



RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS:  
CONTRIBUIÇÃO PARA UMA MATRIZ ENERGÉTICA MAIS LIMPA

Angela Regina Livino de Carvalho

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

Orientador: Jerson Kelman

Rio de Janeiro  
Junho de 2015

RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS:  
CONTRIBUIÇÃO PARA UMA MATRIZ ENERGÉTICA MAIS LIMPA

Angela Regina Livino de Carvalho

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 ENGENHARIA CIVIL.

Examinada por:

---

Prof. Jerson Kelman, Ph.D.

---

Dr. Rafael Kelman, D.Sc.

---

Prof. Reinaldo Castro Souza, Ph.D.

---

Prof. José Paulo Soares de Azevedo, Ph.D.

---

Prof. Paulo Canedo de Magalhães, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JUNHO DE 2015

Livino de Carvalho, Angela Regina

Reservatórios de regularização de usinas hidrelétricas: contribuição para uma matriz energética mais limpa / Angela Regina Livino de Carvalho. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2015.

XVII, 173 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Jerson Kelman

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Civil, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 166-173.

1. Usinas Hidrelétricas. 2. Regularização. 3. Planejamento. I. Kelman, Jerson. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Civil. III. Título.

*“Da minha aldeia vejo quanto da terra se pode ver no Universo...  
Por isso a minha aldeia é tão grande como outra terra qualquer  
Porque eu sou do tamanho do que vejo  
E não, do tamanho da minha altura...”*

*Alberto Caeiro, in “O Guardador de Rebanhos – Poema VII”  
Heterônimo de Fernando Pessoa*

*Dedico esta tese à memória do meu adorado pai  
Carlos Francisco José Livino de Carvalho.*

*Por tudo, em especial por ter despertado em mim a  
admiração pelo Setor Elétrico e a vontade de  
contribuir para o desenvolvimento do nosso país.*

*A lembrança do sorriso, do olhar e do orgulho dele  
cada vez que conversávamos sobre esta minha tese  
foram fundamentais para que eu buscasse forças  
para finalizar este trabalho.*

## AGRADECIMENTOS

Ao meu pai, *in memoriam*, Carlos Francisco José Livino de Carvalho, por ter sido a grande referência da minha vida, por ter me dado a oportunidade de aprender e seguir os seus valores, sua disciplina, sua força e caráter. Por todo o apoio que me deu no início e durante o desenvolvimento da tese e pelas lembranças agradáveis deixadas das nossas conversas sobre os temas aqui tratados. Certamente, esses momentos me ajudaram a seguir com o trabalho após a sua inesperada e traumática partida em setembro de 2013.

Ao Professor Jerson Kelman por ter aceito a orientação e acreditado no tema. Pude aprender mais a cada conversa e discussão ao longo destes anos. A minha deferência pelo Professor e admiração pelo Profissional me levaram a buscar esta orientação. A convivência e o aprendizado ao longo do doutorado só ampliaram a minha percepção de que, além de uma mente brilhante, o Dr. Kelman é o maior exemplo que já conheci da perfeita conjugação entre a teoria e a prática, além de ser um profissional inspirador que busca sempre agir com determinação, ética e justiça.

À Empresa de Pesquisa Energética, na qual me orgulho de trabalhar desde 2005, aqui representada por três nomes: o Presidente Mauricio Tiomno Tolmasquim, o Diretor de Estudos de Energia Elétrica José Carlos de Miranda Farias e o Superintendente de Planejamento da Geração Oduvaldo Barroso da Silva que sempre me apoiaram no desenvolvimento desta tese e anuíram com a minha ausência durante o período de setembro de 2012 a agosto de 2013, em licença não remunerada, quando fiz o doutoramento sanduíche na Universidade de Harvard.

Aos colegas de trabalho da EPE, deixo meu agradecimento por todo o apoio, especialmente aos amigos da Superintendência de Planejamento da Geração.

Ao Professor John Briscoe, *in memoriam*, que infelizmente nos deixou em novembro de 2014, por ter acreditado em mim e ter aceito ser meu orientador durante o meu período como bolsista do Programa de Sustentabilidade da *Kennedy School of*

*Government* da Universidade de Harvard. Hoje as lembranças de todas as nossas conversas e aulas me enchem de orgulho. Saber que tive a oportunidade de conviver com uma das mais brilhantes personalidades do setor de Recursos Hídricos do mundo fez com que este doutorado ganhasse um sentido mais especial.

Aos colegas do Programa de Sustentabilidade da Escola de Governo da Universidade de Harvard (*Sustainability Science Program*), em especial ao Professor Paul Moorcroft, à diretora do programa Nancy Dickson e aos colegas Fabio Farinosi, Eunjee Lee, Mauricio Arias e Fabio Pereira, pelos conhecimentos adquiridos e agradável convivência. Agradeço também ao Programa Fulbright/ Capes e ao Ministério de Meio Ambiente da Itália (*Giorgio Ruffolo Fellowships*) por terem financiado a minha bolsa como pesquisadora de doutorado.

Ao Professor Flavio Cesar Borba Mascarenhas, *in memoriam*, que infelizmente nos deixou em janeiro de 2015, por sempre ter me apoiado, desde o Mestrado em 2001 e durante todo o período de doutorado, estando sempre disponível e com palavras de incentivo.

Ao Dr. Rafael Kelman, meu especial agradecimento por todo o aprendizado, pelo seu inestimável apoio no desenvolvimento das simulações dos capítulos V e VI. Aos demais colaboradores da PSR que sempre me apoiaram também nas discussões metodológicas, em especial agradeço à Tainá Martins Cunha pela ajuda com o HERA.

Aos Professores do Programa de Engenharia Civil e do Programa de Planejamento Energético, pelo conhecimento transmitido nas disciplinas cursadas ao longo deste doutorado.

Ao Professor José Paulo Soares de Azevedo, que me incentivou desde o início e sempre ofereceu palavras de apoio e otimismo ao longo deste doutorado.

Ao corpo técnico e administrativo do Programa de Engenharia Civil da Coppe, aqui representados pelo Jairo e pela Beth, pelo suporte institucional e apoio ao longo deste período.

Às minhas amigas de infância e de vida, aqui representadas por Daiana Gomes e Patricia Garcia, sem a certeza do apoio de vocês em qualquer momento, teria sido muito mais difícil.

À minha mãe, Regina Vera Livino de Carvalho, que sempre me apoiou e incentivou. E também à toda a minha família que esteve presente dando suporte nos momentos difíceis ao longo desta longa e dura caminhada.

Por último, deixo meu agradecimento especial ao meu amor, Guilherme Cordeiro Torres de Sá, pela revisão do texto, mas acima de tudo, por estar ao meu lado, por me apoiar incondicionalmente, dando forças para seguir mesmo quando acreditei que não havia como. Meu amor e agradecimento. Sem você esta tese não teria sido finalizada.



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

## RESERVATÓRIOS DE REGULARIZAÇÃO DE USINAS HIDRELÉTRICAS CONTRIBUIÇÃO PARA UMA MATRIZ ENERGÉTICA MAIS LIMPA

Angela Regina Livino de Carvalho

Junho/2015

Orientadores: Jerson Kelman

Programa: Engenharia Civil

Este trabalho apresenta uma reflexão sobre a redução da participação de usinas hidrelétricas com capacidade de regularização de vazões (reservatórios de regularização). São avaliadas as vantagens deste recurso tanto para o setor elétrico bem como para os demais setores usuários dos recursos hídricos e para o desenvolvimento do país. Também é avaliado o “ciclo de vida” de uma usina hidrelétrica, com a descrição detalhada das etapas de desenvolvimento. São feitas sugestões de aprimoramentos técnicos e regulatórios para incentivar a viabilização de usinas com capacidade de regularização. Adicionalmente, é testada uma nova ferramenta para investigação de potenciais hidrelétricos, o modelo *HERA* (desenvolvido pela *PSR-Inc*), sendo aplicado para a bacia do rio Tapajós. Finalmente, é feita uma avaliação dos possíveis impactos de mudanças climáticas e de uso do solo dentro de um enfoque desenvolvido pela Universidade de Harvard que busca encadear os estudos de cenários de mudanças de uso do solo, avaliando impactos nos regimes hidrológicos das bacias e na geração de energia das usinas hidrelétricas. Este arcabouço proposto por Harvard foi avaliado inicialmente para a bacia do rio Paraná e também para a bacia do rio Tapajós.

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

HYDROPOWER PLANTS WITH STORAGE RESERVOIRS, A CONTRIBUTION  
TO A CLEANER ENERGY MATRIX

Angela Regina Livino de Carvalho

June/2015

Advisors: Jerson Kelman

Department: Civil Engineering

This thesis presents considerations about the reduction of regulating reservoirs in the expansion of the energy matrix in Brazil. It shows some suggestions for regulatory and technical improvements. The advantages of these resources are evaluated both for the energy sector and water resources users and for the development of the country. The cycle of life of one hydroelectric plant is also evaluated with a detailed description of the stages of development. A new tool for investigation of inventories of the hydraulic potential is tested for the Tapajós river basin. This model called *HERA* was developed by *PSR-Inc.*. Additionally, it makes an assessment of possible impacts of climate change and land use through an approach developed by the Sustainability Science Program at Harvard University. The impacts on the natural flow and energy generation are tested considering different scenarios of land use and climate change. This framework was tested at Parana and Tapajós River Basins.

## Sumário

I.	Introdução.....	1
I.1	Motivação.....	1
I.2	Estrutura da Tese.....	7
II.	Reservatórios de Regularização - Segurança Hídrica e Desenvolvimento das Sociedades.....	9
II.1	Introdução.....	9
II.2	Benefícios.....	16
II.3	Impactos Negativos.....	18
II.4	Desmistificando a emissão de Gases de Efeito Estufa.....	19
II.5	O prejuízo do conceito de densidade de potência para os reservatórios de regularização.....	21
II.6	Recomendações e Próximos Passos.....	23
III.	Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro e a Hidroeletricidade.....	25
III.1	Histórico do Planejamento da Expansão da Geração no Brasil.....	25
III.2	Atual Modelo Institucional e Planejamento Vigentes no Brasil.....	30
III.3	O Planejamento feito pela EPE – Enfoque na geração de energia elétrica.....	34
III.4	Ciclo de Vida de uma UHE.....	42
III.5	O Papel da ANEEL – Enfoque na aprovação dos estudos.....	46
III.6	Características das Usinas Hidrelétricas.....	52
III.7	Características do Sistema Interligado Nacional.....	54
III.8	Leilões de Energia e Usinas Hidrelétricas com Regularização.....	57
III.9	Estudos da EPE na “Busca” de Usinas com Capacidade de Regularização.....	61
III.10	Maior detalhamento dos parâmetros de definição das UHE nos Contratos de Concessão.....	63
III.11	Garantia Física de Energia.....	67
III.12	Estratégias para a Valorização dos Reservatórios Existentes.....	72
III.13	Necessidade de Regulamentação da Questão Indígena.....	76
III.14	Recomendações.....	77
IV.	Estudos de Inventário do Potencial Hidrelétrico no Brasil.....	80
IV.1	Introdução – Histórico e Metodologia Vigente nos Estudos de Inventário.....	80
IV.2	Consideração do Impacto Ambiental associado ao não aproveitamento do máximo potencial da bacia.....	91
IV.3	Sistema de referência – A importância para a decisão adequada de dimensionamento das usinas na seleção de alternativas.....	96
IV.4	Vigência para os estudos de inventário e indicação de quais bacias seriam prioritárias para a Revisão dos Estudos Seguindo a Revisão Metodológica Proposta99	

IV.5	Recomendações .....	105
V.	Modelo HERA .....	106
V.1	Introdução – Descrição do Modelo.....	106
V.2	Estudo de Caso – Bacia do Rio Tapajós .....	114
V.3	Recomendações .....	131
VI.	Mudanças no Clima e no Uso do Solo. Implicações no regime de vazões e consequências para os aproveitamentos Hidrelétricos .....	133
VI.1	Revisão Bibliográfica e Motivação .....	134
VI.2	Metodologia e Estudo de Caso.....	136
VI.3	Ferramentas – ED2+BRAMS – Modelo para Avaliação do Clima e da Vegetação .....	141
VI.4	Ferramentas – MGB – Modelo Hidrológico de Grandes Bacias – Rotina de Propagação.....	142
VI.5	Ferramentas – <i>Monalisa</i> – Modelo Individualizado de Otimização de Usinas Hidrelétricas.....	145
VI.6	Aplicação da Modelagem para avaliação do incremento de vazões na bacia do rio Paraná.....	147
VI.7	Aplicação Inicial da Modelagem para a Bacia do Rio Tapajós .....	153
VI.5	Recomendações .....	162
VII.	Conclusão e Recomendações Finais.....	163
	Referências Bibliográficas.....	166

## ÍNDICE DE SIGLAS E ABREVIACÕES

- ANA – Agência Nacional de Águas
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
- BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
- CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
- CCPE – Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
- CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
- CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco
- CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
- CNPE – Conselho Nacional de Política Energética
- DRDH – Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica
- EIA – Estudo de Impacto Ambiental
- EPE – Empresa de Pesquisa Energética
- EVTE – Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
- GCOI – Grupo Coordenador da Operação Interligada
- GEE – Gases de Efeito Estufa
- IAP – Instituto Ambiental do Paraná
- LT – Linha de Transmissão
- MGB – Modelo de Grandes Bacias
- MMA – Ministério do Meio Ambiente
- MME – Ministério de Minas e Energia
- MRE – Mecanismo de Realocação de Energia
- MT – Ministério dos Transportes
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
- PCH – Pequena Central Hidrelétrica
- PDE – Plano Decenal de Energia
- RIMA – Relatório de Impactos no Meio Ambiente
- SAE – Secretaria de Assuntos Estratégicos
- SEB – Setor Elétrico Brasileiro
- SIN – Sistema Interligado Nacional

TI – Terra Indígena

TQ – Terra Quilombola

TR – Termo de Referência

UC – Unidade de Conservação

UHE – Usina Hidrelétrica

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade de armazenamento per capita .....	13
Figura 4- Arranjo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro- Fonte: Tolmasquim (2015). .....	31
Figura 5 - Participação prevista das fontes de geração de energia elétrica ao longo do horizonte. PDE 2023. EPE, 2014. ....	36
Figura 6 – Acréscimo de capacidade instalada previsto por fonte ao longo do horizonte. PDE 2023. EPE, 2014.....	37
Figura 7 – Evolução do Armazenamento Máximo do SIN. PDE 2023. EPE, 2014.....	37
Figura 8 – Evolução do Volume Útil Acumulado e da Potência Instalada no SIN – Fonte: ONS, 2013. ....	38
Figura 9 – Capacidade Instalada (MW) identificada nas bacias inventariadas pela EPE Fonte: EPE, 2015. ....	43
Figura 10 – Integração Eletro/energética do SIN. Fonte: ONS (Setembro de 2014) .....	55
Figura 11 – UHE e PCH em Operação, EPE, 2015. Fonte: EPE. ....	56
Figura 12 – Leilões de Energia Nova; participação por fonte da capacidade total viabilizada.....	58
Figura 13 – Leilões de Energia Nova: participação por fonte no número de empreendimentos viabilizados. ....	58
Figura 14 – Energia Armazenável por Grupo de Aproveitamentos. Fonte: EPE, 2015. 61	
Figura 15 – Trecho extraído do Anexo8 do Edital do LEN A-5 de 2013 – Características Técnicas da UHE SINOP .....	64
Figura 16 – Trechos extraídos do Anexo 7 do Edital do LEN A-5 de 2013 – Minuta do Contrato de Concessão a ser assinado .....	65
Figura 17 – Usinas com Benefício Indireto Publicado.....	72
Figura 18 – Situação dos Estudos de Inventário na ANEEL em 2013. Fonte: EPE. Inventários Aprovados                      Inventários Aceitos e                      Inventários com Registro Ativo .....	83
Figura 19 - Perfil da Alternativa Seleccionada para o Inventario do rio Iguazu.....	84
Figura 20 - Avaliação Multiobjetivo para seleção de alternativas nos Estudos de Inventário.....	90
Figura 21 - Comparação entre os sistemas de referência .....	97
Figura 22- Análise multicritério para seleção de alternativas .....	98
Figura 23 - Exemplo da importância da produtividade acumulada para avaliar os reservatórios. Bacia do Tocantins Araguaia .....	104
Figura 24- Fluxograma de informações do HERA.....	108
Figura 25 - Seleção do rio a ser inventariado .....	110
Figura 26 - Inferência da profundidade no local candidato .....	111
Figura 27 - Definição dos Locais de Estudo.....	111
Figura 28 - Alternativas para definição do eixo da barragem no local candidato .....	112
Figura 29 - Exibição em planta do aproveitamento ótimo .....	114
Figura 30 - Localização do Rio Tapajós.....	115
Figura 31 – Bacia hidrográfica do rio Tapajós – Detalhes das subáreas e principais sedes municipais.....	116
Figura 32 – Alternativas do Inventário do Tapajós que contêm os 4 aproveitamentos que serão avaliados neste exercício. Acima: selecionada, abaixo: descartada.....	118
Figura 33 – Modelo Digital de Elevação da bacia do rio Tapajós .....	119
Figura 34 – Mapa de Terras Indígenas e Unidades de Conservação de Proteção integral na bacia do rio Tapajós.....	121

Figura 35 – Mapas de Vegetação e de Uso do Solo, considerando as principais cidades na região da bacia do rio Tapajós .....	122
Figura 36 – Mapa de Densidade Demográfica da bacia do Rio Tapajós .....	123
Figura 37 - Reservatórios da alternativa selecionada no inventário .....	124
Figura 38 - Alternativa de queda otimizada considerando os dados extraídos do inventário .....	127
Figura 39 - Reservatórios Selecionados pelo HERA.....	128
Figura 40 - UHE São Luiz do Tapajós, eixo deslocado para jusante. ....	129
Figura 41 - UHE São Luiz do Tapajós, eixo original do inventário.....	129
Figura 42 – UHE Chacorão .....	130
Figura 43 - Armazenamento médio do reservatório da UHE São Luiz do Tapajós .....	131
Figura 44 – Proposta de Investigação – Etapas Previstas.....	136
Figura 45 – Circulação de Fluxos na América do Sul.....	137
Figura 46 - Parcela da precipitação explicada pela evapotranspiração continental – mês de janeiro. As setas indicam a direção do fluxo horizontal da evapotranspiração .....	137
Figura 47 - Etapas do Estudo com a modelagem ED+BRAMS para o Setor Elétrico Brasileiro .....	140
Figura 48 - Modelagem Proposta para os estudos de impactos da mudança do uso do solo e do clima no regime hidrológico das bacias brasileiras e possíveis desdobramento para o SEB .....	140
Figura 49 – Representação do balanço hídrico nos modelos MGB-IPH e ED e da rotina de propagação do MGB-IPH .....	144
Figura 50 – Vazões Naturais Médias Mensais na UHE Itaipu .....	148
Figura 51 – Comparação entre a Vazão Média Natural Annual em Itaipu e a Precipitação Média Anual na região da bacia do Rio Paraná.....	151
Figura 52 – Comparação entre o Escoamento Superficial obtido pelo modelo ED2 considerando os dois cenários de uso do solo. ....	152
Figura 53 – Comparação entre a cobertura vegetal nos cenários de 1960 e 2008 utilizados nas simulações.....	155
Figura 54 – Comparação entre as vazões geradas pelo MGB para a UHE São Luis do Tapajós. Utilizando dos cenários de uso de solo. ....	156
Figura 55 – Sub-bacias ou Unidades de Resposta Hidrológica modeladas no MGB para calibração.....	158
Figura 56 – Séries de Vazões Obtidas no Hidroweb para cada uma das Sub-bacias... ..	159
Figura 57 – Etapas da Calibração e Ajuste do ED2 para o MGB .....	159
Figura 58 – Comparação vazões geradas pelo MGB para a UHE São Luiz do Tapajós após nova calibração.....	160
Figura 59 – Energias Geradas pelo Monalisa a partir das vazões históricas e obtidas do MGB (Extrato da Simulação de janeiro de 1970 a fevereiro de 1992) .....	161
Figura 60 – Curva de Permanência da energia mensal gerada pelo Monalisa a partir das vazões do MGB – Dados de janeiro de 1970 a dezembro de 2008 .....	161



## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1- Características de Todas as novas UHE licitadas entre 2005 e 2014.....	59
Tabela 2- Simulação de Seleção de Alternativas Considerando Compensação de Impactos das Alternativas com Menor Energia – Proposição 1 .....	92
Tabela 3- Simulação de Seleção de Alternativas Considerando Compensação de Impactos das Alternativas com Menor Energia – Proposição2.....	94
Tabela 4 - ICB e IA das alternativas dos estudos de inventário do rio Paranaíba a montante da UHE Emborcação .....	97
Tabela 5 – Características dos Aproveitamentos Avaliados .....	118
Tabela 6 - Projetos candidatos com parâmetros extraídos do Inventário .....	125
Tabela 7 - Projetos candidatos com parâmetros gerados pelo HERA/SISORH.....	125
Tabela 8 - Desvios (Inventário - HERA) / Inventário .....	126
Tabela 9 - Resultados da otimização para dados extraídos do Inventário.....	127
Tabela 10 - Resultados da otimização para dados estimados pelo HERA e SISORH .	127
Tabela 11 - Resultado das Entrevistas com os Tomadores de Decisão do SEB .....	139
Tabela 12 – Resumo das Simulações feitas para o paradoxo do Paraná .....	150
Tabela 13 – Resultados das Simulações Energéticas com o Monalisa.....	161

# I. Introdução

## I.1 Motivação

No século XXI, convivemos com questionamentos quanto ao binômio impacto socioambiental e produção de energia. Por um lado, a sociedade deseja mais energia para o desenvolvimento e conforto. Por outro, questiona suas formas de produção no que diz respeito às interferências no meio ambiente e no meio social. Esse paradoxo vem influenciando as decisões de expansão da geração no Brasil. Um exemplo claro é a predominância da implantação de usinas sem capacidade de regularização, chamadas de fio d'água. Estas, por não terem capacidade de armazenamento, geram a energia limitada à vazão afluente a cada instante e, desta forma, não são capazes de manter a geração em períodos de baixa afluência.

