot \left(Q_{it,m}^{j} - Q_{it}^{j} \right) / Q_{it}^{j} \qquad \textbf{Eq. 18}$$

Onde:

$Q_{it,m}^{*}$ = projeção final para a vazão na usina $\boldsymbol{i}$, no ano de projeção $\boldsymbol{t}$, no mês $\boldsymbol{m}$.

Q_{it}^{*} = vazão média *anual* para usina $\boldsymbol{i}$ projetado pela metodologia de Balanço Hídrico.

$Q_{it,m}^{j}$ = vazão na usina $\boldsymbol{i}$ da bacia $\boldsymbol{j}$, no ano de projeção $\boldsymbol{t}$, no mês $\boldsymbol{m}$, calculada no segundo estágio (sazonalidade).

Q_{it}^{j} = média das vazões mensais ($Q_{it,m}^{j}$) para o ano de projeção t.

Os coeficientes de sensibilidade hidrológica (E^j) foram estimados conforme a **Eq.5** (Seção III.1). Em uma análise preliminar, pôde-se identificar que a relação entre chuva e vazão ocorre com uma defasagem de um mês. Portanto, na **Eq.5** as observações de chuva correspondem ao mês anterior ao das vazões ($m-1$). Conforme mostram os diagramas de dispersão apresentados no **Apêndice B**, o uso da defasagem melhora consideravelmente o ajuste dos dados a uma relação linear. Contudo, na análise preliminar, estimativas de funções de regressão similares à **Eq.5**, em um painel para cada bacia individualmente, identificou-se que nas bacias Atlântico Sul, Uruguai e Iguaçu a relação chuva-vazão não se dava com uma defasagem como nos demais casos. Separaram-se, então, essas bacias das demais em uma função de regressão onde não é aplicada a defasagem de um mês para a variável explicativa. Nessa estimativa, os ajustes individuais (D_j) para cada uma dessas bacias não foram estatisticamente significantes e, portanto, foram retirados. Por fim, também, foi preciso incluir uma variável *dummy* para os meses chuvosos (dezembro a abril) uma vez que os padrões sazonais se tornaram mais relevantes sem a defasagem.

Não foram feitas estimativas para as bacias do Amazonas[81] e Atlântico Leste, cujo efeito climático ficou, portanto, restrito à análise de balanço hídrico. No primeiro caso, não havia dados disponíveis de chuva, impossibilitando a estimação. No segundo, não se conseguiu estimar uma função de regressão consistente na análise preliminar e, ao inserir essa bacia junto com as demais na estimação da **Eq.5**, os resultados se tornavam incoerentes[82]. Descartou-se, então, a análise sazonal dessas bacias.

A *Tabela 8* apresenta os resultados da estimação da **Eq.5**, Onde β_0 refere-se ao coeficiente final para as usinas do Rio Paraná (ver nota de rodapé 45) a partir do qual os demais coeficientes são ajustados. Os resultados estão de acordo com as estimativas preliminares feitas individualmente para cada bacia. A estimação da **Eq.5**,

[81] Na bacia do Amazonas encontra-se a maior parte do potencial hidroelétrico remanescente do Brasil (61% do potencial inventariado, segundo EPE, 2007a. Vide **Apêndice A**). A ausência de dados para essa bacia é uma enorme fragilidade do estudo de impactos de MCG sobre o setor elétrico.

[82] Além de não alcançar a significância estatística, o coeficiente de elasticidade E^j estimado para a bacia do Atlântico Leste apresentou um valor superior à unidade, o que não é coerente, pois implica em evapotranspiração negativa.

porém, possui um maior grau de liberdade em função do maior número de observações quando comparado a um painel feito para cada bacia. De uma maneira geral, as estimativas (exceto para a bacia do Atlântico Leste) foram bastante consistentes e, portanto, foram mantidas mesmo quando a estatística-***t*** não apresentou um valor significante (bacias do Paranapanema e Tietê). De fato, os valores são coerentes com a proporção média de água que evapotranspira das bacias hidrográficas brasileiras, em torno de 65% (ANA, 2004).

Finalmente, para o cenário referência também foi gerada de forma a criar uma base de comparação comum para os dois cenários. Essa série mantém as mesmas características a exceção dos efeitos anuais e mensais aplicados, tendo, assim, vazão média para cada ano igual a $\overline{Q}_i$ e vazão média para cada mês igual a $\overline{Q}_{im}^{j}$.

Tabela 8 – Resultados da estimativa do coeficiente E^j

Bacia (j)		a	β_0	β_j	$E^{j\,(2)}$	DT	R^2
	coeficiente	4,4324					0,7626
	estatística-t	71,32					
Rio Paraná	coeficiente		0,5851	-	0,5851		
	estatística-t		9,86	-			
Grande	coeficiente			-0,1572	0,4279		
	estatística-t			-2,31			
Paranaíba	coeficiente			-0,2349	0,3502		
	estatística-t			-3,69			
Paranapanema	coeficiente			-0,1749	0,4102		
	estatística-t			-1,59			
Tietê	coeficiente			-0,0866	0,4985		
	estatística-t			-1,27			
Paraguai	coeficiente			-0,3356	0,2494		
	estatística-t			-4,97			
Atlântico Sudeste	coeficiente			-0,1541	0,4309		
	estatística-t			-2,01			
São Francisco	coeficiente			-0,2512	0,3338		
	estatística-t			-3,89			
Tocantins-	coeficiente			-0,1953	0,3898		
Araguaia	estatística-t			-3,10			
Parnaíba	coeficiente			-0,3549	0,2302		
	estatística-t			-4,77			
Atlântico Sul (1)	coeficiente	1,9671	0,7036	-		-0,4028	0,7692
Iguaçú (1)	estatística-t	5,75	10,29	-		-15,93	
Uruguai (1)				-			

(1): modelo especificado para chuva em ***t***
(2): Calculado conforme a **Eq.6**.

IV.3.2 – Impactos sobre a Geração Hidroelétrica

Foram feitas quatro rodadas do Modelo SUISHI-O para diferentes séries de vazão: (1) para as séries históricas de vazão; (2) para o cenário de referência; (3) para o cenário de emissão A2; (4) para o cenário de emissão B2.

A operação simulada a partir as séries hidrológicas históricas (1) é uma *proxy* da operação histórica e, para efeitos de planejamento energético, essa é a referência utilizada. O cenário de referência (2) foi feito de forma a manter a consistência metodológica da base de comparação entre os cenários A2 (3) e B2 (4). Para termos de cálculo de impactos, o método adotado aqui consiste em aplicar a variação entre o cenário referência e os cenários A2 e B2 sobre a operação histórica. Não se utiliza, portanto, o valor absoluto, evitando viéses de modelagem. Embora o cenário de referência não seja realista, ele fornece uma base de comparação para os cenários climáticos de um ponto de partida comum, isolando o impacto dos dois efeitos projetados para as séries de vazão (3) e (4). A série histórica é consideravelmente mais volátil e possui observações fora do padrão por ser uma realização de um processo estocástico, enquanto projeções inevitavelmente se aproximam do valor esperado, ou seja, de valores médios.

A *Tabela 9* mostra os resultados do modelo SUISHI-O para energia gerada supondo-se a capacidade instalada em 2016 (EPE, 2007b) e considerando a rodada com as séries históricas[83]. Ela mostra, também, as variações dos cenários A2 e B2 com relação ao cenário de referência. A *Figura 14* apresenta os mesmos resultados sobre o mapa das bacias hidrográficas do país.

[83] Para as usinas ainda não existentes, as séries históricas referem-se às séries projetadas e utilizadas no planejamento do setor elétrico (ONS, 2008).

Tabela 9 – Resultados do modelo SUISHI-O

Bacia	Histórico MWmédio*		Variação em Relação ao Cenário Referência			
			A2		B2	
	E. Firme	E. Média	E. Firme	E. Média	E. Firme	E. Média
Amazonas	9425	10628	-36%	-11%	-29%	-7%
Tocantins Araguaia	7531	10001	-46%	-27%	-41%	-21%
São Francisco	5026	5996	-69%	-45%	-77%	-52%
Parnaíba	236	293	-83%	-83%	-88%	-82%
At. Leste	496	565	-82%	-80%	-82%	-80%
At. Sudeste	1937	2268	-32%	1%	-37%	-10%
At. Sul	1739	2037	-26%	8%	-18%	11%
Uruguai	1715	1996	-30%	4%	-20%	9%
Paraguai	375	426	-38%	4%	-35%	-3%
Paraná	22903	29038	-8%	43%	-7%	37%
TOTAL	**51382**	**63247**	**-31,5%**	**2,7%**	**-29,3%**	**1,1%**

Nota: Com base na configuração do sistema projetada para 2016 (EPE, 2007b).
*: MWmédio indica a quantidade de energia gerada supondo o fator de capacidade médio.

De maneira geral, os resultados agregados (para o país) do modelo SUISHI-O mostram que, segundo as projeções climáticas, embora a energia média tenha se mantido quase constante nos cenários A2 e B2, a energia firme sofreu uma forte queda de cerca de 30%.

As diferenças entre os resultados de energia firme e energia média indicam que, embora o sistema como um todo na média não deva sofrer tanto com as MCG, em alguns períodos o sistema perderá muito em sua capacidade de gerar energia, sendo necessária a complementação de alguma outra fonte. Assim sendo, no planejamento da expansão do sistema dever-se-á considerar uma disponibilidade de energia hidroelétrica abaixo do que de fato o sistema é capaz de produzir na maior parte do tempo para evitar déficits de suprimento. As simulações com as vazões projetadas para os cenários climáticos indicam que deverá ser instalada uma capacidade maior para dar segurança ao sistema, sendo que essa capacidade adicional deverá ficar ociosa grande parte do tempo. Como essa capacidade extra de segurança deverá operar uma pequena parte do tempo, é economicamente interessante que ela seja baseada em usinas de baixo custo de capital, além de ter uma boa flexibilidade operativa/contratual.

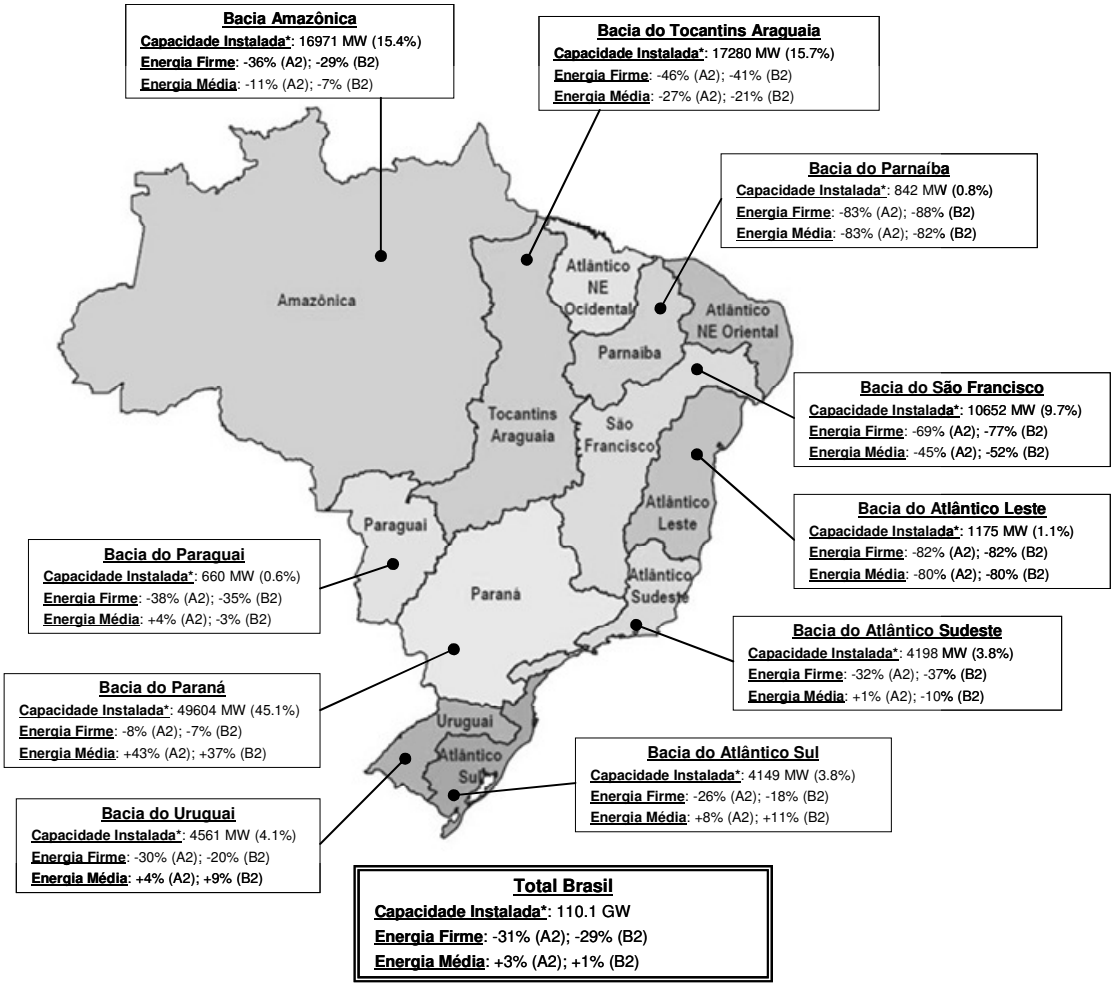


Figura 14 – Mapa dos resultados do SUISHI-O

Nota: * capacidade instalada projetada para 2017 (EPE, 2007b)

Ao desagregar os resultados por bacia hidrográfica, pode-se observar que as bacias mais afetadas em termos de produção de energia são as localizadas na região nordeste (principalmente) e norte. Isso ocorre tanto em termos de energia média quanto energia firme[84]. De fato, a energia média no agregado mantém-se em função da variação positiva nas bacias do sul e sudeste, especialmente a bacia do Paraná que possui forte participação em termos de geração elétrica (*Tabela 5*). Conforme se pôde observar pela *Figura 12*, os resultados de balanço hídrico para as bacias do nordeste são extremamente negativos. Nas bacias do Parnaíba e Atlântico Leste, segundo as

[84] Esse fato pode ser ainda mais relevante se forem considerados os usos múltiplos da água, como, por exemplo, a transposição do Rio São Francisco. Esse assunto, contudo, foge ao escopo deste trabalho.

projeções climáticas, o excedente hídrico chega a cair mais de 90% em alguns momentos da projeção. Isso é refletido na forma de uma forte queda na produção de energia nessas regiões.

Assim, a capacidade de transmissão age como um amortecedor de impactos ao permitir que o aumento na geração em algumas áreas compense a perda de geração em outras, como mostra o resultado de energia média da *Tabela 9*. De fato, os resultados de energia firme/média apresentados na *Tabela 9* referem-se à energia firme/média do sistema e, por conseguinte, os resultados por bacia referem-se a participação de cada bacia na energia firme/média do sistema. Esse valor difere da energia firme de cada bacia individualmente, já que, na operação integrada, o intercâmbio de energia entre diferentes regiões aumenta a disponibilidade total de energia do sistema. Portanto, é de se esperar que caso não haja capacidade de transmissão suficiente, a energia firme das bacias do nordeste caia ainda mais, segundo os cenários climáticos A2 e B2.

Portanto, um resultado importante da simulação é que as diferenças acentuadas no impacto climático sobre as diferentes regiões do país implicam em uma maior necessidade de transmissão de energia entre regiões e, conseqüentemente, em maiores perdas e maiores investimentos na expansão da capacidade de transmissão. O modelo SUISHI-O foi rodado sem restrições de transmissão. Embora isso não ocorra de fato, atualmente, no longo prazo pode-se esperar que a transmissão possa ser expandida para atender às necessidades do sistema interligado. Portanto, um resultado interessante desta simulação é que, em função de alterações climáticas geograficamente diferenciadas, será necessário em algum momento expandir a capacidade de transmissão de energia para poder otimizar a operação do SIN frente às MCG, conforme projetadas nos cenários climáticos aqui utilizados.

Vale mencionar que a capacidade de armazenagem do SIN, através de reservatórios plurianuais, diminui a vulnerabilidade do sistema hidroelétrico às condições climáticas. Quanto maior a capacidade de armazenamento de água, mais apto o sistema está para lidar com a variabilidade climática. Entretanto, dadas as crescentes restrições ambientais para a construção de usinas com grandes reservatórios – e, conseqüentemente, maior área alagada – é de se esperar que o

aproveitamento futuro do potencial hidroelétrico remanescente seja cada vez mais baseado em usinas a fio d'água, com pequenos reservatórios. Portanto, a habilidade do sistema de compensar as variações climáticas pode diminuir, tornando-o mais vulnerável às MCG.

Além de projetar impactos sobre a geração de energia média e energia firme, as rodadas do modelo SUISHI-O serviram ao cálculo das opções de adaptação de menor custo através de alterações no fator de capacidade das usinas hidroelétricas na modelagem energética integrada MAED-MESSAGE. Uma vez que o SUISHI-O fornece o resultado individualizado para cada usina do sistema que o modelo simula, é possível obter resultados para qualquer nível de agregação desejado. Para fins da simulação integrada das políticas de adaptação, agregaram-se as usinas por tamanho (partindo do pressuposto que o tamanho da usina influencia tanto as suas características técnicas quanto econômicas – IAEA, 2006) e em dois subsistemas: sul/sudeste/centro-oeste e norte/nordeste.

Utilizou-se no cálculo do fator de capacidade a energia firme de cada usina, partindo-se do pressuposto que o cálculo das opções de adaptação de menor custo baseia-se numa expansão do sistema que visa minimizar a probabilidade de déficits no suprimento de energia. Mesmo que na média, o sistema seja capaz de ofertar uma quantidade de energia maior, seu dimensionamento deve considerar a ocorrência de um cenário hidrológico crítico. Ademais, embora na operação do sistema também seja possível realizar ações voltadas para a adaptação (como no gerenciamento de reservatórios, na transmissão de energia entre subsistemas e na complementação térmica), elas dependem, primeiramente, de um sistema elétrico robusto, o que implica em uma capacidade instalada que minimize a probabilidade de ocorrência de déficits.

A *Tabela 10* apresenta o fator de capacidade firme histórico e o fator de capacidade firme para os cenários A2 e B2, calculados a partir da variação em relação ao cenário referência.

Tabela 10 – Fator de capacidade firme

	Histórico	A2		B2	
Subsistema	Fator de Capacidade	Variação *vs* Ref	Fator de Capacidade	Variação *vs* Ref	Fator de Capacidade
S/SE/CO					
<30MW	**58.0%**	-30.7%	**40.2%**	-31.7%	**39.7%**
entre 30 e 300MW	**48.5%**	-34.9%	**31.6%**	-33.9%	**32.1%**
>300MW	**44.6%**	-13.2%	**38.7%**	-11.4%	**39.5%**
N/NE					
<30MW	**58.0%**	-25.2%	**43.4%**	-15.8%	**48.8%**
entre 30 e 300MW	**42.4%**	-49.4%	**21.5%**	-45.1%	**23.3%**
>300MW	**49.6%**	-48.5%	**25.5%**	-45.9%	**26.8%**

O principal resultado da *Tabela 10* é a relevante queda no fator de capacidade firme das usinas de grande e médio porte do norte e nordeste, função dos resultados de queda de excedente hídrico nos cenários climáticos A2 e B2. Na prática, isso significa que a quantidade de energia que pode ser garantida através da geração hidroelétrica é menor. Na próxima seção, serão apresentadas as opções de adaptação de menor custo obtidas através da simulação integrada para o setor energético.

IV.4 – Opções de Adaptação de Menor Custo para o Sistema Energético

A modelagem energética MAED-MESSAGE[85] buscou manter consistência com as premissas gerais dos cenários A2 e B2 do IPCC (2000). Portanto, no cenário A2, buscou-se aproximar da evolução tendencial para o setor energético, na medida em que esse cenário descreve um mundo heterogêneo, com ênfase no desenvolvimento regional e com pouca interação entre as diferentes partes do mundo. Nesse cenário, assume-se o ritmo de queda das intensidades energéticas inferior à observada no passado (IPCC, 2000).

[85] A modelagem MAED-MESSAGE aqui empreendida utilizou a plataforma desenvolvida pelo grupo de estudos do PPE/COPPE para a pesquisa *Economia das Mudanças Climáticas no Brasil* (MARGULIS et al., 2009), sendo, assim, o resultado de um esforço coletivo onde participaram diversos pesquisadores sob a coordenação de Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo. Esses pesquisadores são mencionados nos Agradecimentos da Tese.

O cenário B2, em contraposição, enfatiza as preocupações ambientais e supõe menores taxas de crescimento econômico e crescimento populacional. Esse cenário incorpora, de modo geral, um maior ritmo de inovação tecnológica e um maior decréscimo das intensidades energéticas, em linha com a experiência histórica (IPCC, 2000).

Na modelagem MAED-MESSAGE, então, buscou-se manter essas premissas gerais. Dessa forma, na parte de demanda, assumiu-se no cenário B2 um maior incentivo à conservação de energia final e avanços tecnológicos, seguindo a linha das premissas gerais dos cenários (IPCC, 2000). Adicionalmente, no cenário A2, aproximou-se a evolução do setor energético à trajetória tendencial, onde as diferentes opções de geração de eletricidade têm acesso a condições de financiamento diferenciadas, de acordo com as taxas praticadas no mercado e o custo de oportunidade do capital em cada setor. Na prática, diferentes alternativas de geração elétrica enfrentam condições de financiamento distintas (DU e PARSONS, 2009). Portanto, adotaram-se, no cenário A2, taxas de desconto distintas para algumas alternativas tecnológicas de geração de eletricidade na tentativa de reproduzir essas diferenças. Alternativamente, supôs-se que, no cenário B2, as imperfeições no mercado de crédito são contrabalanceadas por instituições de fomento, de forma que o real fator de competição entre as fontes é o custo relativo entre elas. Finalmente, para fins do cálculo do custo total de adaptação, utilizou-se uma única taxa de desconto em ambos os cenários, para que fosse possível comparar estes cenários, com base nos custos de cada opção tecnológica, sem considerar distorções financeiras.

A simulação integrada MAED-MESSAGE foi feita com base em IAEA (2006) e SCHAEFFER *et al*. (2007), de onde se derivou a estrutura dos modelos centrais, assim como algumas das principais premissas da modelagem integrada, seguindo a linha dos cenários de MCG[86]. As premissas de demanda para os setores residencial, agro-industrial e de serviços, além das premissas técnico-econômicas das opções de oferta de eletricidade desse estudo foram atualizadas e o ano base da modelagem foi ajustado considerando o clima atual.

[86] Para maiores referências sobre as premissas adotadas na modelagem, vide IAEA (2006) e o **Apêndice A**.

Conforme descrito na Seção III.3, na medida em que as opções de adaptação de menor custo foram obtidas através da comparação entre a evolução do setor energético *com* e *sem* MCG, foram produzidos dois sub-cenários para cada cenário de emissão:

Cenário A2:

Cenário A2a: A2 "sem MCG" – baseado no cenário A2 do IPCC SRES (IPCC, 2000) que não inclui os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica.

Cenário A2b: A2 "com MCG" – igual ao anterior, porém incluindo os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica.

Cenário B2:

Cenário B2a: B2 "sem MCG" – baseado no cenário B2 do IPCC SRES (IPCC, 2000) que não inclui os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica.

Cenário B2b: B2 "com MCG" – igual ao anterior, porém incluindo os impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica.

Os cenários **A2a** e **B2a** representam a evolução do sistema energético brasileiro desde o ano base (2004) com um horizonte de planejamento até 2035, assumindo-se as premissas consideradas neste estudo[87] (vide **Apêndice A**). Os cenários **A2b** e **B2b** são exatamente iguais aos respectivos **A2a** e **B2a**, à exceção dos fatores de capacidade utilizados nas premissas técnicas para as usinas hidroelétricas no país[88]. Assim, em uma análise *ceteris paribus*, pôde-se verificar como a expansão do sistema energético se daria frente a uma menor disponibilidade hidroelétrica. Partindo do pressuposto de que as usinas hidroelétricas construídas nesse período estarão

[87] Apesar de limitar o horizonte de planejamento até 2035, assume-se, aqui, que o sistema energético existente em 2035 deveria estar já adaptado para as condições hidrológicas do período de projeção (2025-2100). Dado a capacidade plurianual de armazenamento do SIN, o planejamento da operação tem de ser baseado em uma série hidrológica longa, no caso das MCG, projetada para o futuro.

[88] Embora, por disponibilidade de dados, as usinas utilizadas na modelagem hidroelétrica do SUISHI-O sejam apenas aquelas pertencentes ao SIN, estas representam a maior parte da capacidade instalada hidroelétrica do país.

operando no período para os quais as vazões foram projetadas (2025-2100), a segurança do fornecimento de energia elétrica deve considerar a ocorrência de cenários hidrológicos adversos (energia firme).

Com base nas premissas adotadas, no sistema projetado para os cenários A2, as alternativas tradicionais como nuclear e carvão mineral, tiveram uma participação maior que nos cenários B2. Uma vez que, no cenário A2, supôs-se que a energia nuclear tem um custo de oportunidade do capital menor, foi adotada uma taxa de desconto diferenciada para essa tecnologia nesse cenário na tentativa de simular um cenário tendencial[89]. Por outro lado, nos cenários B2, opções menos tradicionais, como eólica e ciclos avançados para queima de bagaço-de-cana, entraram com mais força, supondo-se que o financiamento para essas alternativas fosse incentivado, igualando as condições de competitividade entre fontes[90]. Adicionalmente, devido às premissas de uso mais eficiente de energia, o sistema de geração elétrica do país projetado nos cenários B2 tem uma capacidade instalada menor do que os cenários A2.

De forma geral, todos os cenários fizeram uso do potencial de geração hidroelétrico remanescente, principalmente na região norte, o que implica na necessidade de aplicação da capacidade de transmissão de energia no país. A hidroeletricidade foi escolhida pelo modelo de otimização MESSAGE a despeito da queda no fator de capacidade devido às MCG nos cenários **A2b** e **B2b**. Isso indica que essa opção continua economicamente viável mesmo que haja um decréscimo na energia firme do sistema hidroelétrico.

O maior aproveitamento do bagaço-de-cana com a utilização de tecnologias mais eficientes também foi verificado em ambos cenários, porém em maior grau no

[89] No Plano Nacional de Expansão de Energia (EPE, 2007a), a energia nuclear entra na matriz energética brasileira no horizonte até 2030. A atual política energética brasileira tem enfatizado essa opção, inicialmente ao anunciar a retomada das obras de Angra III e, também, pelo anúncio de outras usinas por parte de membros do governo. A análise do MESSAGE para o cenário B2, onde as condições de custo de capital não são diferenciadas por alternativa, mostra, porém, que a opção nuclear não é competitiva em termos de custo privado, dentro do mercado energético brasileiro. Somente com condições de crédito ou de financiamento que esta opção se torna viável, como foi feito no cenário A2, na tentativa de incorporar a tendência da política energética do país.

[90] Embora taxas de desconto diferenciadas tenham sido adotadas nos cenários A2 para a seleção das opções de menor custo, usou-se uma mesma taxa de desconto para todas as alternativas no cálculo do custo de adaptação. Isso reflete o fato de que a seleção entre alternativas pode ser influenciada por políticas publicas, mas o custo total não varia por isso.

cenário B2. Finalmente, observou-se, também, a entrada de fontes alternativas, como eólica e aproveitamento de resíduos sólidos urbanos (RSU) em todos os cenários.

O resultado relevante para a discussão de opções de adaptação de menor custo é, entretanto, a diferença entre os cenários *com* e *sem* os impactos de MCG sobre a energia firme do sistema hidroelétrico brasileiro (i.e. a comparação dos cenários **A2a** e **B2a** com os respectivos **A2b** e **B2b**). Dessa forma, a *Tabela 11* e a *Tabela 12* apresentam a variação da quantidade de energia gerada e a respectiva capacidade instalada, resultantes da inclusão dos efeitos de MCG no que diz respeito a um menor fator de capacidade para geração hidroelétrica. Esses resultados refletem as alternativas de menor custo[91] para compensar a perda de energia firme projetada, onde os valores negativos indicam perdas de geração e os valores positivos correspondem ao acréscimo de geração, por fonte, voltado para compensar tais perdas.

Tabela 11 – Variação da geração de eletricidade e capacidade instalada em 2035 cenário A2 (variação entre resultados dos cenários A2a e A2b)

	Energia		Cap. Instalada
	TWh	var %	GW
Hidroelétricas			
Pequena (<30MW)	**-12 (↓)**	**-30% (↓)**	**0,0**
Média (>30MW; <300MW)	**-63 (↓)**	**-36% (↓)**	**0,0**
Grande (>300MW)	**-87 (↓)**	**-28% (↓)**	**0,0**
Bagaço-de-cana			
CP 22 bar	0	0%	0,0
CP 42 bar	0	0%	0,0
Cogeração em Cascata	**-20 (↓)**	**-57% (↓)**	**-3,7 (↓)**
CEST	**99 (↑)**	**143% (↑)**	**13,2 (↑)**
BIG-GT	0	0%	0,0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0%	0,0
Eólica	**21 (↑)**	**39% (↑)**	**10,0 (↑)**
Gás Natural	**128 (↑)**	**129% (↑)**	**31,7 (↑)**
Nuclear	**24 (↑)**	**31% (↑)**	**3,2 (↑)**
Carvão Mineral	0	0%	0,0
Diesel	0	0%	0,0
Óleo Combustível	0	0%	0,0

[91] Assumindo-se as premissas técnico-econômicas contempladas no modelo MESSAGE.

Tabela 12 – Impactos sobre a geração de eletricidade e capacidade instalada em 2035 cenário B2 (variação entre resultados dos cenários B2a e B2b)

	Energia		Cap. Instalada
	TWh	var %	GW
Hidroelétricas			
Pequena (<30MW)	**-12 (↓)**	**-30% (↓)**	**0,0**
Média (>30MW; <300MW)	**-61 (↓)**	**-35% (↓)**	**0,0**
Grande (>300MW)	**-80 (↓)**	**-26% (↓)**	**0,0**
Bagaço-de-cana			
CP 22 bar	0	0%	0,0
CP 42 bar	0	0%	0,0
Cogeração em Cascata	**-12 (↓)**	**-100% (↓)**	**-2,3 (↓)**
CEST	**77 (↑)**	**49% (↑)**	**10,3 (↑)**
BIG-GT	0	0%	0,0
Resíduos Sólidos Urbanos	0	0%	0,0
Eólica	**24 (↑)**	**26% (↑)**	**11,5 (↑)**
Gás Natural	**99 (↑)**	**117% (↑)**	**23,8 (↑)**
Nuclear	0	0%	0,0
Carvão Mineral	**53 (↑)**	**134% (↑)**	**8,6 (↑)**
Diesel	0	0%	0,0
Óleo Combustível	0	0%	0,0

Ressalte-se que, no caso do uso do bagaço para Cogeração em Cascata, a perda não se refere a um efeito climático, mas sim a uma substituição por uma tecnologia mais eficiente (CEST – *Condension and Extraction Steam Turbine*) de forma a aumentar a geração de eletricidade a partir da queima de uma mesma quantidade de bagaço-de-cana. Os impactos de MCG analisados neste estudo revelaram uma queda no fator de capacidade firme da geração hidroelétrica no país, principalmente nas regiões norte e nordeste. Isso, por sua vez, refletiu-se em uma menor quantidade de energia gerada para uma mesma capacidade de geração hidroelétrica instalada, conforme se pode observar na *Tabela 11* e na *Tabela 12*.

Os resultados indicam que o sistema elétrico brasileiro projetado para 2035 teria que aumentar sua capacidade de geração para compensar uma perda de geração hidroelétrica de 162 TWh e 153 TWh por ano, nos cenários A2 e B2, respectivamente. Como se pode observar pela *Tabela 11* e pela *Tabela 12*, as opções de menor custo em ambos cenários incluem, em primeiro lugar, um aumento significativo da geração a gás natural. A transição da geração a bagaço-de-cana para tecnologias mais eficientes (de

cogeração em cascata para CEST) também é um resultado importante em ambos os cenários, assim como o aumento da geração eólica. Os cenários diferem, entretanto, em relação à opção nuclear. No cenário A2, a geração nuclear entra como parte das opções de adaptação, devido às condições favoráveis a essa alternativa, diferentemente do cenário B2, onde o carvão mineral entra no lugar da alternativa nuclear.

O uso de modelos que integram o setor energético como um todo permite que sejam avaliados os efeitos indiretos que as políticas de adaptação possam ter sobre outros setores consumidores de energia. A principal repercussão do resultado alcançado é a necessidade de deslocamento de gás natural da indústria para atender à maior demanda por parte do setor elétrico. A demanda energética do setor industrial passaria, então a ser suprida por óleo combustível. Do ponto de vista do parque de refino brasileiro, este resultado não chega a ser um problema, na medida em que, nas rodadas do MESSAGE para os cenários **A2a** e **B2a**, havia um excedente exportável de óleo combustível que passou a ser consumido com a saída do gás natural da indústria devido aos impactos das MCG no setor elétrico. Portanto, observou-se, também, um impacto no comércio externo de petróleo e derivados como resultado das MCG.

A adaptação através de uma capacidade de geração extra implica em investimentos de 47,4 e 46,8 bilhões de dólares para os cenários A2 e B2, respectivamente[92]. Isso equivale a quase o montante de investimento necessário a cada cinco anos para a expansão do SIN projetada no MESSAGE. Esse investimento é apenas o investimento a ser pago pela disponibilidade dessa capacidade de geração, não considera, portanto, os gastos com combustível (que depende, por sua vez, do cenário hidrológico e quanto de energia a mais será necessário), com transmissão e distribuição e operação e manutenção.

Na expansão do sistema, deve-se trabalhar com o conceito de energia firme para minimizar a probabilidade de déficit de energia. Em outras palavras, o sistema energético deve estar dimensionado para poder atender a demanda elétrica no pior dos casos hidrológicos (ou o período crítico). Para tal, frente aos cenários climáticos, seria

[92] Embora as diferentes alternativas tenham sido analisadas com taxas de desconto diferentes entre os dois cenários, o custo de investimento reportado não considerou tais diferenças, partindo do pressuposto que esse seria o custo total social.

preciso instalar uma capacidade extra capaz de gerar 162 TWh e 153 TWh por ano, nos cenários A2 e B2, respectivamente, sendo as alternativas de menor custo aquelas mencionadas acima e expostas na *Tabela 11* e na *Tabela 12*.

Entretanto, normalmente a operação do sistema deve se aproximar mais do fator de capacidade médio[93], uma vez que os casos extremos não ocorrem o tempo todo. Assim, como o fator de capacidade firme é muito menor que o médio, grande parte do tempo (porém não o tempo todo) as usinas hidroelétricas estarão gerando mais energia do que projetado no MESSAGE. Portanto, a capacidade adicional instalada nas alternativas para geração de eletricidade, que garante a confiabilidade do sistema elétrico brasileiro (*Tabela 11* e *Tabela 12*), deverá ficar ociosa parte do tempo.

Os custos operacionais variáveis das opções de adaptação, incluindo custo de combustível, dependerão de quanto o cenário hidrológico se aproxima do cenário crítico. Pelos resultados da simulação, o custo operacional e de combustível anual, caso o cenário hidrológico crítico se realize, é de 6,5 e 6,0 bilhões de dólares[94] nos cenários A2 e B2, respectivamente, dado as premissas adotadas. Como o cenário crítico não ocorre o tempo todo, esse valor pode ser visto como o limite superior para o custo variável de adaptação à perda de confiabilidade do sistema hidroelétrico.

Por fim, deve-se enfatizar que a otimização no modelo MESSAGE foi feita para um dado conjunto de características técnico-econômicas que podem se alterar ao longo do tempo. Portanto, mudanças de preços relativos e avanços tecnológicos podem mudar a configuração ótima de adaptação para o sistema energético brasileiro. Da mesma forma, as opções de adaptação não necessariamente seriam as mesmas em um cenário diferente para a evolução do sistema energético. Por exemplo, adaptação em um cenário menos intensivo em energia elétrica se configura de forma diferente, como no caso dos cenários B2. Deve-se enfatizar, também, que os impactos aos quais as alternativas de adaptação foram direcionadas são função das projeções climáticas adotadas e dos resultados da modelagem hidrológica e energética. Ou seja, os impactos e as alternativas de adaptação aqui descritas estão sujeitas às incertezas dos modelos climáticos global e regional além das incertezas da modelagem.

[93] O fator de capacidade correspondente à produção média simulada pelo modelo SUISHI-O.
[94] Esses custos equivalem a 25,9 e 25,1 USD/MWh, respectivamente.

IV.5 – Discussão

Os resultados obtidos na modelagem MAED-MESSAGE indicam que, caso se confirmem os cenários climáticos, o sistema de geração hidroelétrico passaria a ter uma menor disponibilidade[95]. Isso levaria à necessidade de uma maior capacidade instalada baseada em outras fontes, notadamente gás natural, mas também nuclear/carvão, bagaço-de-cana e geração eólica. Por outro lado, em função da grande diferença entre os resultados dos impactos sobre a energia firme e energia média da geração hidroelétrica, alguma parte da capacidade adicional voltada para a adaptação às MCG ficaria ociosa parte do tempo, sendo utilizada somente nos momentos hidrológicos críticos

Este resultado não é um problema em si para tecnologias flexíveis como a turbina a gás. No caso do bagaço, este resultado também não é crítico na medida em que ciclos do tipo CEST permitem certa modulação de geração e o bagaço pode ser utilizado em outras destinações que não a geração elétrica[96]. Contudo, as opções nuclear e carvão mineral não possuem tal flexibilidade. Para a geração nuclear, não é razoável, tanto sob prisma técnico, quanto sob prisma econômico, um baixo fator de capacidade. Neste sentido, a indicação do modelo de otimização – que escolhe, em um dos cenários (**A2b**), a alternativa nuclear em substituição à energia hidroelétrica firme perdida – pode ser problemática em condições médias de hidrologia. Pode ocorrer, neste caso, de o sistema verter água e gerar eletricidade através da opção nuclear, mesmo quando o mesmo não se encontrar operando sob condições hidrológicas críticas.

A despeito da flexibilidade operativa, no caso da capacidade de geração a gás natural instalada para garantir o suprimento de energia, a não realização do período crítico implica no não uso do combustível contratado para geração elétrica. Como se observou a partir dos resultados do MESSAGE, esse gás natural seria deslocado de outros setores. Portanto, é preciso garantir a oferta de gás natural para geração elétrica,

[95] No sentido em que ele garante uma menor quantidade de energia.
[96] Por exemplo, a produção de etanol via hidrólise, caso essa se torne economicamente viável.

sem excluir outros setores de consumo, principalmente a indústria. Para que isso seja possível, porém, faz-se necessário um mercado secundário para o gás natural onde as termoelétricas possam repassar o gás natural para o setor industrial, quando as condições hidrológicas não indicarem o despacho econômico das termelétricas. Na medida em que os reservatórios plurianuais permitem algum grau de previsão a respeito da capacidade de geração hidroelétrica futura em um prazo não muito longo, seria possível o planejamento dessas operações caso as condições institucionais para tal fossem criadas. Além disso, seria necessário criar condições operacionais através de um incentivo à instalação de queimadores bicombustíveis no setor industrial, possibilitando a livre substituição entre gás natural e outros energéticos – por exemplo, o óleo combustível – de acordo com as condições do sistema elétrico. Isso pode ser realizado no âmbito dos contratos por disponibilidade, onde o gerador térmico é contratado por sua produção potencial, mas gera energia em virtude do despacho comandado pelo ONS (OLIVEIRA, 2008). Portanto, uma política de adaptação importante seria criar as condições institucionais e operacionais para uma comercialização secundária de gás natural.

Na medida em que, além de térmicas a gás natural, hidroelétricas de grande porte super-motorizadas são boas opções para atender variações de carga com rapidez, as demais alternativas de menor custo apresentadas na *Tabela 11* e *Tabela 12*, especialmente a opção nuclear/carvão (dependendo do cenário), devem-se voltar para o atendimento da demanda de base. A geração de energia nuclear deve trabalhar com um alto fator de capacidade, não somente devido à sua grande inércia operacional, mas também em função dos altos custos de investimento associados à sua construção. As opções de geração a carvão mineral e bagaço de cana em ciclos CEST podem também assumir o papel da base. Entretanto, diferentemente da nuclear, elas permitem um grau de flexibilidade operacional maior, o que as favorece como opções de adaptação às MCG. Ademais, especialmente, a bioeletricidade, mas também, em certa medida, a termeletricidade a carvão, apresenta custos fixos iniciais bem inferiores aos da termo-nuclear[97].

[97] Como a simulação do MESSAGE, a termo-nuclear não é competitiva sem considerar taxas de desconto diferenciadas para diferentes fontes.

A geração a bagaço-de-cana também pode se valer de instrumentos para flexibilizar sua operação. Novamente, se o cenário crítico não ocorrer, é preciso que haja alternativas de uso para o bagaço. Existem opções tecnológicas que serviriam a esse propósito, embora a análise integrada realizada no modelo de otimização não tenha apontado para sua viabilidade econômica. A primeira opção é a hidrólise, que permite produzir etanol celulósico a partir de bagaço. A segunda é o BIG-CCGT (*Biomass Integrated Gaseification Combined Cycle Gas Turbine*). O etanol celulósico, no caso da hidrólise, é um sistema que consome o bagaço, mas não permite que ele seja utilizado para geração elétrica. Já o sistema BIG-CCGT poderia operar em dois modos com flexibilidade: etanol e/ou eletricidade, a partir do bagaço[98]. Essas opções tecnológicas estão ainda em estágio de desenvolvimento e não possuem, ainda, competitividade no mercado (ELY, 2009). Uma política de adaptação relevante no caso brasileiro onde a biomassa é abundante (especialmente o bagaço de cana), portanto, é o incentivo a pesquisa e desenvolvimento dessas tecnologias, além de incentivos à sua implementação, para que elas alcancem competitividade e inserção no mercado.

Os resultados do modelo SUISHI-O mostram que os impactos sobre a geração elétrica, tanto no que diz respeito à energia firme quanto à energia média, são bastante diferenciados ao longo do território brasileiro. A geração de energia hidroelétrica no nordeste e no norte é bastante afetada, enquanto nas regiões sul e sudeste, ela é negativamente afetada (em menor grau) somente em termos de energia firme. Essa diferença regional dos impactos das MCG sobre a geração hidroelétrica faz com que seja necessária uma maior integração do sistema elétrico brasileiro, permitindo um maior intercâmbio de energia entre diferentes regiões do país. De fato, o resultado do modelo SUISHI-O não contempla restrições de transmissão, o que diminuiria consideravelmente a energia firme e média do sistema como um todo.[99] Portanto, uma política de adaptação importante é o investimento na capacidade de transmissão de energia no país.

Por último, a redução das incertezas climáticas é uma das mais importantes políticas de adaptação que devem ser implementadas no país. Isso compreende, em

[98] O *syngas* (uma mistura de monóxido de carbono com hidrogênio) resultante da gaseificação da biomassa pode ser queimado em uma turbina a gás em ciclo combinado (ou até mesmo em ciclo aberto) ou transformado em etanol a partir de uma síntese de Fischer-Tropsch.
[99] De forma a garantir compatibilidade entre os modelos SUISHI-O e MESSAGE, nesse último previu-se uma considerável expansão da interligação norte-sul brasileira.

primeiro lugar, aumentar o nível de conhecimento do clima atual no país, melhorando e disponibilizando a base de dados meteorológica. Uma das maiores dificuldades para a modelagem de impactos e adaptação no setor hidroelétrico foi trabalhar com uma base dados climáticos históricos pequena e incompleta. Isso foi principalmente relevante no que diz respeito à base de dados de precipitação e temperatura para o país, de forma geral, e na região amazônica, especificamente. Para estar preparado para enfrentar as mudanças no clima, deve-se, primeiramente, buscar entender as relações climáticas atuais e sua evolução ao longo do tempo. Ademais, a ampla coleta e divulgação de uma base de dados climáticos é um requisito fundamental para o desenvolvimento de ferramentas que possam traduzir as projeções de modelos climáticos globais e regionais em impactos, não somente sobre o setor energético, mas sobre qualquer setor socioeconômico.

Capítulo V – Considerações Finais e Recomendações para Estudos Futuros

Este estudo apresentou uma proposta de abordagem metodológica para cenarização de impactos das MCG e formulação de estratégias de adaptação, tendo como foco a geração hidroelétrica. Tal abordagem segue uma cadeia de modelos, partindo das projeções climáticas de GCMs baseadas em cenários de emissões de GEE, passando pelo processo de regionalização (*downscaling*) e alimentando um modelo hidrológico. Em seguida, as variações nas vazões naturais afluentes aos reservatórios das usinas são usadas em um modelo de simulação da operação do sistema hidroelétrico para se obter valores de energia firme e média. Finalmente, um modelo integrado do setor energético é utilizado para criar cenários, a partir dos quais se escolhem as opções de adaptação de menor custo para os impactos projetados sobre a geração hidroelétrica.

A abordagem aqui proposta foi ilustrada através de um estudo de caso para o Brasil. Com base em projeções de variáveis climáticas futuras resultantes do *downscaling* dos resultados do GCM HadCM3, foi proposta uma abordagem estatística e uma de balanço hídrico para quantificar os impactos de alterações climáticas nas vazões naturais afluentes a reservatórios de usinas hidroelétricas. Devido a limitações na disponibilidade de dados e informações detalhadas acerca das bacias hidrográficas estudadas, aplicou-se, no estudo de caso, uma abordagem híbrida, onde a vazão anual é projetada por uma metodologia de balanço hídrico e a variabilidade sazonal da vazão é projetada por uma metodologia estatística. Essa combinação se mostrou eficaz para contornar as limitações relacionadas à falta de dados, e pode ser uma alternativa interessante em aplicações onde uma metodologia hidrológica conceitual não consegue gerar os resultados necessários a uma modelagem subseqüente, como é o caso da modelagem energética neste estudo. Por outro lado, ela não oferece uma descrição completa com base em fundamentos da física para os diferentes elementos do ciclo hidrológico.

Usou-se o modelo SUISHI-O para a modelagem energética a partir de projeções futuras de vazão. Esse modelo apresenta a vantagem de ser um modelo de simulação, não estando, portanto, sujeito às premissas necessárias a uma modelagem de otimização (i.e. parâmetros econômicos). O SUISHI-O permite calcular, para um conjunto de séries de vazão e características técnicas das usinas e do sistema, a energia média e energia firme de cada usina, subsistema ou sistema. Esses indicadores permitem analisar elementos complementares da operação do sistema hidroelétrico, como a produção média e a confiabilidade. O modelo também possui a capacidade de simular usinas individualizadas de forma integrada, o que viabiliza a análise de impactos regionais.

Os resultados encontrados para os impactos sobre a geração hidroelétrica apontaram para uma queda na confiabilidade do sistema de geração hidroelétrico brasileiro em função das MCG. Foi projetada uma queda de cerca de 31% e 29% na energia firme do sistema nos cenários A2 e B2, respectivamente. Entretanto, em termos de energia média, não houve impacto relevante para o sistema como um todo, embora impactos regionais consideráveis tenham sido estimados. Segundo as projeções climáticas, as bacias hidrográficas das regiões norte e nordeste podem ser afetadas

drasticamente em sua produção de energia hidroelétrica, tanto em termos de energia firme quanto energia média. A perda de geração em algumas bacias chega a ser superior a 80%.

Uma queda na energia firme do sistema hidroelétrico brasileiro, conforme apontam os cenários climáticos utilizados, indica a necessidade de políticas de adaptação que visem reduzir a vulnerabilidade do SIN como um todo. A partir de uma modelagem de otimização integrada para o sistema energético, selecionaram-se as opções de adaptação de menor custo aos impactos projetados para o sistema hidroelétrico. Os resultados indicam que é necessário instalar uma capacidade de geração de eletricidade capaz de suprir a quantidade de energia que o sistema hidroelétrico deixa de garantir nos cenários de MCG (162 TWh e 153 TWh, nos cenários A2 e B2, respectivamente). Em geral, os resultados apontam para o gás natural como a principal fonte a ser expandida, mas também tecnologias mais eficientes de geração a bagaço de cana, energia eólica e outras. A vantagem da modelagem integrada – em contraposição a uma modelagem setorial, focada no setor elétrico – é que ela permite identificar impactos de segunda ordem das políticas de adaptação. Uma vez que o setor de geração elétrica compete por recursos energéticos com outros setores econômicos, políticas de adaptação podem ter efeitos sobre a economia ao afetar a alocação desses recursos. No estudo de caso aqui conduzido, observou-se um deslocamento de gás natural da indústria para geração elétrica, como resultado da maior capacidade de geração a gás natural instalada.

Essa modelagem, contudo, está sujeita às características técnico-econômicas das tecnologias analisadas, que podem variar ao longo do tempo. Um aspecto que exemplifica a influência das características técnico-econômicas sobre a modelagem de otimização é o uso de taxas de desconto diferenciadas. Como mostraram os resultados das simulações realizadas neste estudo, diferentes taxas de desconto levam o modelo de otimização a escolhas distintas – no estudo de caso, a diferença se deu entre carvão e nuclear. Portanto, a evolução futura dos custos das tecnologias, assim como suas condições de financiamento, pode ter impacto significativo sobre as opções de menor custo para lidar com impactos de MCG.

Por outro lado, a modelagem de otimização integrada permite avaliar em que medida barreiras de mercado (como, por exemplo, distorções no mercado de crédito, barreiras à entrada, assimetria de informação, etc.) podem ser relevantes para adoção de políticas ótimas de adaptação. Ao comparar resultados alcançados com base em uma análise puramente econômica (i.e. com base em custos e preços relativos, assumindo condições de concorrência e informação perfeitas, que não ocorrem na realidade), com o que ocorre, de fato, no setor energético, pode-se identificar as distorções que levam o mercado a não agir "racionalmente[100]".

Por se tratar de uma proposta de procedimento metodológico, mais importante do que os resultados do estudo de caso, especificamente, é a capacidade de a metodologia proposta modelar a cadeia que parte dos dados do *downscaling* de projeções climáticas globais balizadas em cenários de emissão de GEE. Embora este estudo apresente uma abordagem nova, que abrange grande parte da cadeia de modelos para estudos de impactos e adaptação às MCG, a metodologia aqui empregada pode ser ainda mais aprofundada em cada um de seus diferentes estágios.

No que diz respeito ao início da cadeia de modelagem para a análise de impactos das MCG (i.e., a adoção de cenários de emissões de GEE), a utilização dos cenários do IPCC SRES (IPCC, 2000) é comum em estudos de impactos das MCG. Nesse aspecto, é interessante haver uma homogeneidade na adoção de cenários de emissão para que possa haver comparabilidade entre estudos. No entanto, deve-se ter em mente que, quanto mais longo o horizonte de pesquisa, maior a incerteza a respeito das emissões/concentrações futuras. Portanto, estudos de impactos das MCG devem se fazer valer de mais de um cenário de emissão para cobrir uma gama de possibilidades de evolução das emissões, e com isto reduzir a incerteza sobre as alterações climáticas resultantes.

Enquanto em prazos mais longos o cenário de emissão é um fator de grande incerteza, em prazos mais curtos (por exemplo, até a primeira metade do Século XXI) os modelos de clima têm papel principal nas incertezas (JENKINS e LOWE, 2003). Diferentes GCMs produzem diferentes padrões de mudanças no clima (especialmente em relação à precipitação) para um mesmo cenário de emissões (KUNDZEWICZ *et al.*,

[100] Segundo a racionalidade econômica.

2007). A utilização de projeções de mais de um GCM é, portanto, a melhor forma de se reduzir as incertezas de estudos de impactos de MCG. Além disso, a análise e comparação dos resultados de GCMs é fundamental para reduzir as incertezas quanto às projeções de alterações nas variáveis climáticas. Alguns modelos tendem a concordar em relação às projeções em determinadas regiões, enquanto que, para outras, não há consenso. Esse é o caso do norte/nordeste brasileiro. Entre os GCMs utilizados no quarto relatório do IPCC (2007), o modelo HadCM3 é o que apresenta as condições mais secas para o nordeste brasileiro (MARENGO, 2007b). Isso mostra que, para essa região, é prudente avaliar os impactos segundo outros modelos climáticos. Por esses motivos, a interpretação dos resultados de GCMs deve ser feita sob a forma de cenários climáticos, e não previsões, assim como as projeções de impactos devem ser interpretadas como análises de sensibilidade para cenários alternativos de clima.

O mesmo se aplica aos métodos de *downscaling*. Na verdade, diferentes métodos de regionalização permitiriam não somente reduzir a incerteza embutida no processo de *downscaling*, como também utilizar resultados de diferentes GCMs. O *downscaling* estatístico tem a vantagem de, além de ser computacionalmente menos intensivo, poder ser aplicado aos resultados de mais de um GCM, enquanto que, no *downscaling* dinâmico, é necessário haver um acoplamento entre os modelos global e regional. Na prática, portanto, o *downscaling* estatístico permite que se aumente o número de cenários climáticos (diferentes GCMs, além de regionalizações), aumentando, assim, a gama de possibilidades de evolução futura das variáveis climáticas frente a um cenário de emissões de GEE.

Os elementos de incerteza ao longo da cadeia de modelos para avaliação de impactos de MCG explicitados acima fogem do escopo direto deste trabalho e desta proposta metodológica. De fato, propõe-se aqui uma abordagem que utiliza tais elementos como dados de entrada em um novo estágio de modelagem que vai além do âmbito físico-químico, abordando, também, aspectos sócio-econômicos. Segundo KUNDZEWICZ *et al*. (2007), as incertezas em análises de impactos de MCG sobre recursos hídricos são mais relevantes nos cenários de alterações do clima (em especial as alterações no regime de precipitação, resultados de GCMs) do que na modelagem hidrológica e na sensibilidade climática (ou sensibilidade hidrológica; vide Seção III.1). Assim, embora a escolha da abordagem hidrológica possa ter influência sobre a

projeção de impactos de MCG, a incerteza nesse estágio ainda é menor do que as diferenças entre cenários climáticos (KUNDZEWICZ *et al*., 2007). Dessa forma, buscou-se ressaltar aqui a necessidade de se ampliar a gama de cenários climáticos a ser utilizada em estudos de impactos de MCG.

Não obstante, o desenvolvimento de modelos hidrológicos voltados ao estudo das MCG é pertinente. Na medida em que a literatura científica sobre o tema é vasta (vide Seção II.1.3.1), o principal avanço nesse sentido é ampliar a base de dados para calibragem de modelos hidrológicos. Isso é especialmente relevante em estudos para o Brasil, como foi mostrado no estudo de caso, onde a ausência de uma base de dados mais completa impossibilitou a inclusão do efeito da temperatura no impacto sobre a sazonalidade, além de limitar a análise de algumas bacias (por exemplo, a bacia amazônica).

No que diz respeito à abordagem específica apresentada neste estudo para a integração da modelagem hidrológica e energética, alguns desenvolvimentos são sugeridos a seguir.

As MCG são apenas uma de diversas pressões sobre os recursos hídricos (KUNDZEWICZ *et al*., 2007). Uma vez que a geração de eletricidade compete pelo recurso "água" com outros setores[101], seria interessante analisar em que medida as MCG afetariam a demanda de água para outros usos – como irrigação, consumo humano e animal, consumo industrial, consumo em usinas termoelétricas, consumo em refinarias de petróleo, etc. – e como isso afetaria a geração de energia hidroelétrica. É interessante, também, incorporar na análise os efeitos de atividades humanas, especialmente as que causam mudança no uso do solo, como urbanização e desmatamento, que podem afetar as vazões dos rios, impactando, por sua vez, a produção de energia. Uma vez que a incorporação desses elementos aumentaria sobremaneira o grau de incerteza na avaliação dos impactos climáticos sobre a geração hidroelétrica, isso deveria ser feito através de análises de sensibilidade dentro do modelo SUISHI-O.

[101] A Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei 9.433, 1997) visa garantir que "a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas", sendo esses o abastecimento humano e animal, a irrigação, a pesca, a geração de energia, o abastecimento industrial, a navegação, o controle de cheias e o uso recreativo. (Brasil, 1997)

Da mesma forma que aumentar o número de cenários climáticos pode ajudar a reduzir as incertezas, um maior número de conjuntos de vazão natural afluente aos reservatórios das usinas pode contribuir para a análise em estudos de impactos das MCG sobre o setor hidroelétrico. Isso poderia ser feito por uma modelagem estatística, onde seria gerado um grande número conjuntos de vazão através de simulações de Monte-Carlo. Assumindo uma função de distribuição de probabilidade para a vazão mensal em cada aproveitamento hidroelétrico, poder-se-ia projetar o impacto das MCG sobre os parâmetros de tal distribuição de maneira similar à metodologia estatística proposta na Seção III.1. Isso permitiria gerar diversas séries sintéticas para cada usina (ao invés de uma única ocorrência do processo estocástico vazão) para alimentar o modelo SUISHI-O. Uma vantagem de séries geradas dessa maneira é que elas teriam uma boa variabilidade, assimilando-se mais às séries históricas onde o comportamento da vazão é singular a cada ano (no estudo de caso aqui conduzido, as vazões foram projetadas para cada período de cinco anos). O mesmo pode ser feito para a o conjunto de vazões que representa o *baseline*.

Essa abordagem possibilitaria, também, gerar uma distribuição de probabilidades para os resultados de energia média e energia firme, fornecendo informações importantes acerca da distribuição probabilística dos impactos, como intervalos de confiança e probabilidade de eventos extremos[102]. Tal abordagem requereria, entretanto, a integração do código de programação do modelo SUISHI-O com o modelo hidrológico de geração de séries sintéticas, além de um grande esforço computacional.

Outra possibilidade de pesquisa futura, em se falando de eventos climáticos extremos, é analisar até que ponto as barragens e os vertedouros das usinas hidroelétricas são suficientes para conter possíveis quantidades de água superiores à vazão máxima prevista no projeto de construção.

Na modelagem energética do SUISHI-O empreendida no estudo de caso, não se limitou a capacidade de transmissão do país. Embora haja uma limitação de fato,

[102] No caso da geração hidroelétrica, eventos extremos incluem não somente períodos de seca, mas também a possibilidade da vazão exceder a capacidade das usinas para verter excedentes hídricos para os quais elas não foram projetadas.

assumiu-se que, no longo prazo, o sistema de transmissão seria expandido para atender às necessidades para a otimização da operação do SIN. Em função das características do SIN, o sistema de transmissão de eletricidade permite aumentar a energia firme do sistema de geração ao aproveitar os diferenciais hidrológicos do país. Dessa forma, é interessante analisar como limitações de transmissão podem afetar a vulnerabilidade de sistemas hidroelétricos às MCG.

Por último, na modelagem de adaptação de menor custo, a forma de desenvolver a análise não passa necessariamente por aspectos metodológicos, mas pela identificação de variáveis críticas da modelagem e pela análise do efeito de diferentes políticas energéticas. Isso pode ser feito através de análises de sensibilidade para parâmetros técnico-econômicos da modelagem MAED-MESSAGE. Deve-se, também, considerar outras políticas de adaptação que não são resultado da modelagem integrada. Embora esse tipo de abordagem apresente vantagens, conforme discutido ao longo deste trabalho, ela não permite avaliar políticas pontuais. Assim, deve-se considerar, também, políticas voltadas para localidades, instalações e segmentos específicos.

Independentemente da confirmação do cenário climático utilizado na análise de impactos das MCG sobre o setor, por depender intrinsecamente de condições climáticas a geração hidroelétrica é vulnerável a alterações do clima. Portanto, a vulnerabilidade do sistema energético brasileiro às MCG requer que se investiguem, desde já, alternativas de adaptação para que se possa atuar em tempo hábil, a despeito das incertezas a respeito dos cenários climáticos. Dessa forma, as políticas de adaptação devem ser tais que o sistema delas se beneficie mesmo que o cenário climático não ocorra, na medida em que busquem diminuir a vulnerabilidade do sistema a flutuações do clima.

É necessário também, um constante esforço de projeção de impactos e alternativas de adaptação frente à constante evolução dos cenários climáticos e das características técnico-econômicas das alternativas energéticas. Finalmente, ampliar a rede de medição e monitoramento de dados meteorológicos é uma pré-condição à evolução de estudos de impactos de MCG no Brasil.

Referências Bibliográficas

ADAMS, R.M., B.A. McCARL, L.O. MEARNS, 2003, "The effects of spatial scale of climate scenarios on economic assessments: An example from U.S. agriculture". *Climatic Change*, 60, pp. 131-148.

ADGER, W.N., S. AGRAWALA, M.M.Q. MIRZA, C. CONDE, K. O'BRIEN, J. PULHIN, R. PULWARTY, B. SMIT, K. TAKAHASHI, 2007, "Assessment of adaptation practices, options, constraints and capacity". *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 717-743.

AMBRIZZI, T., ROCHA, R., MARENGO, J. A., PISNITCHENKO, I., ALVES, L., 2007, Cenários regionalizados de clima no Brasil para o Século XXI: Projeções de clima usando três modelos regionais. Relatório 3, MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA, SECRETARIA DE BIODIVERSIDADE E FLORESTAS –SBF, DIRETORIA DE CONSERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE – DCBio Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade - Sub projeto: Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI. Brasília, Fevereiro 2007.

ANA – Agência Nacional de Águas, 2004. *Disponibilidade e Demandas de Recursos Hídricos no Brasil*. Brasília – DF. Dezembro, 2004.

ANA – Agência Nacional de Águas, 2007, *Disponibilidade de Recursos Hídricos no Brasil*. Caderno de Recursos Hídricos. v 2. 2007. Disponível em: http://www.ana.gov.br/sprtew/recursoshidricos.asp. Acesso em: Junho, 2008.

ANA – Agência Nacional de Águas, 2009. *Sistema de Informações Hidrológicas – Hidroweb*. Disponível em: http://hidroweb.ana.gov.br/. Acesso em Janeiro, 2009

ANDERSSON, L. *et al*., 2006, "Impact of climate change and development scenarios on flow patterns in the Okavango River". *Journal of Hydrology* 331, pp. 43– 57.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009. Banco de Informação de Geração. Available at: http://www.aneel.gov.br/.

ARAÚJO, R.P., 2009, *Setor Elétrico Brasileiro – uma aventura mercantil*. 1 ed. Brasília: Confea.

ARNELL, N. W. (1999a) "Climate change and global water resources". *Global Environmental Change* 9, S31-S49.

ARNELL, N. W. (1999b) "A simple water balance model for the simulation of streamflow over a large geographic domain". *Journal of Hydrology* 217, pp. 314-35.

ARNELL, N. W., 1992, "Factors controlling the effects of climate change on river flow regimes in a humid temperate environment". *Journal of Hydrology* 132, pp. 321-42.

ARNELL, N. W., 1993, "Data requirements for macroscale modelling of the hydrosphere". In: *Macroscale Modelling of the Hydrosphere* (Proceedings of the Yokohama Symposium, July 1993, IAHS Publ. no. 214, pp. 139-49.

ARNELL, N. W., 2003, "Effects of IPCC SRES emissions scenarios on river runoff: a global perspective". *Hydrology and Earth System Sciences* 7 (5), pp. 619-41.

ARNELL, N. W., 2004, "Climate change and global water resources: SRES emissions and socio-economic scenarios". *Global Environmental Change* 14, pp. 31–52.

ARNELL, N. W., REYNARD, N.S., 1996, "The effects of climate change due to global warming on river flows in Great Britain". *Journal of Hydrology* 183, pp. 397-424.

AROONRUENGSAWAT, A., AUFFHAMMER, M., 2009, *Impacts of climate change on residential electricity consumption: evidence from billing data.* A Report From: California Climate Change Center, California Energy Commission. March 2009, CEC-500-2009-018-D.

BARTHENDU, S., COHEN, S. J., 1987, "Impact of Co_2-induced climate change on residential heating and cooling energy requirements in Ontario, Canada". *Energy and Building* 10, pp. 99-108.

BATES, B.C., Z.W. KUNDZEWICZ, S. WU, J.P. PALUTIKOF, Eds., 2008, *Climate Change and Water*. Technical Paper of the Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC Secretariat, Geneva, 210 pp.

BAXTER, L. W., CALANDRI, K., 1992, "Global warming and electricity demand: A study of California". *Energy Policy,* March 1992, pp. 233-44.

BOORMAN, D. B., SEFTON, C.E., 1997, "Recognising the uncertainty in the quantification of the effects of climate change on hydrological response". *Climatic Change* 35, pp. 415–34.

BORBA, B. S. M. C., 2008. Metodologia de Regionalização do Mercado de Combustíveis Automotivos no Brasil. Dissertação de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, Brasil.

BOX, G.E.P, JENKINS, G.M. 1976. *Time Series Analysis:Forecasting and Control.* revised edition, Holden-Day, Oakland, California.

BRESLOW, P. B., SAILOR, D. J., 2002, "Vulnerability of wind power resources to climate change in the continental United States". *Renewable Energy* 27, pp 585–598.

BRYANT, B., WESTERLING, A., 2009, *Potential effects of climate change on residential wildfirerisk in california*. A Report From: California Climate Change Center, California Energy Commission. CEC-500-2009-048-F.

BÜRGER, G. *et al*., 2007, "Future climate scenarios and rainfall-runoff modelling in the Upper Gallego catchment (Spain)". *Environmental Pollution* 148, pp. 842-54.

BULL, S. R., D. E. BILELLO, J, EKMANN, M. J. SALE, D. K. SCHMALZER, 2007, Effects of climate change on energy production and distribution in the United States in *Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States*. A Report by the U.S. Climate Change Science Program and the subcommittee on Global Change Research. Washington, DC.

BULTOT, F. *et al.,* 1988, "Repercussions of a Co_2 doubling on the water cycle and on the water balance – A case study for Belgium". *Journal of Hydrology* 99, pp. 319-47.

BUNYAVANICH, S. *et al*., 2003. "The Impact of Climate Change on Child Health", *Ambulatory Pediatrics* v. 3, n. 1, pp.44-52.

CALLAWAY, J.M., 2004, "Adaptation benefits and costs: are they important in the global policy picture and how can we estimate them?" *Global Environmental Change* 14, pp. 273–282.

CAMARGO, A.P., MARIN, F.R., SENTELHAS, P.C., PICINI, A.G.,1999, "Adjust of the Thornthwaite's method to estimate the potential evapotranspiration for arid and

superhumid climates, based on daily temperature amplitude". *Rev. Bras. Agrometeorol*. 7 (2), pp. 251–257.

CARTER, T. R., PARRY, M. L., HARASAWA, H., NISHIOKA, S., 1994, *IPCC technical guidelines for assessing climate change impacts and adaptions*, IPCC Special Report to Working Group II of IPCC, London.

CAYAN, D., TYREE, M., DETTINGER, M., HIDALGO, H., DAS, T., MAURER, E., BROMIRSKI, P., GRAHAM. N., FLICK., R., 2009, *Climate Change Scenarios and Sea Level Rise Estimates for the California 2008 Climate Change Scenario Assessment*. California Climate Change Center. California Energy Commission, CEC-500-2009-014D.

CCSP, 2007: *Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States*. A Report by the U.S. Climate Change Science Program and the subcommittee on Global Change Research. [Thomas J. Wilbanks, Vatsal Bhatt, Daniel E. Bilello, Stanley R. Bull, James Ekmann, William C. Horak, Y. Joe Huang, Mark D. Levine, Michael J. Sale, David K. Schmalzer, and Michael J. Scott (eds.)]. Department of Energy, Office of Biological, Environmental Research, Washington, DC., USA, 160 pp.

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica, 2007, MANUAL DE REFERÊNCIA DO MODELO SUISHI-O. Rio de Janeiro, Outubro de 2007.

CHEN, H. *et al.*, 2007, "Historical temporal trends of hydro-climatic variables and runoff response to climate variability and their relevance in water resource management in the Hanjiang basin". *Journal of Hydrology* 344, pp. 171-84.

CHEN, H. *et al.*, 2007, "Historical temporal trends of hydro-climatic variables and runoff response to climate variability and their relevance in water resource management in the Hanjiang basin". *Journal of Hydrology* 344, pp. 171-84.

CHIEW, F.H.S., 2007, Estimation of rainfall elasticity of streamflow in Australia. *Hydrol. Sci. J.*, 51, pp. 613-625.

CHRISTENSEN, N. S. *et al.*, 2004, "The effects of climate change on the hydrology and water resources of the Colorado river basin". *Climatic Change* 62, pp. 337–63.

CHRISTENSON, M. *et al.*, 2006, "Climate warming impact on degree-days and building energy demand in Switzerland". *Energy Conversion and Management* 47, pp. 671-86.

COHEN, S. J., 1986, "Impacts of Co_2-induced climatic change on water resources in the Great Lakes basin". *Climatic Change* 8, pp. 135-53.

COMMEND – Community for Energy Environment and Development, 2008. *An Introduction to LEAP*. Disponível em: http://www.energycommunity.org/. Accesso em out/2008.