Neste ponto, merece destaque a definição que será adotada ao longo de todo este trabalho: Usinas com capacidade de regularização, muitas vezes chamadas de usinas “de reservatório”, são demonizadas por tal característica, que supostamente as colocariam em pior condição ambiental por alagarem áreas mais extensas. Cabe esclarecer que reservatórios são comuns tanto às usinas fio d'água, quanto às usinas de regularização, posto que ambas são viabilizadas a partir de um barramento de um rio que altera o regime fluvial, criando um ambiente lântico<sup>1</sup>. Portanto, ao longo deste trabalho as usinas hidrelétricas serão sempre tratadas ou como usinas fio d'água ou como usinas de regularização. No decorrer da tese serão apresentadas as questões reais que diferenciam estas usinas sob o ponto de vista ambiental, em especial a alteração do regime fluvial a jusante do barramento.

No Brasil, os grandes reservatórios utilizados pelo Setor Elétrico foram construídos predominantemente para a geração de energia. Porém, esta decisão foi tomada nos anos 50 e 60 do século passado e, atualmente, o setor elétrico brasileiro (e mundial),

---

<sup>1</sup> Em Ecologia lântico é o termo que define um ambiente aquático no qual a massa d'água apresenta-se parada, sem correnteza.

vem se deparando com grandes dificuldades em defender e implantar este recurso natural e intuitivo, visto que o armazenamento de água durante o período de cheia para utilização em períodos de estiagem prolongada é bem conhecido e utilizado desde 3.000 A.C. (primeiros registros de barragens construídas pelos egípcios). Posteriormente, em 2.000 A.C. na Mesopotâmia foi construída a Barragem Nimrod ao norte da atual Bagdá. Esta com os objetivos de controle de enchentes e da erosão.<sup>2</sup>

No Brasil, a geração de energia elétrica é feita predominantemente por fontes renováveis de energia, destacando a hidroeletricidade. O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta com mais de 150 usinas hidrelétricas de médio e grande porte que, até dezembro de 2014, respondiam por 70% da capacidade instalada para geração de energia elétrica a ser entregue aos consumidores brasileiros, conforme descrito no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) - 2023 da EPE, (BRASIL, 2014), principal instrumento do Planejamento para subsidiar o processo licitatório para expansão da oferta de energia elétrica e garantir o abastecimento adequado ao crescimento projetado para o país no horizonte de 10 anos à frente. Este documento apresenta no seu capítulo de estudos de expansão da Geração de Energia Elétrica uma perspectiva de decréscimo na capacidade de armazenamento do SIN para o horizonte 2023:

*“Em relação à capacidade de regularização dos reservatórios, pode-se destacar a importância dos grandes reservatórios instalados na região Sudeste/Centro-Oeste, que representam 71% do SIN, seguida pela região Nordeste, com 18% da capacidade de energia armazenável máxima do Brasil. As regiões Sul e Norte possuem, respectivamente, 7% e 4% da capacidade de armazenamento total prevista para o início de 2011.*

*Analisando o ano de 2020, percebe-se que, em termos percentuais, a elevação da capacidade de armazenamento (6%) é bem inferior ao aumento da capacidade instalada de usinas hidrelétricas (39%).*

*Uma parte da oferta hidrelétrica constante desta configuração agrega energia armazenável por adicionar produtividade em cascatas que já possuem reservatórios de regularização. Entretanto, a maioria das usinas viáveis neste*

---

<sup>2</sup> [http://cee.engr.ucdavis.edu/faculty/lund/dams/Dam\\_History\\_Page/History.htm](http://cee.engr.ucdavis.edu/faculty/lund/dams/Dam_History_Page/History.htm) Acessado em 21/01/2012, 16:00h

*horizonte está localizada em bacias ainda inexploradas, para as quais não há previsão de instalação de usinas com reservatórios de regularização das vazões afluentes.*

*Ressalta-se uma redução do incremento da capacidade máxima de armazenamento em relação ao Plano anterior – PDE 2019, devido a alguns atrasos de obras e mudanças nos projetos de usinas hidrelétricas, sobretudo da usina de São Roque que teve o nível d'água máximo reduzido significativamente, restringindo seu volume útil.*

*Grande parte das usinas viabilizadas recentemente deve operar a “fio d' água”, ou seja, toda vazão afluente deve ser turbinada ou vertida, não havendo condições de armazená-la. Esta configuração do sistema gera consequências diversas, dentre as quais: a impossibilidade de controle de cheias; maior exigência das atuais usinas do sistema com capacidade de regularização, gerando grandes alterações de nível dos reservatórios ao longo de curtos ciclos hidrológicos (o que muitas vezes não é possível em função de restrições operativas hidráulicas); e maior despacho térmico para atender às exigências sazonais da carga, que não poderão ser atendidas pelo armazenamento hidráulico.”*

Adicionalmente, o Relatório do PEN 2013 (Plano Anual da Operação Energética) do ONS, (ONS, 2013), instrumento que tem como objetivo apresentar as avaliações das condições de atendimento ao mercado previsto de energia elétrica do SIN para o horizonte do planejamento da operação energética, cinco anos à frente, também destaca a progressiva perda da capacidade de regularização do SIN:

*“Observa-se que a expansão da capacidade de armazenamento do SIN nesse quinquênio ocorre apenas em 2016 (820 MWmês) e 2017 (480 MWmês), decorrente da entrada em operação das UHEs São Roque e Baixo Iguaçu, ambas localizadas no subsistema Sul.;*

*Em função dessa característica, o GR do SIN deverá evoluir de 5,4 meses de estoque em 2013 para 4,7 meses em 2017, valor este com tendência de redução gradativa para os próximos 10 anos, segundo estudos de planejamento da expansão da EPE/MME, na medida em que o crescimento da carga não seja acompanhado pela agregação de novas usinas com reservatório de regularização e/ou por montantes equivalentes proporcionados por outras fontes complementares inflexíveis. No passado, a GR do SIN já tingiu valores de até 6,5 meses, em 2002.*

*Cabe comentar que quanto menor o GR de um sistema como o SIN, com acentuada sazonalidade das vazões naturais afluentes aos reservatórios, maior será a dependência de períodos chuvosos para o seu reenchimento a cada ciclo hidrológico anual e maior será o seu esvaziamento a cada final de estação seca, aumentando a necessidade de fontes complementares nesses períodos e/ou mecanismos operativos de segurança específicos para a garantia de atendimento ao mercado, tais como os Procedimentos Operativos de Curto*

*Prazo- POCP e as Curvas de Aversão ao Risco - CAR, todos com impactos diretos no custo final da energia produzida, em favor da segurança operativa.*

...

*Ainda em termos de evolução da Matriz de Energia Elétrica, ao se manter a atual tendência da expansão da hidroeletricidade com baixa ou nenhuma regularização plurianual e a entrada crescente de fontes intermitentes, como as usinas eólicas, o papel das termoelétricas flexíveis ou de baixa inflexibilidade com custos de operação moderados e com menores incertezas de suprimento de combustível (GN/GNL/Carvão) e com maior rapidez de tomada e retomada de carga, passa a ser fundamental na seleção dos projetos a serem ofertados nos próximos leilões de energia nova. Não obstante, pequenas centrais e as fontes alternativas complementares no período seco, como eólicas e biomassa, embora com perfis de ofertas intermitentes, também apresentam papel importante na segurança operativa do SIN, na medida em que funcionam como “reservatórios virtuais”, complementando a geração hidráulica nas estações secas de cada ano;”*

Esta realidade tem como consequência uma alteração significativa na operação do sistema, visto que, conforme descrito no PDE 2023, uma maior geração térmica será exigida e mais ainda os atuais reservatórios do sistema serão deplecionados<sup>3</sup> com uma frequência maior.

Acrescente-se ainda que, um sistema expandido com usinas predominantemente a fio d'água pode colocar em risco a manutenção da segurança do fornecimento energético ou, visto por outro lado, demandará uma maior expansão de outras fontes, especialmente termelétrica, de forma a manter a confiabilidade do sistema. A perda de potencial energético pela decisão de não implantação de projetos com reservatórios de regularização significa desperdício de um importante recurso nacional; hidrelétricas com esta característica proporcionam flexibilidade, garantia de disponibilidade e confiabilidade ao Sistema Elétrico Brasileiro. Elas permitem melhor controle de vazões bem como o uso múltiplo dos reservatórios. São fundamentais para a adaptação às mudanças climáticas, beneficiando setores como turismo, lazer, agricultura, pesca e piscicultura. Por fim, temos hoje diversos exemplos não só no

---

<sup>3</sup> Deplecionado: quando o reservatório é operado dentro do seu volume útil (entre o NA máximo e o NA mínimo).

Brasil, mas no mundo afora, de reservatórios que proporcionam uma excelente convivência entre os diversos usuários.

Diversos estudos do SEB, bem como notícias recentes publicadas na mídia questionam a progressiva perda de armazenamento frente ao crescimento da carga (esta pode ser entendida como uma medida de segurança de atendimento, visto que quanto maior a capacidade de armazenamento, melhor a capacidade de enfrentar longas estiagens). Estudos da Consultoria do Senado Federal (ABBUD, et al., 2010) apresentam uma boa avaliação da imensa oposição existente aos reservatórios das hidrelétricas:

*“Parece, ao fim e ao cabo, que o embate entre a urgente necessidade de contratar novos empreendimentos hidrelétricos, de um lado, e, de outro, a forte oposição que vários grupos de pressão se lhe opõem, acabou por instituir uma “política pública de fato”, que não encontra, em contrapartida, o necessário amparo da Lei.*

*Essa “política pública de fato”, que determina a construção de usinas hidrelétricas sem reservatórios (a fio d’água) – prejuízo que nunca mais poderá ser reparado, porque não se destruirá uma usina para construir outra, com reservatório em seu lugar.”*

A motivação principal desse trabalho é avaliar as razões para esta progressiva perda de regularização na expansão hidrelétrica brasileira. Para tanto será utilizada uma metodologia de pesquisa com uma abordagem qualitativa e exploratória do problema, objetivando explicitá-lo a partir de análise de exemplos. Serão avaliadas diversas dimensões desta questão (planejamento, regulação, compensação socioambiental) e serão propostas soluções tanto de ordem regulatória como técnica. Serão feitos estudos de caso e propostas ferramentas adicionais ao arcabouço de modelos utilizados atualmente pelo SEB.

Será feita uma análise dos estudos de inventário do potencial hidrelétrico de bacias hidrográficas, dos estudos de viabilidade de usinas hidrelétricas, da viabilização comercial através dos leilões de concessão das usinas, do planejamento da geração ao longo das décadas de 1990 e 2000 e ao longo do texto, serão apresentadas propostas de melhorias no modelo de planejamento do setor elétrico.

Sobre os estudos de inventário do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, que retrata o “nascimento” de uma usina hidrelétrica, com ou sem capacidade de regularização, será feita uma revisão apresentando as possíveis fragilidades da modelagem utilizada na indicação de usinas com reservatório de regularização.

Ao longo do estudo também será feita uma análise do planejamento da expansão a partir dos leilões de concessão das usinas hidrelétricas realizados nos últimos 10 anos e a sua real efetividade em função da expansão planejada. A ideia é avaliar se a evolução da perda de regularização se deu por “mau planejamento” ou por “má execução”. Ou seja, se as usinas que foram planejadas perderam regularização durante a execução ou não foram consideradas por lapso no planejamento.

Também será feita, ao longo do estudo, uma reflexão da metodologia utilizada nos inventários recentemente realizados pelo Setor Elétrico Brasileiro (SEB) que não preveem usinas com regularização. Além das razões apresentadas anteriormente, a característica geográfica das bacias a serem exploradas (predominantemente instaladas na região amazônica com extensas planícies que levam a grandes inundações e são indicadas para aproveitamentos de baixa queda) pode explicar a ausência dos reservatórios nas alternativas selecionadas.

Ao longo deste texto serão feitas propostas de melhorias para o modelo setorial e de planejamento estratégico do setor elétrico, tais como, revisão da metodologia de seleção de alternativas nos estudos de inventário; necessidade de hierarquização compulsória na licitação das usinas de uma determinada bacia.

Cabe esclarecer ao leitor neste ponto que a estrutura desta tese também reflete tanto a prática da autora, que vem trabalhando no planejamento da operação e no planejamento da expansão nos últimos 15 anos, quanto a experiência vivida durante o doutoramento “sanduíche” realizado no Programa de Sustentabilidade da *Kennedy School of Government* da Universidade de Harvard durante o ano letivo de 2012/ 2013. Esta experiência deu origem ao capítulo que tratará da abordagem

aplicada pelo *Amazon Initiative (at Sustainability Science Program)* que busca avaliar os impactos das mudanças climáticas e de uso do solo no regime hidrológico e geração de energia hidrelétrica na região Amazônica. Sendo este tema da mudança de uso do solo e da mudança climática diretamente relacionado ao tema da tese, na medida em que um agravamento de eventos extremos aumenta a pressão e a necessidade dos reservatórios de regularização.

Durante o desenvolvimento deste texto a autora passou a vê-lo como um “livro de contos” e não como um “romance tradicional”. Alguns capítulos apresentarão motivação, revisão bibliográfica e conclusão, porém buscou-se vincular as conclusões de um às motivações dos próximos.

## I.2 Estrutura da Tese

O Capítulo II tratará em mais detalhes da motivação para o desenvolvimento desta tese, saindo da visão estrita do SEB e visitando a questão dos reservatórios de regularização e sua importância ao longo da história em diversos setores que não só o de geração de energia. Uma revisão bibliográfica sobre o tema é apresentada ao longo do capítulo.

O Capítulo III apresentará o Planejamento do SEB desde as suas origens buscando entender a composição atual da matriz elétrica brasileira, suas características, vantagens e limitações. Já ao final deste capítulo será apresentado um conjunto de proposições buscando ampliar a participação das usinas com reservatórios na expansão da matriz elétrica.

O Capítulo IV descreverá os estudos de inventário em sua metodologia vigente e proporá melhorias de cunho regulatório e técnico, buscando ampliar a oferta de usinas com reservatórios de regularização ao final destes estudos. Como a conclusão deste capítulo aponta para a necessidade de revisão de estudos feitos anteriormente,



o capítulo seguinte apresentará uma ferramenta que poderá ser utilizada para esta etapa de revisão buscando reservatórios de regularização.

O Capítulo V apresenta o Modelo Hera, que é uma poderosa ferramenta para auxiliar tanto na decisão de quais estudos deverão ser priorizados para revisão, bem como pode ser utilizado em inventários de bacias inexploradas. Será apresentada uma aplicação da ferramenta para a bacia do rio Tapajós.

O Capítulo VI apresenta o estudo desenvolvido e em andamento junto ao Programa de Sustentabilidade da Universidade de Harvard. Neste capítulo será feita uma revisão bibliográfica específica sobre o tema. Em conjunto com a motivação para o estudo, será apresentada a metodologia e as ferramentas utilizadas e serão apresentados dois estudos de caso para a bacia do rio Paraná e para a bacia do rio Tapajós. Ao final, uma conclusão quanto à importância destes estudos para o planejamento e o destaque para a maior necessidade de regularização de vazões no contexto apresentado.

Finalmente, o capítulo VII apresenta a conclusão com as principais recomendações de aprimoramentos regulatórios e técnicos que foram identificados ao longo desta pesquisa.

## II. Reservatórios de Regularização - Segurança Hídrica e Desenvolvimento das Sociedades

### II.1 Introdução

Praticamente todos os países desenvolvidos possuem suas vazões regularizadas e acumulam grande quantidade de água a partir de reservatórios artificiais ou naturais (lagos, geleiras e aquíferos). Este gerenciamento dos recursos hídricos foi um diferencial competitivo ao longo da história. Quanto maior é a capacidade de uma nação em gerenciar este recurso, menor é a sua fragilidade quanto às intempéries naturais. Ou seja, tanto para a subsistência, visto que o armazenamento permite enfrentar longos períodos de escassez hídrica sem graves prejuízos ao abastecimento humano e animal, à agricultura e aos diversos setores industriais que necessitam da água em seus processos, quanto para proteção de desastres, causados, por exemplo, por cheias. Adicionalmente, o desenvolvimento de uma grande infraestrutura hídrica com reservatórios de acumulação permite a evolução de setores fundamentais para o enriquecimento de uma nação, tais como energia elétrica, agricultura irrigada e navegação a partir de hidrovias.

Estes reservatórios são utilizados para aumentar esta segurança e garantir diversos usos da água: consumo humano e animal, irrigação de culturas, transporte hidroviário, consumo industrial, controle de cheias e geração de energia elétrica. No Brasil, grande parte dos reservatórios foram implantados e são mantidos e operados pelo setor elétrico, de forma a garantir o atendimento a crescente demanda de energia elétrica deste país em desenvolvimento.