CONFALONIERI, U., B. MENNE, R. AKHTAR, K.L. EBI, M. HAUENGUE, R.S. KOVATS, B. REVICH, A. WOODWARD, 2007, "Human health". *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 391-431.

COSTA, J.P., 2007, *Árvore reduzida de cenários para o planejamento da operação de médio prazo*. Tese de D.Sc., PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

DARWIN, R.F., TOL, R.J., 2001, "Estimates of the economic effects of sea level rise". *Environmental and Resource Economics* 19, pp. 113–129.

DIBIKE, Y. B., COULIBALY, P., 2005, "Hydrologic impact of climate change in the Saguenay watershed: comparison of downscaling methods and hydrologic models". *Journal of Hydrology* 307, pp. 145-63.

DU, Y., PARSONS, J.E., 2009, *Update on the Cost of Nuclear Power*. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Working Paper: WP-2009-004.

DVORAK, V. *et al.*, 1997, "Climate change hydrology and water resources impact and adaptation for selected river basins in the Czech Republic". *Climatic Change* 36, pp. 93–106.

ELY, R. N. (2009). *Avaliação Prospectiva das Rotas de Bio-refinaria no Brasil a Partir do Bagaço de Cana como Matéria-Prima Básica*. Dissertação de M.Sc. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007a. *Plano Nacional de Energia – 2030*. Rio de janeiro, 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br Acesso em: Agosto, 2007.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2007b. *Plano Decenal de Expansão de Energia – 2007/2016* Rio de janeiro, 2007. Disponível em: http://www.epe.gov.br Acesso em: Agosto, 2007.

EVANS, J., SCHREIDER, S., 2002, "Hydrological impacts of climate change on inflows to Perth, Australia". *Climatic Change* 55, pp. 361-93.

FANKHAUSER, S., 1995, "Protection versus retreat: the economic costs of sea-level rise". *Environ. Plann. A*, 27, pp. 299-319.

FEELEY., T.J. *et al*., 2008, "Water: A critical resource in the thermoelectric power industry" *Energy* 33, pp. 1-11.

FISCHLIN, A., G.F. MIDGLEY, J.T. PRICE, R. LEEMANS, B. GOPAL, C. TURLEY, M.D.A. ROUNSEVELL, O.P. DUBE, J. TARAZONA, A.A. VELICHKO, 2007, "Ecosystems, their properties, goods, and services". *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, 211-272.

FREDERICK, K. D., MAJOR, D. C., 1997, "Climate change and water resources". *Climate Change* 37, pp. 7-23.

FUJIHARA, Y. *et al*., 2008, "Assessing the impacts of climate change on the water resources of the Seyhan River Basin in Turkey: Use of dynamically downscaled data for hydrologic simulations". *Journal of Hydrology* 353, pp. 33– 48.

GARCIA, A., 2003, *Impacto da Lei de Eficiência Energética para Motores Elétricos no Potencial de Conservação de Energia na Indústria*. Dissertação de M.Sc. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

GELLENS, D., ROULIN, E., 1998, "Streamflow response of Belgian catchments to IPCC climate change scenarios". *Journal of Hydrology* 210, pp. 242–258.

GERTEN, D., S. SCHAPHOFF, U. HABERLANDT, W. LUCHT, S. SITCH, 2004, "Terrestrial vegetation and water balance: hydrological evaluation of a dynamic global vegetation model". *Journal of Hydrol*ogy 286, pp.249-270.

GITAY, H., SUÁREZ, A., WATSON, R., 2002, *Climate Change and Biodiversity* IPCC Technical Paper V. Cambridge University Press, Cambridge, p. 77.

GLEICK, P. H., 1987, “Regional Hydrologic consequences of increases in atmospheric Co_2 and other trace gases”. *Climate Change* 10, 1987,, pp. 137-61.

GORDON, W., J.S. FAMIGLIETTI, 2004, “Response of the water balance to climate change in the United States over the 20th and 21st centuries: results from the VEMAP Phase 2 model intercomparisons”. *Global Biogeochem. Cy.,* 181, GB1030.

GRAHAM, L. P. *et al*., 2007, “On interpreting hydrological change from regional climate models”. *Climatic Change* 81, pp. 97-122.

HAMLET, A. F. *et al.* “Effects of projected climate change on energy supply and demand in the Pacific Northwest and Washington State”. In: *The Washington Climate Change Impacts Assessment: Evaluating Washington’s Future in a Changing Climate.* Chapter 4: Energy. JISAO Climate Impacts Group, University of Washington, Seattle, pp. 165-90.

HARRISON, G. P., WALLACE, A. R., 2005, “Climate sensitivity of marine energy”. *Renewable Energy* 30, pp. 1801-17.

HARRISON, G. P., WHITTINGTON, H. B. W., 2002, “Susceptibility of the Batoka Gorge hydroelectric scheme to climate change”. *Journal of Hydrology* 264, pp. 230-41.

HAY, L. E. *et al*., 2002, “Use of Regional Climate Model Output for Hydrologic Simulations”. Journal of Hydrometeorology 3, pp. 571-90.

HAY, L.E., WILBY, R.L., LEAVESLEY, G.H., 2000, “A comparison of delta change and downscaled GCM scenarios for three mountainous basins in the United States”. *J. Am. Water Resour. Assoc*. 36 (2), pp. 387–397.

HEBERGER, M., COOLEY, H., HERRERA, P., GLEICK, P. H. MOORE, E., 2009, *The Impacts of Sea-Level Rise on the California Coast*. California Climate Change Center. California Energy Commission, CEC -500-2009-024-D.

HIPEL, K.W., McLEOD, A.I., 2005, *Time Series Modelling of Water Resources and Environmental Systems*. Edição Independente, Ontario, Disponível em: http://www.stats.uwo.ca/faculty/aim/1994Book/default.htm.

Hlavcová1, K. *et al*., 2008, “Hydrological scenarios of future seasonal runoff distribution in Central Slovakia”. IOP Conf. Series: *Earth and Environmental Science* 4, pp. 1-9.

IAEA – International Atomic Energy Agency, 2006, *Brazil: A Country Profile on Sustainable Energy Development*, Vienna, 2006.

IIMI, A., 2007, *Estimating Global Climate Change Impacts on Hydropower Projects: Applications in India, Sri Lanka and Vietnam.* Policy Research Working Paper 4344. The World Bank. Sustainable Development Network. Finance, Economics, and Urban Development Department, September 2007.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 1990, *Emissions Scenarios Prepared by the Response Strategies Working Group of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Report of the Expert Group on Emission Scenarios.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 1992, *Climate Change 1992: The Supplemental Report to the IPCC Scientific Assessment*, Houghton, J. T., Callander, B. A., and Varney, S. U. (eds.), WMO/UNEP, Cambridge University Press, Cambridge, p. 200.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2000, *Intergovernmental Panel on Climate Change Special Report on Emission Scenarios*. Vienna, 2000.

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change, 2007, *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 976pp.

ISAAC, M., Van VUUREN, D. P., 2009, "Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change". *Energy Policy* 37, pp. 507-21.

IZAURRALDE, R. C. *et al.*, 2003, "Integrated assessment of Hadley Center (HadCM2) climate-change impacts on agricultural productivity and irrigation water supply in the conterminous United States. Part II. Regional agricultural production in 2030 and 2095". *Agricultural and Forest Meteorology* 117, pp. 97–122.

JEBARAJ, S., INIYAN, S., 2006, A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, pp. 281–311.

JENKINS, G., J. LOWE, 2003: Handling uncertainties in the UKCIP02 scenarios of climate change. Hadley Centre Technical Note 44, Meteorological Office, Exeter, 15 pp.

JIANG, T. *et al*., 2007, “Comparison of hydrological impacts of climate change simulated by six hydrological models in the Dongjiang Basin, South China”. *Journal of Hydrology* 336, pp. 316-33.

JONES, R. G., NOGUER, M., HASSEL, D., HUDSSON, D., WILSON, S., JENKINS G., MITCHEL, J.,, 2004, *Generating High resolution climate change scenarios using PRECIS.* Report, Met Off. Hadley Centre, Exeter, UK.

JONES, R. N. *et al*., 2006, “Estimating the sensitivity of mean annual runoff to climate change using selected hydrological models”. *Advances in Water Resources* 29, pp. 1419-29.

JOYCE, B. *et al*., 2005, *Climate change impacts on water for agriculture in California: a case study in the Sacramento Valley*. California Climate Change Center. California Energy Commission, December 2005, CEC-500-2005-194-SD.

KAMGA, F. M., 2001, “Impact of greenhouse gas induced climate change on the runoff of the Upper Benue River (Cameroon)”. *Journal of Hydrology* 252, pp. 145-56.

KELMAN, J., 1987,. *“Modelos Estocásticos no Gerenciamento dos Recursos Hídricos”*, capítulo de Modelos de Gerenciamento de Recursos Hídricos, volume 1 da coleção ABRH

KILSBY, C. G. *et al*., 2007, “Hydrological impacts of climate change on the Tejo and Guadiana Rivers”. *Hydrology and Earth System Sciences* 11(3), pp. 1175-89.

KITE, G. W. *et al.,* 1994, “Simulation of streamflow in a macroscale watershed using general circulation model data”. *Water Resources Research*, 30 (5), pp. 1547-59.

KLEIN, R.J.T., S. HUQ, F. DENTON, T.E. DOWNING, R.G. RICHELS, J.B. ROBINSON, F.L. TOTH, 2007, “Inter-relationships between adaptation and mitigation”. *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 745-777.

KUNDZEWICZ, Z.W., L.J. MATA, N.W. ARNELL, P. DÖLL, P. KABAT, B. JIMÉNEZ, K.A. MILLER, T. OKI, Z. SEN, I.A. SHIKLOMANOV, 2007, “Freshwater resources and their management”. *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of

the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 173-210.

KUNDZEWICZ1, Z. W., SOMLYODY, L., 1997, "Climatic Change Impact on Water Resources in a Systems Perspective". *Water Resources Management* 11, pp. 407-35.

LARSEN, P.H. *et al*., 2008, "Estimating future costs for Alaska public infrastructure at risk from climate change" *Global Environmental Change* 18, pp. 442-457.

LEHNERA, B. *et al*., 2005, "The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis". *Energy Policy* 33, pp. 839-55.

LETTENMAIER, D. P. *et al*., 1999, "Water resources implications of global warming: a U.S. regional perspective". *Climatic Change* 43, pp. 537-79.

LETTENMAIER, D. P., GAN, T. Y., 1990, "Hydrologic Sensitivities of the Sacramento-San Joaquin River Basin, California, to Global Warming". *Water Resources Research* 26 (1), pp. 69-86.

LISTON, G. E. *et al*., 1994, "Evaluating GCM Land Surface hydrology parameterizations by computing river discharges using a runoff model: Application to the Mississippi Basin". *Journal of Applies Metrology* 33, pp. 394-405.

LOAICIGA, H. *et al.,* 1996, "Global warming and the hydrologic cycle". *Journal of Hydrology* 174, pp. 83-127.

LOAICIGA, H. *et al*., 2000, "Climate-change impacts in a regional Karst Aquifer, Texas, USA". *Journal of Hydrology* 227, pp. 173-94.

LOUKAS, A. *et al*., 2002, "Potential climate change impacts on flood producing mechanisms in southern British Columbia, Canada using the CGCMA1 simulation results". *Journal of Hydrology* 259, pp. 163-88.

LUCENA, A.F.P., SZKLO, A.S., SCHAEFFER, R., 2009a, "Renewable Energy in an Unpredictable and Changing Climate" *Modern Energy Review* 1, pp.22-25.

LUCENA, A. F. P. *et al*., 2009b, "The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil". *Energy Policy* 37, pp. 879-89.

LUCENA, A.F.P., SZKLO, A.S., SCHAEFFER, R., DUTRA, R.M., 2010a, "The vulnerability of wind power to climate change in Brazil" *Renewable Energy* 35 pp. 904-912.

LUCENA, A.F.P., SZKLO, A.S., SCHAEFFER, R., 2010b, "Least-cost adaptation options for global climate change impacts on the Brazilian electric power system". *Global Environ. Change,* Article in Press, doi:10.1016/j.gloenvcha.2010.01.004.

MARENGO, J. A., L. ALVES, M., VALVERDE, R., ROCHA, R., LABORBE, 2007, Eventos ex-tremos em cenários regionalizados de clima no Brasil e América do Sul para o Século XXI: Projeções de clima futuro usando três modelos regionais. Relatório 5, MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA, SECRETARIA DE BIODIVERSIDADE E FLORESTAS –SBF, DIRETORIA DE CON-SERVAÇÃO DA BIODIVERSIDADE – DCBio Mudanças Climáticas Globais e Efeitos sobre a Biodiversidade - Sub projeto: Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI. Brasília, Fevereiro 2007.

MARENGO, J. A., 2007a. *Integrating across Spatial and Temporal Scales in Climate PROJECTIONS: Challenges for using RCM projections to develop plausible scenarios for future extreme events in south America for vulnerability and impact studies* IPCC TGICA Expert Meeting: Integrating Analysis of Regional Climate Change and Response Options. Nadi, Giji, 2007.

MARENGO, J.A., 2007b. *Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI*, Relatório No. 1: Caracterização do clima no Século XX e Cenários Climáticos no Brasil e na América do Sul para o Século XXI derivados dos Modelos Globais de Clima do IPCCCPTEC, INPE, São Paulo, Brasil.

MARGULIS, S., MARCOVITCH J., DUBEAUX, C.B.S. (org), 2009, *Economia das Mudanças do Clima no Brasil: custos e oportunidades* (www.economiadoclima.org.br), In Press.

MATONDO, J. *et al*., 2004, "Evaluation of the impact of climate change on hydrology and water resources in Swaziland: Part I". *Physics and Chemistry of the Earth* 29, pp. 1181-91.

MAURER, E. P., 2007, “Uncertainty in hydrologic impacts of climate change in the Sierra Nevada, California, under two emissions scenarios”. *Climatic Change*, 2007, 82, pp. 309-25.

MEEHL, G.A., T.F. STOCKER, W.D. COLLINS, P. FRIEDLINGSTEIN, A.T. GAYE, J.M. GREGORY, A. KITOH, R. KNUTTI, J.M. MURPHY, A. NODA, S.C.B. RAPER, I.G. WATTERSON, A.J. WEAVER, Z.-C. ZHAO, 2007, “Global Climate Projections”. *Climate Change 2007: The Physical Science Basis*. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

MENZEL, L., BÜRGER, G., 2002, “Climate change scenarios and runoff response in the Mulde Catchment (Southern Elbe, Germany)”. *Journal of Hydrology* 267, pp. 53–64.

MERRITT, W. S. *et al*., 2006, “Hydrologic response to scenarios of climate change in sub watersheds of the Okanagan basin, British Columbia”. *Journal of Hydrology* 326, pp. 79–108.

MESSNER S, SCHRATTENHOLZER L., 2000, MESSAGE-MACRO: linking an energy supply model with a macroeconomic module and solving it iteratively. *Energy*, 25, pp. 267–82.

MILLER, J. R., RUSSELL, G. L., 1992, “The Impact of Global Warming on River Runoff”. *Journal of Geophysical Research* 97 (D3), pp. 2757-2764.

MIRASGEDIS, S. *et al*., 2007, “Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at regional level: Case of Greece”. *Energy Conversion and Management* 48, pp. 1737-50.

MME – Ministério de Minas e Energia, 2009. *Balanço Energético Nacional* Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2009.

MORRISON, J. *et al.*, 2002, “Climate change in the Fraser Rivers watershed: flow and temperature projections”. *Journal of Hydrology* 263, pp. 230-44.

MUÑOZ, J.R., SAILOR, D.J., 1998, “A modelling methodology for assessing the impact of climate variability and climatic change on hydroelectric generation” *Energy Convers. Mgmt* 39, pp.1459-1469.

MUZIK, I., 2002, “A first-order analysis of the climate change effect on flood frequencies in a subalpine watershed by means of a hydrological rainfall–runoff model”. *Journal of Hydrology* 267, pp. 65-73.

NAKICENOVIC, N., RIAHI, K., 2003, *Model Runs with MESSAGE in the Context of the Further Developments of the Kyoto-Protocol*. WBGU Special Assessment Report, IIASA, Laxenburg, Austria.

NEMEC, J., SCHAAKE, J., 1982, “Sensitivity of water resource systems to climate variation”. *Hydrological Sciences - Journal - des Sciences Hydrologiques,* 27, pp. 3-9.

NEW, M., HULME, M., Jones, P., 1999, “Representing twentieth-century space-time climate variability. Part I: Development of a 1961-90 mean monthly terrestrial climatology”. *J. Climate*, 12, pp. 829-856

NICHOLLS, R.J., P.P. WONG, V.R. BURKETT, J.O. CODIGNOTTO, J.E. HAY, R.F. McLEAN, S. RAGOONADEN, C.D. WOODROFFE, 2007, “Coastal systems and low-lying areas”. *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 315-356.

NICHOLLS, R.J., TOL, R.S.J., 2006, “Impacts and responses to sea-level rise: A global analysis of the SRES scenarios over the 21st Century”. *Philos. T. Roy. Soc. A*, 364, pp. 1073-1095.

NOBRE, C.A. *et al*., 2007. *Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI*, Relatório No. 6: Mudanças Climáticas e Possíveis Alterações nos Biomas da América do Sul CPTEC, INPE, São Paulo, Brasil.

OLIVEIRA, B. N., 2008. *Modelo de Comercialização de Energia pela Opção de Disponibilidade na Geração Termelétrica*. Dissertação de M.Sc. PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2007. *Workshop Previsão de Vazões*. Disponível em: http://www.ons.org.br. Acesso em: Janeiro, 2008.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2008. *Séries Históricas de Vazões*. Disponível em: http://www.ons.org.br Acesso em: Janeiro, 2008.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2009. *Operação do SIN – Dados Relevantes*. Disponível em: <www. ons.org.br>. Acesso em dezembro, 2009.

OSTENDORF, B. *et al*., 2001, "The effect of climate change on tropical rainforest vegetation pattern". *Ecological Modelling* 145, pp. 211-24.

PARKER, D. S.. 2005, *Energy Efficient Transportation for Florida*, Florida Solar Energy Center, University of Central Florida, Cocoa, Florida, Energy Note FSEC-EN-19. Disponível em: http://www.fsec.ucf.edu/Pubs/energynotes/en-19.htm.

PARRY, M., ROSENZWEIG, C., IGLESIAS, A., FISCHER, F., LIVERMORE, M., 1999, "Climate change and world food security: a new assessment". *Global Environmental Change* 9, pp. S51–S67

PARRY, M.L., O.F. CANZIANI, J.P. PALUTIKOF, *et al*., 2007, "Technical Summary". *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 23-78.

PEREIRA, A. R. **"**Simplificado o balanço hídrico de Thornthwaite-Mather". *Bragantia* vol.64 no.2, Campinas.

PEREIRA, A.R., PRUITT, W.O., 2004, "Adaptation of the Thornthwaite scheme for estimating daily reference evapotranspiration" *Agricultural Water Management* 66 pp. 251–257.

PEREIRA, M. V. F.; PINTO, L. M. V. G. Operating planning of large-scale hydroelectrical systems. *Proceedings of 8th Power System Computation Conference*. Helsinki, Finland: [s.n.], 1984.

PEREZ, P., 2009, “Potential impacts of climate change on California’s energy infrastructure and identification of adaptation measures”. *California Energy Commission* CEC-150-2009-001, pp. 1-19, January 2009.

PEREZ-GARCIA, J., JOYCE, L., BINKLEY, C.S., McGUIRE, A.D., 1997, “Economic impacts of climate change on the global forest sector”. *Critical Review of Environmental Technology* 27, pp. S123–S138.

PEREZ-GARCIA, J., JOYCE, L., McGUIRE, A.D., XIAO, X., 2002, “Impacts of climate change on the global forest sector”. *Climatic Change* 54, pp. 439–461.

PINTO, H. S., ASSAD, E. D., 2008, *Aquecimento Global e Cenários Futuros da Agricultura Brasileira*. Campinas: UNICAMP, 2008.

PRYOR, S. C. *et al,* 2005b, “Climate change impacts on wind speeds and wind energy density in northern Europe: empirical downscaling of multiple AOGCMs”. *Climate Research* 29, pp. 183-98.

PRYOR, S. C. *et al.,* 2005a, “Potential climate change impact on wind energy resources in northern Europe: analyses using a regional climate model”. *Climate Dynamics* 25, pp. 815-35.

PRYOR, S. C., BARTHELMIE, R. J., 2010, “Climate change impacts on wind energy: A review”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14, 2010, pp. 430-7.

QUINN, N. W. T. *et al.*, 2004, “Model integration for assessing future hydroclimate impacts on water resources, agricultural production and environmental quality in the San Joaquin Basin, California”. *Environmental Modelling, Software* 19, pp. 305-16.

RANJAN, P. *et al.*, 2006, “Effects of climate change on coastal fresh groundwater resources”. In; *Global Environmental Change* 16, pp. 388-99.

REILLY, J., *et al.*, 2003, “US agriculture and climate change: new results”. *Climatic Change*, 57, pp. 43-69.

RINGIUS, L., DOWNING, T.E., HULME, M., WAUGHRAY, D., SELROD, R., 1996, Climate change in Africa: Issues and challenges in Agriculture and Water for Sustainalbe Development. CICERO Report, 8. University of Oslo, Norway, p. 151.

ROSENBERG, N.J., R.A. BROWN, C. IZAURRALDE, A.M. THOMSON, 2003, “Integrated assessment of Hadley Centre HadCM2 climate change projections on agricultural productivity and irrigation water supply in the conterminous United

States. I. Climate change scenarios and impacts on irrigation water supply simulated with the HUMUS model". *Agr. Forest Meteorol.*, 117, pp. 73-96.

ROSENZWEIG, C., G. CASASSA, D.J. KAROLY, A. IMESON, C. Liu, A. MENZEL, S. RAWLINS, T.L. ROOT, B. SEGUIN, P. TRYJANOWSKI, 2007, "Assessment of observed changes and responses in natural and managed systems". *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, M.L. Parry, O.F. Canziani, J.P. Palutikof, P.J. van der Linden and C.E. Hanson, Eds., Cambridge University Press, Cambridge, UK, 79-131.

ROSENZWEIG, C., HILLEL, D., 1998, *Climate Change and the Global Harvest: Potential Impacts of the Greenhouse Effect on Agriculture*. Oxford University Press, New York, USA, p. 324.

ROSENZWEIG, C., M.L. PARRY, 1994, "Potential impact of climate change on world food supply". Nature, 367, pp. 133-138.

ROUJOL, S., JOUNARD, R., 2009, "Influence of passenger car auxiliaries on pollutant emission factors within the Artemis model" *Atmospheric Environment* 43, pp. 1008-1014.

SAILOR, D. J. *et al.*, 2000, "A neural network approach to local downscaling of GCM output for assessing wind power implications of climate change". *Renewable Energy* 19, pp. 359-78.

SAILOR, D. J. *et al.*, 2008, "Climate change implications for wind power resources in the Northwest United States". *Renewable Energy* 33, pp. 2393-406.

SALATI, E., *et al.,* 2009, Estimativas da oferta de recursos hídricos no brasil em cenários futuros de clima (2015 – 2100) In: Margulis, S., Marcovitch J., Dubeaux, C.B.S. (org), Economia das Mudanças do Clima no Brasil: custos e oportunidades (www.economiadoclima.org.br), In Press.

SALATI, E., SALATI, E., CAMPANHOL, T., VILLA NOVA, N., 2007, *Tendências de Variações Climáticas para o Brasil no Século XX e Balanços Hídricos para Cenários Climáticos para o Século XXI*. Relatório No. 4: Mudanças Climáticas e Possíveis Alterações nos Biomas da América do Sul CPTEC, INPE, São Paulo, Brasil.

SATHAYE, J.A., DALE, L.L., LARSEN, P., LUCENA, A.F.P., 2009, *Quantifying risk to california's energy infrastructure from projected climate change.* Public Interest Energy Research (PIER) Program – White Paper.

SAUSEN, R. *et al.,* 1994, "A model of river runoff for use in coupled atmosphere-ocean models". *Journal of Hydrology* 155, pp. 337-53.

SCHAEFFER, R. (org), LUCENA, A.F.P. and SZKLO, A.S, 2008. *Climate Change and Energy Security* – Relatório Técnico. PPE/COPPE/UFRJ.

SCHAEFFER, R., SZKLO, A.S., LUCENA, A.F.P., SOUZA, R.R., BORBA, B.S.M.C., COSTA, I.V.L., PEREIRA Jr., A.O., CUNHA, S.H.F., 2010, Segurança Energética – Relatório Técnico. In: Margulis, S., Marcovitch J., Dubeaux, C.B.S. (org), Economia das Mudanças do Clima no Brasil: custos e oportunidades (www.economiadoclima.org.br), In Press.

SCHAEFFER, R., SZKLO, A.S., NOGUEIRA, L.A.H., SANTOS, A.H.M. (org), 2007, Matriz Energética do Estado de Minas Gerais 2030. Relatório Técnico – Programa de Planejamento Energético/COPPE/UFRJ, UNIFEI. Disponível em: http://www.conselhos.mg.gov.br/coner/page/publicacoes/matriz-energtica-de-mg

SCIBEK, J. *et al.*, 2007, "Groundwater–surface water interaction under scenarios of climate change using a high-resolution transient groundwater model". *Journal of Hydrology* 333, pp. 165-81.

SCOTT, M. J., Y. J. HUANG, 2007, Effects of climate change on energy use in the United States in *Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States*. A Report by the U.S. Climate Change Science Program and the subcommittee on Global Change Research. Washington, DC.

SEGAL, M., 2001, "On the potential change in wind power over the US due to increases of atmospheric greenhouse gases". *Renewable Energy* 24, pp. 235-43.

SERRAT-CAPDEVILA, A. *et al.*, 2007, "Modeling climate change impacts – and uncertainty – on the hydrology of a riparian system: The San Pedro Basin (Arizona/Sonora)". *Journal of Hydrology* 347, PP. 48-66.

SHEA, K.M. *et al.*, 2008. "Climate change and allergic disease" *J Allergy Clin Immunol* v.22, n. 3, pp. 443-453.

SMIT B, PILIFOSOVA O, BURTON I, CHALLENGER B, HUQ S, KLEIN R J T, YOHE G., 2001, Adaptation to climate change in the context of sustainable development and equity. In: Climate Change 2001: impacts, adaptation, and vulnerability. Cambridge University Press.

SMIT, B., Yunlong, C., 1996, "Climate change and agriculture in China". *Global Environmental Change* 6 (3), pp. 205-14, SO959-3780(96)00018-O.

SOARES, J.B., SZKLO, A.S., TOLMASQUIM, M.T., 2001, "Incentive policies for natural gas-fired cogeneration in Brazil's industrial sector — case studies: chemical plant and pulp mill". *Energy Policy* 29, 3, pp. 205-2015.

SOHNGEN, B., MENDELSOHN, R., SEDJO, R., 2001, "A global model of climate change impacts on timber markets". *Journal of Agricultural and Resource Economics* 26, 2, pp. 326–343.

STEELE-DUNNE, S. *et al*., 2008, "The impacts of climate change on hydrology in Ireland". *Journal of Hydrology* 356, pp. 28-45.

SZKLO, A. S., 2005. *Fundamentos do Refino de Petróleo*. 1 ed. Rio de Janeiro. Interciência.

SZKLO, A. S., MACHADO, G. V., SCHAEFFER, R., 2007, "Future oil production in Brazil -Estimates based on a Hubbert model". *Energy Policy 35, 2007,* pp. 2360–2367.

TATE, E. *et al*,, 2004, "Water balance of Lake Victoria: update to 2000 and climate change modelling to 2100". *Hydrological Sciences–Journal–des Sciences Hydrologiques,* 49(4).

THATCHER, M. J., 2007, "Modelling changes to electricity demand load duration curves as a consequence of predicted climate change for Australia". *Energy* 32, pp. 1647-59.

THORNTHWAITE, W. C., 1948, "An approach toward a rational classification of climate". *Geographical Review*, v.38, n.1, p.55-94.

TOL, R.S.J., Fankhauser, S., SMITH, J.B., 1998, "The scope for adaptation to climate change: what can we learn from the impact literature?". *Global Environmental Change* 3, pp.109-123.

TOLMASQUIM, M., SZKLO, A., SOARES, J., 2003, *Mercado de Gás natural na Indústria Química e no Setor Hospitalar Brasileiro.* Edições CENERGIA, Rio de Janeiro, 2003.

TRENBERTH, K. E., P. D. JONES, P. AMBENJE, R. BOJARIU, D. R. EASTERLING, A. K. TANK, D. PARKER, F. RAHIMZADEH, J. A. RENWICK, M. RUSTICUCCI, B. J. SODEN, P. ZHAI. 2007, "Observations: Surface and Atmospheric Climate Change". *Climate Change 2007: The Scientific Basis,* Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the IPCC. S. Solomon, D. Qin, M. Manning, M. Marquis, K. Averyt, M. M. B. Tignor, H. L. Miller, Jr., and Z. Chen, eds. 747–845. Cambridge, England: Cambridge University Press.

TUCCI, 2004. *Hidrologia:Ciência e Aplicação*. Editora da UFRGS/ABRH, Porto Alegre.

URBAN, F., BENDERSA, R.M.J., MOLLA, H.C., 2007, Modelling energy systems for developing countries *Energy Policy*, 35, pp. 3473–3482.

VICTORIA, R.L., RICHEY, J.E., 2007, "Water Balance for the Ji-Parana River Basin, Western Amazon, Using a Simple Method through Geographical Information Systems and Remote Sensing". *Earth Interactions*, 11, pp. 1-22, 2007.

VICUÑA, S. *et al*., 2005, *Climate change impacts on high elevation hydropower generation in California's Sierra Nevada: A case study in the Upper American River*. A Report From: California Climate Change Center, California Energy Commission. December 2005, CEC-500-2005-199-SD.

VOROSMARTY, C. J. V. *et al*., 1989, "Continental scale models of water balance and fluvial transport: an application to South America". *Global Biogeochemical Cycles* 3 (3), pp. 241-65.

WANG, Y. et al., 2004, "Regional Climate Modeling: Progress, Challenges, and Prospects". *Journal of the Meteorological Society of Japan*, 82 (6), pp. 1599-628.

WHITTINGTON, H.W., GUNDRY, S., 1996, "Global climate change and hydroelectric change". In: *International Conference on Opportunities and Advances in International Power Generation* (CP419), pp. 40-3.

WHITTINGTON, H.W., GUNDRY, S., 1998, "Global climate change and hydroelectric resources". *Engineering Science and Education Journal* 7 (1), pp. 29-34.

WIGLEY, T. M. L. *et al.,* 1990, “Obtaining Sub-Grid-Scale information from Coarse-Resolution General Circulation Model Output”. *Journal Of Geophysical Research* 95 (D2), pp. 1943-53.

WILBANKS, T. J. *et al*., 2007, Introduction in *Effects of Climate Change on Energy Production and Use in the United States*. A Report by the U.S. Climate Change Science Program and the subcommittee on Global Change Research. Washington, DC.

WILBY, R. L. *et al*., 1998, “Statistical downscaling of hydrometeorological variables using general circulation model output”. *Journal of Hydrology* 205, pp. 1-19.

WILBY, R. L. *et al*., 2002, “SDSM - a decision support tool for the assessment of regional climate change impacts”. *Environmental Modelling, Software* 17, pp. 147-59.

WILBY, R. L. *et al*., 2006, “Integrated modelling of climate change impacts on water resources and quality in a lowland catchment: River Kennet, UK”. *Journal of Hydrology* 330, pp. 204-20.

WOOD, A. W. *et al., 2004,* “Hydrologic implications of dynamical and statistical approaches to downscaling climate model outputs”. *Climatic Change* 62, pp. 189-216.

XU, C. Y., 2000, “Modelling the Effects of Climate Change on Water Resources in Central Sweden”. *Water Resources Management* 14, pp. 177-89.

XU, C.Y., 1999, “Climate Change and Hydrologic Models: A Review of Existing Gaps and Recent Research Developments” *Water Resources Management* 13, pp. 369-382.

YOHE, G.W., SCHLESINGER, M.E., 1998, “Sea-level change: The expected economic cost of protection or abandonment in the United States”. *Climatic Change* 38, pp. 447-472.

Apêndice A – Premissas da Modelagem MAED-MESSAGE

(I) – Premissas de Demanda

(I.1) – Premissas de Demanda: Setor Residencial

A elaboração dos cenários A2 e B2 para o setor de serviços seguiu as linhas narrativas gerais, dos cenários do IPCC (2000). A modelagem foi feita a partir do modelo LEAP (Long range Energy Alternatives Planning System), para maiores referências sobre a modelagem e premissas, vide AGUIAR *et al*. (2008).

Lenha e Carvão Vegetal

- **Cenário A2:**
  - Número de domicílios com esse tipo de fogão diminuirá com aumento do índice de urbanização e de extensão da rede de gás natural (GN). Ainda, com o aumento da renda média da população, estima-se que mais famílias passem a utilizar gás liquefeito de petróleo (GLP) ou GN no lugar de lenha. Assim, a participação de domicílios com fogão lenha e carvão vegetal cairá de 7,35% e 1,44% para 2,53% e 0,50%, respectivamente.
  - Consumo específico de lenha/carvão vegetal: estima-se que estes níveis de consumo permanecerão constantes, até 2035, em termos de energia útil, em 6.862 kcal/ano e 2.175 kcal/ano, respectivamente para lenha/carvão vegetal.
  - Resultado: o consumo de lenha e carvão vegetal, calculado para o ano de 2004, em termos de energia útil, de aproximadamente 2.586 mil tEP e 161 mil tEP, diminuirá, em 2035, para 1.324 mil tEP e 83 mil tEP, respectivamente
- **Cenário B2:**
  - Hipóteses semelhantes às do cenário A2, dada a restrição deste combustível ser disputado por outros setores
  - Resultado: o consumo de lenha e carvão vegetal, calculado para o ano de 2004, em termos de energia útil, de aproximadamente 2.586 mil tEP e 161 mil tEP, respectivamente, tendo em vista a diminuição da participação de domicílios que utilizam esses combustíveis, diminuirá, em 2035, para 1.324 mil tEP e 83 mil tEP, respectivamente.

Gás Natural

- **Cenário A2:**
  - Cocção: a participação do GN entre todas as fontes energéticas para esse uso final seria de 31% até final de 2035, mantendo-se constante o consumo médio domiciliar de 773.000 kcal/ano
  - Aquecimento de água: a participação do GN entre todas as fontes energéticas para esse uso final seria de 9% até final de 2035, mantendo-se constante o consumo médio domiciliar de 2470 kcal/ano
  - Resultado: o consumo de GN, em termos de energia útil, aumenta de 83 mil tEP, em 2004, para 1.840 mil tEP, em 2035
- **Cenário B2:**
  - Hipóteses semelhantes às do cenário A2, dada a restrição deste combustível ser disputado por outros setores
  - Resultado: o consumo de GN, em termos de energia útil, aumenta de 83 mil tEP, em 2004, para 1.840 mil tEP, em 2035 (tal como encontrado no cenário referência)

GLP

- **Cenário A2:**
  - Cocção: a participação de GLP deverá cair dada a forte penetração de GN e, em 2035, a participação de GLP entre todos os combustíveis destinados à cocção deverá ser de 66%
  - Aquecimento de água: o número de domicílios foi mantido constante, uma vez que este só aumentaria por força de políticas de incentivo à eficientização do uso de energia elétrica
  - Resultado: o consumo de GLP, em termos de energia útil, aumentará de 2.649 mil tEP, em 2004, para 2.918 mil tEP, em 2035
- **Cenário B2:**
  - Cocção: manteve-se constante as hipóteses consideradas no cenário base, dada a restrição referente ao GN. Assim, a participação dos domicílios atendidos por GLP cai de 85%, em 2004, para 66%, em 2035
  - Aquecimento de água: definiu-se que este seria a fonte térmica alternativa ao chuveiro elétrico, definida pela política de eficientização de energia elétrica.

Assim, a participação de GLP aumentará para 35%, entre todos os combustíveis destinados a este uso final

- Resultado: o consumo de GLP, em termos de energia útil, aumentará de 2.649 mil tEP, em 2004, para 2.932 mil tEP, em 2035

Eletricidade:

- **Cenário A2:**
  - A partir de dados da PPE/COPPE/UFRJ (2007), obtêm-se os seguintes dados:
    - Consumo Específico médio (CE) em 2004 = 127 kWh/mês
    - Tarifa média em 2004 = 0,400 R$ / kWh
    - Potência instalada de uma residência média = 7,5 kW
    - 15% do consumo total de energia do domicílio, em 2035, equivalerá ao consumo de equipamentos ligados em *stand-by.*
  - Assim, o consumo projetado para 2035, para uma residência média, em torno de 328 kWh/**mês** (aumento de 3,21% a.a.)
  - Hipóteses de posse de equipamentos:
    - Posse de lâmpadas: aumento linearmente de 4 a 5 lâmpadas, em 2004, para 10 a 12 lâmpadas até 2035.
    - Posse de condicionadores de ar: aumento exponencial de 13%, em 2004, para 75% até 2035.
    - Posse de chuveiros elétricos: diminuição de 112% dos domicílios, em 2004, para 88% até 2035, em decorrência da penetração de GN como fonte substituta.
    - Posse de refrigeradores: aumento linear de 87% dos domicílios, em 2004, para 120% e, 2014, estabilizando-se nesse nível.
    - Posse de *freezers*: aumento linear de 17%, em 2004, para 48% até 2035.
    - Posso para outros equipamentos:
      - Máquina de lavar roupa: aumento linear de 34%, em 2004, para 100% até 2035.
      - Microcomputador: aumento exponencial de 16%, em 2004, para 120% até 2035.
      - TV: aumento linear de 88%, em 2004, para 252% até 2035.

- Aparelho de som: aumento linear de 87%, em 2004, para 249% até 2035.
- Microondas: aumento exponencial de 30%, em 2004, para 100% até 2035.

- Hipóteses de freqüência de uso de equipamentos:
  - Freqüência de uso de lâmpadas: constante em 4,2h/dia.
  - Freqüência de uso de condicionadores de ar: aumento de 2,6h/dia (924h/ano) para 4h/dia (1440h/ano), em média.
  - Freqüência de uso dos chuveiros elétricos: constante em 35min/dia.
  - Freqüência de uso de refrigeradores e *freezers*: constante em 10h/dia.

- **Cenário B2:**
  - Em detrimento da tendência do aumento do consumo energético do cenário base, foram assumidas algumas hipóteses de eficiência energética (substituição de equipamentos existentes por uma alternativa mais eficiente).
  - Assumiu-se que:
    - Até 2015 = Cenário de Mercado (taxa de desconto de 78% a.a.)
    - De 2015 em diante = Cenário Econômico (Taxa de desconto de 10% a.a.)
    - 15% do consumo total de energia do domicílio, em 2035, equivalerá ao consumo de equipamentos ligados em *stand-by*
  - Assim, o consumo projetado para 2035, para uma residência média, em torno de 290 kWh/mês (aumento de 2,79% a.a.).
  - Hipóteses de posse de equipamentos, igual ao A2, exceto:
    - Condicionadores de ar: até 2035, a posse crescerá exponencialmente, até 85% dos domicílios;
    - Microcomputadores: até 2035, a posse crescerá exponencialmente, até 150% dos domicílios
  - Hipóteses de freqüência de uso de equipamentos, igual ao Cenário A2:
  - Hipóteses da política de eficientização:
    - Lâmpadas: substituição de incandescente (de 40W, 60W e 100W) por fluorescentes compactas (LFC – de 11W e 26W).
    - Chuveiros elétricos: redução de 45% da posse através da substituição por aquecedores de passagem a gás.

- Refrigeradores: substituição por modelos mais eficientes, reduzindo o consumo total em 9,2% até 2035.
- Condicionadores de ar: substituição por modelos mais eficientes, reduzindo o consumo total em 9,5% até 2035.

(I.2) – <u>Premissas de Demanda: Setor de Serviços</u>

O setor de serviços foi simulado no modelo paramétrico MAED. A elaboração dos cenários A2 e B2 para o setor de serviços seguiu as linhas narrativas gerais, que são definidas a seguir (IAEA, 2006):

- **Cenário A2:** manutenção de tendências setoriais já em curso, não havendo alterações estruturais relevantes no horizonte da análise. A demanda total de energia final no setor de serviços manteve forte vínculo com a dinâmica de crescimento do consumo de eletricidade.
- **Cenário B2:** maior penetração de práticas/tecnologias de uso mais eficiente de energia e maior substituição inter-energética em favor de combustíveis menos poluentes e/ou renováveis. Incorpora mais intensamente melhorias técnicas nos equipamentos, processos e construções (de edifícios comerciais e públicos).

Para o cálculo das demandas de energia no setor de serviços foram estimadas algumas premissas como (IAEA, 2006):

<u>Área total destinada à estabelecimentos</u> (hospitais, shopping centers, supermercados)

- **Cenário A2**: Neste cenário a área ocupada pelos estabelecimentos aumenta em média 2,00% ao ano.
- **Cenário B2**: Neste cenário a área ocupada pelos estabelecimentos aumenta em média 2,11% ao ano.

<u>Área total de estabelecimentos do Setor de Serviços com Ar Condicionado</u>

- **Cenário A2:** Neste cenário o crescimento em média , ao ano, é de 5,8%
- **Cenário B2:** Neste cenário o crescimento em média , ao ano, é de 6,3%

Força de Trabalho

A força de trabalho cresce de acordo com a taxa estimada de crescimento da população.

Área por trabalhador no Setor de Serviços

A área por trabalhador no Setor de Serviços foi estimada para ambos os cenários e sua evolução está de acordo com a expansão da área ocupada no setor de serviços (IAEA, 2006) e da taxa estimada de crescimento da população também estimadas para este estudo.

Participação percentual da lenha e do carvão vegetal em usos térmicos no setor de serviços no Brasil:

- **Cenário A2:** A taxa anual adotada é de -0,13%
- **Cenário B2:** A taxa anual de evolução adotada é de -0,15%

Vale ressaltar que em ambos os cenários ocorre processo de substituição energética por fontes mais modernas, como o gás natural. Ocorre, também, o aumento de cogeração em shoppings, hospitais, hotéis e super/hipermercados. Essas mudanças mencionadas são mais intensas no Cenário B2.

Premissas de Demanda no Setor de Serviços por uso final:

Iluminação (IAEA, 2006):

- **Cenário A2**: Neste cenário considera-se o emprego de tecnologias voltadas à eficientização de sistemas de iluminação atualmente disponíveis no mercado. Considera-se, também, uma redução acumulada de 30% ao longo do período estudado.
- **Cenário B2**: Neste cenário considera-se o emprego de tecnologias que virão a ser desenvolvidas nas próximas 2 ou 3 décadas, como *led* para iluminação pública. E, além disso, considera-se uma redução acumulada de 50% ao longo do período estudado.

Condicionamento de ar:

Neste item adotou-se a hipótese de crescente substituição de sistemas de ar condicionado existentes, por outros mais eficientes com o objetivo de melhorar a

razão kWh (consumido) / BTUh (produzido). Sendo assim, dois parâmetros foram analisados:

1. Evolução da eficiência de sistemas de ar condicionado:
   - **Cenário A2**: Aumento de 12,5 % (acumulado) entre 2000 e 2035, especialmente pelo uso de compressores mais eficientes
   - **Cenário B2**: Aumento de 25% (acumulado) entre 2000 e 2035
2. Evolução do parâmetro de condicionamento ambiental (climatização de uma mesma área, porém com redução no consumo de energia):
   - **Cenário A2**: Potencial de redução no consumo na ordem de 20%
   - **Cenário B2**: Potencial máximo de redução adotado pela economia dos EUA, 48%.

(I.3) – <u>Premissas de Demanda: Setor de Transportes</u>

No setor de transportes dois cenários (Cenário A2 e B2) foram elaborados no modelo paramétrico desenvolvido por BORBA (2008) na COPPE/UFRJ, seguindo as considerações apresentadas a seguir (MARGULIS *et al*., 2009).

<u>CENÁRIO A2</u>:

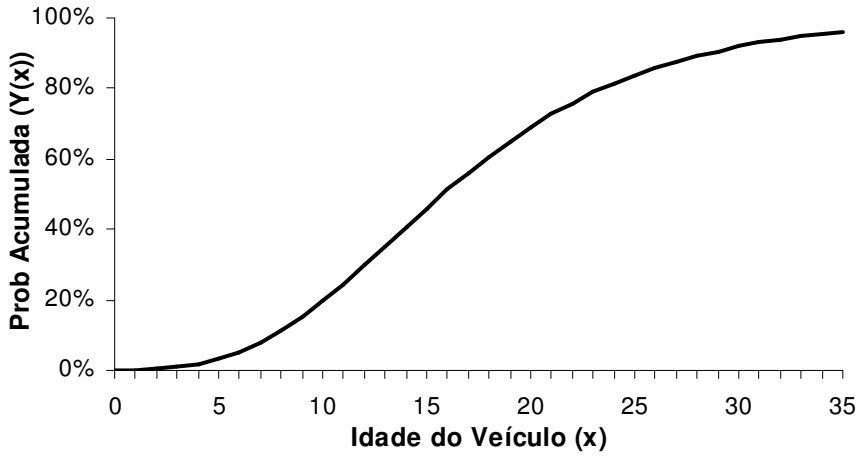
<u>Veículos Leves:</u>

A frota foi estimada a partir da contraposição do crescimento das vendas de veículos novos e de sucateamento de veículos existentes. As vendas, por sua vez, foram atreladas ao crescimento econômico do país (*proxy* PIB *per capita* admitindo uma elasticidade renda de 1,3).

<u>Curva de sucateamento considerada:</u>

Adotou-se uma Função do Tipo Gompertz: $Y(x) = exp(-exp(a+bx))$

Foram estimados os parâmetros: a = 1, 9683; b = - 0, 148 (Borba, 2008)



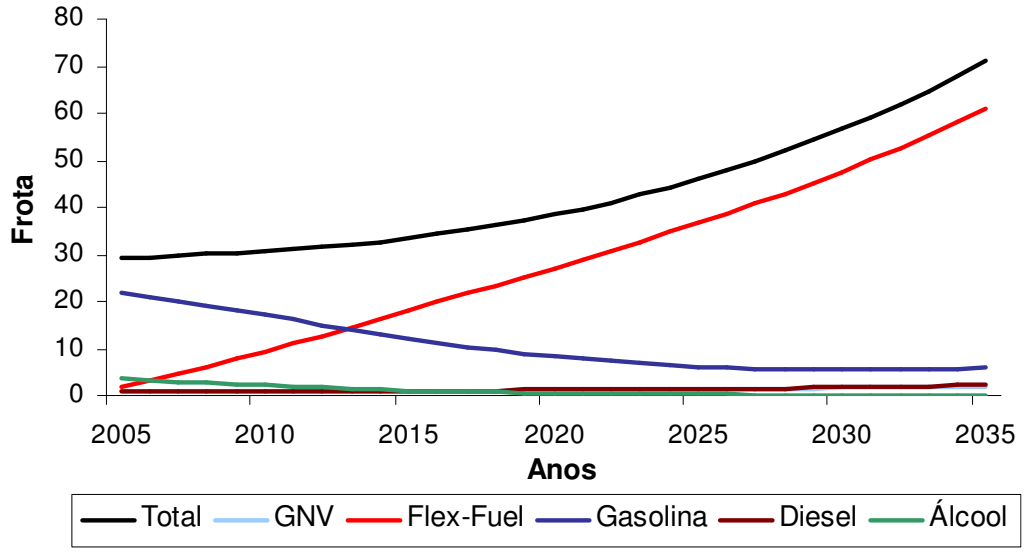
Estimativa da frota de veículos leves:

Vendas de veículos:

- Nacionais: Exclusivamente *flex-fuel*

- Importados: Exclusivamente a gasolina

- Participação de leves a diesel (relativa) e gás natural veicular (GNV) (absoluta) mantida fixa.



A curva acima mostra que a frota de veículos leves sai de 29 milhões de veículos em 2005 e passa de 70 milhões em 2035, com os veículos *flex-fuels* representando 86% do total.

Para o cálculo da demanda de energia dos veículos leves foram consideradas as seguintes premissas:

Utilização de álcool nos veículos *flex-fuels*:

Álcool seria utilizado nos veículos *flex-fuels* 83% do tempo, que corresponde à proporção em que o preço do etanol, controlando pelo desempenho energético, foi mais barato que a gasolina, em 2006 (ANP, 2007). Após 2020, esse valor passaria para 90%.

Distância média anual percorrida:

A distância média anual percorrida é constante no período de simulação como conseqüência da ausência de políticas de incentivo ao transporte coletivo de passageiros. Este valor é de 36.000 km para os veículos a GNV e 10.137 km para os outros veículos leves.

Desempenho energético (km/l):

O Desempenho energético está associado ao efeito do congestionamento devido ao aumento da frota e à ausência de infra-estrutura adequada. Em 2005, a velocidade média das veículos era de 54 km/h (a partir de IPEA e ANTP (1998)). A projeção é de que esta velocidade reduza para 46 km/h, 2035. Desta forma, o desempenho dos veículos poderá cair de 10,1 km/l, em 2005, para 9,2 km/l, em 2035.

Outros Veículos:

Ônibus:

A projeção da frota de ônibus foi baseada no crescimento populacional do país. A distância média percorrida foi mantida constante e o desempenho energético foi reduzido como função dos congestionamentos e da entrada de novos ônibus com motor de gerenciamento eletrônico, passando de 2,62km/l, em 2005 para 2,53, em 2035.

Caminhões:

A produção total do setor (TKU) foi estimada a partir do crescimento econômico do país, sendo mantidos constantes a distância média percorrida e o desempenho energéticos dos veículos. A participação total dos caminhões no transporte de carga passa de 54%, em 2005, para 51%, em 2035.

CENÁRIO B2:

Este cenário considera a maior penetração de práticas e tecnologias de uso mais eficiente de energia, maior substituição inter-energéticas em favor de combustíveis menos poluentes, maior substituição intermodal e melhoria das rodovias.

São adotadas políticas e programas que visem a redução do consumo energético e das emissões de CO2, focados em dois pontos:

- Eficientização da frota (como a entrada de veículos híbridos, padronização dos veículos leves novos e fiscalização do transporte de carga).
- Incentivo ao transporte público (como a criação de vias exclusivas para ônibus e a criação de pedágio urbano).

Veículos Leves:

Para o cálculo da demanda de energia dos veículos leves foram consideradas algumas premissas:

Frota e Utilização de álcool nos veículos *flex-fuels*:

Foram consideradas as mesmas premissas do cenário A2.

Distância média anual percorrida:

A distância média anual percorrida seria reduzida com o incentivo ao transporte público e com a criação de pedágios urbanos e estacionamentos fora dos centros urbanos, desincentivando o uso do automóvel particular. Em 2035 a distância anual percorrida estimada pelos veículos é de 8.703 km.

Desempenho energético (km/l)

A redução do desempenho dos veículos leves até 2015 (congestionamento). Após 2015, aumento do desempenho como resultado da padronização dos veículos leves novos e da entrada dos carros híbridos. Com isso, o desempenho energético da frota de veículos leves em 2035 atinge a marca de 14,0 km/l.

Outros Veículos:

Ônibus:

A projeção da frota de ônibus passa para 792 mil veículos em 2035 para atender a nova demanda de passageiros. A distância média percorrida foi mantida constante e o desempenho energético sofreu uma ligeira redução, passando de 2,62km/l, em 2005 para 2,57, em 2035.

Caminhões:

Aumento da eficiência dos caminhões com a maior fiscalização do setor e redução da participação do transporte rodoviário de 68%, em 2005, para 48%, em 2035, sendo esta variação de demanda deslocada para o transporte ferroviário.

(I.4) – Premissas de Demanda: Setor Industrial

No setor industrial dois cenários (Cenário A2 e B2) foram elaborados através do modelo paramétrico MAED, seguindo as considerações apresentadas a seguir (baseado em IAEA, 2006; MARGULIS *et al.*, 2009).

Cenário A2: cenário de desenvolvimento tendencial

1. Eletrificação crescente no meio rural
2. Manutenção do crescimento mais lento do consumo de lenha
3. Queda acentuada do consumo de óleo combustível
4. Ganhos parciais de eficiência

Cenário B2: cenário com maior grau de sustentabilidade do desenvolvimento

1. Idem A2 (itens 1 a 4), exceto pelos ganhos de eficiência, mais agressivos
2. Maior grau de substituição de lenha e óleo combustível
3. Maior participação de outros segmentos de maior valor agregado na indústria

Cenários de consumo de energia no setor industrial brasileiro: linhas gerais

A curva abaixo representa a variação do rendimento (WEG, 2003 apud GARCIA, 2003)

$\eta(\gamma)=$ 0,885029*(1- e-10,34097γ); $\eta(\gamma)=$ 0,86044*(1- e-7,56838γ)

- **Distribuição dos motores**
    - Quanto ao número de pólos: (1) 4p: 75%; (2) 2p: 12%; (3) 6p: 11%; (4) 8p: 1%;
    - Quanto ao porte: (1) pequenos: 50%; (2) médios: 33%; (3) grandes: 17%.

- **Características médias – Brasil**
    - Carregamento: 62%
    - Rendimento: 86%

Cenários de consumo de energia no setor industrial brasileiro: valores-referência

- Rendimento térmico - caldeiras:
    - A óleo combustível: 80%; A gás: 90%; A lenha/carvão: 75%; A eletricidade: 95%
- Rendimento térmico – fornos e secadores:
    - A óleo combustível: 60%; A gás: 60%; A lenha/carvão: 35%; A eletricidade: 70%
- Substituição de equipamentos: conforme dinâmica setorial específica

Cenários de consumo de energia no setor industrial brasileiro: principais segmentos

- **Indústria de cimento - Cenário A2:**
    - *Perfil da produção*: "*mix*" de produtos do ano base (CP-I + CP -II= 80,9% e CP-III + CP IV= 12,5%)
    - *Teor de adições ativas*: igual a 26,6% no período
    - *Consumo térmico*: ganhos tendenciais de 1,18 % a.a., atingindo 730 kcal/kg clínquer em 2028, mantido até 2030

- *Matriz energética*: estrututura do ano-base: OC= 15,2% e residuais iguais a 58,2%
- *Consumo de EE*: mantendo-se em torno de 112 kWh/t

- **Indústria de cimento - <u>Cenário B2</u>:**
  - *Perfil da produção*: "*mix*" de produtos do período 2000-2003 (CP-I + CP -II= 73,6-80,9% e CP-III + CP IV= 12,5%-20,6%)
  - *Teor de adições ativas*: igual a 26,6% no período
  - *Consumo térmico*: ganhos tendenciais de 1,18 % a.a., atingindo 730 kcal/kg clínquer em 2028, mantido até 2030
  - *Matriz energética*: em 2006, ocorre o deslocamento integral do OC por coque verde
  - *Consumo de EE*: ganhos de eficiência de 1%/motor

- **Indústria de cerâmica - <u>Cenário A2</u>**:
  - *Estrutura de produção*: predomínio da produção de cerâmica estrutural
  - *Valor agregado*: sem ganhos significativos de valor adicionado no período
  - *Perfil tecnológico*: fôlego limitado de renovação tecnológica (em termos setoriais médios)
  - *Matriz energética*: elevada participação do consumo de lenha (53,1%) e óleo combustível (15,3%) - ano base
  - *Consumo de EE*: sem ganhos de eficiência significativos
- **Indústria de cerâmica - <u>Cenário B2</u>**:
  - *Estrutura de produção* : predomínio da produção de cerâmica estrutural
  - *Valor agregado*: sem ganhos significativos de valor adicionado no período
  - *Perfil tecnológico*: fôlego limitado de renovação tecnológica (em termos setoriais médios)
  - *Matriz energética*: deslocamento integral do óleo combustível pelo gás natural, que atinge 43% em 2023
  - *Consumo de EE*: ganhos de eficiência de 1%/motor

- **Indústria de ferro-gusa e aço - <u>Cenário A2</u>:**
    - *Valor agregado*: segue a tendência corrente para produção de itens de maior valor agregado
    - *Perfil tecnológico*: grande participação de usinas integradas a coque de carvão mineral e vegetal
    - *Matriz energética*: atual estrutura predomina, com pequena entrada de gás natural, deslocando GLP (6,1%). Participação de carvão mineral e vegetal segue o perfil tecnológico vigente
    - *Consumo de EE*: ganho tendencial de 1,05% a.a.
    - Aciaria elétrica: 20% (ano-base)
    - Uso de sucata: 26% (ano-base)
- **Indústria de ferro-gusa e aço - <u>Cenário B2</u>:**
    - *Valor agregado:* segue a tendência corrente para produção de itens de maior valor agregado
    - *Perfil tecnológico:* grande participação de usinas integradas a coque de carvão mineral e vegetal
    - *Matriz energética*: atual estrutura predomina, com pequena entrada de gás natural, deslocando GLP (6,1%). Participação de C. carvão mineral (47%) e vegetal (18%) segue o perfil tecnológico vigente
    - *Consumo de EE*: ganho tendencial de 1,05% a.a. + ganho de 1%/motor
    - Aciaria elétrica: 20%-23% (2000-2003) e uso de sucata: 25-26%

- **Indústria química - <u>Cenário A2</u>:**
    - *Estrutura*: manutenção da atual estrutura industrial da IQB com pequenas alterações
    - *Matriz energética*: participação do OC: 17,7%; do gás: 19,5%; out. sec.: 33,4%
    - *Consumo de eletricidade*: sem ganhos significativos
    - Ganhos térmicos: pouco significativos
- **Indústria química - <u>Cenário B2</u>:**
    - *Estrutura*: manutenção da atual estrutura industrial da IQB com pequenas alterações
    - *Matriz energética*: em 2025, participação do OC: 0,5%; do gás: 40%

- *Consumo de eletricidade*: 1%/motor
- Ganhos térmicos: conforme penetração do gás natural

(I.5) – Premissas Macrosetoriais e Populacionais: consolidação das premissas de demanda elétrica[103]

Consolidação dos Resultados de Demanda por Eletricidade no Setor Residencial:

	Unidade	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Cenário A2								
População	mil	180.965	191.759	201.532	209.962	217.349	223.642	228.807
Domicílios	mil	51.753	59.925	67.177	69.987	72.450	74.547	76.269
Consumo por Domicílio	GWh/Domicílio	1,6	2	2,4	2,7	3,2	3,7	4,3
Consumo de Eletricidade	GWh	83198	118491	159075	191287	229341	274128	325432
Cenário B2								
População	mil	180.965	191.759	201.532	209.962	217.349	223.642	228.807
Domicílios	mil	51.753	59.925	67.177	69.987	72.450	74.547	76.269
Consumo por Domicílio	GWh/Domicílio	1,6	2	2,3	2,6	2,9	3,3	3,8
Consumo de Eletricidade	GWh	83198	117568	152220	180456	210501	244937	292098

Fonte: AGUIAR (2008)

[103] Os resultados consolidados apresentados nesta seção não incluem a demanda elétrica no setor de transportes.

Consolidação dos Resultados de Demanda por Eletricidade nos Setores Produtivos: Cenário A2

Setor	Unidade	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Agropecuária								
Valor Agregado Bruto*	10^6 US$ (2004)	48.614	64.908	78.510	94.963	117.420	145.187	177.091
Intensidade Energética	kWh/US$	0,32	0,34	0,37	0,4	0,44	0,47	0,5
Consumo Final de Eletricidade	GWh	15.684	22.278	29.360	38.428	51.113	67.641	87.920
Indústria								
Valor Agregado Bruto*	10^6 US$ (2004)	169.087	217.703	267.872	329.647	404.857	497.252	603.098
Intensidade Energética	kWh/US$	0,86	0,84	0,81	0,79	0,79	0,78	0,77
Consumo Final de Eletricidade	GWh	146.019	182.093	218.138	261.467	318.372	386.140	464.332
Serviços								
Valor Agregado Bruto*	10^6 US$ (2004)	403.563	483.782	596.503	735.488	905.846	1.115.664	1.357.858
Intensidade Energética	kWh/US$	0,21	0,21	0,2	0,19	0,18	0,17	0,16
Consumo Final de Eletricidade	GWh	86.221	103.706	120.906	140.413	163.167	188.625	217.050

*Fonte: FIPE (2009)

Consolidação dos Resultados de Demanda por Eletricidade nos Setores Produtivos: Cenário B2

Setor	Unidade	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Agropecuária								
Valor Agregado Bruto*	10^6 US$ (2004)	48.589	64.707	78.125	94.327	115.472	141.357	171.962
Intensidade Energética	kWh/US$	0,32	0,34	0,37	0,4	0,43	0,46	0,5
Consumo Final de Eletricidade	GWh	15.684	22.215	29.206	38.133	50.183	65.709	85.129
Indústria								
Valor Agregado Bruto*	10^6 US$ (2004)	169.052	217.433	267.945	330.238	406.240	499.758	607.533
Intensidade Energética	kWh/US$	0,86	0,84	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76
Consumo Final de Eletricidade	GWh	146.019	181.741	217.794	261.143	318.000	385.829	464.081
Serviços								
Valor Agregado Bruto*	10^6 US$ (2004)	403.673	484.572	600.439	744.011	920.095	1.137.851	1.397.480
Intensidade Energética	kWh/US$	0,21	0,22	0,21	0,2	0,19	0,18	0,16
Consumo Final de Eletricidade	GWh	86.221	104.750	124.176	146.603	172.943	199.600	228.313

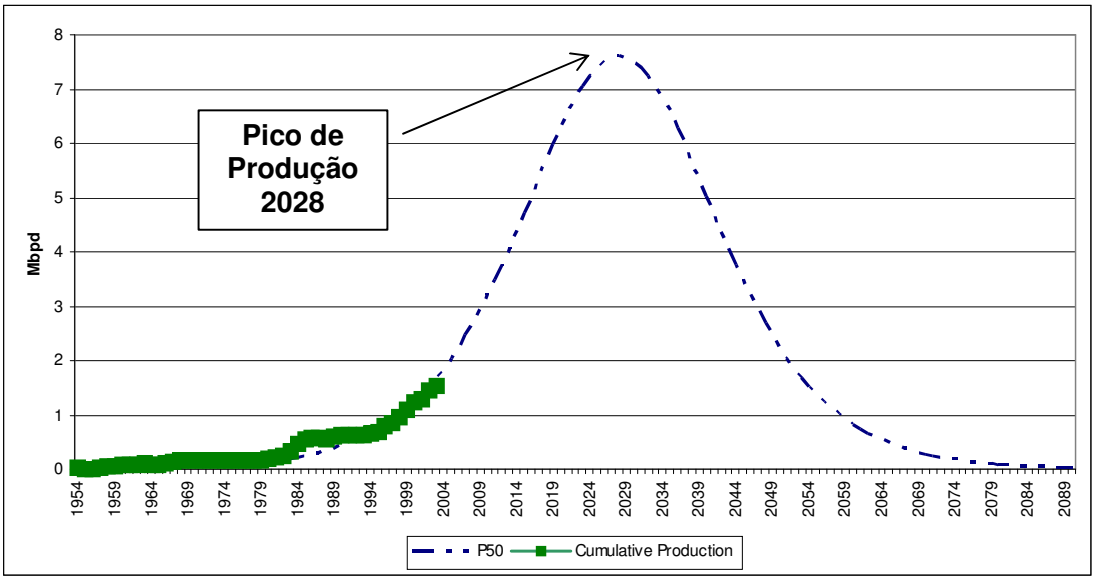
*Fonte: FIPE (2009)

(II) – <u>Premissas de Oferta</u>

(II.1) – <u>Petróleo e Derivados:</u>

<u>Produção</u>

A seguir curva representa a produção de petróleo e derivados ao longo do período analisado. Esta curva se baseou em SZKLO *et al* (2007), que aplicaram uma modelagem de Hubbert, considerando-se já as perspectivas de adição da camada do pré-sal, a partir de 2016.



Obs: EUR (estimated ultimate resource) de 100 Gb; pré-sal começando a operar em 2012.

<u>Refino</u>

Considerou-se a entrada das duas refinarias programadas (COMPERJ e RENOR) em 2012. E também, foram consideradas duas configurações de refinaria para escolha livre do modelo:

<u>Refinarias no MESSAGE, capacidade e perfil de produção</u>:

	Refinaria A	**Refinaria B**
Capacidade	250	250
GLP	7,0%	6,1%
Gasolina	26,3%	20,2%
Nafta	0,0%	3,3%
Médios	55,7%	61,4%
Coque	11,0%	6,3%
Escuros	0,0%	2,8%

(II.2) – <u>Gás Natural:</u>

<u>Produção</u>

- GN associado – ligado à produção de petróleo
- GN não associado:
  - Reservas (EUR): 6Bboe
- Possibilidade de GTL para reduzir perdas e reinjeção

<u>Importação</u>

- Gás Boliviano:
  - <u>2010:</u>
    - Mercado Contratado: 67,8 Mm3/d (Brasil + Argentina)
    - Projeção de Oferta: 44,0 Mm3/d
    - Déficit de oferta de 23,8 Mm3/d: necessidade de aumentar no curtíssimo prazo a produção boliviana, apenas para honrar contratos (competição com demanda argentina)
  - <u>2020-2030:</u>
    - Fim do contrato com Brasil
    - Pico de produção (platô): 67/68 Mm3/d entre 2011 e 2013
    - Entre 2013 e 2022: produção retorna a 44 Mm3/d (valor de 2022)
    - Na ausência de novas descobertas, produção desce para 22 Mm3/d em 2027
    - Na estimativa, considera-se a hipótese (otimista) de que investimentos de alto risco ocorrerão. Sendo otimista, a Bolívia poderia manter o volume atual de importação para o Brasil, mas negociaria preços mais elevados.
    - Leve redução da exportação boliviana a partir de 2020, considerando a necessidade de exploração. Os investimentos ocorrendo, a exportação poderia voltar ao patamar atual em 2030

- GNL
  - <u>2010</u>
    - Compra spot
    - 2 unidades: RSV no Rio = 14 Mm3/d + FSRU (Ceará) = 6 Mm3/d
  - <u>2015-2035</u>

- Plano Estratégico Petrobras 2020: a capacidade de importação de GNL totalizará até 31 Mm3/dia em 2012
- Em 2020, não se restringe mais a capacidade de importação de GNL, devido ao grande avanço da tecnologia de liquefação e regaseificação embarcada
- Convergência de preços com o Henry Hub

Importação e Preços (MARGULIS *et al.*, 2009):

	Gasbol		GNL	
	Volume (Mm3/d)	**Preço US$/Mbtu**	**Volume (Mm3/d)**	**Preço US$/Mbtu**
2010	32	8	20	10
2015	32	8	31	10
2020	32	8	sem restrição	12
2025	25	8	sem restrição	12
2030	32	12	sem restrição	12
2035	32	12	sem restrição	13

(II.3) – Cana-de-Açúcar:

Produtividade Industrial (MARGULIS *et al.*, 2009):

	2005	**2015**	**2030**
Litros/TC	74,20	86,00	116,80
Bagaço (ton/TC)	0,28	0,28	0,28
Taxa de recuperação da palha	0,00	0,20	0,50
Bagaço + palha (ton/TC)	0,33	0,42	0,50

(II.4) – Energia Elétrica:

Custos das opções de geração consideradas (baseado em IAEA, 2006):

	Custo Investimento	**Custo O&M Variável**	**Custo O&M Fixo**	**Fator de Capacidade**
	US$/kW	US$/MWh	US$/kW	%
Hidroelétrica Grande (acima de 300MW)	800	1,29	-	*
Hidroelétrica Média (>30MW<300MW)	1230	1,54	-	*
Hidroelétrica Pequena (<30MW)	1570	4,41	-	*
Gás Natural Ciclo Aberto	450	8,70	-	85
Gás Natural Ciclo Combinado	800	7,00	-	85
Carvão Mineral	1350	15,00	0,00	85
Termonuclear	2000	0,42	56,00	85
Bagaço CP 22bar	325	0,50	10,00	60
Bagaço CP 42bar	500	0,50	10,00	60
Bagaço Cogeração em Cascata	750	0,50	10,00	60
Bagaço CEST	1250	3,00	50,00	85
Bagaço BIG-GT	2300	3,65	44,71	85
Eólica	1000	10,00	-	25
RSU	1560	6,67	-	60
Diesel	1000	7,99	-	85
Óleo Combustível	1070	11,00	-	85

* Vide Seção IV.3.2

Usinas "forçadas" (entrada independente da escolha do modelo de otimização):

- Capacidade instalada atual brasileira
- Rio Madeira: Santo Antônio e Jirau
- Belo Monte
- Angra 3

Potencial hidroelétrico remanescente (baseado em EPE, 2007a)

- S/SE/CO:
  - Potencial Inventariado
- N/NE:
  - NE: Potencial Inventariado
  - Amazônia: potencial sem impacto significativo (40%)

- Tocantins/Araguaia: exclui-se potencial com impactos sobre terras indígenas; áreas de proteção ambiental; cidades.