As usinas hidrelétricas, em sua grande maioria, possuem lagos nas imediações das suas casas de força em função do barramento no curso natural do rio. Estes lagos cumprem diversas funções tanto para o sistema elétrico quanto para os demais setores usuários dos recursos hídricos. Dentre os benefícios dos lagos formados pelas

usinas hidrelétricas podemos citar o controle de enchentes, o aumento de vazões mínimas em momentos de grande escassez, proteção da qualidade da água (possibilidade de liberar “ondas de cheia” para diluir eventuais concentrações de poluentes) e a ampliação da área disponível para captação de água para diversos fins. Há também diversos exemplos de desenvolvimento de atividades turísticas e recreativas relacionadas ao lago, incremento da receita dos municípios envolvidos pela área do lago em função dos *royalties* pagos pelo uso do recurso hídrico, dentre outros.

As usinas hidrelétricas se apresentam como um dos melhores recursos operativos para atendimento à demanda de energia, pois permitem variações rápidas e controladas na geração, o que aumenta a confiabilidade do serviço de energia através de serviços ancilares, como controle de frequência. Dessa forma, facilitam a utilização de fontes renováveis intermitentes, como eólica e biomassa.

Considerando a experiência mundial na construção de reservatórios de regularização associados à geração de energia, percebe-se que em muitos casos a motivação maior advém de outras necessidades que não energéticas, como controle de cheias ou segurança hídrica para regiões predominantemente áridas. Exemplos podem ser vistos nos EUA, onde o aproveitamento do rio Colorado e dos seus tributários foi definido a partir de uma batalha entre os estados do Alto Colorado (Colorado, New Mexico, Utah e Wyoming) e os do Baixo Colorado (Califórnia, Arizona e Nevada) cada estado com interesses distintos (expansão agrícola, autossuficiência energética, garantia hídrica para abastecimento das populações).

Na China, um grande exemplo de aproveitamento para usos múltiplos é a barragem de Três Gargantas, que tem como funções a prevenção de enchentes, o transporte fluvial e a geração de energia. Por isso ela desempenha um papel importante no desenvolvimento socioeconômico deste país, como destacam os autores (PONSETI e LÓPEZ-PUJOL, J. 2006):

- A principal função de Três Gargantas é o controle de cheias. Dados históricos indicam que mais de duzentas grandes cheias ocorreram no trecho do médio do rio *Yangtze* entre o início da dinastia *Han* (206 a.C) e o final da Dinastia *Qing* (1911 d.C.). A maior cheia registrada neste período foi em 1870 quando aproximadamente duzentos e quarenta mil pessoas morreram. Já no século XX a pior cheia foi registrada em 1931 e ocasionou mais de cento e quarenta e cinco mil mortes e inundações em mais de 34.000 Km<sup>2</sup> de terras agricultáveis. De forma a contribuir para o controle das cheias nesta região do médio *Yangtze*, a usina de Três Gargantas reduz o seu nível operativo em 30m (de 175,0m para 145,0m) podendo desta forma armazenar até 22,1 bilhões de m<sup>3</sup> (utilizando o nível de água máximo *maximorum* até 181,0m).

- A segunda maior função da usina de Três Gargantas é a geração de energia. Apesar da China ter um grande potencial de geração hidrelétrica, (HUANG, H e YAN, Z. 2009) citam que o potencial bruto estimado é de 694GW e o tecnicamente explorável de 542GW), nem todo ele ainda foi utilizado (capacidade instalada de UHE em 2012 era de mais de 300GW<sup>4</sup>). No rio *Yangtze* há uma previsão de instalação de mais de 90GW sendo que a UHE Três Gargantas responde por mais de 25% deste total com 22,5GW de capacidade instalada, contribuindo para a geração de energia elétrica limpa, aliviando a pressão pela emissão de poluentes a partir da geração a carvão (predominante) e possibilitando um grande avanço na interconexão nacional de transmissão.

- A última grande vocação da usina é o transporte de mercadorias, especialmente alimentos. Até dezembro de 2004, a eclusa havia permitido o transporte de mais de 2,8 milhões de passageiros e 48 milhões de toneladas de grãos. Desde que foi construída, a eclusa funcionou muito bem e permitiu o incremento de 2/3 no transporte de carga no rio *Yangtze*, com relação ao máximo que já havia sido registrado.

---

<sup>4</sup> [www.statista.com](http://www.statista.com) e [www.cleantechnica.com/2015/03/11](http://www.cleantechnica.com/2015/03/11), acessados em maio de 2015.

Cabe ressaltar o diferencial proporcionado por usinas hidrelétricas que possuem reservatórios com capacidade de regularização. Estes armazenam água que pode ser utilizada para gerar energia em momentos de escassez hídrica, mas também por outras fontes de energia. Ou seja, os reservatórios de usinas hidrelétricas podem armazenar água (“segurando a geração de energia”) nos momentos em que há abundância de ventos para geração de energia eólica e irradiação para energia solar e gerar energia a partir da água armazenada nos momentos em que há escassez de ventos ou de irradiação solar.

Porém, apesar de diversos países desenvolvidos já terem utilizado estes recursos até a exaustão, há uma grande dificuldade em viabilizar a construção de novas barragens com reservatórios no Brasil. Estudos do Banco Mundial (GREY, et al., 2006) demonstram a existência de uma articulação em escala global de oposição à construção de hidrelétricas, sob a alegação de que tais obras seriam danosas aos atingidos e destruiriam o meio ambiente. Efetivamente, a construção de uma usina frequentemente resulta em impactos locais, tanto sociais quanto ambientais, que necessitam de adequada mitigação. Em alguns casos, os impactos são de tamanha magnitude que o mais aconselhável é não fazer a obra. Porém, a campanha indiscriminada contra a construção de qualquer hidrelétrica prejudica essencialmente os países em desenvolvimento, que carecem da infraestrutura que os países já ricos construíram.

O mesmo estudo compara a capacidade de armazenamento per capita de diversos países como pode ser visto na Figura 1. A pobreza da Etiópia e de países vizinhos como Somália e Sudão, pode ser em parte explicada pela desfavorável situação de segurança hídrica, que faz com que estes países sejam reféns da hidrologia. Em períodos de grandes chuvas ocorrem prejuízos devido às cheias e nas secas há maior probabilidade de escassez de alimentos, visto que a agricultura não pode ser desenvolvida por insuficiência de água armazenada para viabilizar a irrigação das lavouras.

### Reservoir Storage per Capita (m<sup>3</sup>/cap), 2003

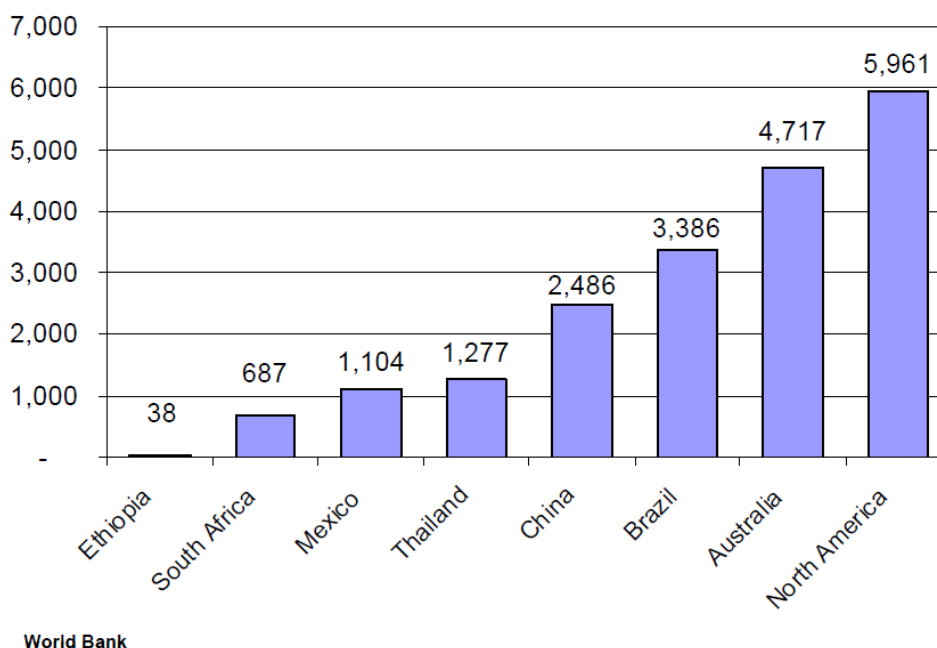


Figura 1 - Capacidade de armazenamento per capita

Porém, também cabe ressaltar que não é suficiente apenas viabilizar a construção de grandes reservatórios sem o desenvolvimento da infraestrutura associada para o aproveitamento pleno do recurso e consequente desenvolvimento da sociedade. Alguns exemplos desta lacuna entre a construção de grandes barragens e correspondente desenvolvimento econômico podem ser vistos na África que possui alguns dos maiores reservatórios do mundo em países como Gana (barragem Akosombo que forma o Lago Volta com mais de 150.000 hm<sup>3</sup>) ou Zimbábue e Zâmbia que dividem a barragem Kariba, com lago de mesmo nome, com mais de 180.000 hm<sup>3</sup>. Algumas destas grandes barragens instaladas na África são utilizadas como “vilãs” nos discursos contra as futuras construções. Porém, cabe contextualizar toda a conjuntura econômica, social e principalmente política destes países nas últimas décadas. (SCUDDER, 2005) faz uma ampla análise destes e de outros exemplos em seu livro sobre o futuro das grandes barragens.

Em (BRISCOE,2011), por exemplo, questionou a falta de coerência de países como Estados Unidos e Austrália que optaram por não mais desenvolverem barragens e querem impor esta visão aos demais. A razão é que rios como o Colorado ou o Murray, podem armazenar água por mais de 1.000 dias, porém não faz sentido não pensar dessa forma em um rio como o Indus que não possui mais de 30 dias de acumulação. Porém, muitas vezes as decisões são contaminadas por esta visão “egoísta”, pautada no conforto da realidade dos países tomadores de decisão e não nas necessidades dos países beneficiados pelas decisões, ou como também abordado em outro excelente texto (BRISCOE,2012) onde o desenvolvimento do texto é pautado na citação do famoso escritor americano Mark Twain:

*“The very ink with which all history is written is merely fluid prejudice.”*

Ou em uma livre tradução “a tinta com a qual toda história é escrita, nada mais é do que preconceito fluido”. Este processo, apesar de natural do ser humano, deve ser evitado quando as decisões impactam o desenvolvimento de sociedades. Apesar destas situações não se aplicarem diretamente ao Brasil, que já possui um grau maior de desenvolvimento e disposição financeira para desenvolver os seus grandes projetos de infraestrutura hídrica, a observação se aplica para os países em desenvolvimento, especialmente na África e Ásia.

Um exemplo também citado no trabalho de 2011 são os Objetivos de Desenvolvimento do Milênio (ODM) que surgem da Declaração do Milênio das Nações Unidas (2000), onde há claramente a ambição para o desenvolvimento de uma sociedade igualitária, o que é muito bom. Porém, os únicos meios conhecidos para alcançar tal fim - de crescimento econômico e da infraestrutura e outras bases desse crescimento - não fazem parte dos ODM. Não há nenhuma meta nos ODM para áreas como transporte, energia, agricultura, indústria. Em suma, este caminho para o desenvolvimento proposto pelos países desenvolvidos que estavam em Nova Iorque não foi o caminho percorrido por nenhum país, seja atualmente desenvolvido ou em desenvolvimento.

Também merece destaque um trabalho (GOMIDE, 2012a) onde é apresentada uma excelente contribuição no sentido da descriminalização dos reservatórios. São avaliados aspectos históricos, revistos conceitos fundamentais de hidrologia física e estocástica e por fim são apresentadas conclusões e recomendações que enriquecem a discussão quanto à necessidade dos reservatórios. Um trecho da conclusão resume bem o sentimento que fica ao avaliar mais profundamente a questão:

*“A natureza, que nas palavras de Marcelo Gleiser (Professor de Física, Dartmouth College, Hanover, EUA, autor do livro “Criação Imperfeita), “segue indiferente, criando e destruindo sem um objetivo final...”, colocou 19.000 km<sup>3</sup> de água fresca em lagos, nos Estados Unidos. Incrivelmente, há organizações que se dedicam a tentar convencer as pessoas que os 810 km<sup>3</sup> dos reservatórios providenciados pelo engenho humano americano foram um erro ambiental intolerável. Como essas organizações acreditam que todos os erros – mesmo os imaginários – devem ser punidos, decidiram que “chega de barragens”.*

*Infelizmente, a equivocada implicância com obras de infraestrutura em geral e com reservatórios em particular, é tão presente e influente que termina induzindo organizações governamentais e instituições multilaterais de crédito a sugerirem que os países emergentes e em desenvolvimento trilhem caminhos nunca testados anteriormente.*

*A impressão que fica é de que tudo se passa como se os membros de um clube – o clube dos ricos – estabelecessem regras para selecionar novos sócios, e que essas regras impusessem uma série de condições, não satisfeitas – nem hoje nem anteriormente – pelos próprios sócios atuais. Pior ainda: regras tais que, caso tivessem sido seguidas no passado pelos atuais sócios, talvez tivessem impossibilitado que se tornassem membros do clube!”*

No Brasil, os grandes reservatórios utilizados pelo Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foram construídos predominantemente para a geração de energia. No entanto, esta decisão foi tomada majoritariamente nos anos 50 e 60 do século passado e, atualmente, o setor elétrico brasileiro vem se deparando com grandes dificuldades para construir novos reservatórios.

A ICOLD (*International Commission on Large Dams* - Comissão Internacional sobre Grande Barragens) caracteriza como grande barragem as que possuem altura igual ou superior a 15 metros (a partir do ponto mais baixo da fundação) ou as que possuem altura entre 5 e 15 metros e contam com uma capacidade de mais de 3 milhões de metros cúbicos de água. Considerando esta definição, existem aproximadamente 50.000 grandes barragens hoje no mundo. Ainda conforme (ICOLD,



2012) metade destas grandes barragens foi construída para irrigação. Estima-se ainda que 80% dos alimentos adicionais necessários para a população em 2025 terá de vir de terras irrigadas.

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água das cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico.

(RIPPL, 1883) propôs um diagrama de massas para calcular a mínima capacidade ( $v$ ), que deveria ter um reservatório para garantir o atendimento de uma demanda volumétrica constante ( $d$ ). Este diagrama é definido como a integral da hidrógrafa, um diagrama de volumes acumulados que afluem ao reservatório. Este mesmo diagrama permitia responder à pergunta inversa: qual a vazão firme  $d$  associada a uma determinada capacidade de armazenamento  $v$ ?

A capacidade mínima de um reservatório para atender a uma determinada vazão “firme” é dada pela diferença entre o volume acumulado que seria necessário para atender àquela vazão no período mais crítico de estiagem e o volume acumulado que aflui ao reservatório no mesmo período.

## II.2 Benefícios

Considerando os exemplos das vantagens proporcionadas pela construção e operação integrada dos reservatórios de regularização, a dúvida que persiste é: “a opção por não implantar reservatórios de regularização é a mais acertada para o aproveitamento ótimo de um rio?” e, sob a ótica do setor elétrico: “essa é a melhor decisão para a expansão do sistema elétrico brasileiro?” Muitas vezes a resposta a essa pergunta é dada como “não, essa não é a melhor decisão, mas é a única politicamente possível”.

Adicionalmente, a opção por reservatórios de regularização deveria permanecer como base da matriz energética, pois somadas às razões anteriores podemos listar os seguintes aspectos positivos da hidreletricidade:

- É uma fonte renovável e limpa de energia;
- Baseia-se em tecnologia relativamente simples, bastante robusta e facilmente atualizável para incorporar novos desenvolvimentos. A relativa simplicidade tecnológica permitiu ao Brasil o seu domínio: atualmente, o índice de nacionalização tecnológica em equipamentos e serviços gira em torno de 90%;
- Permite variações rápidas e controladas na geração, o que viabiliza uma série de vantagens: ampliação da confiabilidade do serviço de energia através de serviços ancilares, como controle de frequência, utilização de fontes renováveis intermitentes, como eólica e biomassa, ao ser capaz de compensar com efetividade as flutuações de geração destas fontes;
- Mesmo quando não projetada para este fim, contribui para os usos múltiplos da água, como fonte de água potável, lazer, pesca, piscicultura, irrigação para agricultura, turismo e transporte;
- Os reservatórios agregam segurança para a adaptação às mudanças climáticas, podendo funcionar como elemento regulador de vazões excessivas, bem como elemento de suprimento em épocas de seca. Além disso, a sua capacidade de acumulação de água e, por conseguinte, energia, é importante fator para a expansão de fontes de energia limpa, porém intermitentes como a eólica e a solar;
- Pode contribuir significativamente para o desenvolvimento local, ao levar estradas, indústria e comércio para as comunidades, ampliando o acesso à saúde e à educação, melhorando a qualidade de vida durante a construção. Afinal, os programas ambientais associados ao licenciamento de usinas hidrelétrica muitas vezes extrapolam a função ambiental e atuam fortemente como provedores de serviços do Estado (função social).

- Vários estudos apontam que os efeitos da Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos dos reservatórios<sup>5</sup> são positivos e eficazes como instrumento de desenvolvimento social, econômico e ambiental dos municípios após a entrada em operação dos reservatórios. Este é um benefício contínuo, ao longo da operação da usina.
- A implantação de suas usinas inclui pesquisas arqueológicas e do meio físico-biótico (dentre outras), possibilitando aprimorar o conhecimento científico.

### II.3 Impactos Negativos

Porém, como em qualquer empreendimento de infraestrutura, existem impactos que quando bem estudados previamente podem ser corretamente mitigados ou compensados. A seguir serão resumidos alguns dos principais impactos físicos, químicos, biológicos e sociais, conforme exposto em (SOUSA, 2000):

- Os impactos físicos mais comuns são a diminuição da correnteza do rio alterando a dinâmica do ambiente aquático. Com isso, o fluxo de sedimentos é alterado favorecendo a deposição deste no ambiente lótico. A temperatura do rio também é modificada, tendendo a dividir o lago da represa em dois ambientes: um onde a temperatura é mais baixa (o fundo do lago) e outro onde a temperatura é mais alta (superfície do lago). Este fato pode favorecer a eutrofização e a ocorrência de reações químicas que geram compostos nocivos;
- Os impactos biológicos relacionam-se à barreira física representada pela barragem para as espécies aquáticas, constituindo um fator de isolamento das populações antes em contato. Além deste fato, a barragem pode impedir ou dificultar a

---

<sup>5</sup> A Lei nº 9.984/ 2000 estabeleceu que a compensação financeira pela utilização de recursos hídricos de que trata a Lei nº 7.990/ 1989, será de seis inteiros e setenta e cinco centésimos por cento sobre o valor da energia elétrica produzida, a ser paga por titular de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios em cujos territórios se localizarem instalações destinadas à produção de energia elétrica, ou que tenham áreas invadidas por águas dos respectivos reservatórios, e a órgãos da administração direta da União.

piracema das espécies de peixe. As possíveis alterações na qualidade da água, influenciadas pela mudança no transporte de sedimentos, podem afetar tanto a região a montante quanto a jusante da barragem. Tais impactos, geralmente, afetam a biodiversidade do rio.

- Finalmente, a instalação de uma usina hidrelétrica, juntamente com o lago formado e todas as alterações mencionadas anteriormente, repercute nas sociedades organizadas na região do projeto e além dos limites destas também. A possível desagregação social de comunidades locais e aumento na incidência de doenças seriam consequências imediatas para os habitantes da região do projeto, representando os impactos sociais do empreendimento.

- Finalmente, a instalação de uma usina hidrelétrica, juntamente com o lago formado e todas as alterações mencionadas anteriormente, repercute nas sociedades organizadas na região do projeto e além dos limites destas também.