Potencial hidroelétrico remanescente (MW):

Bacia	Aproveitado	Inventário	Estimado	TOTAL
Amazonas	835	77.058	28.256	106.149
Paraná	41.696	10.742	5.363	57.801
Tocantins/Araguaia	12.198	11.297	4.540	28.035
São Francisco	10.290	5.550	1.917	17.757
Atlântico Sudeste	4.107	9.501	1.120	14.728
Uruguai	5.182	6.482	1.152	12.816
Atlântico Sul	1.637	1.734	2.066	5.437
Atlântico Leste	1.100	1.950	1.037	4.087
Paraguai	499	846	1.757	3.102
Parnaíba	225	819	-	1.044
Atlântico NE Oc.	-	58	318	376
Atlântico NE Or.	8	127	23	158
Total	77.777	126.164	47.549	251.490

Fonte: EPE (2007a)

Potencial hidroelétrico remanescente por subsistema no MESSAGE (GW):

Regiões S/SE/CO	Operação	Construção	Potencial Remanescente
Pequena (<30)	3,17	0,87	2,96
Média (30<x<300)	8,53	1,17	27,93
Grande (>300)	46,22	1,55	-

Regiões N/NE	Operação	Construção	Potencial Remanescente
Pequena (<30)	1,04	0,10	0,18
Média (30<x<300)	1,46	0,07	3,54
Grande (>300)	19,97	7,54	26,19

Fonte: Baseado em EPE (2007a) e ANEEL (2009)

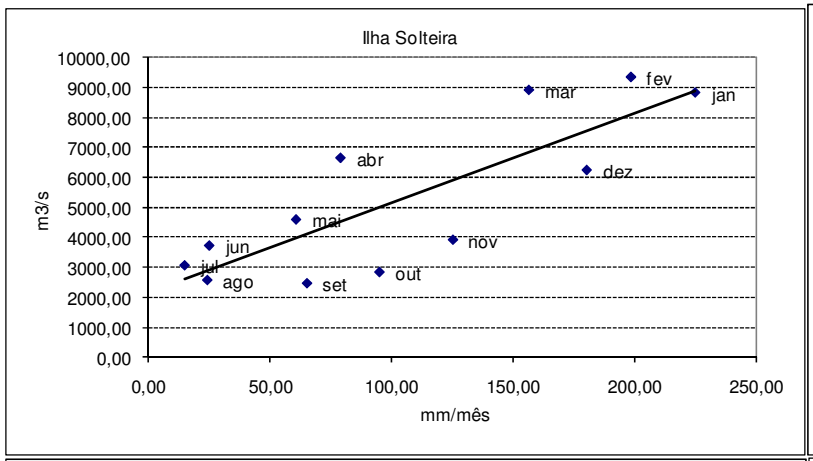
(II.5) – <u>Biomassa:</u>

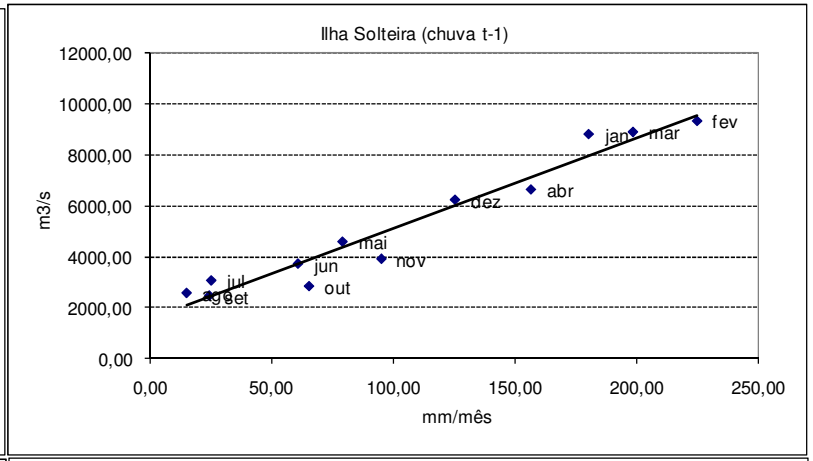
<u>Lenha e carvão vegetal, conversão em carvoarias:</u>

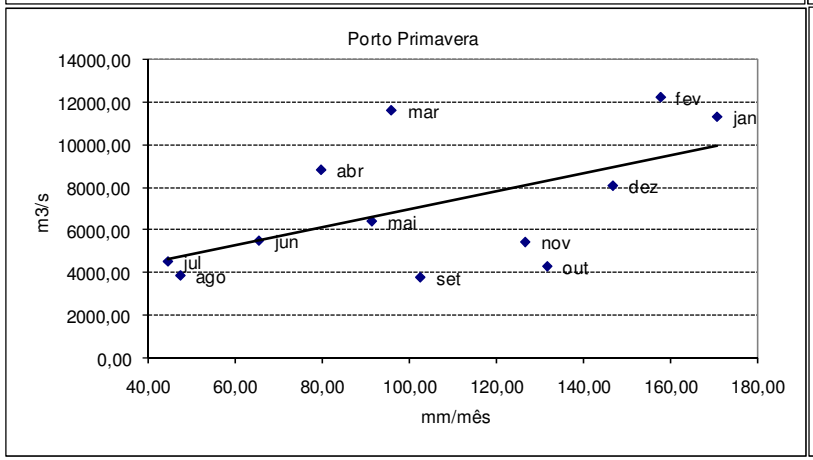
- Eficiência em massa (kg/kg):
  - 2005-2020: 0,25
  - 2020-2035: 0,40

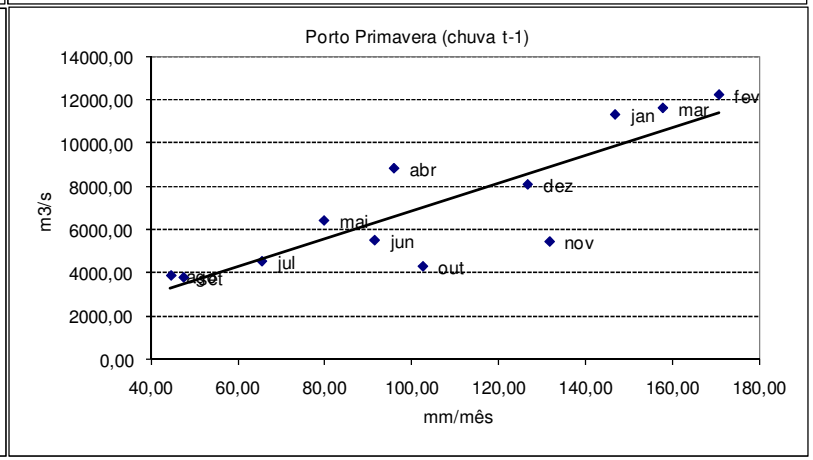
Apêndice B – Diagramas de Dispersão Chuva-vazão

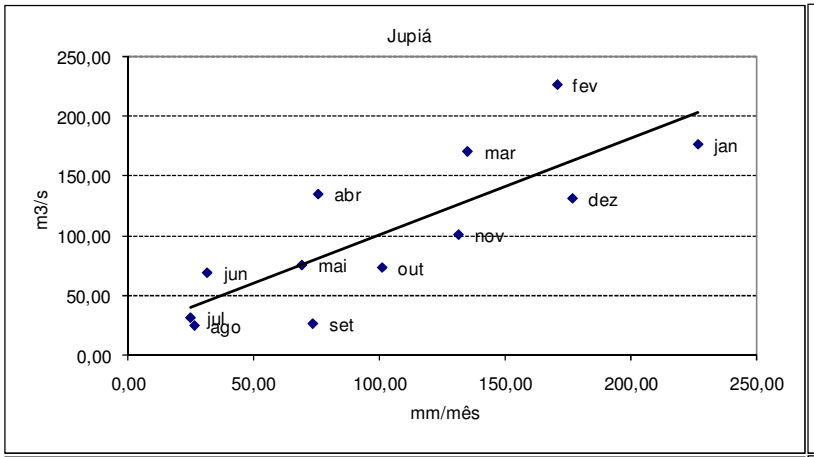
Rio Paraná

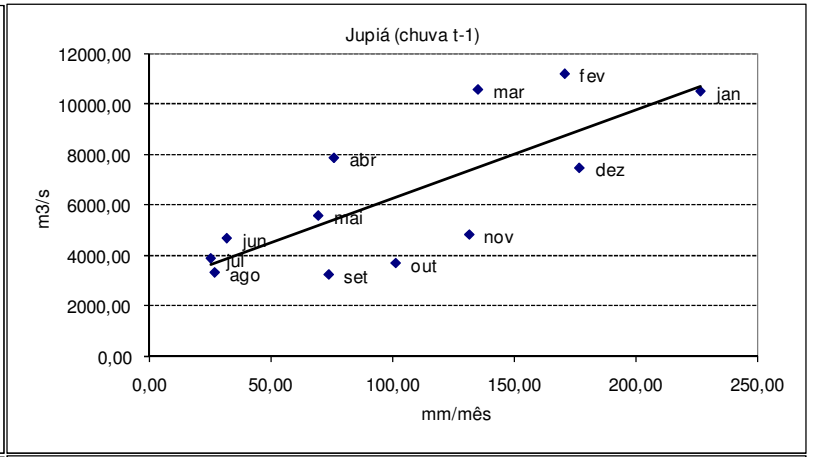


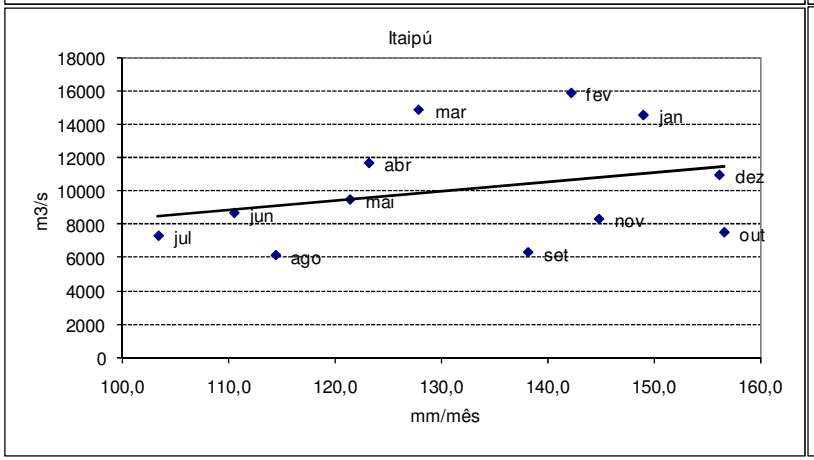


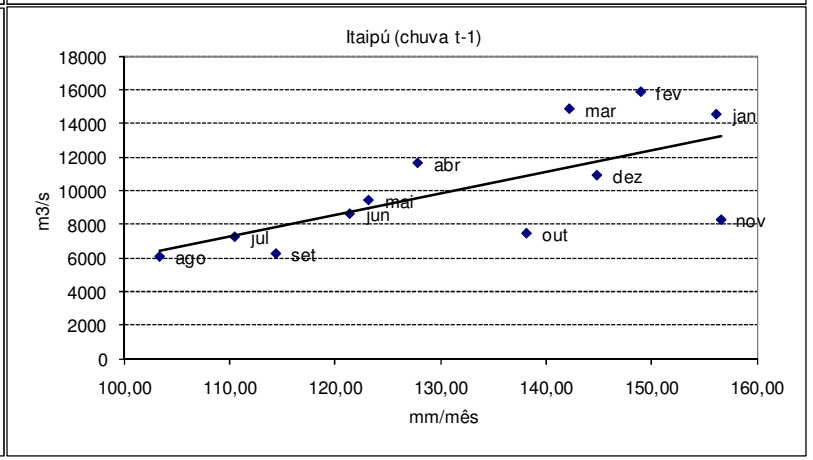




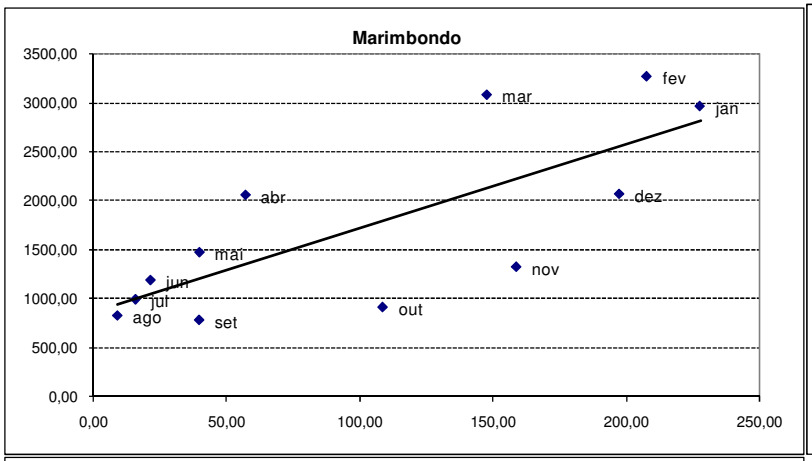

Jupiá
250,00
200,00
150,00
100,00
50,00
0,00
m3/s
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
mm/mês
fev
mar
jan
abr
dez
nov
jun
mai
out
jul
ago
set

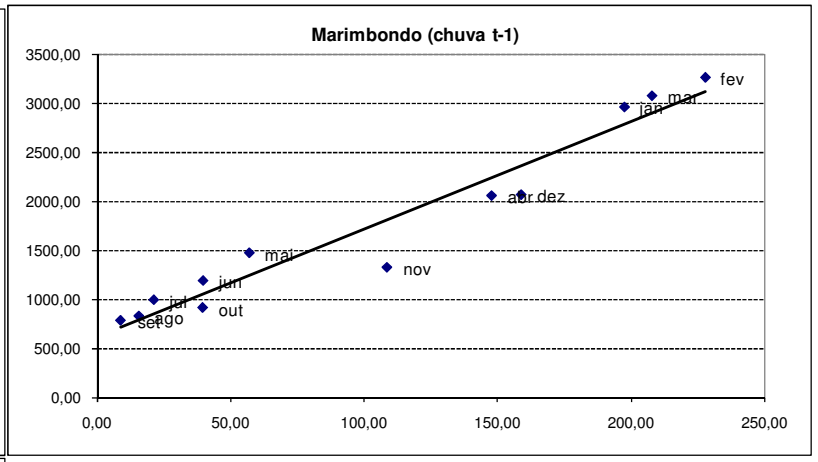

Jupiá (chuva t-1)
12000,00
10000,00
8000,00
6000,00
4000,00
2000,00
0,00
m3/s
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
mm/mês
fev
mar
jan
abr
dez
mai
jun
nov
jul
ago
set
out

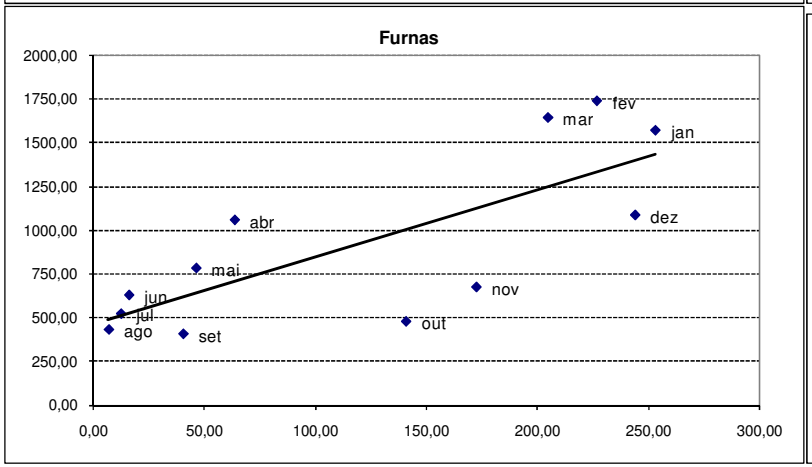

Itaipú
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
m3/s
100,0
110,0
120,0
130,0
140,0
150,0
160,0
mm/mês
fev
mar
jan
abr
dez
mai
jun
nov
out
jul
ago
set

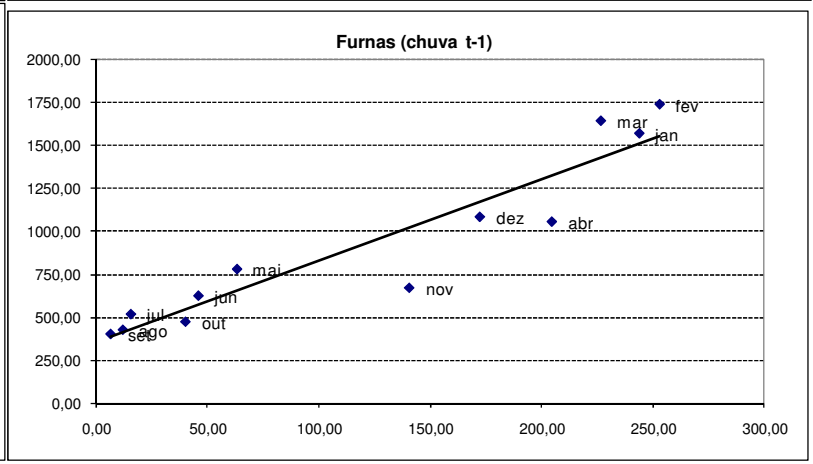

Itaipú (chuva t-1)
18000
16000
14000
12000
10000
8000
6000
4000
2000
0
m3/s
100,00
110,00
120,00
130,00
140,00
150,00
160,00
mm/mês
fev
mar
jan
abr
dez
mai
jun
nov
jul
out
ago
set

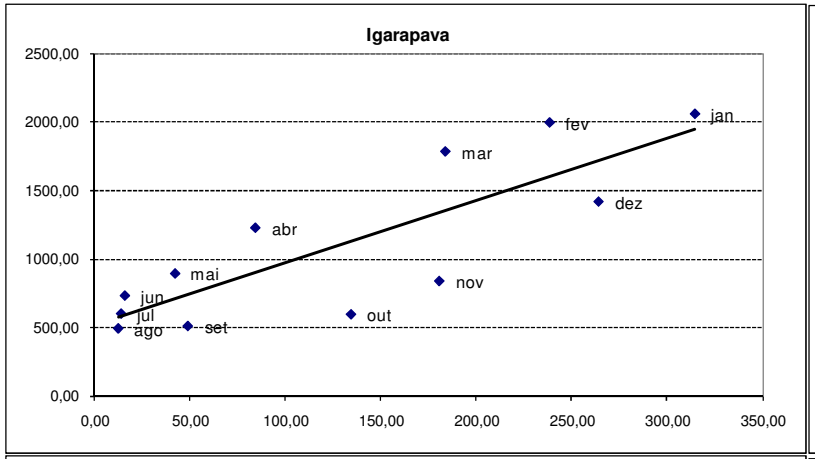
Bacia do Grande

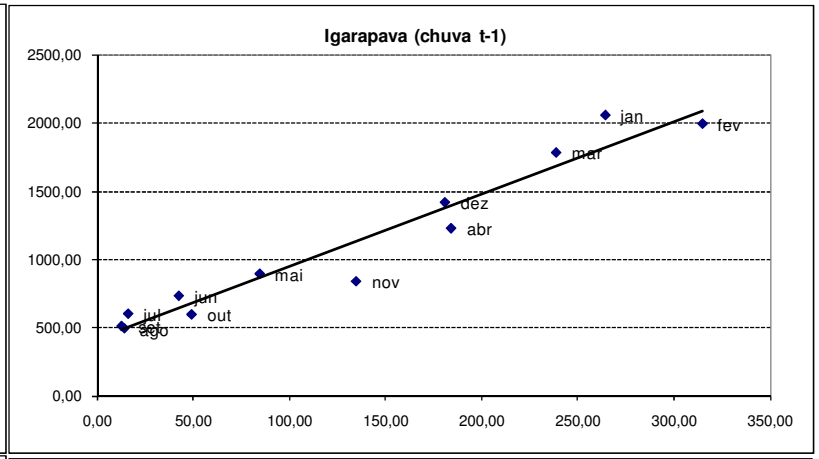


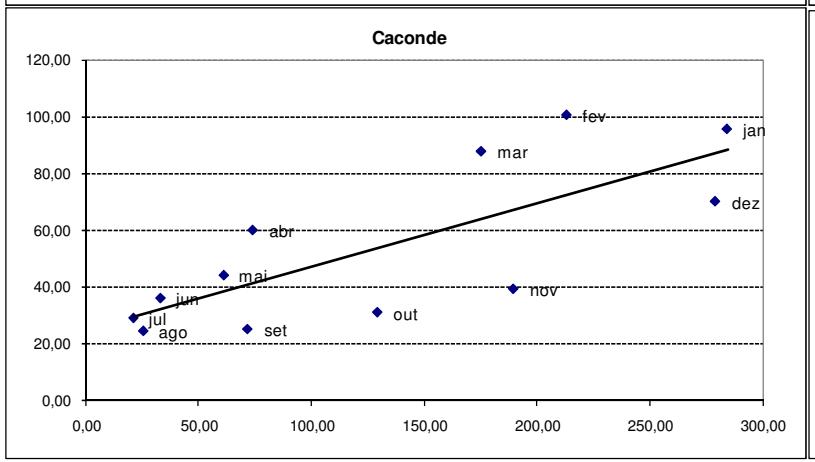


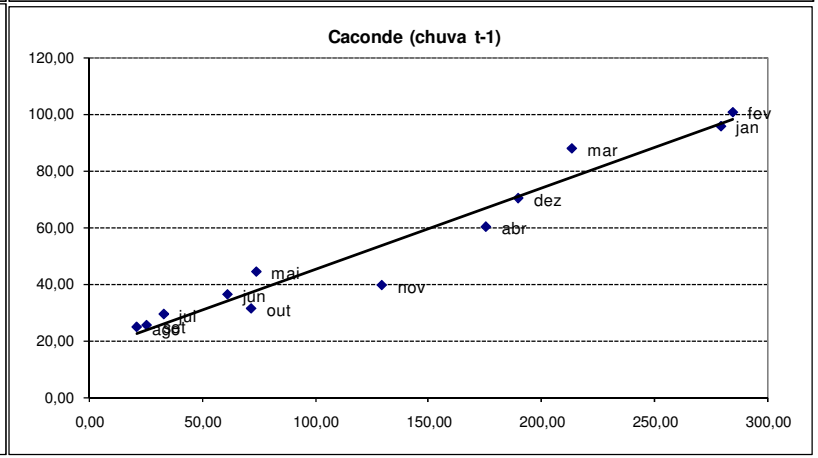




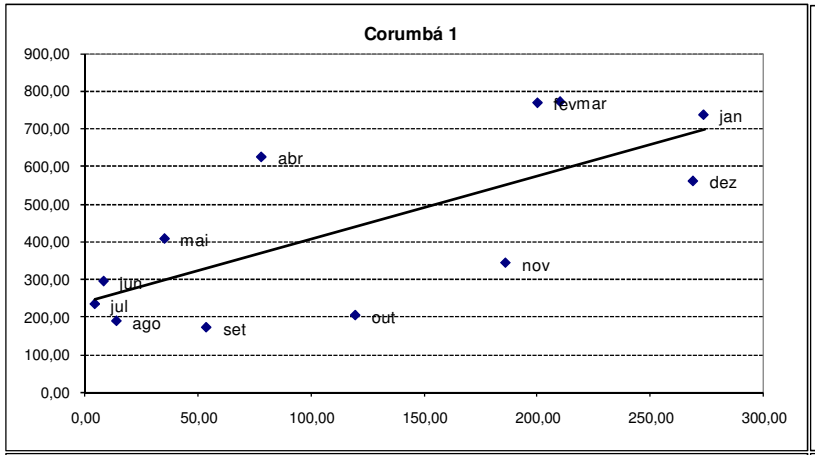

Igarapava
2500,00
2000,00
1500,00
1000,00
500,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
jan
fev
mar
dez
abr
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

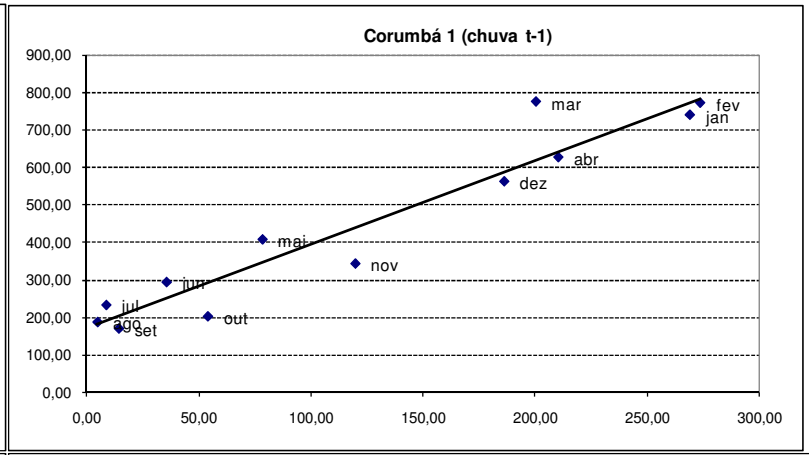

Igarapava (chuva t-1)
2500,00
2000,00
1500,00
1000,00
500,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
jan
fev
mar
dez
abr
mai
nov
jun
jul
out
ago

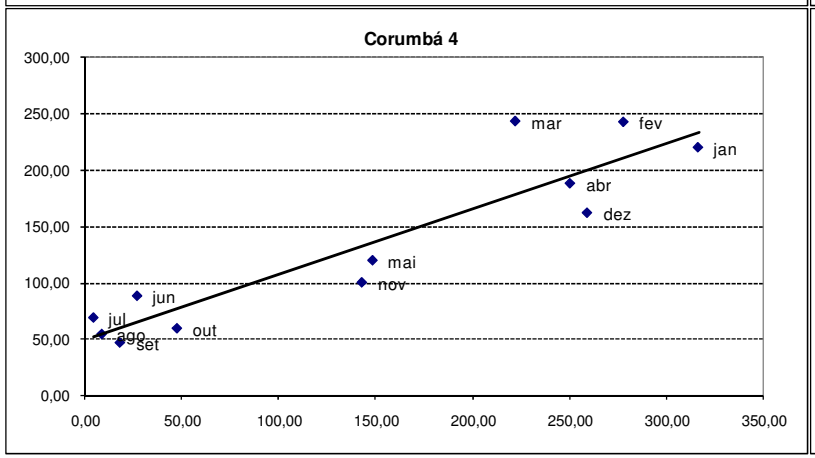

Caconde
120,00
100,00
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
fev
jan
mar
dez
abr
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

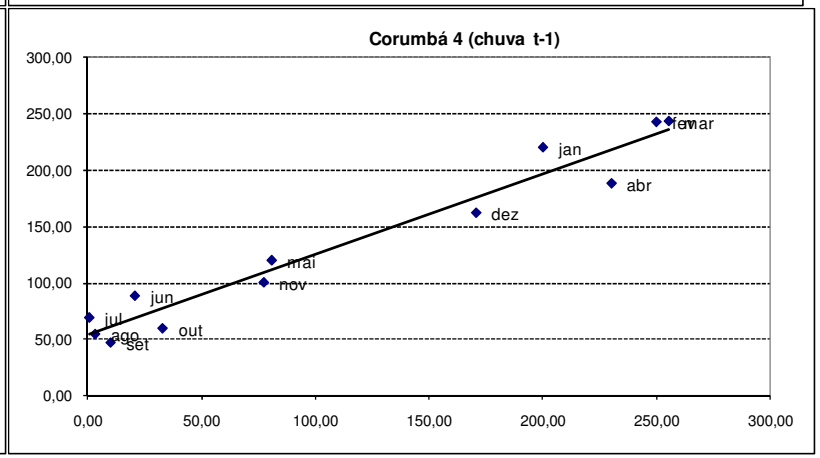

Caconde (chuva t-1)
120,00
100,00
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
fev
jan
mar
dez
abr
mai
nov
jun
out
jul
ago

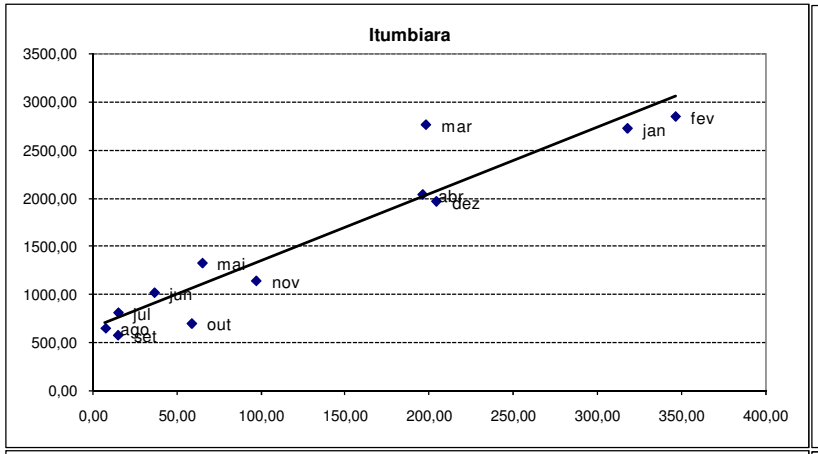
Bacia do Paranaíba

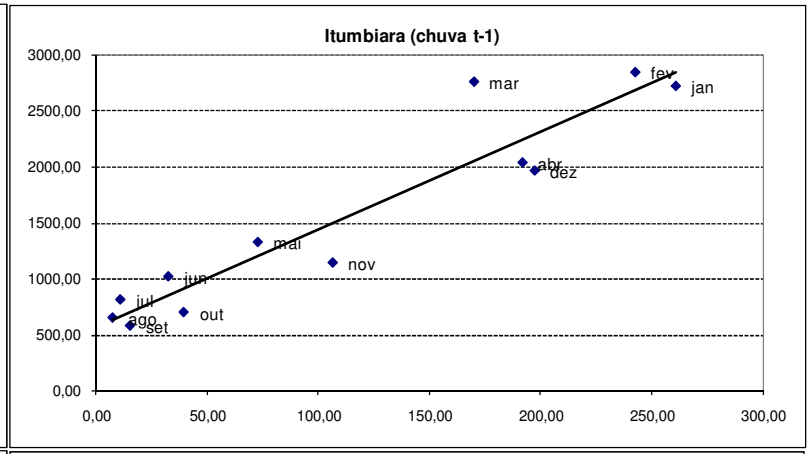


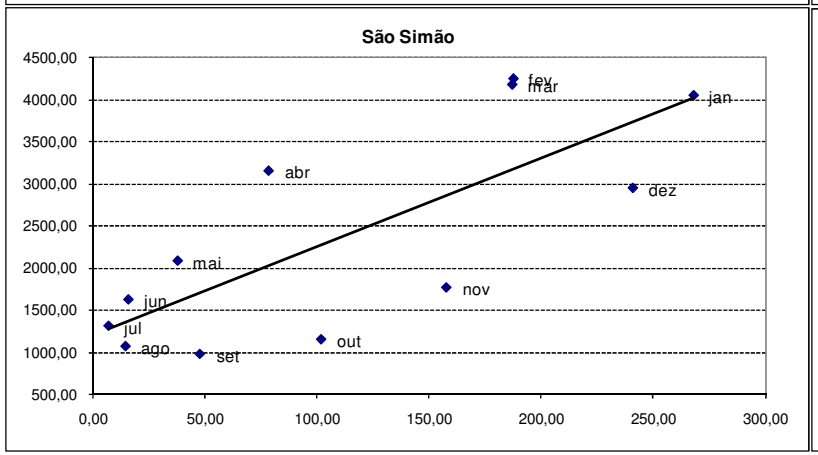


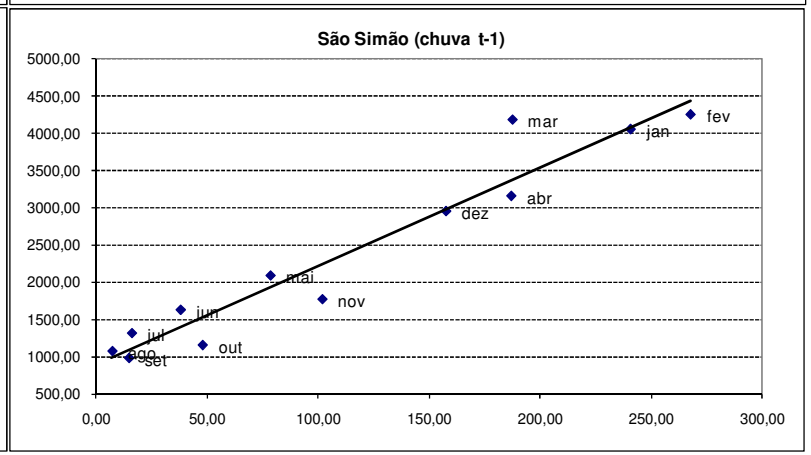


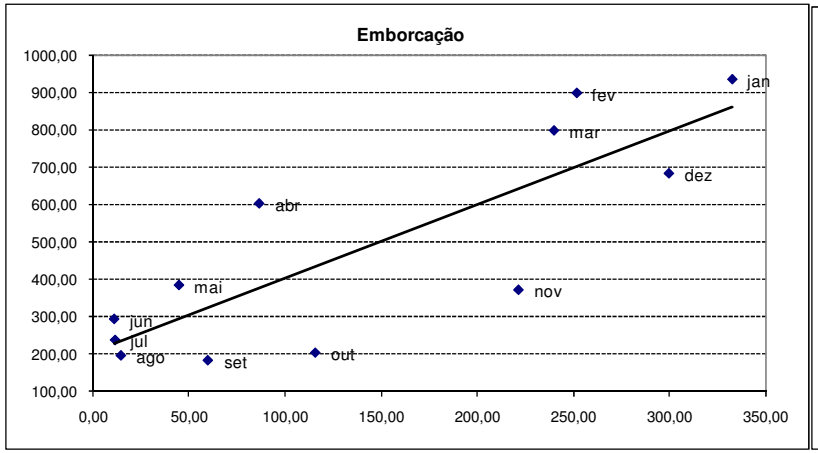


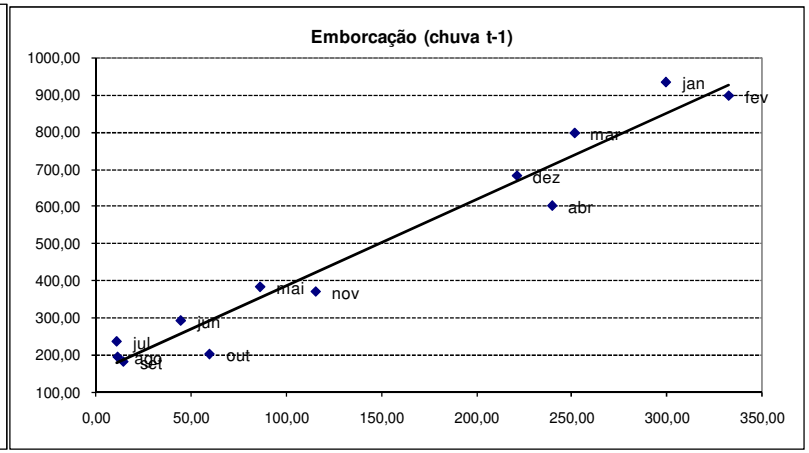

Itumbiara
3500,00
3000,00
2500,00
2000,00
1500,00
1000,00
500,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
400,00
mar
jan
fev
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out


Itumbiara (chuva t-1)
3000,00
2500,00
2000,00
1500,00
1000,00
500,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
mar
fev
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

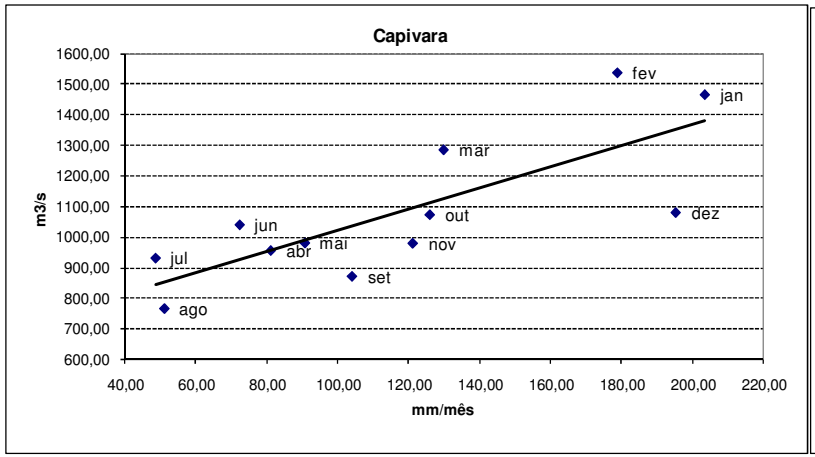

São Simão
4500,00
4000,00
3500,00
3000,00
2500,00
2000,00
1500,00
1000,00
500,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
fev
mar
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

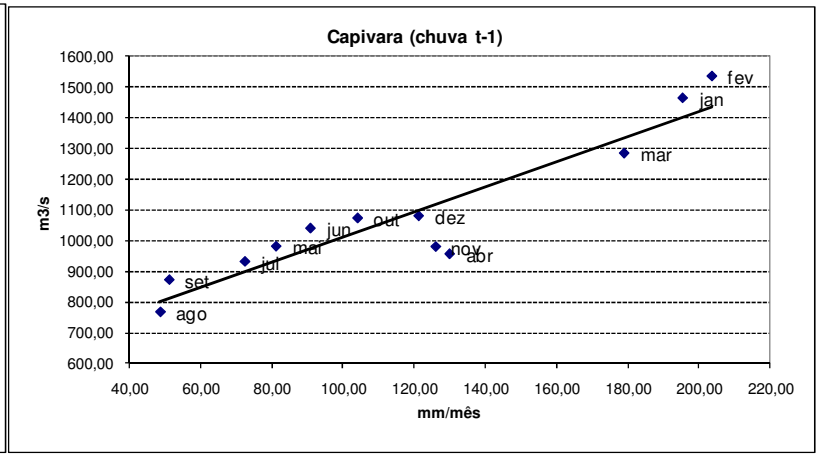

São Simão (chuva t-1)
5000,00
4500,00
4000,00
3500,00
3000,00
2500,00
2000,00
1500,00
1000,00
500,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
mar
jan
fev
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

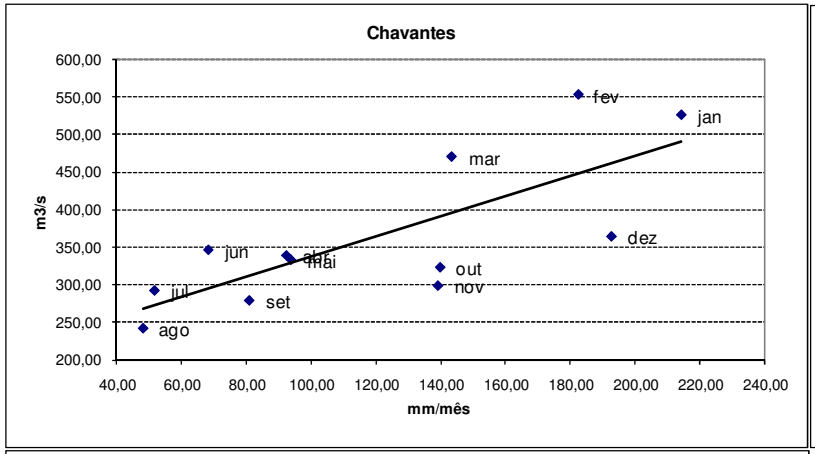


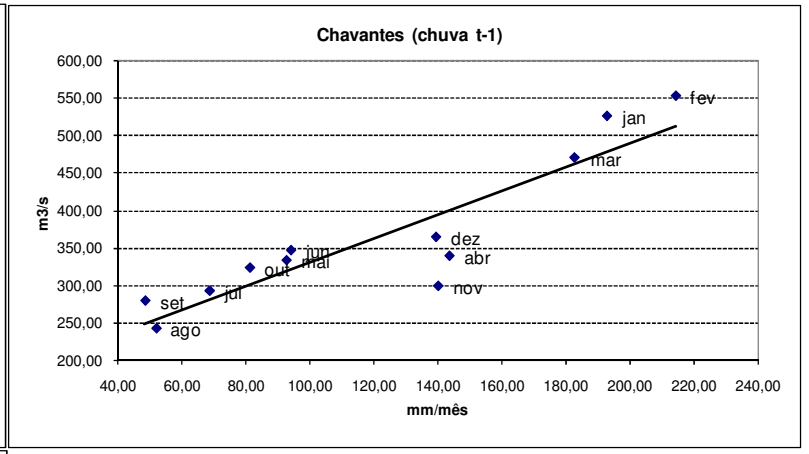


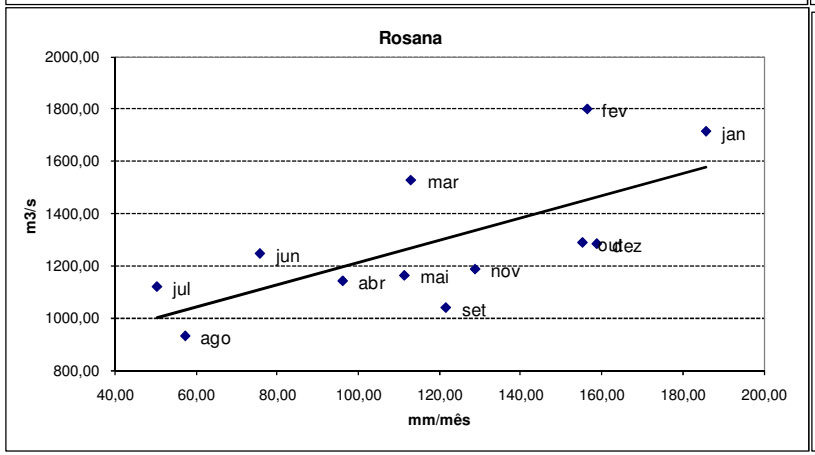
Bacia do Paranapanema

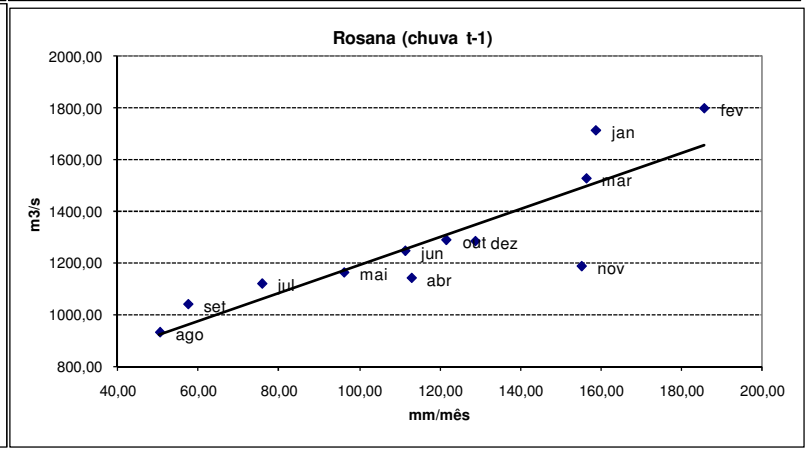




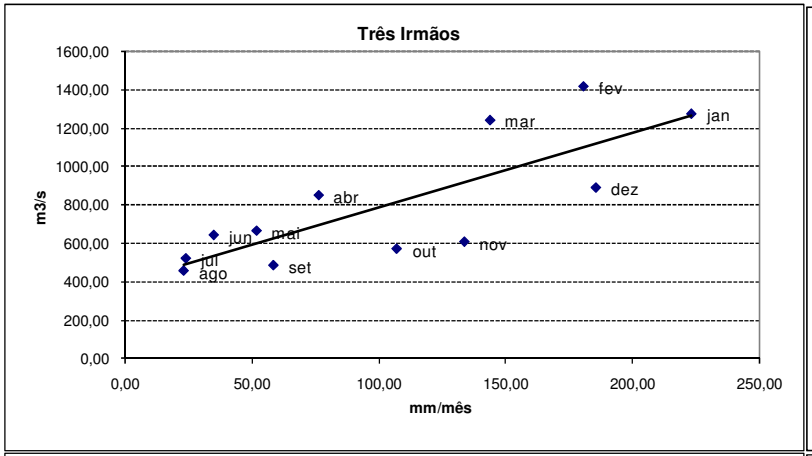

Chavantes
m3/s
mm/mês
600,00
550,00
500,00
450,00
400,00
350,00
300,00
250,00
200,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
220,00
240,00
fev
jan
mar
dez
jun
abr
mai
out
jul
nov
set
ago

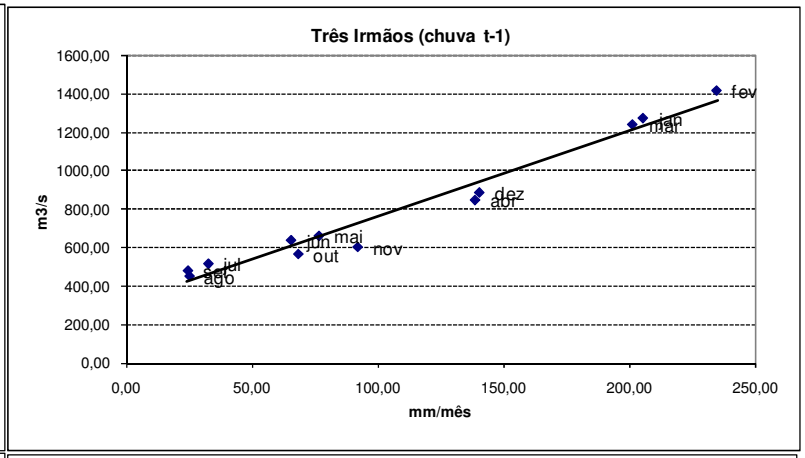

Chavantes (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
600,00
550,00
500,00
450,00
400,00
350,00
300,00
250,00
200,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
220,00
240,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
out
nov
jul
set
ago

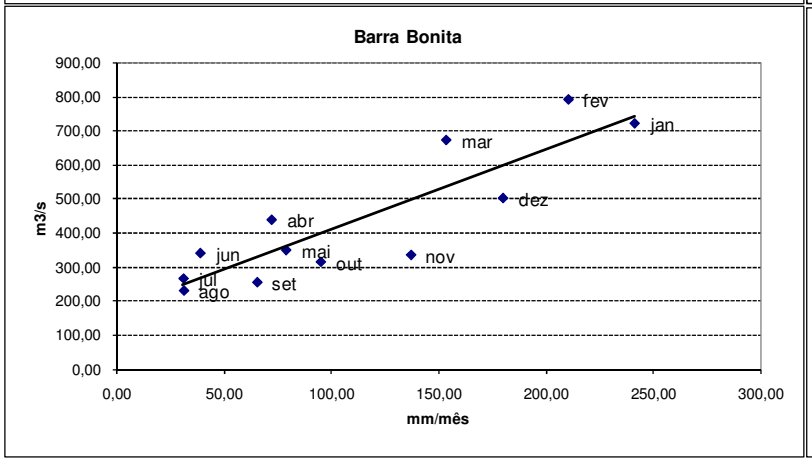

Rosana
m3/s
mm/mês
2000,00
1800,00
1600,00
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
fev
jan
mar
out
dez
jun
abr
mai
nov
jul
set
ago

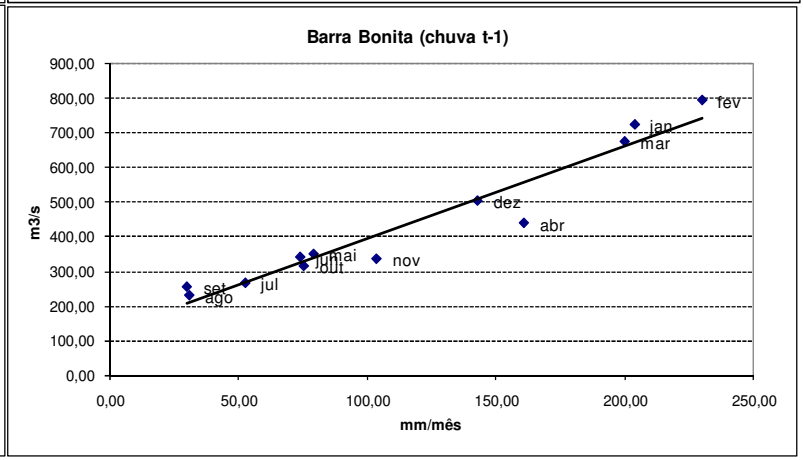

Rosana (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
2000,00
1800,00
1600,00
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
fev
jan
mar
out
dez
jun
mai
abr
nov
jul
set
ago

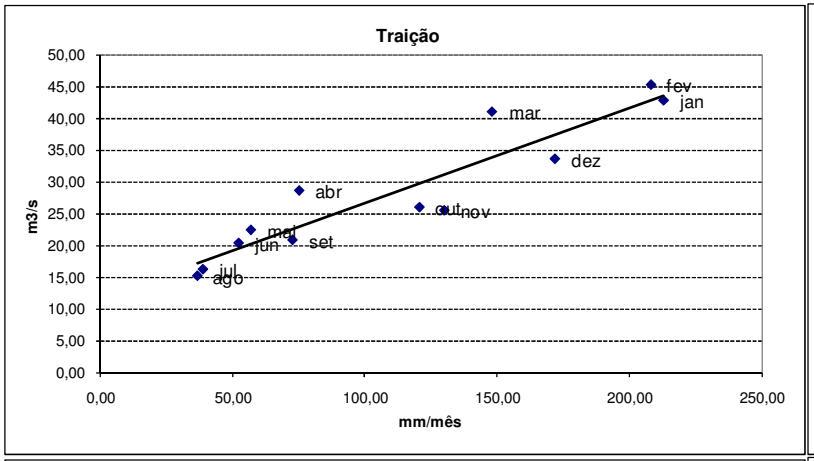
Bacia do Tietê

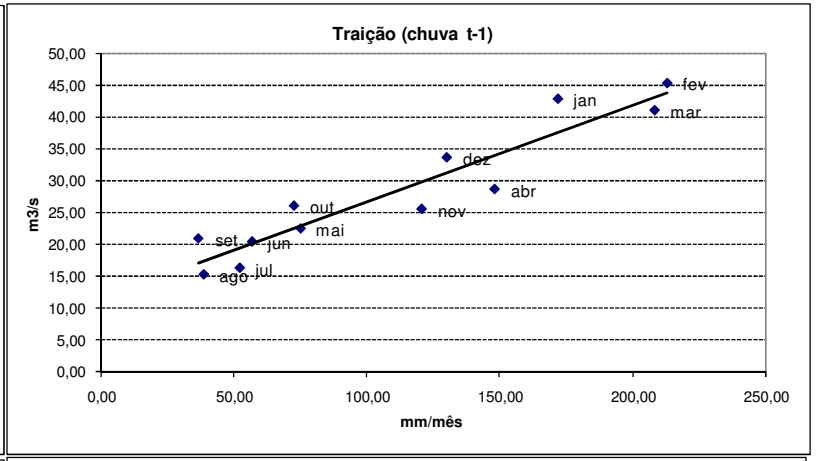


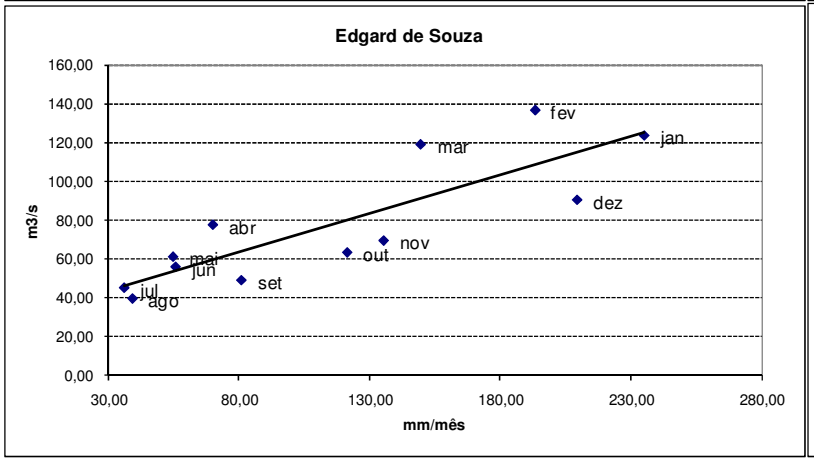


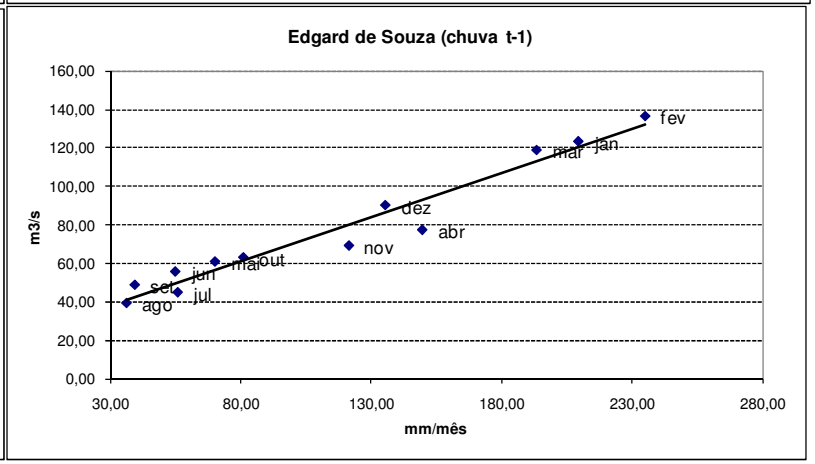


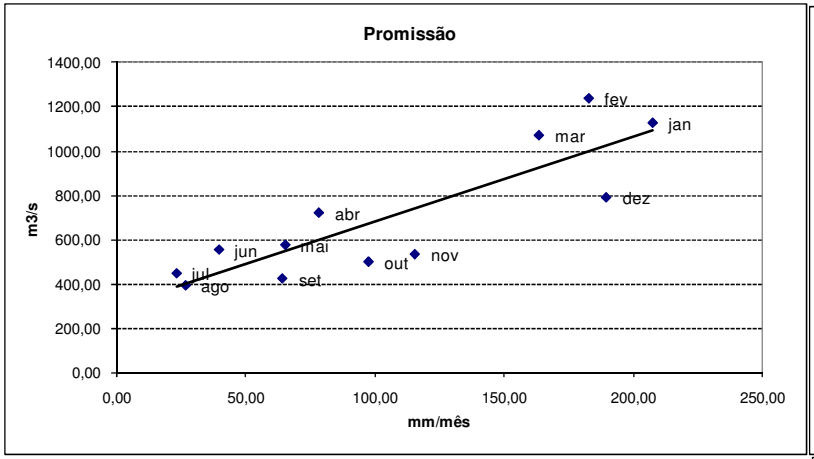


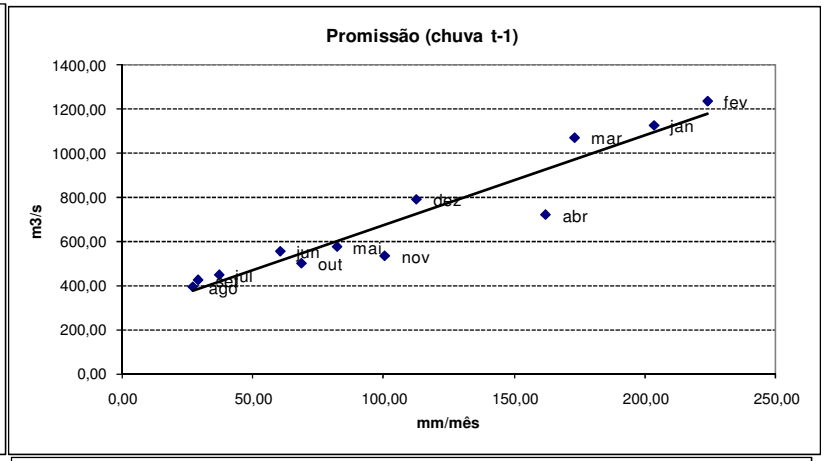

Traição
m3/s
mm/mês
0,00
5,00
10,00
15,00
20,00
25,00
30,00
35,00
40,00
45,00
50,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
out
nov
mai
jun
set
jul
ago

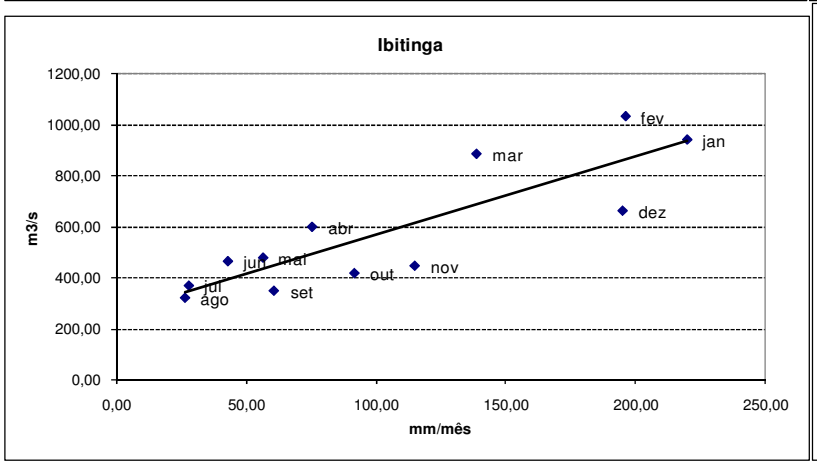

Traição (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
0,00
5,00
10,00
15,00
20,00
25,00
30,00
35,00
40,00
45,00
50,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
out
nov
mai
set
jun
jul
ago

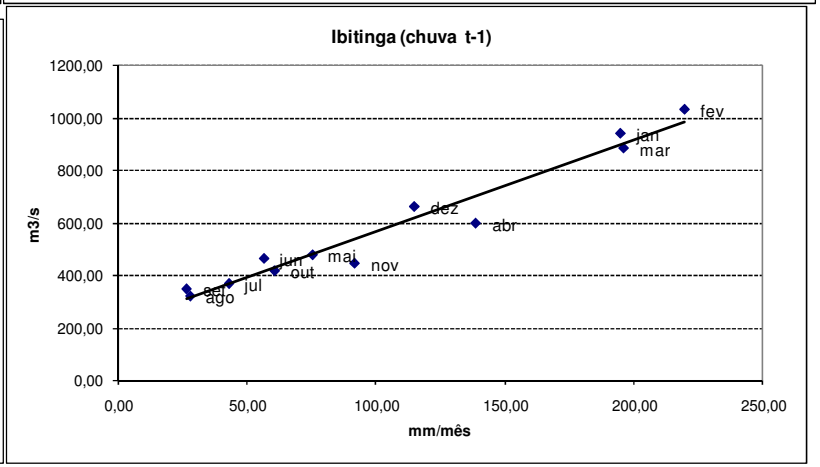

Edgard de Souza
m3/s
mm/mês
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
30,00
80,00
130,00
180,00
230,00
280,00
fev
jan
mar
dez
abr
nov
out
mai
jun
set
jul
ago

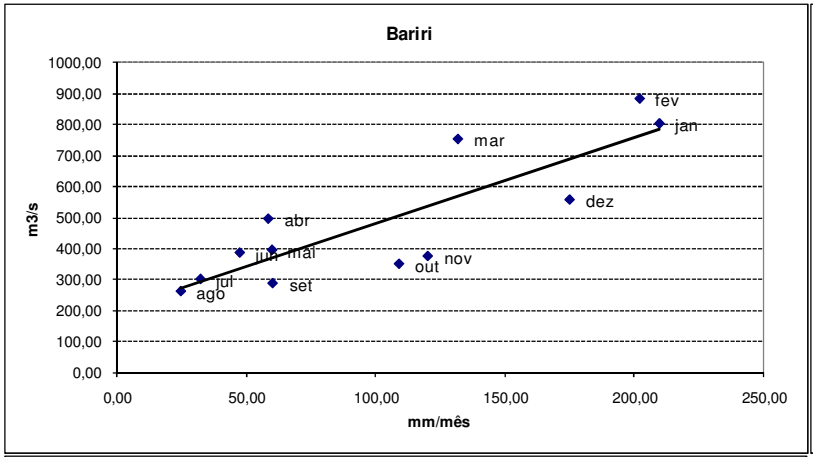

Edgard de Souza (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
30,00
80,00
130,00
180,00
230,00
280,00
fev
mar
jan
dez
abr
nov
mai
out
jun
set
jul
ago

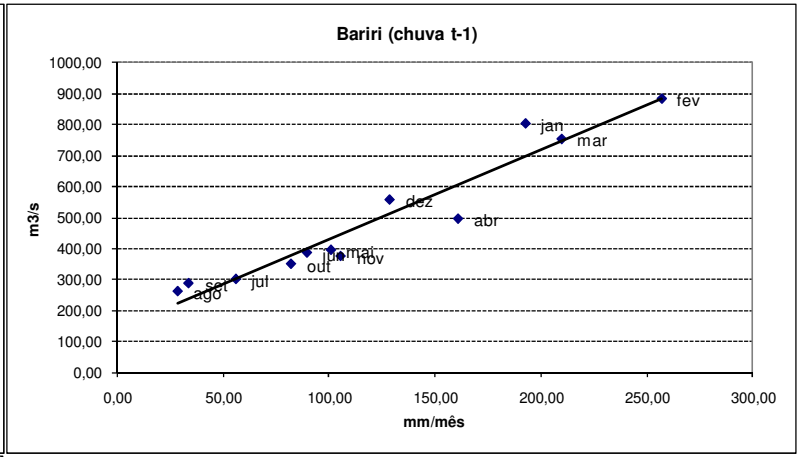

Promissão
m3/s
mm/mês
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
out
nov
jul
ago
set

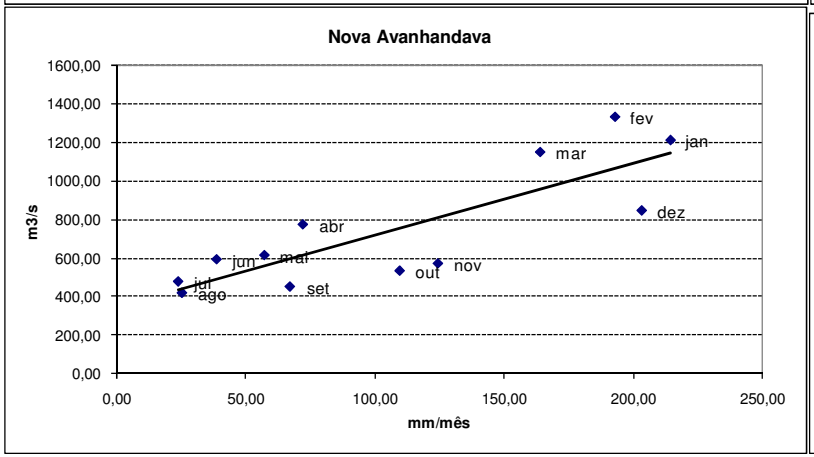

Promissão (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
out
nov
jul
ago

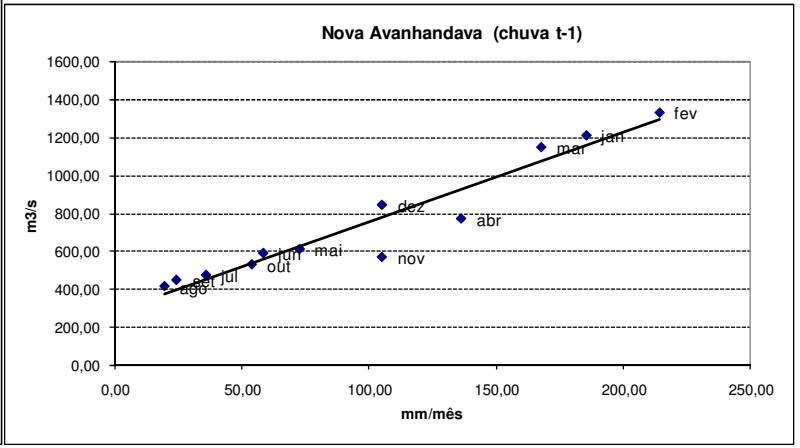

Ibitinga
m3/s
mm/mês
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
out
nov
jul
ago
set

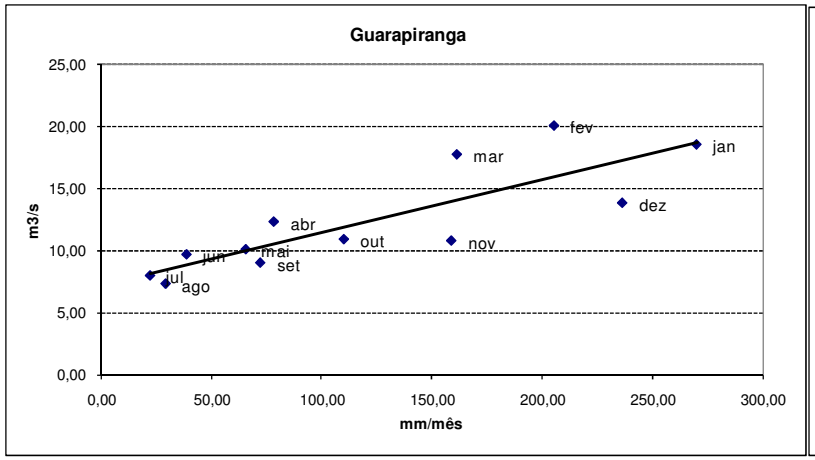

Ibitinga (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
out
nov
jul
ago

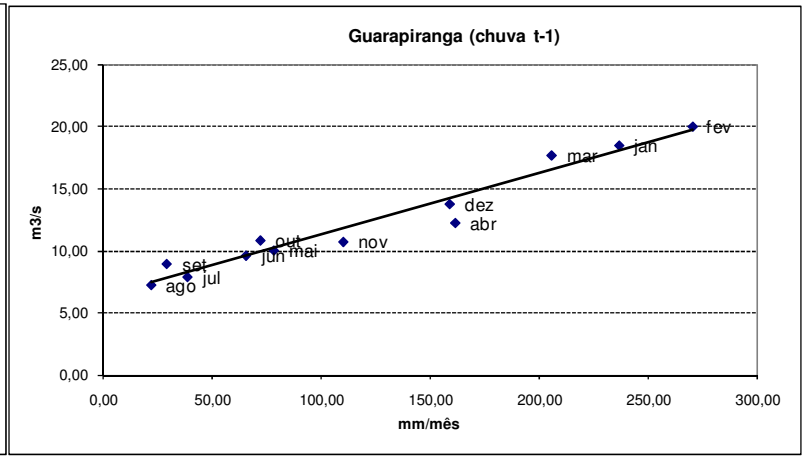

Bariri
m3/s
mm/mês
1000,00
900,00
800,00
700,00
600,00
500,00
400,00
300,00
200,00
100,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
mai
jun
nov
out
jul
set
ago


Bariri (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
1000,00
900,00
800,00
700,00
600,00
500,00
400,00
300,00
200,00
100,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
fev
jan
mar
dez
abr
mai
jun
nov
out
jul
set
ago

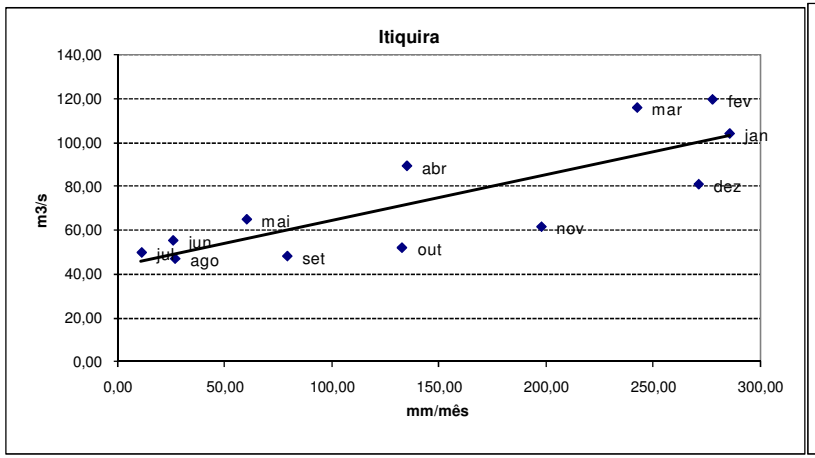

Nova Avanhandava
m3/s
mm/mês
1600,00
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
nov
out
jul
ago
set

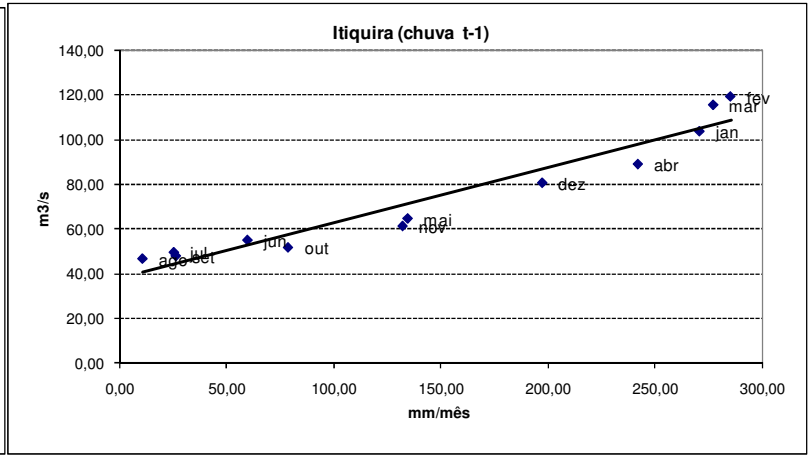

Nova Avanhandava (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
1600,00
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
dez
abr
jun
mai
nov
out
jul
set
ago