## II.4 Desmistificando a emissão de Gases de Efeito Estufa

Ainda no explorado tema dos impactos negativos dos reservatórios, merece destaque o mito das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A partir da última década do século XX diversos estudos apresentaram resultados que indicavam que os reservatórios das usinas hidrelétricas, especialmente nas regiões tropicais, emitiam significativos montantes de CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub> (RUDD *et al.*, 1993), (ROSA *et al.*, 1994). Porém, muitos destes estudos foram pautados em medições brutas em reservatórios específicos (Balbina e Tucuruí) e os resultados foram extrapolados para outras usinas, sem os devidos cuidados.

O fato de os reservatórios poderem contribuir para a emissão de GEE tornou-se um argumento significativo contra a construção de novas barragens de usinas hidrelétricas. Por isto é importante realizar estudos que possam demonstrar que, dentre outros aspectos, a construção de usinas hidrelétricas é a melhor solução em

termos ambientais para uma dada capacidade instalada e, que, também, podem ser ambientes com potencial de redução de GEE frente a outras fontes de energia. Cabe salientar que, antes na área de inundação do futuro reservatório, já ocorre a emissão de GEE. A implementação do reservatório altera o padrão das emissões na região, podendo funcionar até como "sumidouros" de GEE.

Os GEE podem ser produzidos em reservatórios a partir da decomposição de matéria orgânica oriunda da biomassa submersa após o enchimento, da biomassa formada no processo de fotossíntese (autóctone) e de material alóctone proveniente da bacia de drenagem do reservatório. Porém, estudos mais recentes como (EPRI, 2010) destacam que apesar de ser possível argumentar que as evidências empíricas indicam que há emissão bruta de GEE, não é claro se existe emissão líquida positiva, já que poucos estudos mediram ou estimaram conjuntamente emissões e remoções ou avaliaram estas para o período anterior ao enchimento do reservatório.

Um estudo resultante de um Projeto Estratégico chamado pela ANEEL (Brasil, 2014) concluiu que a emissão de gases do efeito estufa pelos reservatórios das hidrelétricas são baixíssimas comparadas às emissões de usinas térmicas. Uma usina a carvão mineral emite cerca de 930g CO<sub>2</sub>/kWh, enquanto as térmicas a gás cerca de 412g CO<sub>2</sub>/kWh. Tirando a UHE Balbina, a hidrelétrica estudada que tem a maior emissão é Três Marias, com 91g CO<sub>2</sub>/kWh.

O estudo avaliou oito hidrelétricas existentes e três em construção. O reservatório da UHE Balbina foi o único que apresentou altos níveis de emissões de GEE, cerca de 1.719g CO<sub>2</sub>/kWh. Itaipu emite apenas 3,3g CO<sub>2</sub>/kWh, enquanto Funil e Xingó, 0,5g CO<sub>2</sub>/kWh cada.

Este mesmo projeto destaca regras gerais para o cálculo das estimativas de emissões líquidas:

- Os cálculos devem ser feitos separadamente para cada gás e para cada condição (pré e pós enchimento);

- As estimativas das taxas de sedimentação permanente de carbono devem ser consideradas junto das estimativas dos fluxos de CO<sub>2</sub>;
- O balanço das estimativas de fluxos entre superfície e atmosfera de um gás específico para as condições de pré e pós-enchimento fornece a estimativa das emissões de pré e pós-enchimento deste gás.
- Estimativas das emissões de um gás específico que podem ser atribuídas à fontes antropogênicas não relacionadas ao reservatório devem ser excluídas nos balanços de fluxos para estimativas de emissões pós-enchimento e;
- Diferenças entre estimativas de emissões pós-enchimento e emissões pré-enchimento de certo gás fornecem as emissões líquidas daquele gás.

Este trabalho também enfatiza a necessidade de estudos que considerem a sazonalidade, o tipo e a idade do reservatório, as características do clima e da bacia hidrográfica que o abastece, além das características físico-químicas da água, influenciadas pela existência ou não de aglomerados urbanos na vizinhança e pelo aporte de esgoto e matéria orgânica lançados e outros fatores. Todas estas questões devem ser tratadas para mapear as emissões dos reservatórios.

## II.5 O prejuízo do conceito de densidade de potência para os reservatórios de regularização

O conceito de densidade de potência é amplamente utilizado na literatura associada às usinas hidrelétricas. É calculado a partir da razão entre a potência instalada e a área alagada:

$$\text{Densidade de Potência} = \text{Pot. Instalada [W]} / \text{Área Alagada [m}^2\text{]}$$

Este indicador é tido como uma referência para comparar usinas hidrelétricas “mais eficientes” ou “mais limpas”.

Um dos usos deste indicador é na determinação da elegibilidade de reservatórios de usinas hidrelétricas à projetos de mecanismo de desenvolvimento Limpo (MDL ou CDM em inglês). Projetos com densidade de potência até  $4 \text{ W/m}^2$  não podem se beneficiar dos incentivos do MDL, já os projetos com valores superiores a  $10 \text{ W/m}^2$  têm o benefício de ter as suas emissões desconsideradas e se habilitarem aos benefícios. Já as usinas com valores de densidade de potência entre 4 e  $10 \text{ W/m}^2$  são penalizadas com um fator de emissão de  $90 \text{ g CO}_2 \text{ eq/MWh}$  (UNFCCC,2009).

Este indicador não deveria ser aplicado às usinas que possuem capacidade de regularização, visto que o benefício destas usinas muitas vezes não é traduzido pela potência local e sim pela energia total regularizada pelo reservatório. Adicionalmente, outros benefícios, como controle de cheias, maior confiabilidade ao abastecimento de água, dentre outras vantagens já expostas, não são consideradas nesta avaliação.

Um exemplo de UHE com capacidade de regularização que não necessariamente estaria bem qualificada neste critério é a UHE Batalha que possui uma potência instalada de 52,5 MW e uma área alagada de  $138 \text{ km}^2$ , resultando em um índice de  $0,38 \text{ W/m}^2$ , não estando, portanto, apta aos benefícios do MDL. Porém, esta usina por sua localização estratégica (no rio São Marcos, afluente do Paranaíba), contribui com o seu reservatório para firmar energia em nove usinas a jusante (Serra do Facão, Emborcação, Itumbiara, Cachoeira Dourada, São Simão, Ilha Solteira, Jupia, Porto Primavera e Itaipú). Além destes benefícios, o reservatório da UHE Batalha proporciona regularização para firmar a captação de água para irrigação em diversos projetos da região.

Estes benefícios deveriam ser capturados e considerados na avaliação de elegibilidade aos benefícios do MDL.

## II.6 Recomendações e Próximos Passos

Este capítulo apresentou elementos que contribuem para a discussão quanto à importância do desenvolvimento da infraestrutura hídrica para o crescimento de um país. Há uma estreita relação entre a riqueza de uma sociedade e a capacidade desta sociedade lidar com a aleatoriedade do clima, ou seja, quanto mais refém das chuvas, maior é a probabilidade de um país sofrer prejuízos constantes e não conseguir se desenvolver. Neste contexto os reservatórios de regularização se apresentam como uma solução bem-vinda e reconhecidamente adequada.

Foram apresentados aspectos positivos e negativos dos reservatórios e discutidos alguns “mitos” constantemente usados pelos ativistas anti-barragens tais como emissões de GEE e baixa densidade de potência. Com relação a estes pontos merecem destaque as seguintes recomendações:

- Os estudos quanto às emissões dos reservatórios devem ser aprofundados, mas já se sabe que grande parte das referências usualmente citadas partiram de premissas equivocadas de emissões brutas e extrapolaram valores de uma localidade para regiões com características bem distintas. Portanto, deve-se evitar a generalização de que as usinas hidrelétricas geram tanto ou mais emissões do que usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

- Uma baixa densidade de potência não necessariamente deve condenar uma usina hidrelétrica, posto que este índice não captura os benefícios da regularização proporcionada pelo reservatório.

Considerando o histórico de desenvolvimento dos reservatórios no Brasil, predominantemente capitaneado pelo Setor de Energia, há uma boa perspectiva de crescimento da capacidade de regularização do Brasil caso o SEB consiga retomar a construção das usinas com essa característica.



Na sequência desta tese será apresentada uma reflexão sobre a seleção por aproveitamentos com capacidade de regularização ao longo das etapas de planejamento do SEB.

### III. Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro e a Hidroeletricidade

Este item tratará da história do Planejamento da Expansão da Geração Hidrelétrica no Brasil, do atual Modelo Institucional, das organizações que suportam o SEB, das etapas de criação de uma usina hidrelétrica e da descrição das principais características da geração de energia a partir desta fonte. Também será feita uma avaliação do arcabouço institucional relacionado à criação de uma usina hidrelétrica, quais são os principais atores dentro e fora do SEB e quais são os seus papéis.

#### III.1 Histórico do Planejamento da Expansão da Geração no Brasil

Como descrito em (CEPEL, 2007), pode se considerar a inauguração da usina de Marmelos em 1889 em Juiz de Fora, como o marco zero do setor elétrico brasileiro. Também de grande importância histórica, outros projetos tais como, Monjolinho e Piracicaba em 1893, Corumbataí em 1900, Fontes sobre o Ribeirão das Lajes em 1908, até a famosa usina de Delmiro Gouveia no rio São Francisco em 1913.

Entretanto, o continental sistema brasileiro só começa a se delinear a partir da criação da CHESF em 1945 e da CEMIG em 1946. Essas empresas representam a inauguração de uma grande, duradoura e consistente intervenção do Estado no setor elétrico. As décadas seguintes seguiriam na decisão de implantação de grandes projetos tais como Três Marias em 1962 e Furnas no ano seguinte.

Em 1963, se inicia o famoso projeto *Canambra*, que foi o primeiro trabalho abrangente de inventário do potencial hidroelétrico, com estudos de viabilidade de alguns deles. Por outro lado, este projeto impulsionou de maneira decisiva a opção pelas grandes usinas, dotadas de grandes reservatórios, possibilitando vantagens duradouras não observadas em outros sistemas de base hídrica. Através de um sistema de transmissão dimensionado para tal, foi possível proporcionar um razoável nível de garantia, uma vez que, interconectando as usinas e, conseqüentemente os

seus volumes úteis, foi possível compartilhá-los pelo sistema, criando uma “regularização” virtual de todas as usinas. Com o passar do tempo as usinas mais competitivas foram sendo implantadas (geralmente as mais próximas dos centros de carga) e, na sequência as mais distantes dos centros de carga. Este maior distanciamento foi suficientemente compensado, tanto pelas usinas em cascata, que maximizam o aproveitamento do recurso hídrico, como pela diversidade hidrológica que surgia à medida que se aproveitavam bacias distintas.

Ao longo das décadas de 60, 70 e 80 do século XX, esta estratégia de desenvolvimento permitiu um excelente aproveitamento hidrelétrico das Bacias do Rio Paraná, São Francisco e Tocantins, por exemplo.

Esta característica delineada para o SEB norteou todo o Planejamento do Setor (metodologia, critérios, etapas de desenvolvimento), sendo que as usinas elencadas nesse projeto passaram a integrar os planos de expansão da produção de energia elétrica formulados pelo setor. À época, a decisão pela implantação dos reservatórios de regularização se pautava basicamente na estratégia de montar uma matriz energética que pudesse enfrentar as crises do petróleo sem maiores prejuízos, evitando a dependência excessiva deste recurso. Além disso, os empreendimentos hidrelétricos têm um tempo médio de vida de 50 a 100 anos, a mais longa entre todas as fontes de geração. É investimento de longo prazo, que beneficia diversas gerações e, sobretudo apresenta o custo de produção mais baixo entre todas as formas de geração de energia elétrica, função de sua longa vida útil e baixo custo de operação e manutenção. Por não depender de combustíveis, promove a estabilidade de preços.

Os Planos Decenais (PD) da década de 90 e início dos anos 2000 indicam que o previsto, em termos de expansão com usinas hidrelétricas (mesmo com capacidade de regularização), não foi muito diferente do realizado.

A mudança de diretrizes em outros planos foi o que mais impactou (exemplo: a previsão de implantação do PPT – Programa Prioritário de Termelétricidade, que era determinativa ao longo dos Planos Decenais, estava associado a uma menor

necessidade de expansão com regularização, visto que as usinas térmicas previstas na modalidade de despacho indicada - inflexibilidade de 70%), gerava uma substituição em termos de atendimento energético da fonte hidrelétrica com regularização.

O arranjo institucional que viabilizou a expansão até a década de 1990 era pautado no modelo de monopólio estatal, viabilizado financeiramente a partir dos recursos do imposto único, do empréstimo compulsório e da receita garantida. Ao longo da década de 1980, a União passou a usar as tarifas do Setor Elétrico como instrumento de política monetária a fim de conter a inflação, comprometendo o fluxo de financiamento do setor.

Como apresentado por (TOLMASQUIM, 2011), o início do século XX pode ser considerado como a fase embrionária do SEB. Porém, àquela época, a indústria de energia elétrica era dominada predominantemente por empresas estrangeiras e não havia uma regulamentação específica. Apenas a partir da emissão do Código das Águas e da Constituição de 1934 viu-se o início da organização institucional do SEB, com a União centralizando a outorga de geração, distribuição e transmissão.

Esta prerrogativa trazia a consequência do financiamento da expansão do sistema, à União cabia o gerenciamento e financiamento da geração e da transmissão e aos estados-membros a responsabilidade pela distribuição. Neste contexto, a criação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) em 1952, a criação da Eletrobras em 1962, além da criação da Chesf, Cemig, Cesp, Copel, dentre outras permitiram o financiamento da expansão da oferta entre as décadas de 1950 e 1970.

Porém, na década de 1980, com a crise fiscal e econômica vivida pelo Estado Brasileiro, o financiamento da expansão se viu ameaçado. Neste mesmo período, em vários países, iniciou-se um movimento de reflexão sobre o papel do Estado que resultou na percepção de que este só deveria participar da regulação econômica das indústrias de rede, exercendo o papel de fiscalizador e regulador da iniciativa privada,

que passaria a assumir as funções de expandir o sistema. Com base nesta percepção, o Brasil partiu para a reformulação do SEB na década de 1990 e nesta linha, seguintes iniciativas se destacam:

- Privatização de diversas empresas estatais (em especial as distribuidoras de energia, sob o domínio dos estados-membros).

- Criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) a partir da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

(TOLMASQUIM, 2011) descreve que no início da década de 1990 eclodiu um movimento mundial de revisão do papel do Estado, onde os setores de infraestrutura, como o Setor Elétrico, passariam a ser empresariados pela iniciativa privada, com o Estado assumindo o papel de regulador da atividade econômica. O Brasil acompanhou este movimento e, desta forma, teve início uma ampla reforma do Setor Elétrico que pode ser resumida por três grandes características: venda de ativos para equacionar o déficit fiscal, restauração do fluxo de investimentos através de programas com este fim e aumento da eficiência das empresas de energia.

No Brasil, a distribuição de energia elétrica continua a ser considerado, um monopólio natural regulado, sendo objeto de concessões geográficas específicas.

A transmissão na rede básica do sistema interligado brasileiro também nunca deixou de ser tratada como um serviço monopolista regulado, pois, como em muitos outros países, se julgou que a existência de uma rede de transmissão única, regulada e neutra era condição indispensável para a introdução do regime de livre mercado de energia elétrica. Hoje, esse serviço é prestado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, utilizando linhas de transmissão e subestações arrendadas, na prática, a seus proprietários.

Por outro lado, à semelhança de diversos países, tentou-se no Brasil introduzir competição em mercado no segmento de geração de energia elétrica. É possível afirmar que, em princípio, essa competição pode até ser bem-sucedida nos sistemas com preponderância de geração térmica. Entretanto, apesar da crença bastante

generalizada de que tal concepção seja diretamente transplantável para sistemas predominantemente hidrelétricos. Para que esta competição pudesse ser implantada, diversos artifícios tiveram que ser criados no modelo brasileiro:

- Operação centralizada do sistema, com eliminação da autonomia nas decisões produtivas dos agentes, em favor da eficiência produtiva conjunta, através da operação centralizada no ONS;

- Adoção do MRE - Mecanismo de Realocação de Energia que eliminou totalmente a competição entre os produtores hidrelétricos, ou seja, a quase totalidade da capacidade de produção, e que criou, na realidade, uma cooperativa monopolista de produção hidrelétrica, por quotas, segundo as garantias físicas atribuídas às usinas;

- Adoção de preços determinados centralmente por modelos matemático-computacionais de otimização da operação do sistema, em vez de preços estabelecidos livremente pela própria livre concorrência no mercado;

- Exploração dos potenciais hidráulicos concedidos por leilão em que o maior valor oferecido pela outorga (Uso do Bem Público) determinaria o vencedor. Neste modelo de expansão hidrelétrica o risco do licenciamento e da construção ficaria totalmente por conta do investidor. Por sua vez, o concessionário teria que buscar comprador interessado na energia pelo preço final, dificilmente estimado inicialmente.

A privatização foi iniciada antes de uma formulação adequada do modelo de regulação (de forma a criar condições adequadas para o investimento privado) e a ausência de planejamento estrutural, levaram a uma grande crise deste modelo então vigente. A crítica ao modelo foi agravada pelo racionamento de energia de 2001, visto que este foi consequência em grande parte da ausência de investimento e dos problemas de articulação institucional entre os órgãos existentes. Esta é uma das causas apontadas pelo relatório (KELMAN, 2001) da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, criada para identificar as causas estruturais e conjunturais do desequilíbrio entre a demanda e a oferta de energia, que resultou no

acionamento de 2001. O Relatório aponta também que “as energias asseguradas que respaldaram os contratos iniciais foram superdimensionadas, resultando numa sinalização equivocada para a contratação de nova energia”. Esta foi, segundo o entendimento da Comissão, uma das principais razões para a ocorrência da crise. O assunto foi posteriormente tratado por grupo de trabalho do Comitê de Revitalização do Setor Elétrico, constituído pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), em 2001 e 2002.

### III.2 Atual Modelo Institucional e Planejamento Vigentes no Brasil

No início dos anos 2000, uma nova formulação foi proposta para o Setor Elétrico Brasileiro. Os principais objetivos que nortearam esta revisão do modelo foram:

- **Confiabilidade de suprimento**, para dar sustentação ao desenvolvimento do país;
- **Modicidade tarifária**, para favorecer a competitividade da economia;
- **Universalidade de acesso**, de forma a promover a inserção social de toda a população no atendimento desse serviço público;
- **Estabilidade regulatória**, visando atrair investimentos para a expansão do setor e reduzir o risco percebido, trazendo consequências positivas para a modicidade tarifária.

Um novo modelo institucional foi desenvolvido ao longo dos dois primeiros anos do primeiro mandato do Presidente Lula, sob a coordenação da então Ministra de Minas e Energia Dilma Roussef. Em resumo, o “Novo Modelo” pode ser resumido a partir das seguintes premissas:

- Obrigatoriedade de 100% de contratação por parte das distribuidoras e grandes modificações na comercialização de energia (com a criação de um Ambiente de Contratação Livre - ACL e um Ambiente de Contratação Regulada – ACR);

- Garantia de contratação regulada por meio de leilões de energia nova sob o comando do MME, (firmando um importante papel de planejamento para o Poder Concedente);

- Retomada do Planejamento, a partir da criação da EPE e da viabilização dos leilões;

- Aprimoramento dos Programas de Universalização (como o Luz para Todos, por exemplo);

- Modificações Institucionais com alterações de competências do ONS, ANEEL, CCEE (ex - MAE), e fortalecimento do papel do CNPE e criação do CMSE para monitoramento das condições de atendimento.