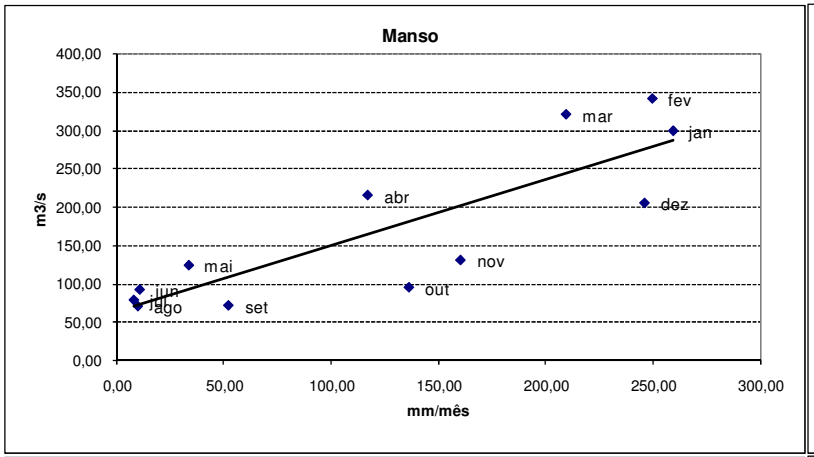


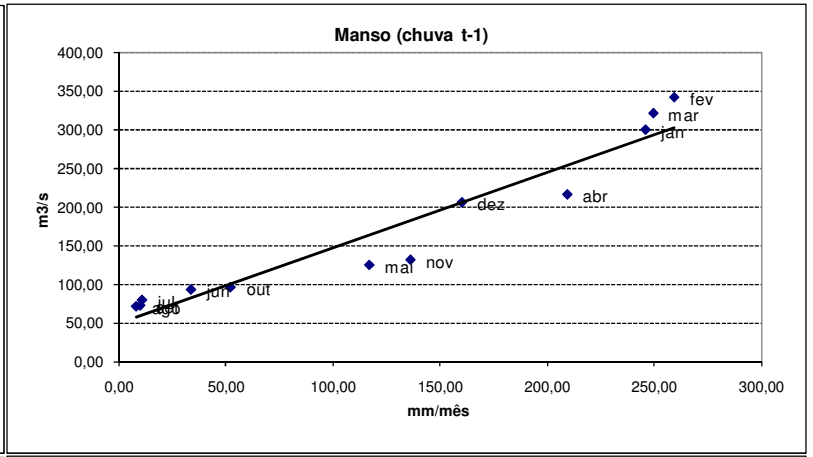


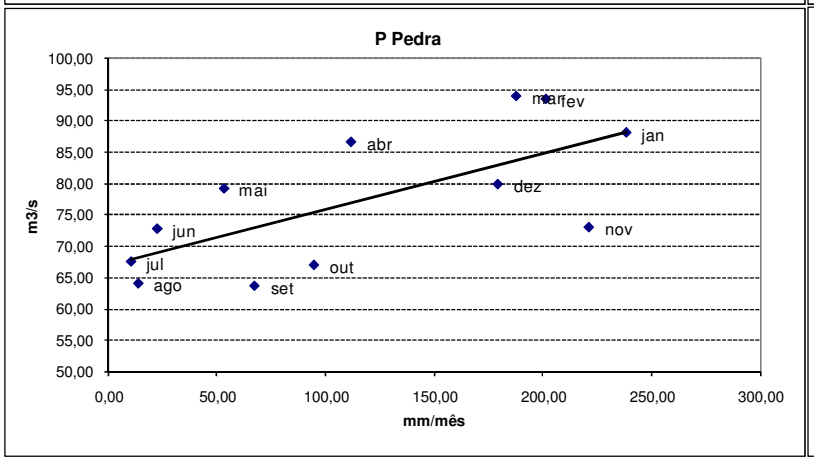
Bacia do Paraguai

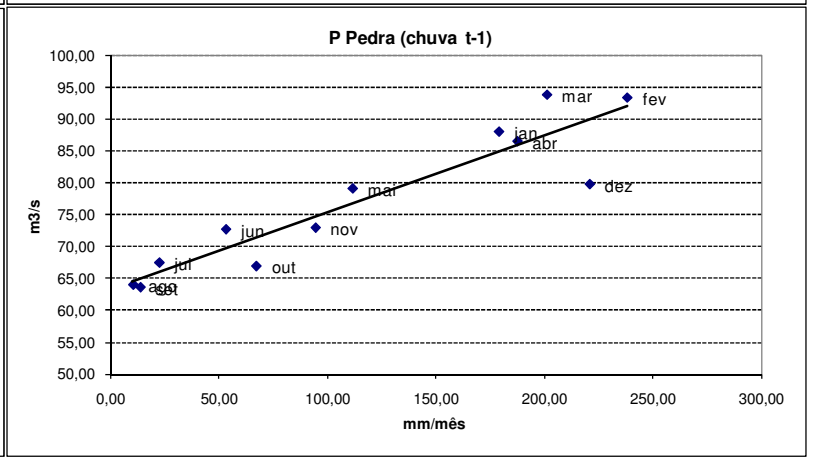


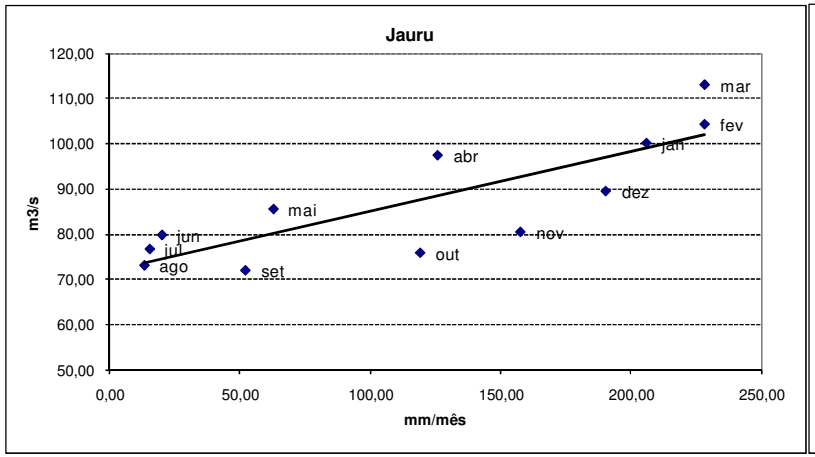


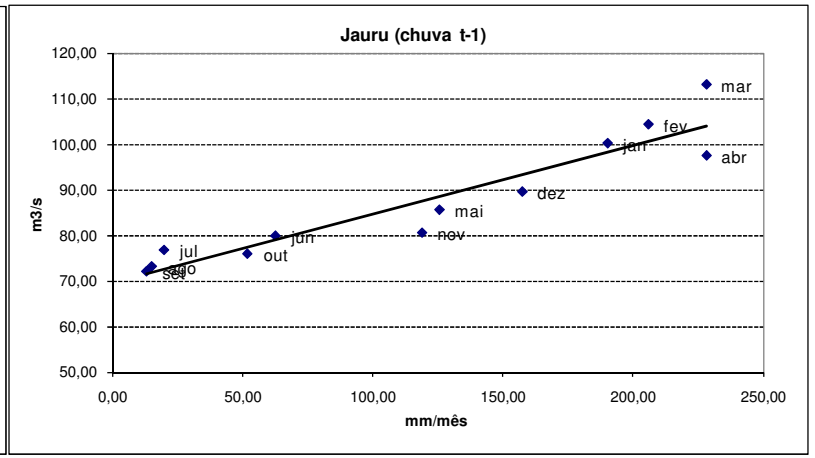

Manso
m3/s
mm/mês
400,00
350,00
300,00
250,00
200,00
150,00
100,00
50,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
fev
mar
jan
abr
dez
mai
nov
jun
out
jul
ago
set


Manso (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
400,00
350,00
300,00
250,00
200,00
150,00
100,00
50,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
fev
mar
jan
abr
dez
mai
nov
jun
out
jul
ago

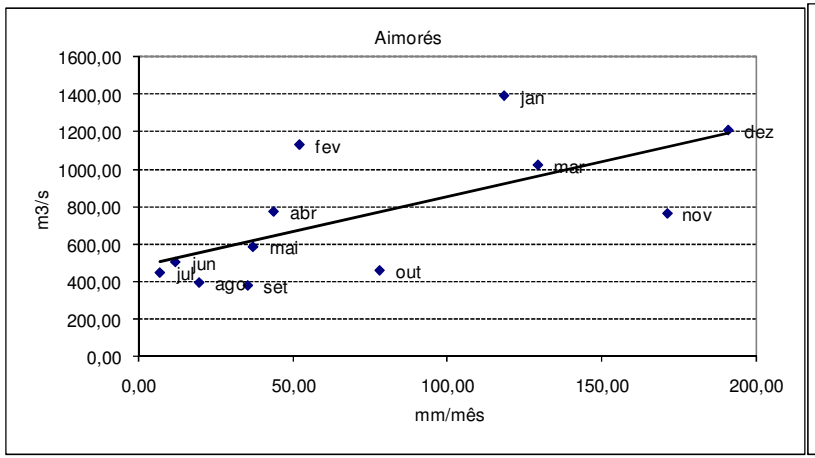

P Pedra
m3/s
mm/mês
100,00
95,00
90,00
85,00
80,00
75,00
70,00
65,00
60,00
55,00
50,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
mar
fev
abr
jan
mai
dez
jun
nov
jul
out
ago
set

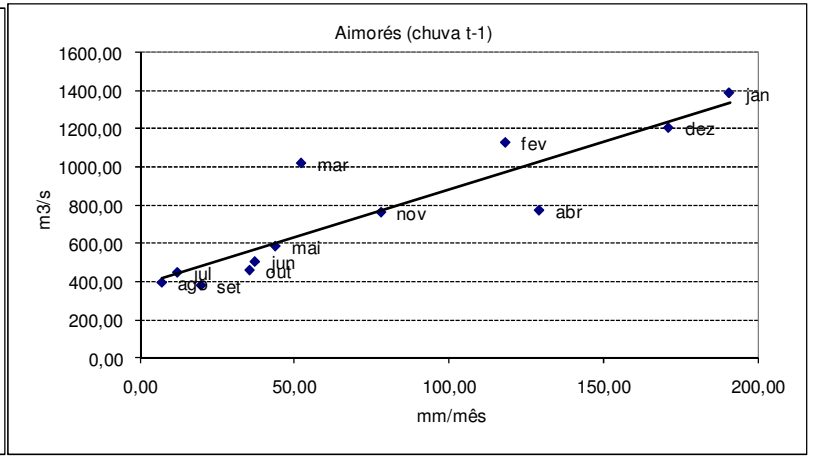

P Pedra (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
100,00
95,00
90,00
85,00
80,00
75,00
70,00
65,00
60,00
55,00
50,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
mar
fev
jan
abr
mai
dez
jun
nov
jul
out
ago
set

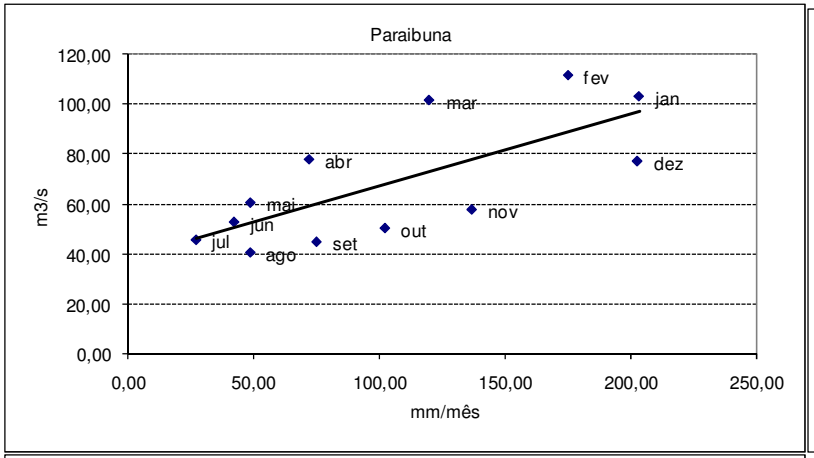


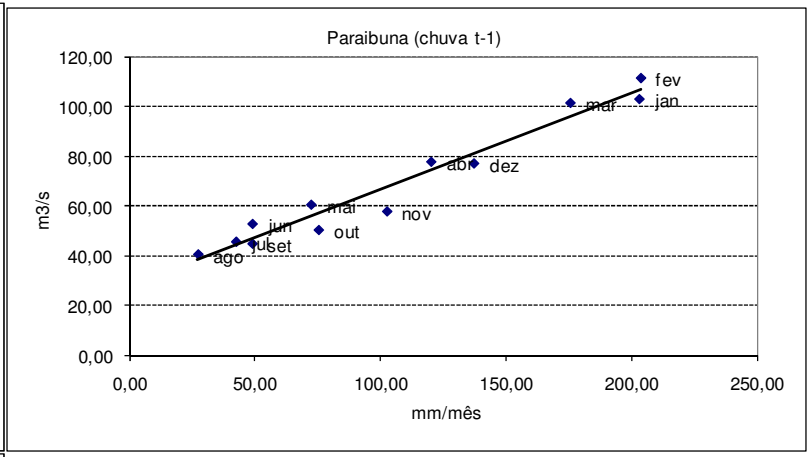


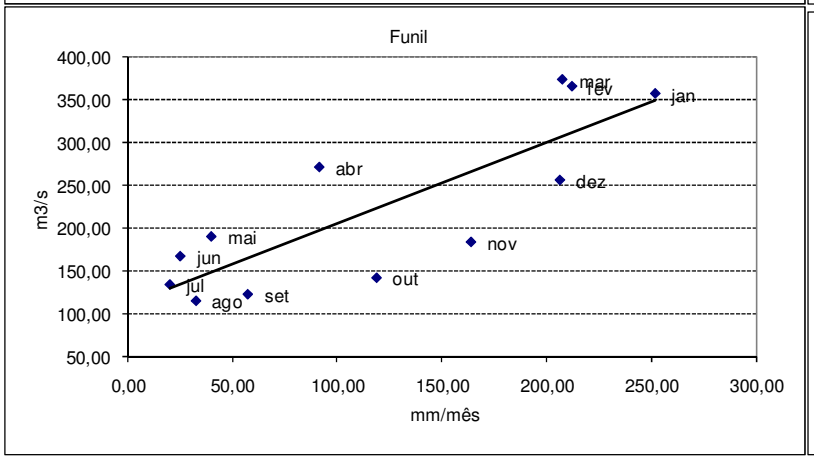
Bacia do Atlântico Sudeste

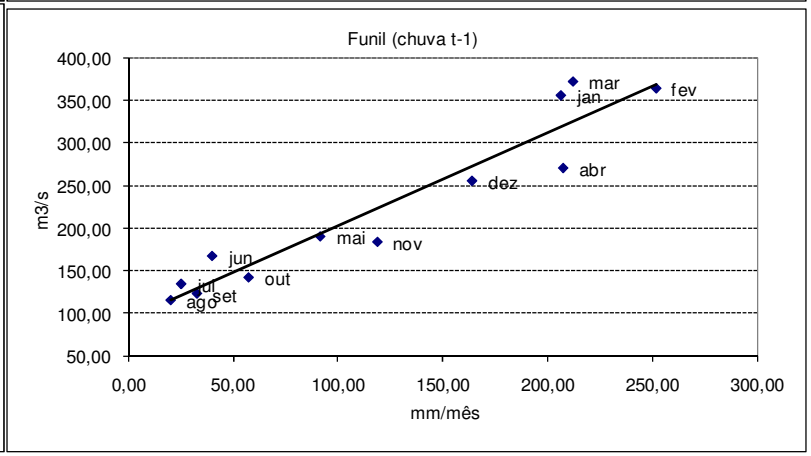




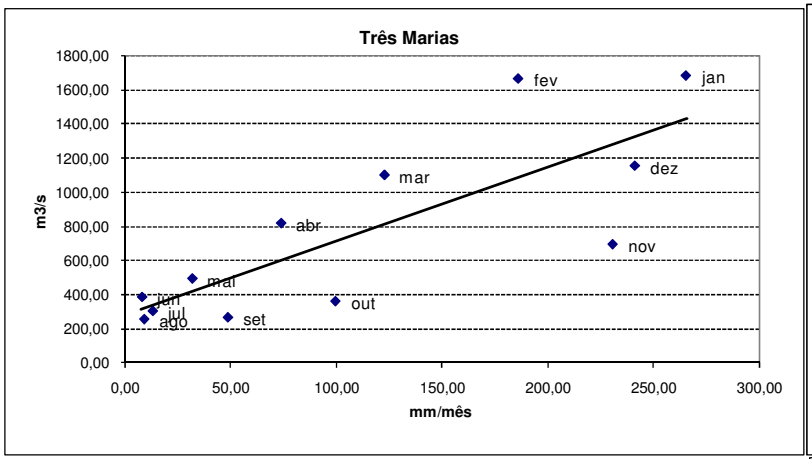

Paraibuna
m3/s
mm/mês
120,00
100,00
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
jan
mar
abr
dez
mai
jun
nov
jul
out
ago
set

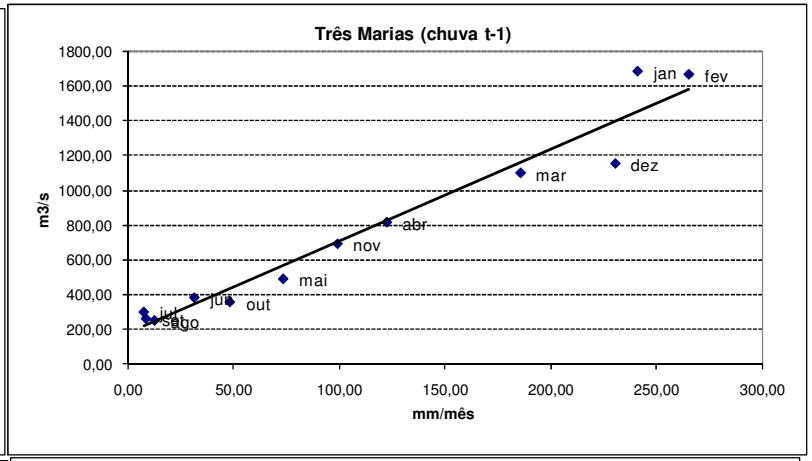

Paraibuna (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
120,00
100,00
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
fev
mar
jan
abr
dez
mai
nov
jun
out
jul
set
ago

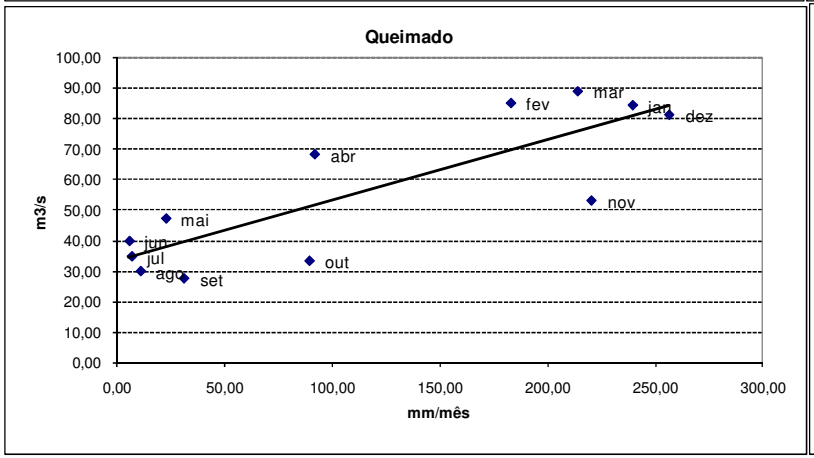

Funil
m3/s
mm/mês
400,00
350,00
300,00
250,00
200,00
150,00
100,00
50,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
mar
fev
jan
abr
dez
mai
nov
jun
out
jul
ago
set

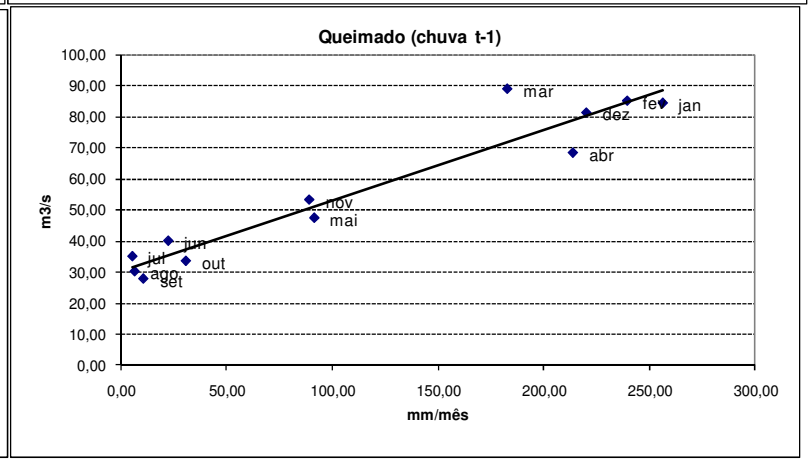

Funil (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
400,00
350,00
300,00
250,00
200,00
150,00
100,00
50,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
mar
jan
fev
abr
dez
mai
nov
jun
out
jul
set
ago

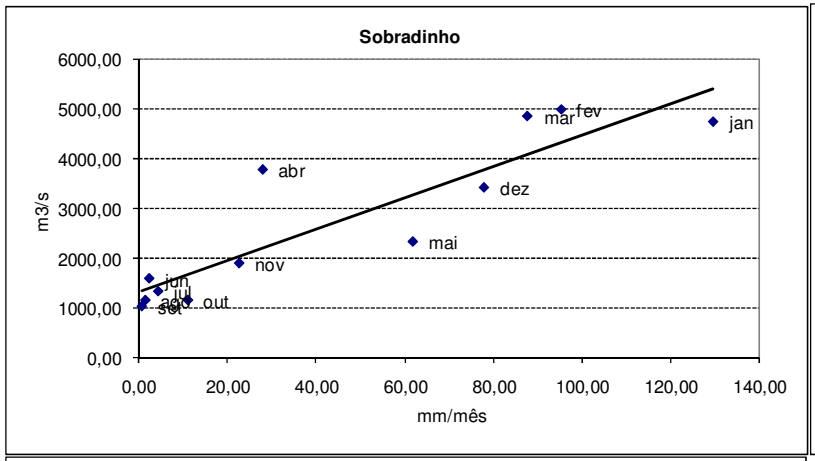
Bacia do São Francisco

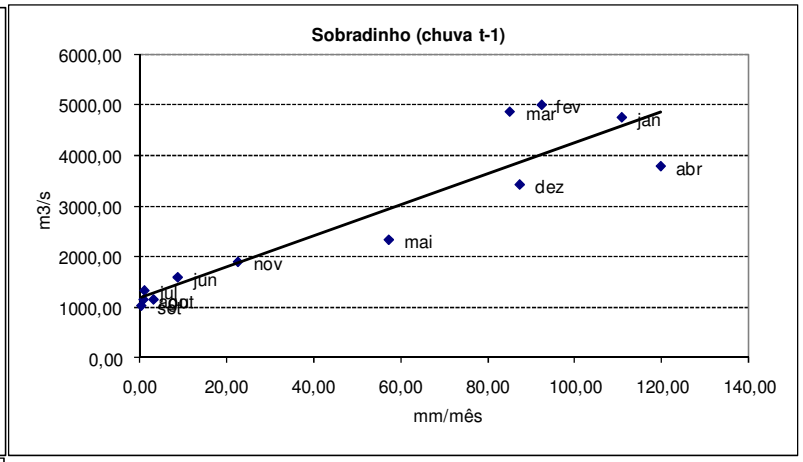


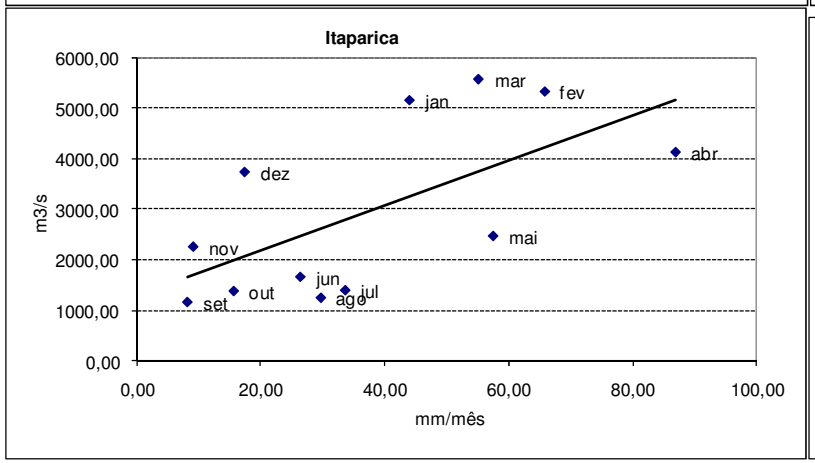


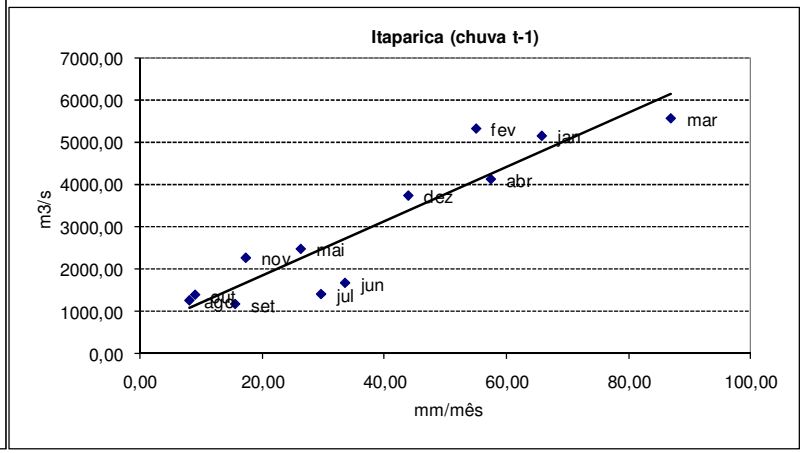




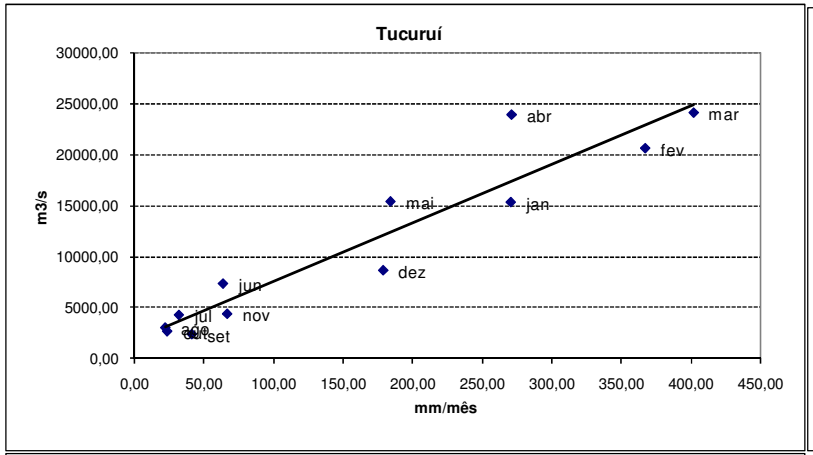

Sobradinho
6000,00
5000,00
4000,00
3000,00
2000,00
1000,00
0,00
m3/s
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
mm/mês
mar
fev
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

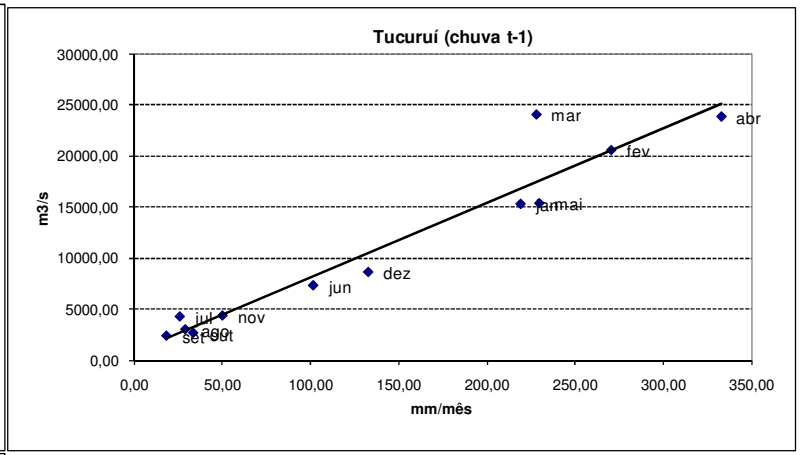

Sobradinho (chuva t-1)
6000,00
5000,00
4000,00
3000,00
2000,00
1000,00
0,00
m3/s
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
100,00
120,00
140,00
mm/mês
mar
fev
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
out
set

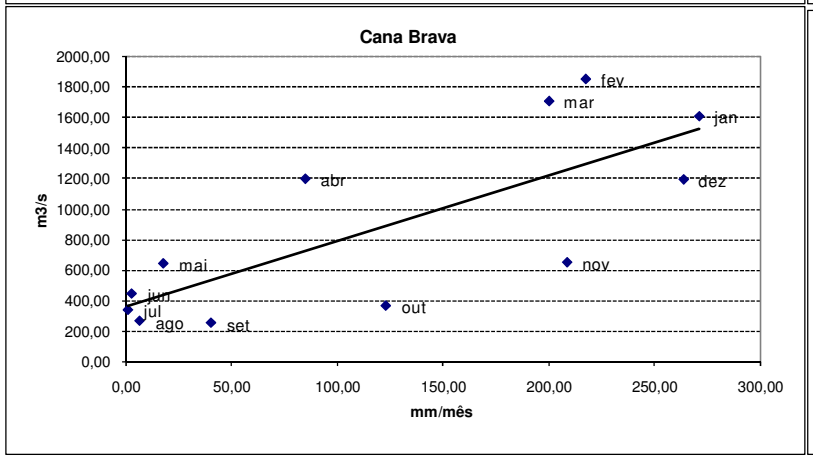

Itaparica
6000,00
5000,00
4000,00
3000,00
2000,00
1000,00
0,00
m3/s
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
100,00
mm/mês
mar
fev
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

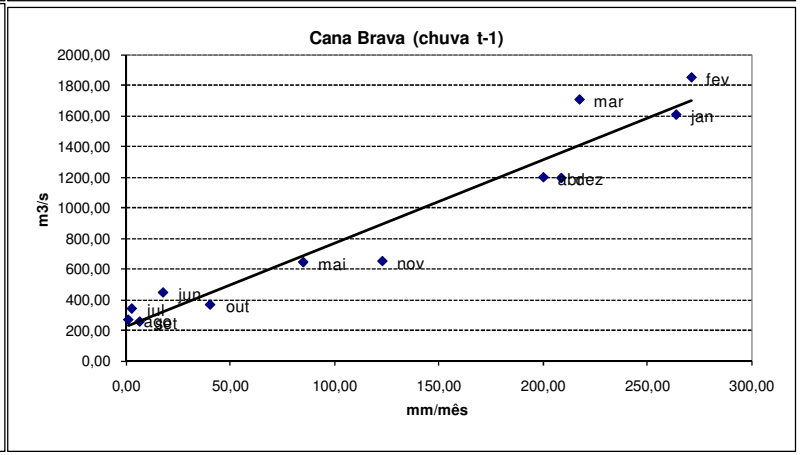

Itaparica (chuva t-1)
7000,00
6000,00
5000,00
4000,00
3000,00
2000,00
1000,00
0,00
m3/s
0,00
20,00
40,00
60,00
80,00
100,00
mm/mês
fev
jan
mar
abr
dez
nov
mai
jun
jul
ago
set
out