O processo brasileiro de planejamento da expansão da geração conta com um número significativo de atores importantes. Cada um dos atores tem um papel específico no processo, como graficamente ilustrado na Figura 2 abaixo e detalhando na sequência.

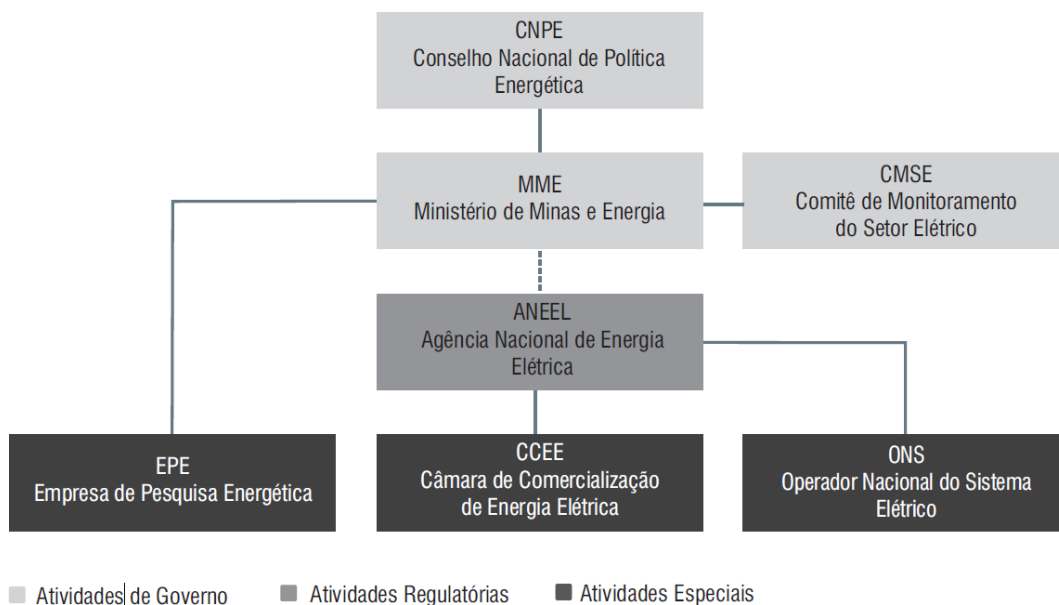


Figura 2- Arranjo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro- Fonte: Tolmasquim (2015).



- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), criado pela Lei no 9.478, de 6 de agosto de 1997, tem a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas relacionadas à energia.

- Ministério de Minas e Energia (MME), criado pela Lei no 3.782, de 22 de julho de 1960. Tem como área de competência os seguintes assuntos:

I – geologia, recursos minerais e energéticos;

II – aproveitamento da energia hidráulica;

III – mineração e metalurgia;

IV – petróleo, combustível e energia elétrica, inclusive nuclear.

Cabe ainda ao MME:

I – energização rural, agro energia, inclusive eletrificação rural, quando custeadas com recursos vinculados ao Sistema Elétrico Nacional;

II – zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e a demanda de energia elétrica no País.

- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela Lei nº 10.848 de 2004 e constituído pelo Decreto nº 5.175 de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional. É presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia e composto por quatro representantes do MME e pelos titulares da ANEEL, ANP, CCEE, EPE e ONS.

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial, vinculada ao MME, criada pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. É o órgão regulador do Setor Elétrico encarregado de, entre outras atribuições,

(i) regulamentar e fiscalizar o serviço concedido e fiscalizar permanentemente a sua prestação;

(ii) mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores;

(iii) implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;

(iv) promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos.

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entidade vinculada ao MME com finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, nas áreas de energia elétrica, combustíveis fósseis, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, criada pela Lei no 10.847 de 15 de março de 2004.

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da ANEEL, criada pela Lei no 9.648 de 26 de agosto de 1998.

- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pela Lei no 10.848, de 15 de março de 2004, para suceder ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da ANEEL. Tem como finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN). A CCEE tem por atribuição, entre outras, de promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL, manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), manter o registro dos montantes de potência e energia objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre, promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda de energia elétrica, apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo por submercado.

Cabe ainda a citação da ELETROBRAS, GTON e CEPEL.

- Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS), criada em 1962 para promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, além de dar suporte a programas estratégicos do governo. Tem por principais atribuições o financiamento, em caráter suplementar, da expansão do setor elétrico, o exercício da função de holding das empresas estatais federais, administração de encargos e fundos setoriais, comercialização de energia de Itaipu e de fontes alternativas contempladas pelo Proinfa e a coordenação do GTON.

- Grupo Técnico Operacional da Região Norte (GTON), criado pela Portaria MINFRA no 895, de 29 de novembro de 1990, é responsável pelo planejamento e acompanhamento da operação dos sistemas isolados da Região Norte. Dentre suas atribuições, destaca-se a elaboração do Plano de Operação e do Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados.

- Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), criado em 1974 para a formação de uma infraestrutura científica e de pesquisa, visando o desenvolvimento, no país, de uma tecnologia avançada no campo de equipamentos e sistemas elétricos. Seu principal mantenedor é a Eletrobras e suas controladas. Os beneficiários de seus produtos transcendem ao Grupo Eletrobras, alcançando instituições como o MME, MMA, MCT, a EPE, ONS, a CCEE, a Aneel, além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

### III.3 O Planejamento feito pela EPE – Enfoque na geração de energia elétrica

Considerando as características apresentadas nos itens anteriores, a EPE tem como competência, dentre outras, elaborar os estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração de energia elétrica de médio e longo prazos.

Desta forma, cabe contextualizar os estudos de planejamento da expansão de energia e a inter-relação destes estudos com o desenvolvimento de uma usina

hidrelétrica. A seguir, serão descritos os principais estudos da EPE que norteiam o planejamento, mas cabe ressaltar que o planejamento sempre segue as diretrizes emanadas pelo CNPE e pelo MME, por meio de suas Resoluções e Portarias, respectivamente.

- Estudos de Longo Prazo (Planos Nacionais de Energia, como o PNE 2030), com horizontes de até 30 anos, onde se examina de forma integrada o uso dos recursos energéticos. O PNE 2030 se apoiou em uma série de estudos que envolveram análise das perspectivas da economia mundial e brasileira no longo prazo e suas consequências para o sistema energético nacional, da disponibilidade, das perspectivas de uso e da competitividade dos recursos energéticos, da segurança do suprimento, dos aspectos socioambientais inerentes à expansão da oferta, da capacitação industrial, do desenvolvimento tecnológico e da eficiência energética. Em dezembro de 2014 a EPE iniciou a divulgação dos estudos do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050). O primeiro documento divulgado de uma série de cinco que compõem os estudos foi o “Cenário econômico-2050” onde são apresentadas as premissas demográficas e setoriais, além das perspectivas de preços de petróleo e gás natural considerados para o longo prazo.

Nesta etapa de planejamento, a oferta hidrelétrica disponível para expansão é composta pelos estudos de inventário do potencial hidrelétrico, aprovados e em elaboração, além das usinas em etapa de viabilidade.

- Estudos de Médio e Curto Prazo (Planos Decenais de Energia, como o PDE 2023), com horizonte de 10 anos, onde é apresentada uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos para o período em análise. No que tange aos estudos da expansão da geração de energia elétrica, são indicados os empreendimentos e sua alocação temporal, sendo elaboradas as análises das condições de suprimento ao mercado. As principais condicionantes dos estudos da expansão da geração são: os requisitos do mercado de energia, os critérios de garantia de suprimento, as diretrizes estratégicas de participação das fontes, os

prazos de implantação dos empreendimentos, com a consideração dos estudos de engenharia e os referentes ao meio ambiente (EIA, RIMA, TR), bem como todos prazos processuais associados à obtenção das licenças ambientais, DRDH junto aos órgão de recursos hídricos e aprovação dos estudos técnicos (EVTE) pela ANEEL.. Sua periodicidade é anual e resulta no Plano Decenal de Energia, que prioriza o programa de obras de referência e os correspondentes investimentos na expansão física dos sistemas elétricos e energéticos nacionais. Nos estudos dos planos decenais, a composição da oferta hidrelétrica a ser indicada para a expansão procurar ser baseada apenas nas usinas disponíveis nos estudos de inventários aprovados, preferencialmente com os estudos de viabilidade em andamento.

Conforme descrito anteriormente, o Novo Modelo Institucional se baseia nos Leilões de Energia Nova para viabilizar a segurança de suprimento (pela obrigatoriedade de 100% de contratação por parte das distribuidoras) e simultaneamente garantir a adequada expansão da oferta. Desta forma, deve haver uma forte realimentação entre os Planos Decenais e os Leilões de Energia Nova, visto que os primeiros são indicativos, não tendo, portanto, compromisso com a concreta realização da exata oferta indicada.

As Figura 3 e Figura 4 a seguir apresentam resultados do PDE 2023 (BRASIL, 2014).

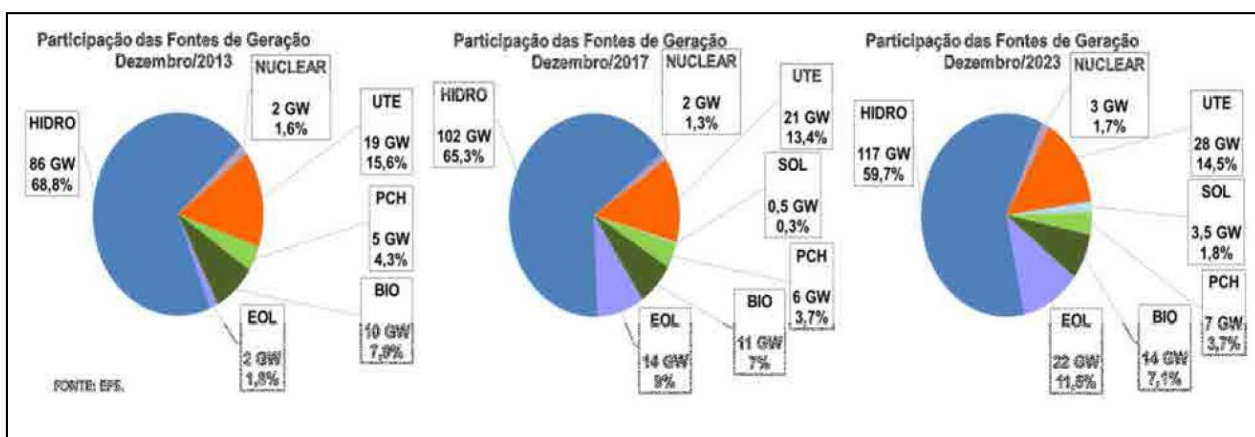


Figura 3 - Participação prevista das fontes de geração de energia elétrica ao longo do horizonte. PDE 2023. EPE, 2014.

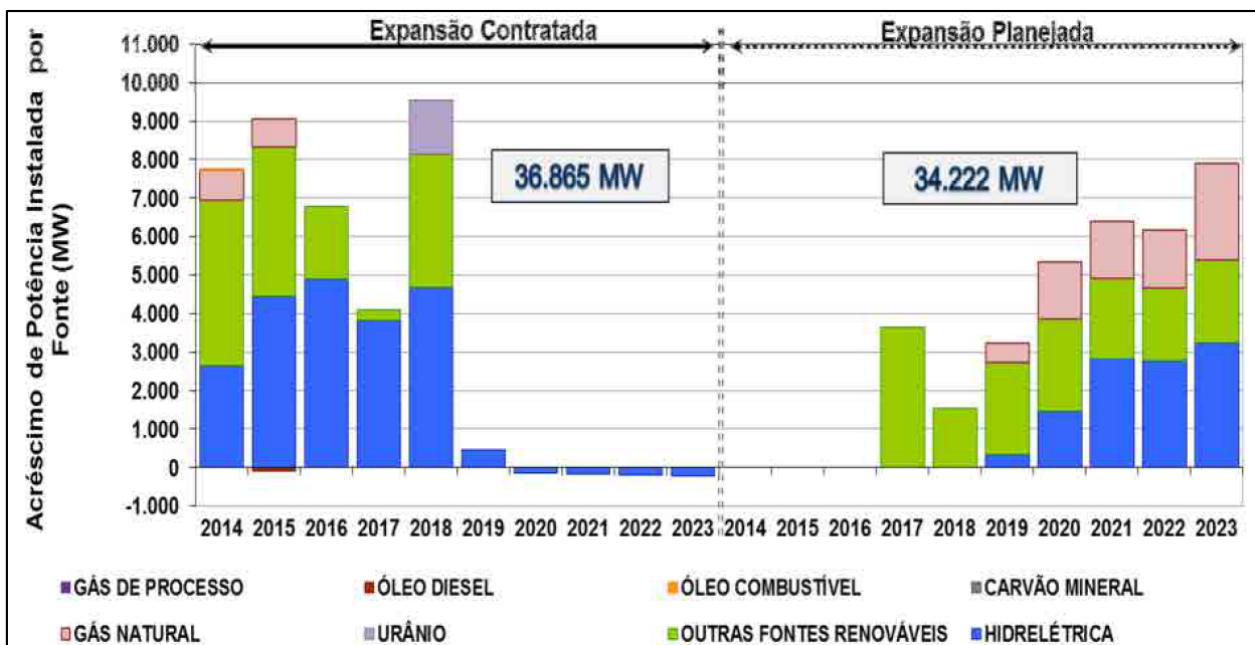
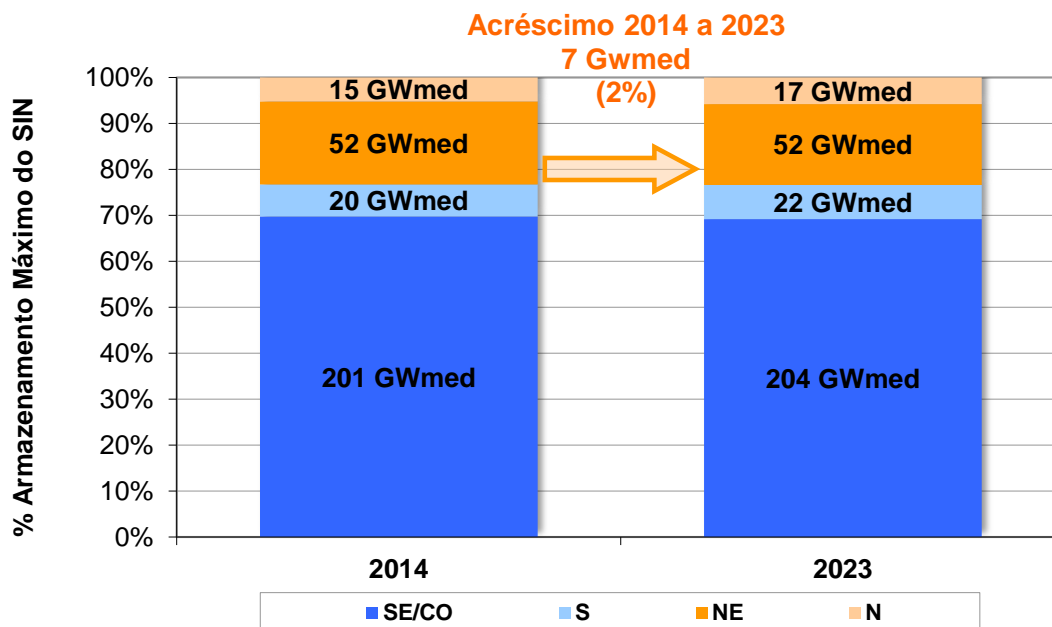


Figura 4 – Acréscimo de capacidade instalada previsto por fonte ao longo do horizonte. PDE 2023. EPE, 2014

A Figura 5 apresenta uma análise adicional do PDE 2013 que destaca a progressiva perda de capacidade de armazenamento para o horizonte planejado (até 2023).



FONTE: EPE.

Figura 5 – Evolução do Armazenamento Máximo do SIN. PDE 2023. EPE, 2014

A Figura 6 apresenta uma análise histórica (de 1950 até 2013) e uma previsão até 2017 da evolução do volume armazenado no SIN, considerando também a potência instalada agregada neste período.

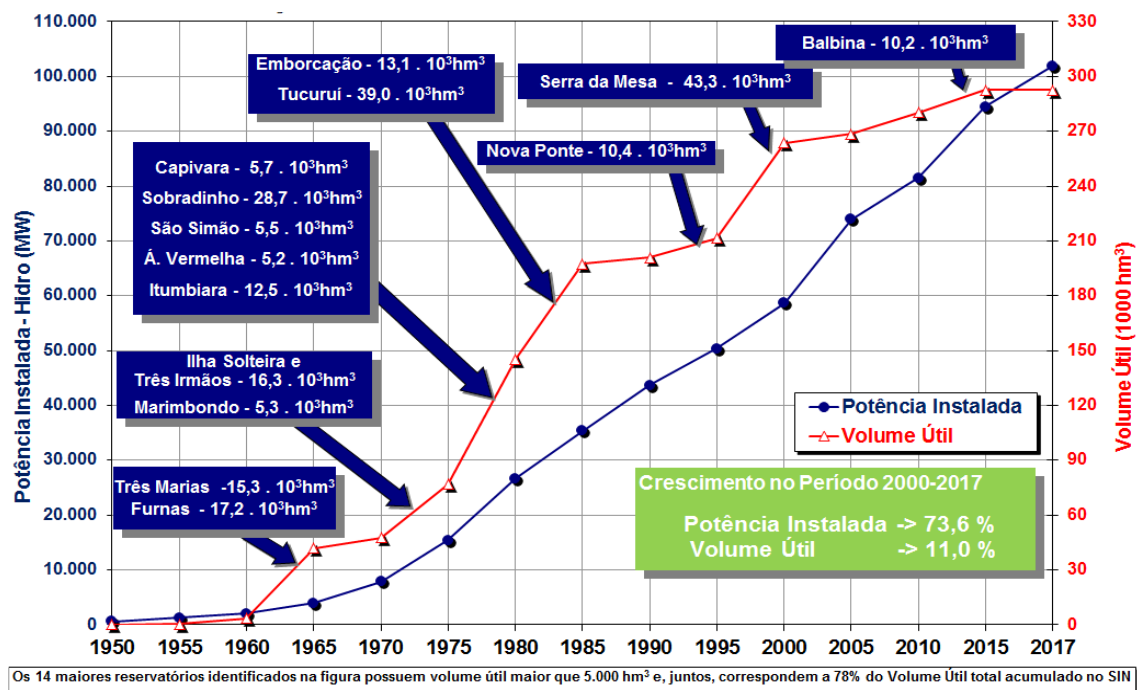


Figura 6 – Evolução do Volume Útil Acumulado e da Potência Instalada no SIN – Fonte: ONS, 2013.

Conforme observado nas figuras anteriores, a hidroeletricidade e as demais fontes renováveis de energia (eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) são fundamentais para a expansão planejada para os próximos anos do horizonte de planejamento.

A importância da hidroeletricidade para o Planejamento da Expansão da Geração tem base no elevado potencial de energia hidráulica disponível no Brasil resultado de uma opção estratégica feita no século passado, apesar da maior competitividade que os derivados de petróleo então apresentavam como fonte primária de energia.

Porém, apenas cerca de 30% do potencial hidrelétrico nacional já foi explorado, proporção bem menor do que a observada nos países industrializados. Nesse

contexto, muitos defendem que a base da expansão da oferta de energia elétrica no Brasil seja, mesmo em uma perspectiva de longo prazo, a hidroeletricidade.

Ressalta (TOLMASQUIM, 2005), que “o desenvolvimento do potencial hidráulico de um país está relacionado com seu desenvolvimento econômico. (...) De uma forma geral, países economicamente desenvolvidos apresentam uma taxa de aproveitamento de seu potencial hidráulico bastante superior à dos países em desenvolvimento”.

Os níveis de consumo do Brasil distam dos números verificados em países desenvolvidos. Estudos recentes como os do World Energy Outlook de 2013 apontam que o consumo anual per capita no Brasil (aproximadamente 2300 kWh) é muito inferior ao da África do Sul, país que apresenta um PIB semelhante ao nosso e vinte por cento inferior ao consumo per capita da China.

Resta observar desta análise que há a necessidade de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Como consequência devem ser buscadas opções de oferta que atendam a este crescimento de forma economicamente competitiva, respeitadas as questões ambientais e sociais.

Os leilões de energia vêm atendendo esta crescente demanda por oferta de energia, tendo viabilizado a expansão da capacidade instalada em mais de 85.000 MW nos últimos 10 anos.

Merece destaque o recente trabalho realizado pelo MME e pela EPE no sentido de viabilizar uma expressiva expansão eólica para os próximos anos (até o final de 2017 a capacidade instalada eólica deve chegar a mais de 14.000MW). Considerando que o parque eólico instalado em 31/12/2014 era de aproximadamente 4.900 MW, é um crescimento de quase 300%, que pode ser chamado de agressivo. O trabalho para viabilização desta expressiva contratação eólica foi pautado na detalhada análise da fonte eólica, tanto sob o enfoque energético quanto sob o enfoque financeiro, os resultados desta análise indicaram que era necessário um novo modelo de



contratação, que permitisse mitigar os riscos do empreendedor sem onerar o consumidor - maiores detalhes podem ser vistos em (TOLMASQUIM, 2011)

Apesar desta recente e expressiva ampliação da oferta de energia eólica, ainda são feitos questionamentos se o Planejamento Energético deveria apoiar um desenvolvimento mais agressivo de fontes renováveis (como eólica e solar) a exemplo de muitos países europeus. Porém, há que se considerar que em um país como a Alemanha, onde o PIB per capita é superior a 45 mil US\$<sup>6</sup> é mais fácil subsidiar via estado ou exigir investimentos privados em fontes de energia que custam mais para o consumidor, visando muitas vezes a duplicação da capacidade instalada do país para viabilizar uma expressiva geração por fontes renováveis. Para a realidade do Brasil onde muitos consumidores ainda subsidiam o consumo de regiões mais carentes do país (através da Conta de Consumo de Combustíveis fósseis, também conhecida como “CCC”) e o PIB per capita é de cerca 11,2 mil US\$, não seria adequada uma expansão tão mais cara. Há que se perseguir um equilíbrio entre a expansão ambientalmente sustentável e o ótimo econômico. Resta ainda ressaltar que após anos de experiência em países europeus que desenvolveram a expansão das fontes alternativas à custa de fortes subsídios estatais, cabem diversas críticas atualmente, tendo em vista a crise financeira vivida recentemente por diversos países europeus e o desempenho não tão adequado destas fontes.

É necessário registrar que nenhuma expansão baseada exclusivamente em fontes eólicas é segura e economicamente viável, visto que natureza do insumo (vento) é aleatória e que há necessidade de outras fontes que possam “firmar” o atendimento à demanda em períodos de baixos ventos. O recurso eólico apresenta variações temporais em várias dimensões: variações anuais (em função de alterações climáticas), variações sazonais (em função das diferentes estações do ano), variações diárias (causada pelo microclima local), variações horárias (brisa terrestre e marítima, por exemplo) e variações de curta duração (rajadas). A variação espacial da energia

---

<sup>6</sup> World Economic Outlook Database-October 2015. Acessado em 06/01/2015.

eólica também é muito grande. Como se pode observar, a utilização da geração eólica demanda um “*backup*”, que pode ser hídrico ou térmico. Idealmente o “*backup*” é através de geração hídrica, por ser mais barata, mas que demanda um adequado nível de armazenamento e flexibilidade operativa dos reservatórios para chegar ao atendimento satisfatório.

A partir da década de 90 os governos de muitos países afastaram ou reduziram sua atuação em atividades produtivas e de infraestrutura, como a energia elétrica, delegando estas atividades para a iniciativa privada, passando a atuar como reguladores e fiscalizadores. O setor elétrico brasileiro caminhou neste sentido. Esta decisão fundamenta-se, de um lado, na necessidade de destinar recursos escassos para atividades indelegáveis, especialmente, educação, saúde e segurança e de outro aumentar a competitividade da economia, melhorando a oferta e a qualidade dos serviços públicos de infraestrutura. No atual contexto, no qual as economias nacionais tendem a buscar crescentes níveis de competitividade, pois vivem num mercado que é cada vez mais globalizado e competitivo, a eficiência com que os serviços de infraestrutura são ofertados passa a ter importância estratégica.

Atualmente o Brasil conta com 85% da distribuição de energia e aproximadamente 15% da geração também nas mãos da iniciativa privada. Estas questões são relevantes para a reflexão se o planejamento está indicando adequadamente a expansão, visto que algumas das suas premissas remontam ao tempo em que a predominância da geração era estatal.

Muito se fala em fontes de energia limpa, proveniente de fontes renováveis e, muitas vezes há um equívoco ao não considerar a energia proveniente da geração hidrelétrica nesta classificação.

O item a seguir tratará do “ciclo de vida” de uma usina hidrelétrica, ou seja, como se dá seu desenvolvimento, desde a identificação do potencial até a operação da mesma.

### III.4 Ciclo de Vida de uma UHE

Os estudos para a implantação de um aproveitamento hidroelétrico são divididos em distintas etapas e para cada etapa pode-se considerar que a usina está em um determinado estágio. A primeira etapa é a Estimativa do Potencial Hidrelétrico. É nesta etapa que se procede à análise preliminar das características da bacia hidrográfica, especialmente quanto aos aspectos topográficos, hidrológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação para geração de energia elétrica. Esta estimativa dá origem ao potencial chamado “remanescente”, onde não há definição de barramento. Em geral a “usina remanescente” (1º estágio) é representada na cabeceira do rio e resume o potencial de o aproveitamento de todo o rio. Quando os levantamentos preliminares permitem individualizar um determinado aproveitamento, surge a denominação de “usina individualizada” (2º estágio). Esta fase é tipicamente uma fase de planejamento de escritório. Era desenvolvida pela Eletrobras até o final dos anos 1990 e deveria ser retomada pela EPE sob coordenação do MME.

A fase seguinte, o Inventário Hidroelétrico, se caracteriza pela concepção e análise de várias alternativas de divisão de queda para a bacia hidrográfica, formadas por um conjunto de projetos, que são comparadas entre si, visando selecionar aquela que apresente melhor equilíbrio entre os custos de implantação, benefícios energéticos e impactos socioambientais. A Resolução ANEEL Nº 393, de 4 de dezembro de 1998, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação de estudos de inventário, mediante o estudo de divisão de quedas e a definição prévia do aproveitamento ótimo de que tratam os §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei Nº 9.074, de 7 de julho de 1995.

Os estudos de inventário são feitos com base em dados secundários (disponíveis na literatura, sem ida a campo), complementados com informações de campo, e pautados em estudos básicos cartográficos, hidro meteorológicos, energéticos, geológicos e geotécnicos, socioambientais e de usos múltiplos de água.

Dessa análise resultará um conjunto de aproveitamentos, suas principais características, índices custo/benefício e índices socioambientais. Estes aproveitamentos passam então a ser incluídos no elenco de aproveitamentos inventariados do país, passíveis de compor os planos de expansão anteriormente descritos. Faz parte dos Estudos de Inventário submeter os aproveitamentos da alternativa selecionada a um estudo de Avaliação Ambiental Integrada visando subsidiar os processos de licenciamento. Neste ponto, merece destaque o papel da EPE na retomada dos Estudos de Inventário de Grandes Bacias. Desde 2005 a EPE já desenvolveu mais de 8 estudos. A Figura 7 a seguir ilustra o potencial inventariado pela EPE desde a sua criação.

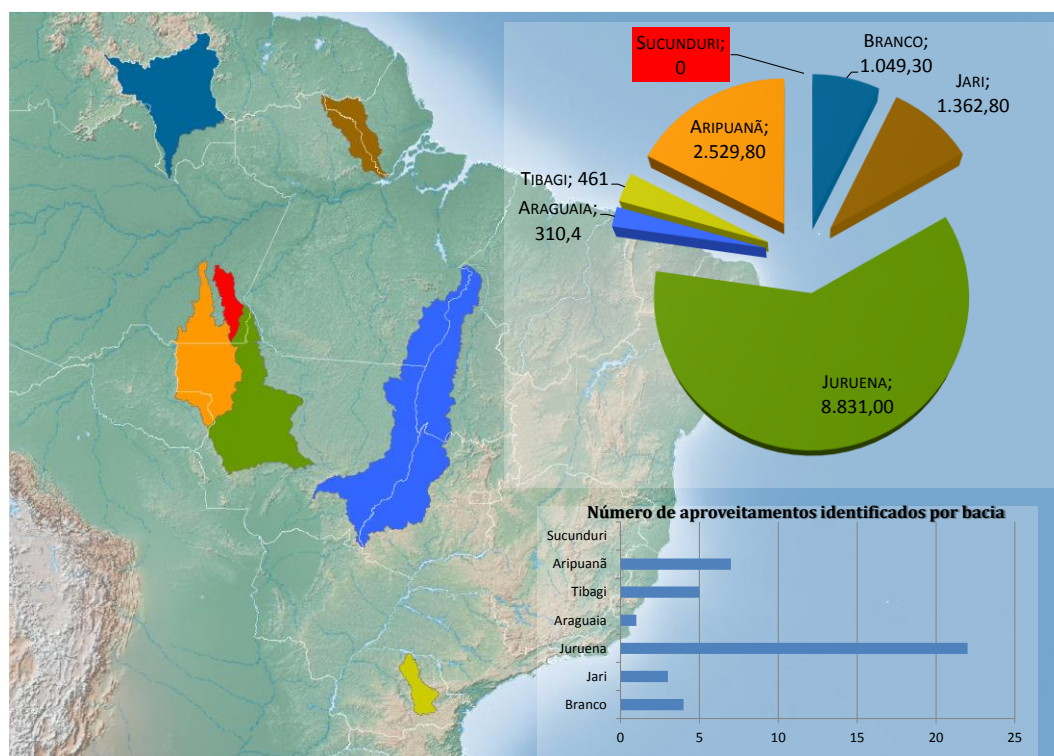


Figura 7 – Capacidade Instalada (MW) identificada nas bacias inventariadas pela EPE Fonte: EPE, 2015.

Os Estudos de Inventário atualmente podem ser conduzidos tanto pela iniciativa privada (geralmente organizada em consórcios com as grandes estatais), quanto pelo Governo (representado pela EPE). Porém, considerando o cunho estratégico desta atividade, a mesma deveria ser desenvolvida exclusivamente pelo

pelo Governo Federal. Na etapa de inventário é que é estabelecida a vocação da bacia hidrográfica, em alguns estudos há indicação de que não há potencial hidrelétrico, porém, inestimável potencial ambiental (exemplo do inventário do rio Sucunduri, feito pela EPE). Deveria ser formado um grupo multissetorial contendo minimamente a EPE, representando o MME, o MMA, o Ministério dos Transportes e o Ministério da Agricultura. Este grupo deveria elaborar um “Inventário do Potencial Estratégico de uma Bacia Hidrográfica” com vigência definida, diretrizes de ação para os próximos 10 a 20 anos e compromissos entre as partes. Este estudo deveria ser ratificado pelo Congresso Nacional de forma a garantir o pleno desenvolvimento sustentável do nosso potencial hídrico. Neste contexto, todo o conhecimento desenvolvido pelo Setor Elétrico poderia ser utilizado no delineamento do escopo dos estudos de inventário do potencial hidrelétrico neste novo contexto.

Na sequência dos estudos de inventário, ocorre a etapa de Viabilidade, na qual são efetuados estudos mais detalhados, para a análise da viabilidade técnica, energética, econômica e socioambiental que leva à definição do aproveitamento ótimo que irá ao leilão de energia. Neste ponto, há uma adaptação do projeto previsto nos estudos de inventário à realidade comercial e lógica competitiva do empreendedor interessado na obtenção da concessão do aproveitamento. O estudo de cada usina é feito de forma individualizada e muitas vezes a valoração energética é feita sob a ótica do empreendedor e não do sistema.

Os estudos de viabilidade contemplam investigações de campo no local e compreendem o dimensionamento do aproveitamento, do reservatório e da sua área de influência e das obras de infraestrutura locais e regionais necessárias para sua implantação. Incorporam análises dos usos múltiplos da água e das interferências socioambientais. Com base nesses estudos, são preparados o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) de um empreendimento específico, tendo em vista a obtenção da Licença Prévia (LP) junto aos órgãos ambientais. Também nesta etapa é feito um maior detalhamento dos custos da usina

hidrelétrica e, a partir deste orçamento, é estimado um preço de referência para o leilão de energia nova no qual essa usina venha a ser ofertada.

Na etapa de viabilidade, a iniciativa privada atua fortemente e essa relação é saudável, desde que o processo de regulação e fiscalização atuem bem garantindo a manutenção das características determinadas nos estudos de inventário e competitividade nos leilões de energia. Portanto, neste ponto há a recomendação de uma maior participação da EPE junto à ANEEL ao longo dos estudos (acompanhando as atividades desenvolvidas pelos agentes), visando estabelecer os preços de referência do leilão com maior conhecimento do estudo. Não haveria necessidade da elaboração de estudos por parte da EPE, à exceção de aproveitamentos estratégicos que não despertem o interesse da iniciativa privada (exemplo, reservatórios de regularização com interferência em terras indígenas ou unidades de preservação).

Prosseguindo no desenvolvimento do projeto, após a licitação passa-se à elaboração do Projeto Básico.

O aproveitamento concebido nos estudos de viabilidade é detalhado, de modo a definir, com maior precisão, as características técnicas do projeto, as especificações técnicas das obras civis e equipamentos eletromecânicos, bem como os programas socioambientais. Deve ser elaborado o Projeto Básico Ambiental com a finalidade de detalhar as recomendações incluídas no EIA, visando a obtenção da Licença de Instalação (LI), para a contratação das obras.

Na etapa seguinte, desenvolve-se o Projeto Executivo, que contempla a elaboração dos desenhos dos detalhamentos das obras civis e dos equipamentos eletromecânicos, necessários à execução da obra e à montagem dos equipamentos. Nesta etapa são tomadas todas as medidas pertinentes à implantação do reservatório, incluindo a implementação dos programas socioambientais, para prevenir, minorar ou compensar os danos socioambientais, devendo ser requerida a Licença de Operação (LO).

Finalizada a construção, têm-se a fase de enchimento do reservatório e o início da operação, em que a geração de energia é acompanhada por ações que visam ao monitoramento e, eventualmente, à correção das medidas tomadas nas etapas anteriores. A operação só poderá ser iniciada após a obtenção da Licença de Operação (LO).

Considerando as etapas apresentadas, o ciclo de desenvolvimento de uma UHE no Brasil prevê os Estudos de Inventário do Potencial da Bacia Hidrográfica, os Estudos de Viabilidade de cada usina selecionada no Inventário, o Projeto Básico da usina, este já desenvolvido pelo empreendedor que tenha obtido a concessão do aproveitamento no Leilão de Energia Nova. O Projeto Executivo é consecutivo ao Projeto Básico e geralmente é feito pelo mesmo grupo que fez o Projeto Básico (projetistas contratados pelo Consórcio Vencedor do Leilão). A operação da usina é feita geralmente pela empresa integrante do consórcio, que possui a *expertise* na operação (usualmente empresas geradoras de energia). Porém há sempre a possibilidade de diversos empreendedores serem responsáveis pela usina ao longo de seu “ciclo de vida”. O papel da Agência Reguladora na fiscalização do cumprimento dos objetivos traçados em cada uma das etapas se torna fundamental, visto que pode haver prejuízo no desenvolvimento do projeto, considerando que diversos empreendedores podem ter distintos interesses, moldando o dimensionamento ou a construção de acordo com os seus objetivos.

### III.5 O Papel da ANEEL – Enfoque na aprovação dos estudos

O processo de Planejamento, sob o ponto de vista do aproveitamento do potencial hidráulico, sofre as consequências de um compartilhamento de responsabilidades não muito bem regulamentadas no que tange à aprovação, acompanhamento e fiscalização do aproveitamento do potencial nos estudos de inventário e viabilidade.

A regulamentação atual prevê que a competência para a aprovação dos estudos de inventário e viabilidade é da ANEEL por delegação do Poder Concedente (MME), conforme pode ser depreendido das Leis Nº 9.074, de 7 de julho de 1995 e Nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

De forma a cumprir com esta competência a ANEEL emitiu diversas normas administrativas para disciplinar as metodologias e os critérios para elaboração e aprovação dos estudos. As principais Resoluções da ANEEL que tratam deste tema são descritas a seguir:

- Resolução Nº 393/1998: Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas.

- Resolução Nº 395/1998: Estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimento de geração hidrelétrica, assim como da autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30MW e dá outras providências.

- Resolução Nº 398/2001: Estabelece os requisitos gerais para apresentação dos estudos e as condições e os critérios específicos para análise e comparação de Estudos de Inventários Hidrelétricos, visando a seleção no caso de estudos concorrentes.

Como pode ser observado, todas estas Resoluções são antigas e em alguns pontos ainda não estão de acordo com as alterações propostas no Novo Modelo, no que tange à retomada do Planejamento sob forte coordenação do Poder Concedente e execução da EPE.

Um exemplo da oportunidade de melhoria destas Resoluções é o Artigo 2º da Resolução 393/1998 que prevê que “A ANEEL publicará anualmente o “Relatório do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - Inventários Propostos para o Biênio”, em consonância com o Planejamento Indicativo do Setor Elétrico, apresentando a programação da Agência quanto aos inventários a serem, preferencialmente, executados no período.” Este relatório não vem sendo publicado, apesar de ser uma



boa diretriz para o Planejamento. Porém, caso fosse publicado, deveria ser desenvolvido pela EPE sob coordenação do MME. Além disso, essa mesma Resolução previa em seu Artigo 3º que “os estudos de inventário hidrelétrico serão realizados diretamente pela ANEEL, ou por terceiros, após o necessário registro, segundo os procedimentos estabelecidos nesta Resolução”. Ora, os estudos de inventários já não são feitos pela ANEEL há mais de doze anos e esta atividade é claramente de planejamento.

Adicionalmente, as Orientações Gerais de Estudos de Inventário constantes no endereço eletrônico da ANEEL<sup>7</sup> ainda apontam para a recomendação de “Elaborar os estudos conforme preconizado no “Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas” (Eletrobrás, 1997)”. O Capítulo IV desta tese tratará em mais detalhes dos Estudos de Inventário e disporá sobre a abrangente Revisão do Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas (CEPEL, 2007), oportunidade na qual diversos critérios, metodologias e exigências foram aprimorados para a elaboração dos estudos de inventário. A Portaria MME Nº 356, de 28 de setembro de 2009, determinou que os inventários e revisões fossem realizados utilizando o Manual de Inventário de 2007 a partir daquela data, tendo recomendado que a ANEEL promovesse os ajustes necessários em seus regulamentos. Porém, estes ajustes ainda não foram feitos.