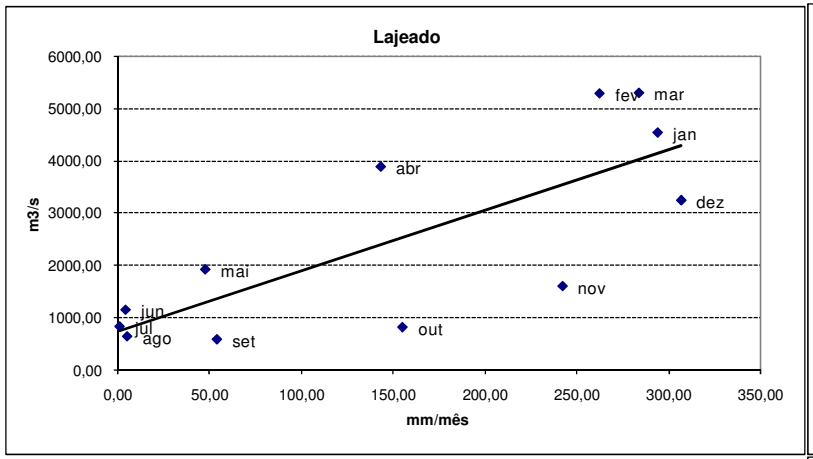
Bacia do Tocantins-Araguaia

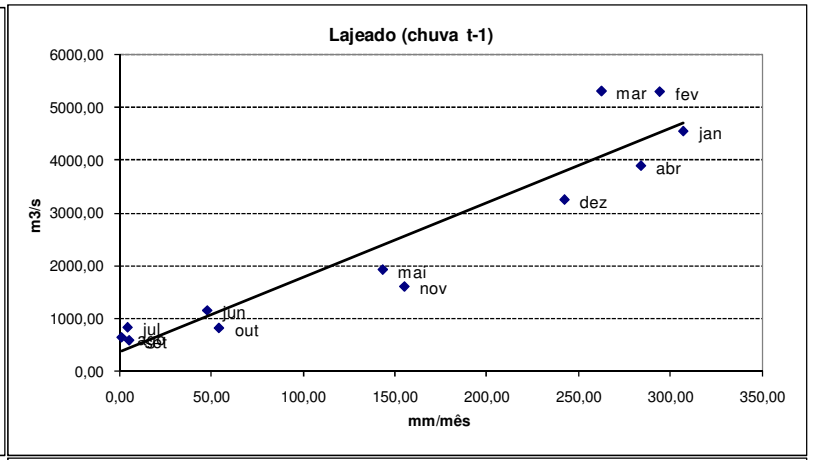


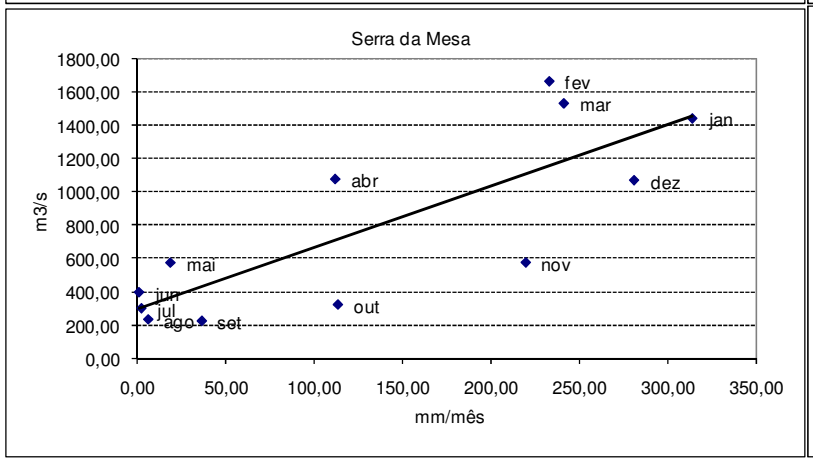


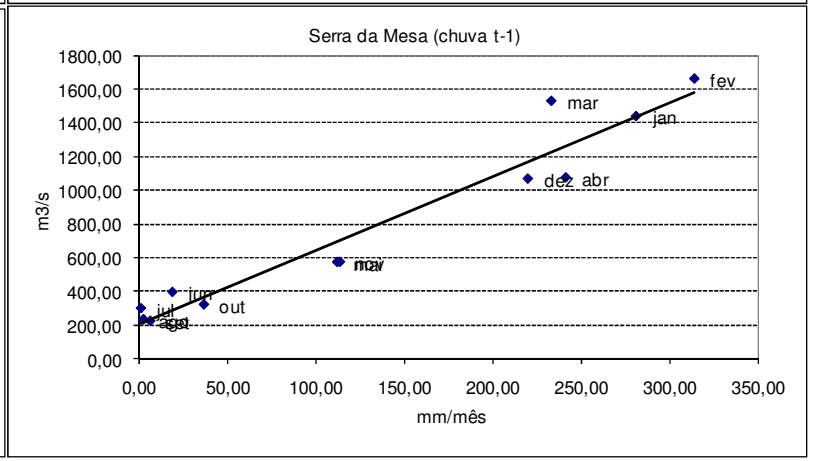




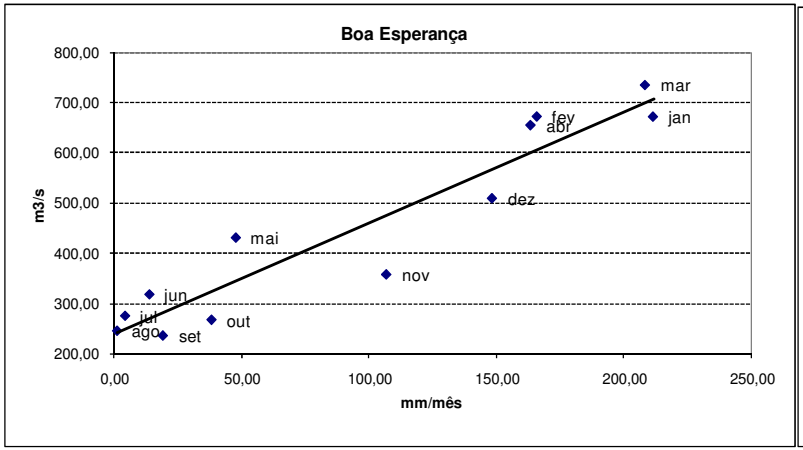

Lajeado
m3/s
mm/mês
6000,00
5000,00
4000,00
3000,00
2000,00
1000,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
fev
mar
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

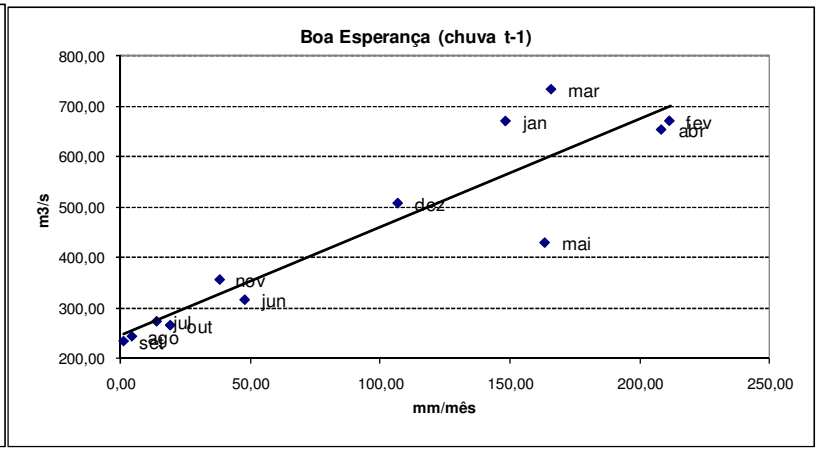

Lajeado (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
6000,00
5000,00
4000,00
3000,00
2000,00
1000,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
mar
fev
jan
abr
dez
mai
nov
jun
out


Serra da Mesa
m3/s
mm/mês
1800,00
1600,00
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
fev
mar
jan
abr
dez
mai
nov
jun
jul
ago
set
out

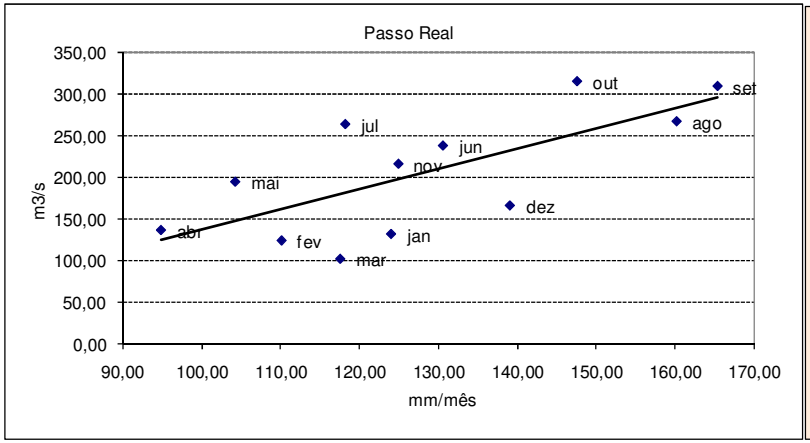

Serra da Mesa (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
1800,00
1600,00
1400,00
1200,00
1000,00
800,00
600,00
400,00
200,00
0,00
0,00
50,00
100,00
150,00
200,00
250,00
300,00
350,00
fev
mar
jan
dez
abr
out

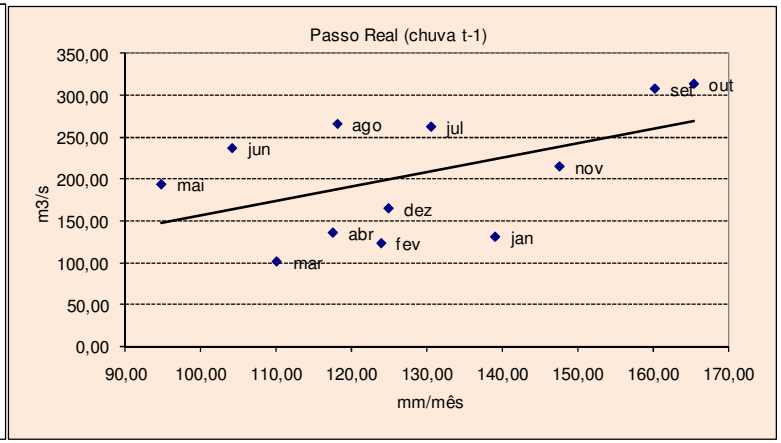
Bacia do Parnaíba

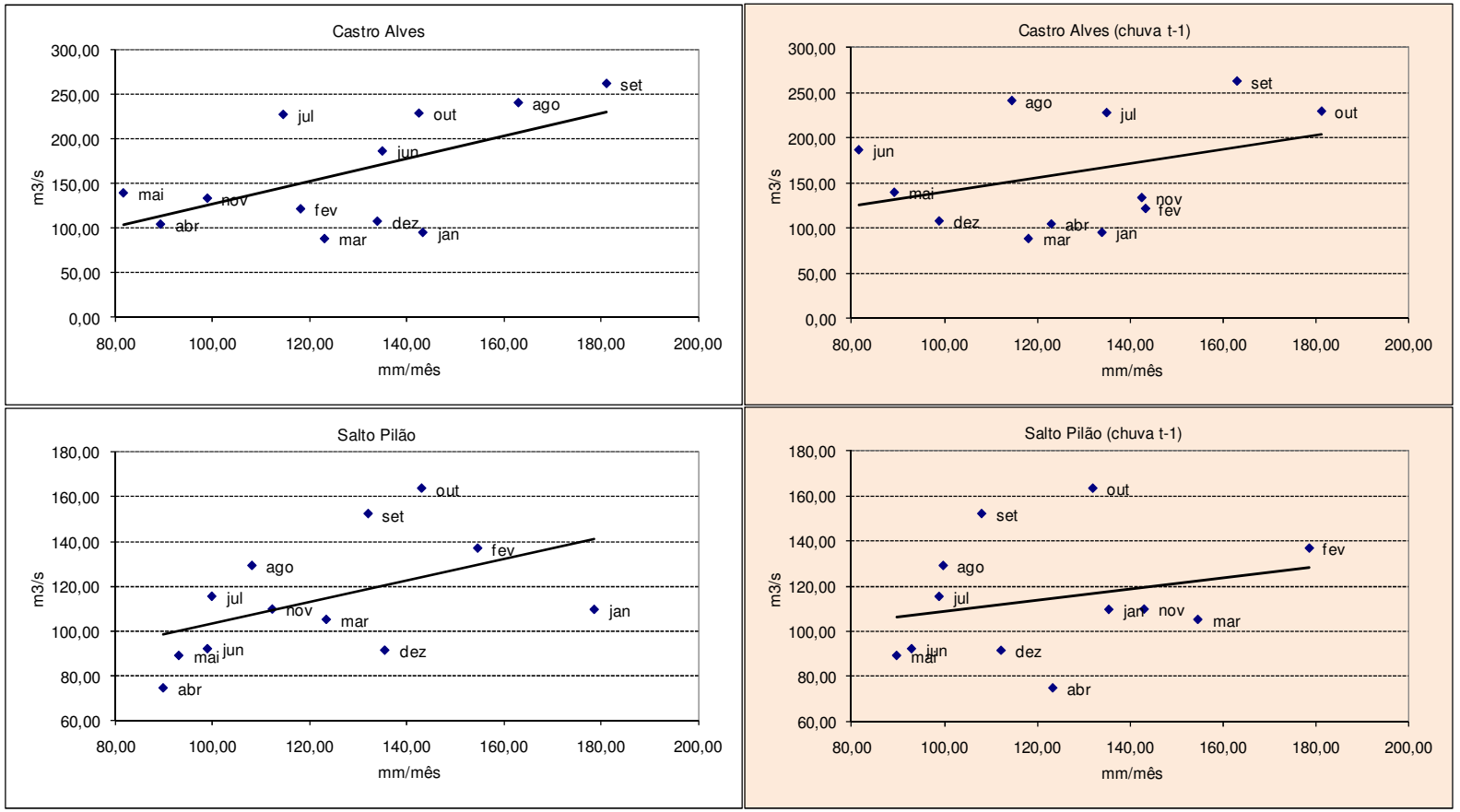




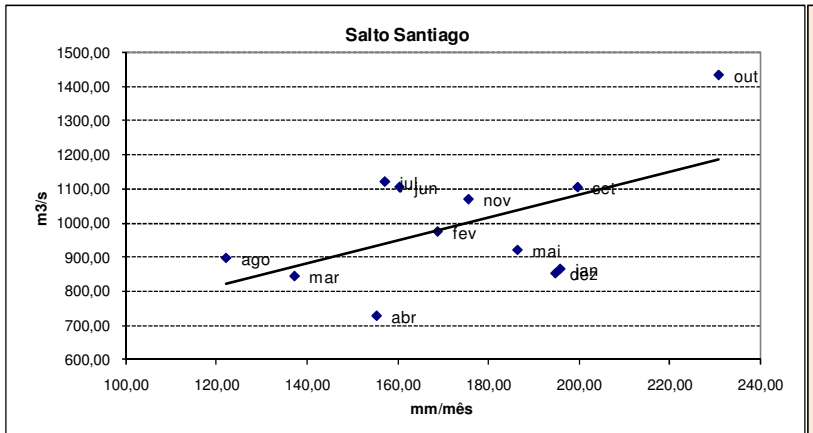
Bacia do Atlântico Sul

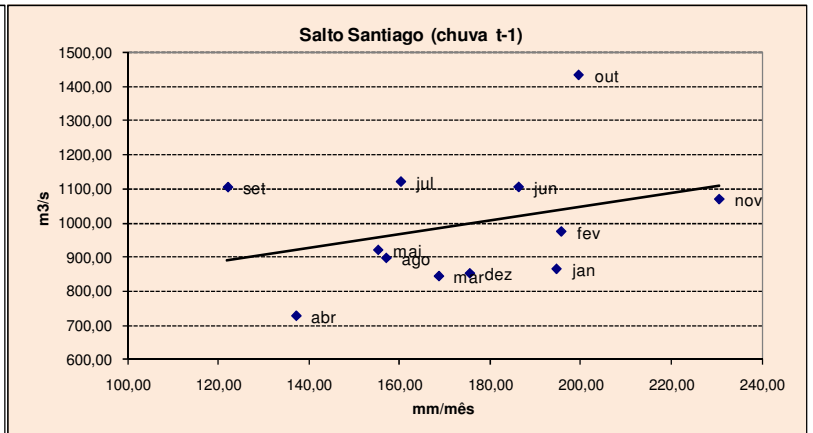


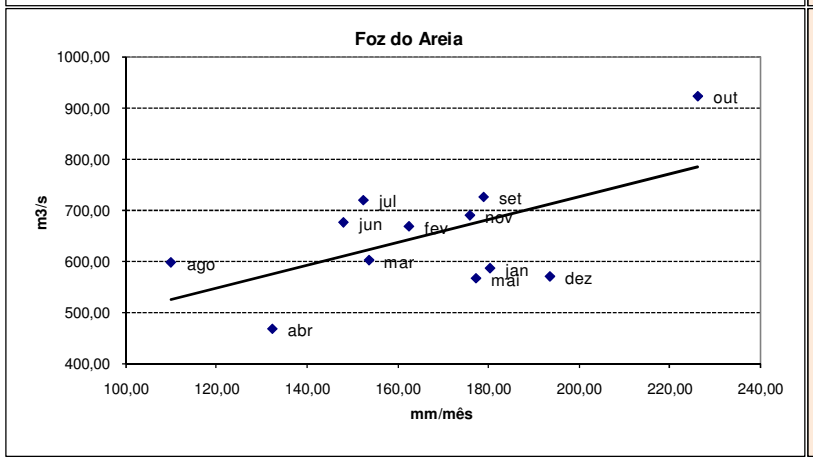


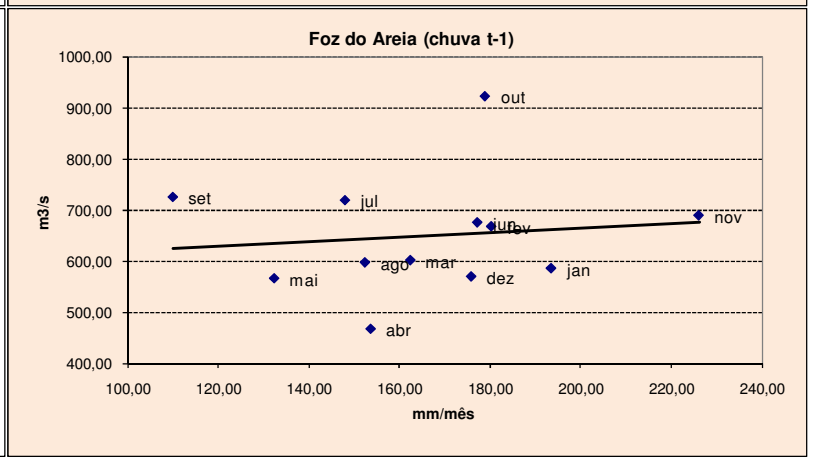

Castro Alves
m3/s
mm/mês
300,00
250,00
200,00
150,00
100,00
50,00
0,00
80,00
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
set
ago
jul
out
jun
mai
nov
fev
dez
abr
mar
jan
Castro Alves (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
set
ago
jul
out
jun
mai
nov
fev
dez
abr
mar
jan
Salto Pilão
m3/s
mm/mês
180,00
160,00
140,00
120,00
100,00
80,00
60,00
out
set
fev
ago
jul
nov
mar
jan
mai
jun
dez
abr
Salto Pilão (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
out
set
fev
ago
jul
jan
nov
mar
mai
jun
dez
abr

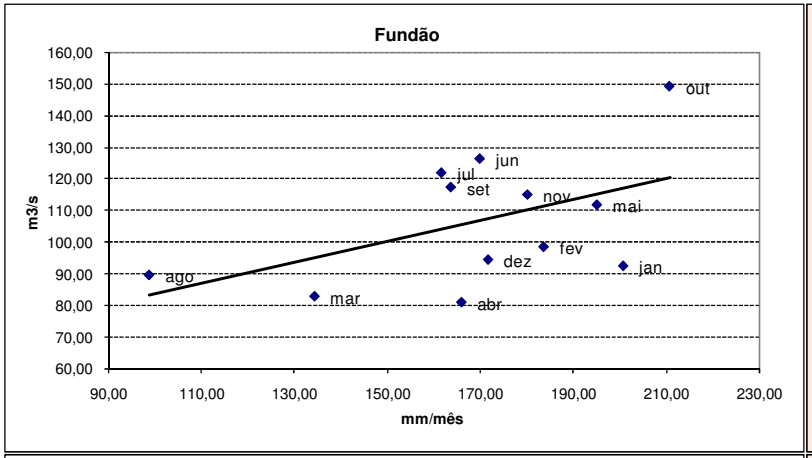
Bacia do Iguaçú

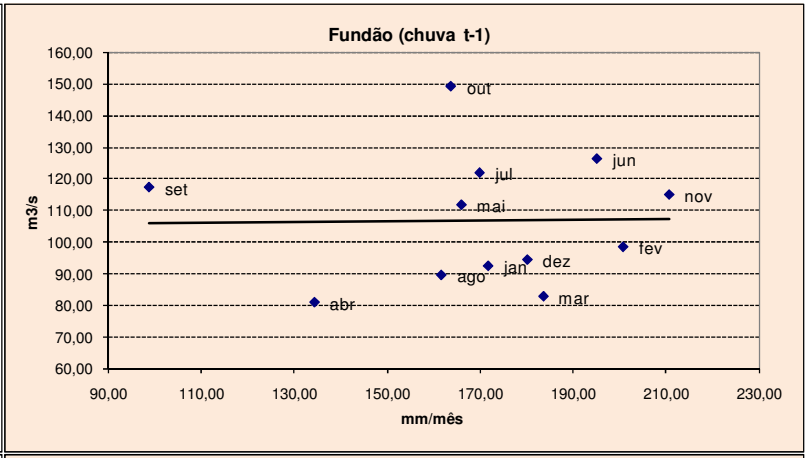


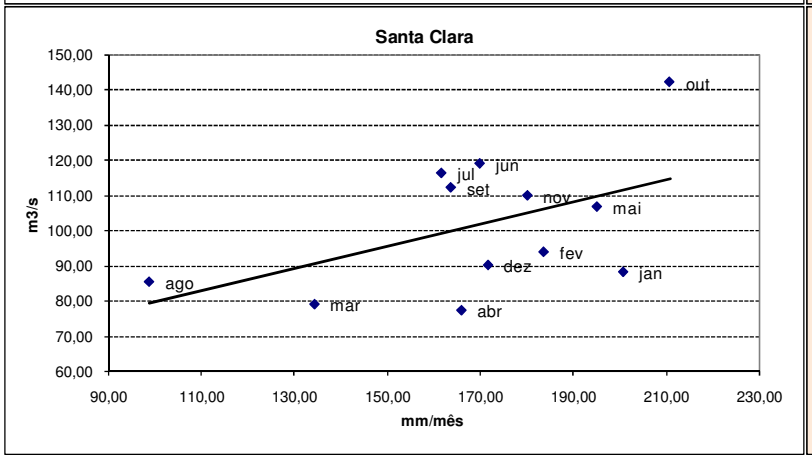


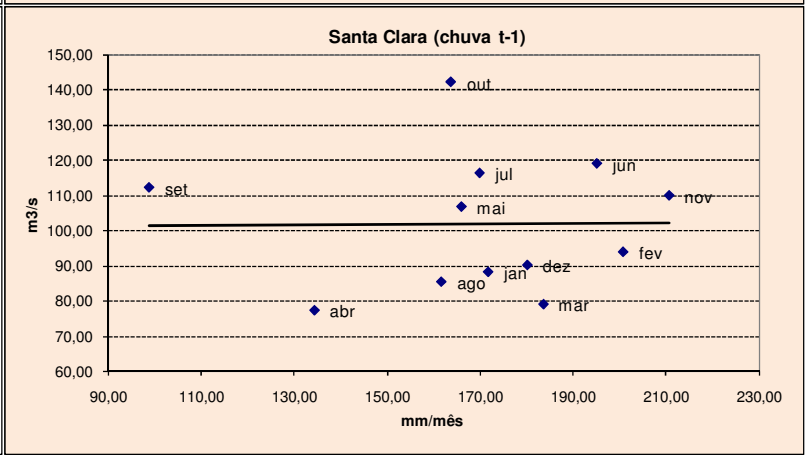




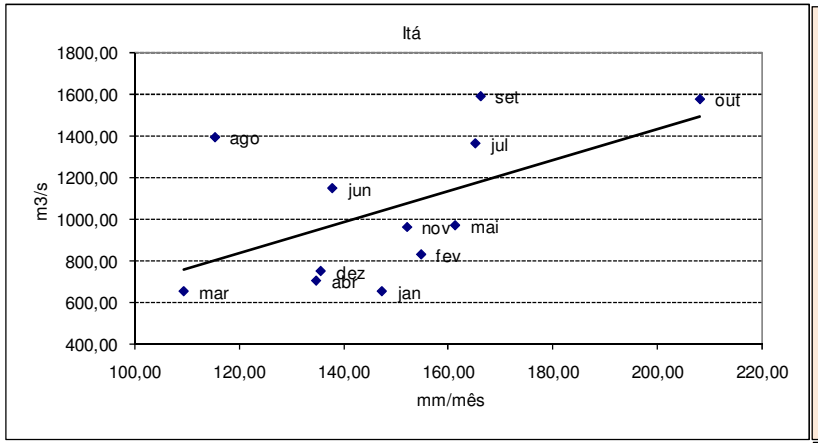

Fundão
m3/s
mm/mês
160,00
150,00
140,00
130,00
120,00
110,00
100,00
90,00
80,00
70,00
60,00
90,00
110,00
130,00
150,00
170,00
190,00
210,00
230,00
out
jun
jul
set
nov
mai
fev
dez
jan
ago
mar
abr

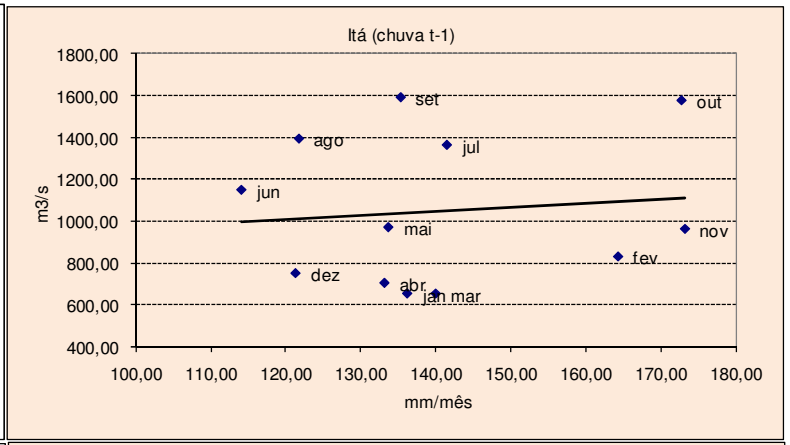

Fundão (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
160,00
150,00
140,00
130,00
120,00
110,00
100,00
90,00
80,00
70,00
60,00
90,00
110,00
130,00
150,00
170,00
190,00
210,00
230,00
out
jun
jul
set
nov
mai
fev
dez
jan
ago
abr
mar

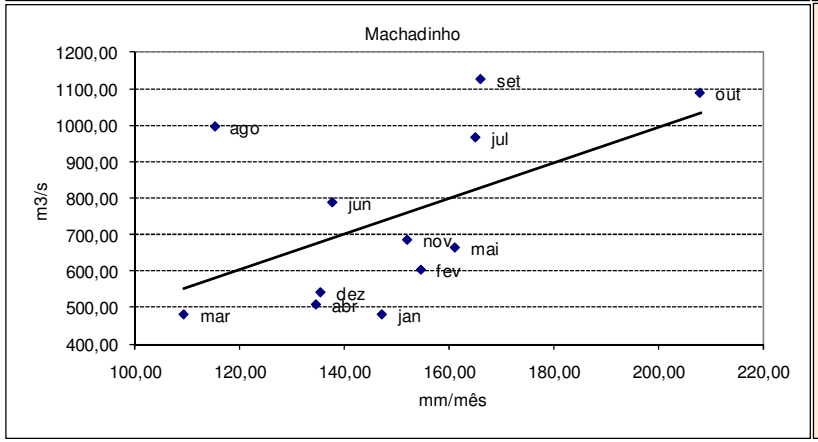

Santa Clara
m3/s
mm/mês
150,00
140,00
130,00
120,00
110,00
100,00
90,00
80,00
70,00
60,00
90,00
110,00
130,00
150,00
170,00
190,00
210,00
230,00
out
jun
jul
set
nov
mai
fev
dez
jan
ago
mar
abr

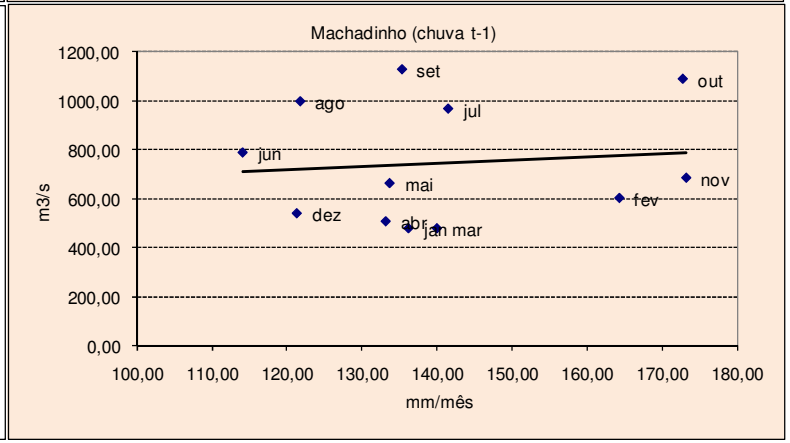

Santa Clara (chuva t-1)
m3/s
mm/mês
150,00
140,00
130,00
120,00
110,00
100,00
90,00
80,00
70,00
60,00
90,00
110,00
130,00
150,00
170,00
190,00
210,00
230,00
out
jun
jul
set
nov
mai
fev
dez
jan
ago
abr
mar

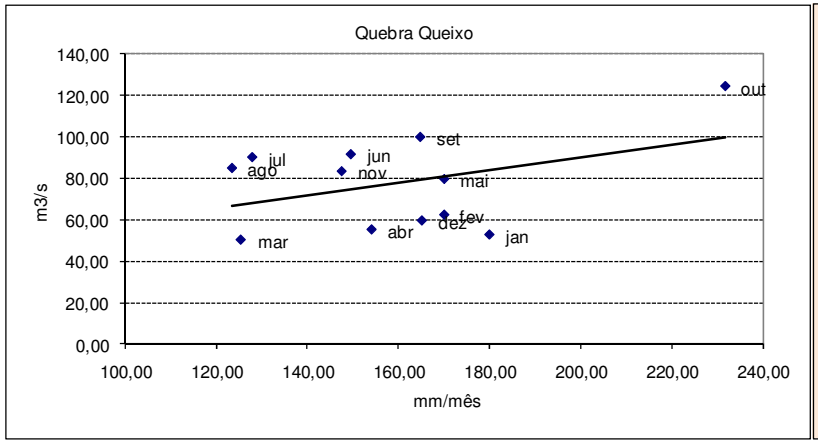
Bacia do Uruguai

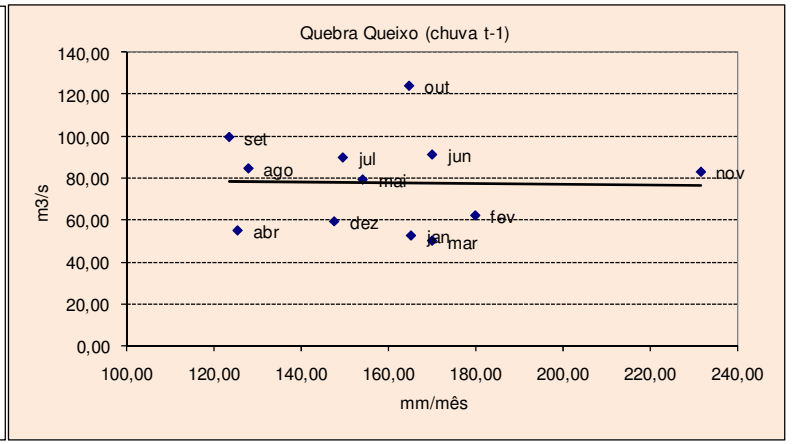
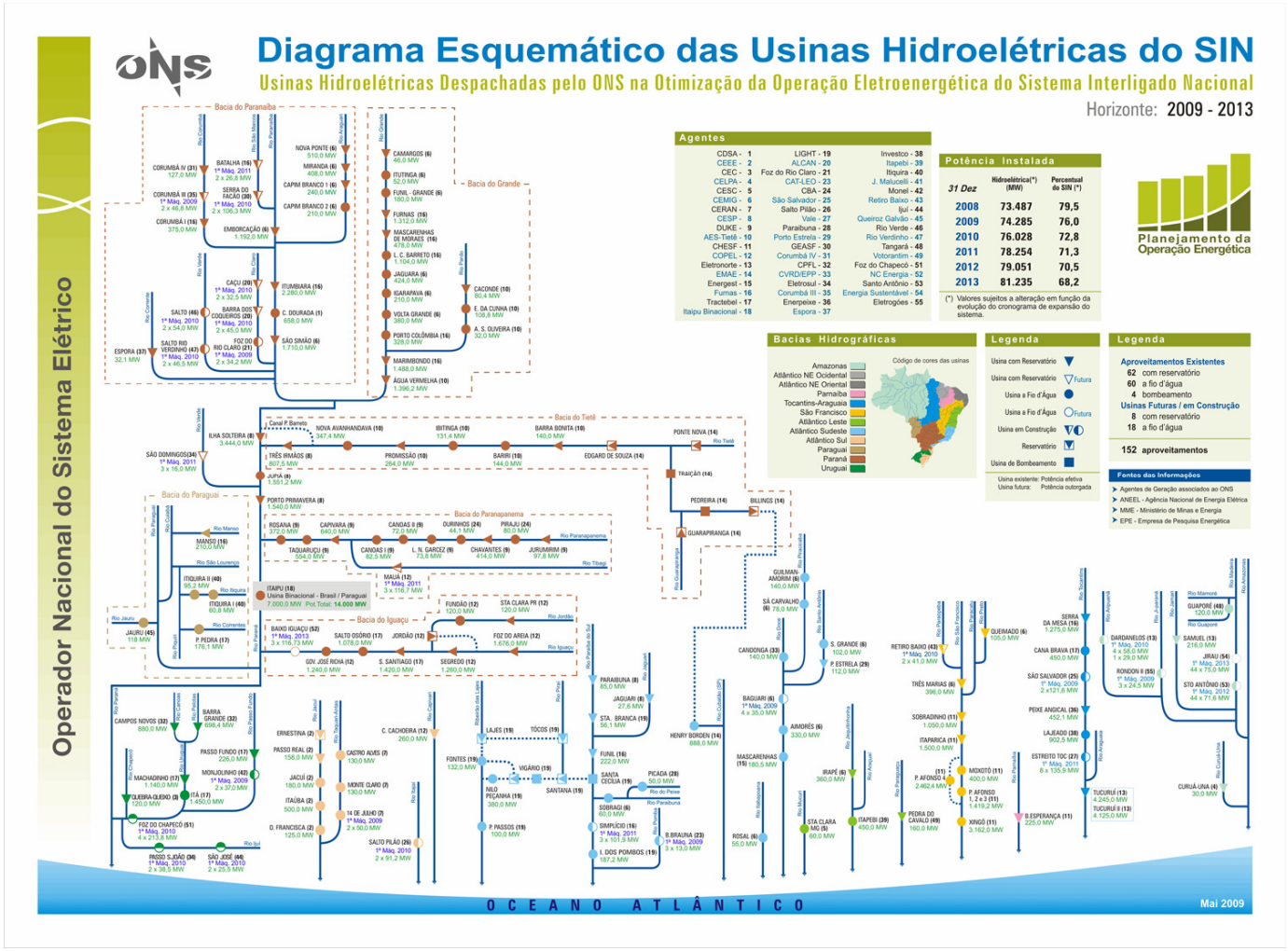









Quebra Queixo
140,00
120,00
100,00
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
m3/s
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
220,00
240,00
mm/mês
out
set
jul
jun
ago
nov
mai
fev
dez
abr
jan
mar


Quebra Queixo (chuva t-1)
140,00
120,00
100,00
80,00
60,00
40,00
20,00
0,00
m3/s
100,00
120,00
140,00
160,00
180,00
200,00
220,00
240,00
mm/mês
out
set
ago
jul
jun
mai
nov
fev
abr
dez
jan
mar

Apêndice C – Diagrama Esquemático do SIN