Em dezembro de 2014 a ANEEL promoveu uma abrangente modificação na sua estrutura organizacional. A Resolução Normativa Nº 645, de 19 de dezembro de 2014 dispõe sobre estas modificações e altera o regimento interno da agência. Das alterações promovidas merece destaque a extinção da Superintendência de Gestão do Potencial Hidráulico (SGH) e transferências das suas competências para a Superintendência de Concessões da Geração (SCG). Dentre as atribuições da extinta SGH estão “a aprovação de estudos de inventário, viabilidade econômica e projetos de aproveitamentos hidrelétricos, zelando pela otimização do potencial hidráulico”.

---

<sup>7</sup> [http://www.aneel.gov.br/visualizar\\_texto.cfm?idtxt=1581](http://www.aneel.gov.br/visualizar_texto.cfm?idtxt=1581) acessado em 07/01/2015

Cabe destacar que o Relatório de Voto do diretor relator da ANEEL que subsidia a Resolução 645/2014 apresenta os fundamentos das decisões, dentre eles cita as recomendações advindas do processo de Planejamento Estratégico da ANEEL, realizado em 2013 e conduzido pela Superintendência de Planejamento e Gestão – SPG com o apoio do Instituto Publix. Este Instituto considerou que as competências da SGH deveriam ser exercidas pelo Ministério de Minas e Energia. Neste ponto, a diretoria da agência entendeu, que tais atividades, que foram delegadas pelo próprio MME à ANEEL, devem ser exercidas pela Agência, sendo transferidas para a SCG, de forma que todo o processo de outorgas de geração fique dentro de uma mesma unidade.

Porém, como já exposto há um prejuízo na não transferência dessas funções para o MME (que poderia delegar à EPE a função de análise para aprovação), visto que todo o processo de avaliação e aprovação de um estudo de inventário pressupõe uma análise integrada da melhor forma de se aproveitar o potencial hidráulico de acordo com as necessidades do sistema para o futuro. O Capítulo IV apresentará mais detalhadamente os estudos de inventário e fará proposições de alteração de metodologia e critérios para a aprovação.

Finalmente, no que tange aos estudos de viabilidade, uma forte recomendação para a melhoria do processo de planejamento e na coerência entre as etapas de criação de uma UHE, é a revisão das Instruções para Viabilidade de Usinas Hidrelétricas (ELETROBRAS, 1997). Este documento vem sendo utilizado na execução dos estudos de viabilidade, visto que não há nenhuma referência mais atualizada. Porém, na época em que este Manual foi elaborado, a realidade do setor elétrico era muito diferente, e especialmente com relação à forma de licitação das usinas, naquela época as concessões ainda eram regionais e, todos os estudos (inventário, viabilidade e projeto básico) eram feitos pela mesma empresa desde que a bacia hidrográfica em questão estivesse inserida na sua região de concessão. Por exemplo: o rio Tocantins estava na região sob a responsabilidade da Eletronorte,

desta forma, o estudo de viabilidade da usina Tucuruí, bem como os seu projeto básico e executivo seguiram sob a coordenação da Eletronorte. Naquela época também não havia previsão de licitação para obtenção da concessão. O conceito de leilão de concessão do potencial hidráulico surgiu na primeira reforma do setor no final dos anos 90, e considerando a importância do conhecimento prévio das características da obra construída, haveria a necessidade de detalhar mais as informações. Porém, este maior detalhamento não existiu, posto que a referência para a execução dos estudos de viabilidade permanece sendo o documento de 1997.

Um exemplo da importância do maior detalhamento do Projeto para a realização do leilão é a própria previsão legal na Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 que define o projeto básico aprovado pela autoridade competente e disponível para exame dos interessados em participar do processo licitatório, como condição necessária para a realização das licitações. A Lei 8.666/1993 ainda define projeto básico como o conjunto de elementos necessários e suficientes, com nível de precisão adequado, para caracterizar a obra ou serviço, ou complexo de obras ou serviços objeto da licitação, elaborado com base nas indicações dos estudos técnicos preliminares, que assegurem a viabilidade técnica e o adequado tratamento do impacto ambiental do empreendimento, e que possibilite a avaliação do custo da obra e a definição dos métodos e do prazo de execução, devendo conter os seguintes elementos:

a) desenvolvimento da solução escolhida de forma a fornecer visão global da obra e identificar todos os seus elementos constitutivos com clareza;

b) soluções técnicas globais e localizadas, suficientemente detalhadas, de forma a minimizar a necessidade de reformulação ou de variantes durante as fases de elaboração do projeto executivo e de realização das obras e montagem;

c) identificação dos tipos de serviços a executar e de materiais e equipamentos a incorporar à obra, bem como suas especificações que assegurem os melhores resultados para o empreendimento, sem frustrar o caráter competitivo para a sua execução;

d) informações que possibilitem o estudo e a dedução de métodos construtivos, instalações provisórias e condições organizacionais para a obra, sem frustrar o caráter competitivo para a sua execução;

e) subsídios para montagem do plano de licitação e gestão da obra, compreendendo a sua programação, a estratégia de suprimentos, as normas de fiscalização e outros dados necessários em cada caso;

f) orçamento detalhado do custo global da obra, fundamentado em quantitativos de serviços e fornecimentos propriamente avaliados.

Com o Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico (de 2004) no qual os potenciais hidráulicos são concedidos em etapa inicial do leilão e a comercialização da energia proveniente do aproveitamento é feita no mesmo leilão a partir da tarifa ofertada para obtenção da concessão, torna-se mais importante o real conhecimento dos custos associados ao projeto, visto que esta tarifa uma vez fixada será válida durante toda a vigência do contrato (30 anos). Atualmente, a EPE tem exercido o papel de “otimizar” os custos e os arranjos propostos nos estudos de viabilidade visando calcular um valor mais justo para o preço teto do leilão (valor máximo a partir do qual partem as propostas no momento da decisão de qual o concessionário ganhará o direito de explorar o potencial hidráulico de uma determinada usina). Adicionalmente, a EPE desempenha outro importante papel de dar mais transparências aos estudos divulgando todas as informações relativas à “otimização”, garantindo desta forma uma melhor condição de participação nos leilões para diversos interessados.

### III.6 Características das Usinas Hidrelétricas

Este item sintetizará algumas das características técnicas fundamentais em uma usina hidrelétrica de forma a subsidiar as recomendações de aprimoramentos regulatórios que seguirão sendo apresentadas nos demais capítulos da tese.

Em uma usina hidrelétrica a energia hidráulica é transformada em energia elétrica. Esta transformação se dá em duas fases: primeiro a energia potencial e cinética das águas é convertida em energia mecânica com a sua passagem através de uma turbina hidráulica. Esta por sua vez transmite a energia mecânica através do seu eixo a um gerador elétrico onde ela é transformada em energia elétrica. O gerador é conectado a um sistema de transmissão que distribui a energia aos pontos de utilização ou consumo.

A energia mecânica transferida pelo escoamento para a turbina pode ser obtida subtraindo da queda bruta  $H_B$ , definida pela diferença entre o N.A. montante do reservatório e o N.A. a jusante no canal de fuga, a perda de carga  $\Delta h$ . Essa diferença ( $H_B - \Delta h$ ) é chamada de queda líquida  $H_L$ .

Como  $H_L$  é a energia entregue pelo escoamento para a turbina por unidade de peso do líquido, temos que a energia total cedida, ou o trabalho total realizado, é de:

$$\zeta = \gamma \cdot Q \cdot t \cdot H_L \quad (1)$$

Pela definição de potência total como sendo a relação entre o trabalho total por unidade de tempo temos:

$$Pot_t = \gamma \cdot Q \cdot H_L \quad (2)$$

Por sua vez, na turbina e no gerador ocorrem novas perdas de energia (ou dissipação em forma de calor) representadas pelo rendimento do conjunto turbina-gerador ( $\eta$ ) menor que a unidade (geralmente expresso em percentagem).

Vale ressaltar que o rendimento da turbina ( $\eta_t$ ) varia com a potência e com a queda líquida, sendo em geral fornecida por tabelas ou curvas construídas

experimentalmente pelo fabricante através de testes em modelos reduzidos, enquanto que o rendimento do gerador ( $\eta_g$ ) é função da potência elétrica.

Assim a potência elétrica obtida na saída do gerador pode ser escrita como:

$$Pot_e = \gamma \cdot Q \cdot H_L \cdot \eta \quad (3)$$

**Conforme observado na equação acima, a potência de um aproveitamento é diretamente proporcional a vazão turbinada (Q), a queda líquida (H<sub>L</sub>) e ao rendimento do conjunto turbina gerador ( $\eta$ ).** Por sua vez, a vazão turbinada é função das aflúncias e da regularização local ou em reservatórios a montante, isto é das características de produção de energia do aproveitamento; enquanto que a queda líquida depende do arranjo do aproveitamento, da forma de distribuição das diferentes estruturas que compõe o aproveitamento.

Considerando as três variáveis dispostas acima, deverão ser resguardadas ao longo do planejamento e operação de uma usina as que são controláveis (passíveis de fiscalização) e características do projeto, ou seja, **a queda líquida e o rendimento do conjunto turbina gerador.** A vazão turbinada possui uma natureza aleatória e uma inerente incerteza, visto que pode ser influenciada pela operação das usinas a montante. Porém, toda esta incerteza e aleatoriedade são tratadas pelo Mecanismo de Realocação de Energia (compartilhamento de riscos hidrológicos) e pelo cálculo da garantia física que é feito considerando um período crítico de vazões afluentes. Já a queda líquida e o rendimento do conjunto turbina gerador estão sob a responsabilidade do desenvolvedor do projeto e devem ser previstos no Contrato de Concessão (atualmente apenas a queda é descrita), sendo objeto de fiscalização rigorosa da Agência Reguladora.

Estas questões serão apresentadas em mais detalhes nos capítulos seguintes e algumas recomendações de adequação nos instrumentos de controle e fiscalização serão propostos.

### III.7 Características do Sistema Interligado Nacional

Considerando todos os itens apresentados do histórico do planejamento e desenvolvimento do SEB, resta introduzir algumas das principais características do Sistema atualmente implantado no Brasil, com as suas singularidades. O chamado SIN (Sistema Interligado Nacional) é um sistema hidrotérmico de grande porte, com predominância de hidrelétricas de múltiplos proprietários (muitas vezes na mesma bacia hidrográfica) e redes de transmissão que interligam longas distâncias. O SIN é formado por empresas das regiões Sudeste/ Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. Apenas 1,7% da energia requerida pelo país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica. O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, realizada pelas companhias geradoras e transmissoras, sob a fiscalização e regulação da ANEEL. Entre os benefícios da operação integrada, merece destaque o ganho da sinergia entre as usinas localizadas em bacias com comportamento hidrológico distinto que podem transferir energia de forma complementar.

A Figura 8 ilustra estas características do SIN. Podemos observar linhas de transmissão de longas distância interligando regiões hidrográficas de comportamento hidrológico muito distintos (por exemplo, as bacias da região Sul – Jacuí, Uruguai e Iguaçu, possuem comportamento distinto às bacias do Sudeste– Grande, Paranaíba,

etc.).

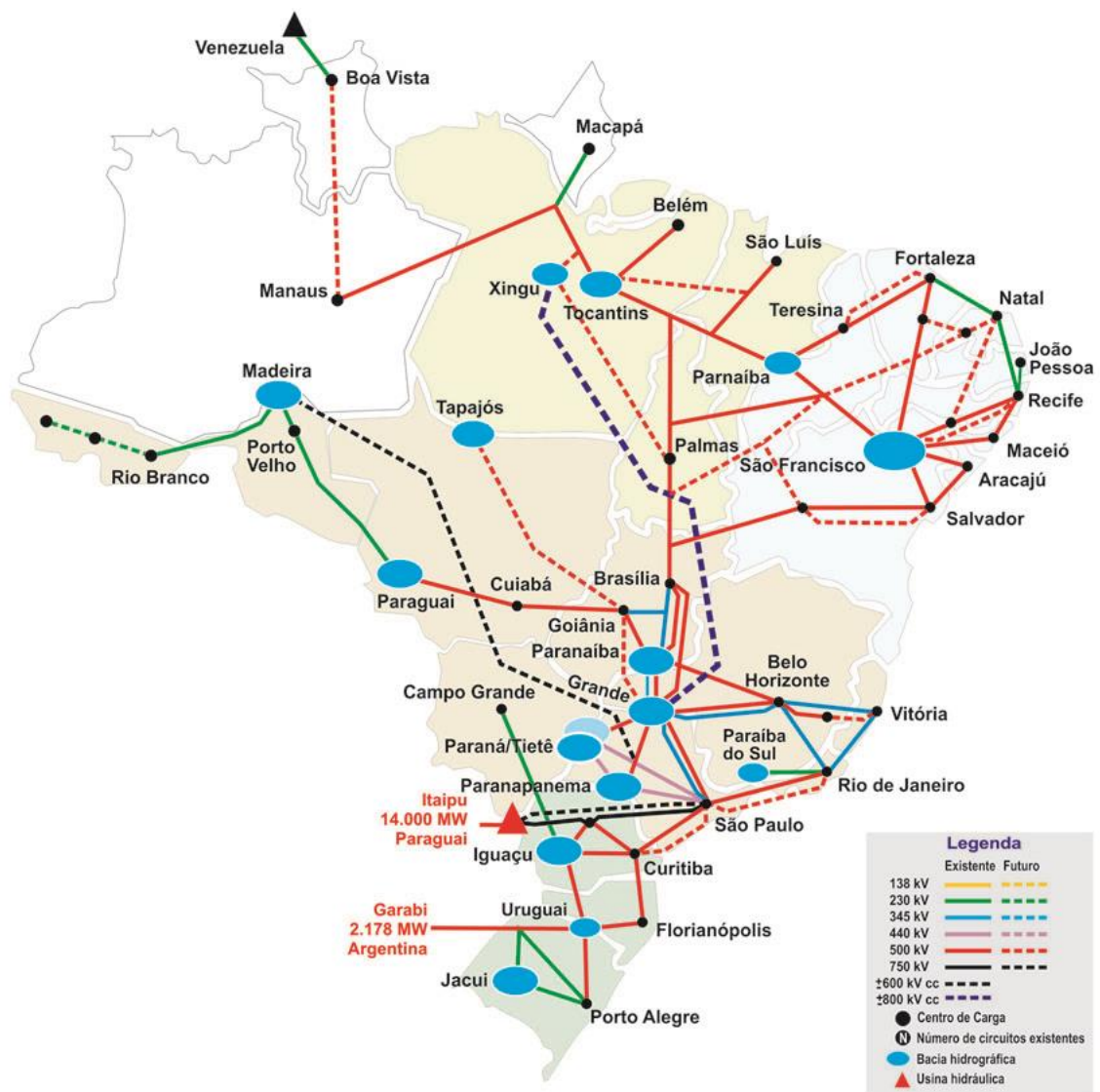


Figura 8 – Integração Eletro/energética do SIN. Fonte: ONS (Setembro de 2014)

A Figura 9 ilustra em destaque todas as usinas hidrelétricas em operação, diferenciando PCH (capacidade instalada inferior a 30MW) e UHE.



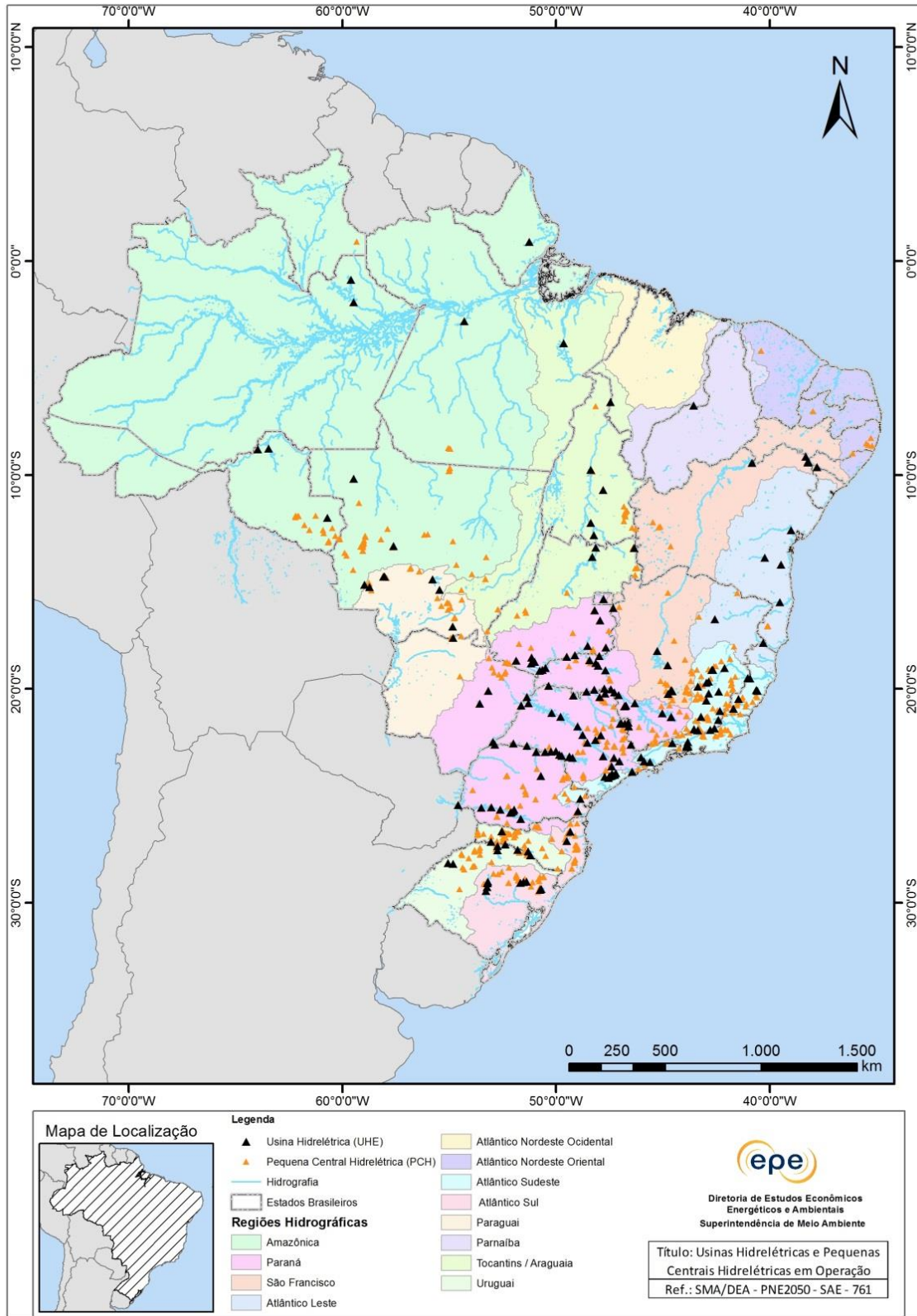


Figura 9 – UHE e PCH em Operação, EPE, 2015. Fonte: EPE.

### III.8 Leilões de Energia e Usinas Hidrelétricas com Regularização

Desde 2005 foram realizados 18 leilões de energia nova, 6 leilões de energia de reserva, dois de fontes alternativa além de três leilões estruturantes<sup>8</sup>. Todos estes leilões, exceto os de energia de reserva, destinam-se a garantir a plena contratação das empresas distribuidoras de energia. Nestes leilões as distribuidoras de energia são obrigadas a declarar a sua intenção de compra de energia para o período indicado e o Poder Concedente viabiliza a oferta para atendimento à demanda das distribuidoras. Os leilões de energia são regulamentados pelo Decreto Nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Os leilões de energia nova são divididos de acordo com a data prevista para a entrada em operação do empreendimento, A-3 são os leilões que entregam energia três anos à frente e A-5 são os leilões para os aproveitamentos que entram em operação cinco anos à frente (exemplo típico são as usinas hidrelétricas, que possuem tempos construtivos desta ordem). Estes leilões viabilizam a implantação das usinas hidrelétricas que foram estudadas em nível de viabilidade e obtiveram a LP junto aos órgãos ambientais.

Os leilões de energia de reserva, regulamentados pelo Decreto Nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, objetivam a contratação de energia para aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, não havendo contratação com as distribuidoras. Estas usinas contratadas como energia de reserva são remuneradas por todos os consumidores a partir de uma conta gerida pela CCEE.

Ao longo de todos estes leilões foram negociados mais de 25.700 MWmed de energia associados a mais de 85.000MW de potência. Estes números são expressivos e resumem um sucesso nesta modalidade de contratação.

---

<sup>8</sup> As UHE Santo Antônio, Jirau e Belo Monte foram licitadas como estruturantes, conforme previsão legal do inciso IV do parágrafo 1º do art. 19, do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, com redação dada pelo Decreto nº 6.210, de 18/09/2007.

Distintas fontes de energia participaram destes leilões, a Figura 10 e a Figura 11 a seguir resumem os resultados por fonte em cada uma das modalidades de leilão.

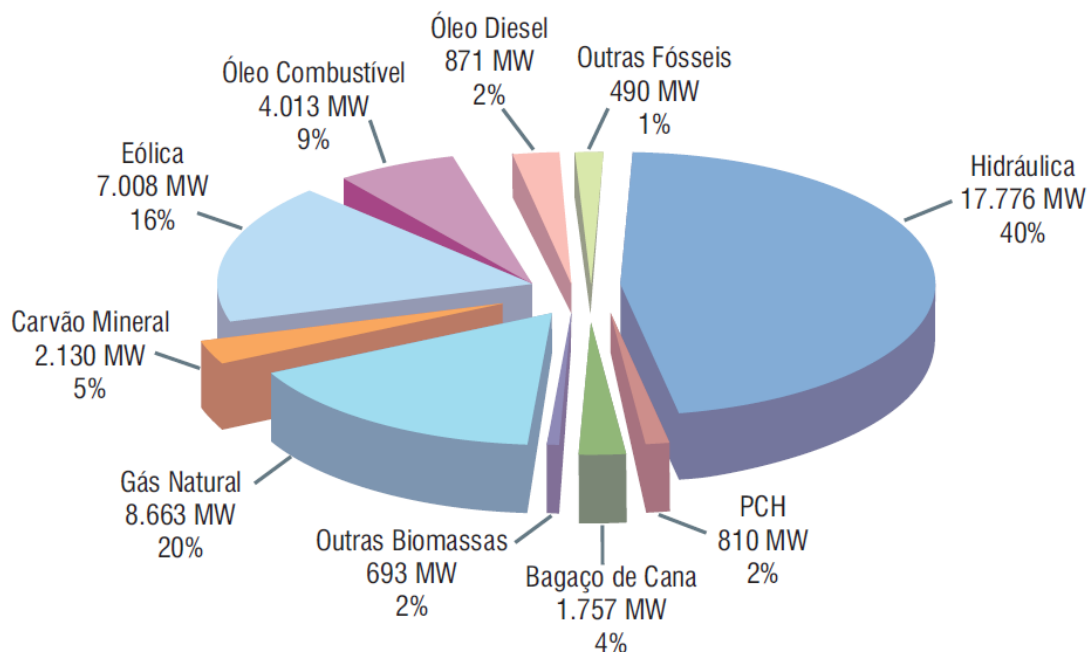


Figura 10 – Leilões de Energia Nova; participação por fonte da capacidade total viabilizada.

Fonte: (Tolmasquim, 2015)

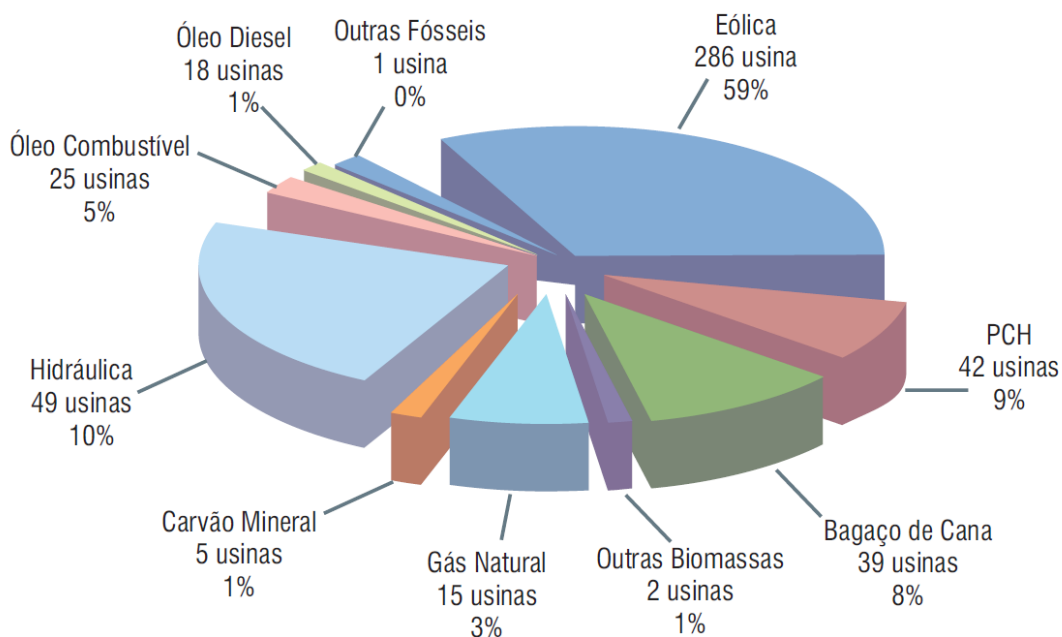


Figura 11 – Leilões de Energia Nova; participação por fonte no número de empreendimentos viabilizados.

Fonte: (Tolmasquim, 2015)

Uma análise mais detalhada das usinas hidrelétricas licitadas entre 2005 e 2014, visando avaliar quais poderiam ter tido a sua regularização excluída é apresentada na

Tabela 1 a seguir.

Das 23 usinas hidrelétricas licitadas apenas 4 apresentavam reservatórios de regularização em escala mensal (com volume suficiente para permitir uma regularização em um mês). Na tabela estão destacadas em cinza as usinas nesta condição.

Tabela 1- Características de Todas as novas UHE licitadas entre 2005 e 2014

Nome UHE	Volume Útil (hm <sup>3</sup> )	Potência (MW)	Garantia Física (MW médio)
RETIRO BAIXO	40,9	82,0	38,5
FOZ DO RIO CLARO	0,0	68,4	41,0
SÃO JOSÉ	0,0	51,0	30,4
PASSO SÃO JOÃO	0,0	77,1	39,0
BATALHA	1351,6	52,5	48,8
BAGUARI	6,7	140,0	80,2
SIMPLÍCIO	0,0	333,7	191,3
DARDANELOS	0,0	261,0	154,9
MAUA*	664,0	361,0	197,7
BAIXO IGUAÇU	28,9	350,0	172,8
FERREIRA GOMES	0,0	252,0	150,2
COLIDER	0,0	300,0	179,6
GARIBALDI	0,0	177,9	83,1
SANTO ANTONIO JARI	28,8	300,0	187,4
TELES PIRES	0,0	1820,0	915,4
SÃO ROQUE*	459,0	135,0	90,9
CACHOEIRA CALDEIRAO	0,0	219,0	129,7
SINOP	2058,8	400,0	239,8
SALTO APIACÁS	0,0	45,0	22,9
BELO MONTE	0,0	11233,1	4571,0
JIRAU	0,0	3300,0	1975,3
SANTO ANTÔNIO	0,0	3150,4	2218,0
SÃO MANOEL	0,0	700,0	421,7
<b>TOTAL (23 Usinas)</b>	<b>4638,5</b>	<b>23809,1</b>	<b>12179,6</b>

A UHE Mauá constava no Despacho ANEEL Nº 410, de 1 de abril de 2005 que aprovou o inventário do rio Tibagi. Naquele estudo, a UHE foi dimensionada com uma cota máxima igual a 642,50m. Porém, a licença ambiental que permitiu a participação desta usina no leilão A-5 de 2006 reduziu esta cota para 635,00m. A LP Nº 9589,

emitida pelo IAP em 07/12/2006 apresentou como 70ª exigência para atendimento antes da Licença de Instalação:

“Rebaixar o Nível de Água (NA) máximo normal de 642,5m para 635,0m, desde que assegure, no mínimo a redução do reservatório em 15,5% do tempo de residência em 24,4% e da área de inundação do rio Barra grande em 22,7%.”

Esta redução de cota na UHE Mauá equivaleu a uma redução de 1.352 hm<sup>3</sup> (quase 30% de todo o volume útil agregado por todas as usinas nos 10 anos analisados.

Já a UHE São Roque teve o seu reservatório reduzido antes do licenciamento para o leilão. No Despacho ANEEL Nº 180, de 1 de abril de 2002, que aprovou o inventário do rio Canoas a montante da UHE Campos Novos, a UHE São Roque constava como uma UHE de 214MW com o seu reservatório na cota máxima 780,0m. Porém, o Despacho ANEEL Nº 4.492, de 2 de dezembro de 2009 alterou a cota máxima de São Roque para 760,0m. Esta redução de 20,0m no reservatório causou uma significativa redução de volume útil. Porém, não foi possível estimar exatamente o valor pois o polinômio cota x volume cadastrado para esta usina na cota 760,0m não está ajustado para a cota 780,0m. Todavia, é razoável admitir que esta redução levou a uma perda de aproximadamente 2.000hm<sup>3</sup>.

Nos demais casos as usinas foram licitadas com as mesmas características previstas nos inventários aprovados.

Percebe-se, portanto, uma baixa participação de usinas com reservatório na expansão recentemente licitada. Considerando este fato a pergunta que se segue é se não existem mais projetos com regularização na “prateleira” do planejamento. Buscando responder essa pergunta a EPE recentemente elaborou um estudo (EPE, 2015) que objetivou identificar e classificar os potenciais reservatórios de regularização disponíveis.

### III.9 Estudos da EPE na “Busca” de Usinas com Capacidade de Regularização

No estudo da EPE foram analisados 71 aproveitamentos que contribuiriam com 50,7 GWmed de armazenamento para o SIN (aproximadamente 18% da capacidade atual). Deste montante inicial foram elencados os 25 projetos principais que individualmente contribuiriam com mais de 0,48 GWmed e foram analisados os aspectos econômicos e socioambientais destas usinas. No total estes 25 projetos poderiam contribuir com 46,6 GWmed (aproximadamente 16% da capacidade atual de armazenamento do SIN).

Ao final da análise foram criados quatro grupos de projetos com distintos graus de complexidade socioambiental para que sejam avaliadas as possibilidades de prosseguimento dos estudos. A Figura 12 apresenta este resumo final.

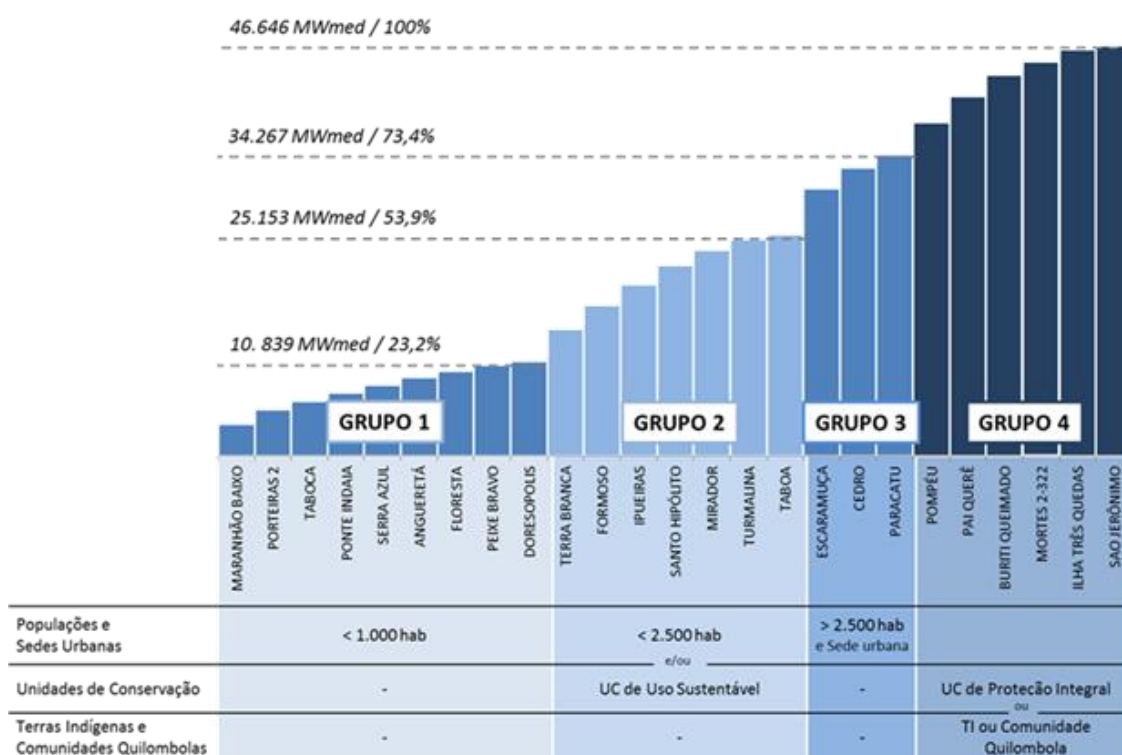


Figura 12 – Energia Armazenável por Grupo de Aproveitamentos. Fonte: EPE, 2015.

Para avaliação das usinas e criação dos Grupos sempre foram considerados os dados disponíveis à época dos estudos e atualizadas as informações associadas às

áreas de proteção existentes atualmente e com relação à população na região atingida.

No Grupo 1 foram incluídos aproveitamentos que não apresentam interferências significativas com UC de qualquer categoria, com TI ou TQ, com núcleos urbanos ou sedes municipais e a população diretamente afetada é inferior a 1.000 pessoas.

No Grupo 2 foram incluídos aproveitamentos que atingem diretamente UC, porém nenhuma delas classificada como de proteção integral, e aglomerados urbanos e/ou rurais, porém a população afetada é inferior a 2.500 pessoas, além disso não têm interferência direta com TI ou TQ.

No Grupo 3, foram incluídos aproveitamentos que atingem sede municipal e contingente populacional superior a 2.500 pessoas. Estes aproveitamentos não têm interferência direta com UC de qualquer categoria (a única exceção é o aproveitamento de Escaramuça), também não têm interferência direta com TI ou TQ.

No Grupo 4 foram incluídos aproveitamentos que atingem TI ou UC de proteção integral ou equivalente. Pelo menos um aproveitamento tem interferência direta com TI ou tem interferência com comunidade quilombola.

Esta classificação buscou traduzir o grau de complexidade para o avanço dos estudos destas usinas. Porém, esta discussão deve ser levada adiante, posto que muitas vezes o argumento para não dar continuidade aos estudos é de que a sociedade brasileira não quer construir usinas hidrelétricas de grande porte. Todavia grande parte desta sociedade nem tem conhecimento das alternativas.

Além deste tipo de iniciativa, também cabe uma avaliação do porquê os recentes estudos de inventário terem indicado tão poucos reservatórios de regularização. Por exemplo, nos estudos de inventários realizados pela EPE desde 2005, apenas 8% da capacidade instalada indicada possui a característica em pauta.

Considerando este reduzido montante de usinas com reservatórios nos estudos de inventários aprovados, pode-se imaginar que a metodologia vigente está “censurando” a participação maior deste recurso.

Porém, ainda cabe avaliar se os reservatórios que estão disponíveis na “prateleira” dos projetos para leilão possuem pouco incentivo para viabilização nos leilões e quais seriam os inventários que deverão ser revistos sob a ótica do sistema de referência mais adequado que viabilize aproveitamentos com regularização.

Uma pergunta que merece ser respondida é se o SEB está deixando de construir usinas com reservatório, mas mantém este recurso disponível na “prateleira” ou está abrindo mão dos reservatórios de regularização nas usinas que estão sendo licitadas? Ressalta-se que na hipótese da segunda opção ser a verdadeira estaríamos comprometendo em definitivo um potencial fundamental para o desenvolvimento do país. As avaliações previamente apresentadas demonstram que não, o potencial que vem sendo licitado foi naturalmente dimensionado sem reservatório (à exceção da UHE Mauá e da UHE São Roque). E que ainda existem projetos na “prateleira”, conforme apontado no estudo da EPE de 2015.

Porém vários dos estudos de inventário nos quais constam as UHE indicadas no estudo da EPE merecem ser revistos, posto que foram aprovados há mais de 20 anos. Como exemplo destes estudos pode-se destacar os estudos de inventário hidrelétrico de afluentes do rio São Francisco, aprovados em 1990 (rio das Velhas, Paracatu e calha principal) e em 2003 (trecho que compreende os rios Indaiá e Paraopeba). Também devem ser revistos os estudos do inventário hidrelétrico dos formadores do rio Tocantins (rios Tocantinzinho, Maranhão e Almas), aprovados em 2001.

### **III.10 Maior detalhamento dos parâmetros de definição das UHE nos Contratos de Concessão**

Outro ponto que merece destaque no que tange às licitações das usinas hidrelétricas é quanto aos parâmetros que são considerados “fixos” no Edital e Contrato de Concessão das usinas. Conforme descrito no Capítulo III, os parâmetros que definem a energia gerada por uma usina hidrelétrica são fundamentalmente a



queda líquida (que está associada à perda hidráulica considerada), a vazão afluyente (variável aleatória que tem a sua incerteza considerada tanto na metodologia de cálculo da garantia física quanto na comercialização de energia dentro do MRE) e o rendimento médio do conjunto turbina gerador.

A não observância destes parâmetros ao longo da construção da usina (muitas vezes objetivando redução de custos) pode vir a prejudicar a performance da usina ao longo de sua vida útil.

Porém, nos editais dos leilões de energia nova e nos contratos de concessão são previstos apenas os parâmetros associados à queda e à potência como pode ser visto a seguir nas Figura 13 e Figura 14 nos trechos extraídos do Edital da UHE Sinop que participou do LEN A-5 de 2013.

**3. Elementos Característicos**

3.1. Os Projetos Básico e Executivo da **UHE Sinop** deverão obedecer aos seguintes elementos estruturantes dos estudos de inventário e de viabilidade, relacionados aos aspectos técnicos do aproveitamento hidroenergético e às condições essenciais de segurança do empreendimento:

Empreendimento	Reservatório (m)			Capacidade Mínima Instalada (MW)	Vazão para o projeto do vertedouro (m³/s)
	NA Max. Maximorum	NA Max. Normal	NA Min. Normal		
<b>UHE Sinop</b>	303,0	302,0	292,0	400,0	6.702,0

3.2. As características acima listadas devem ser respeitadas pela Concessionária e eventuais alterações dependerão de prévia anuência da ANEEL.

3.3. O Projeto Básico da **UHE Sinop**, a ser elaborado pela Concessionária, deverá ser submetido à apreciação da ANEEL. A aprovação do Projeto pela ANEEL não eximirá a Concessionária da total responsabilidade quanto à exatidão, segurança e melhores práticas de engenharia.

Figura 13 – Trecho extraído do Anexo8 do Edital do LEN A-5 de 2013 – Características Técnicas da UHE SINOP

<p><b>ANEEL</b> Agência Nacional de Energia Elétrica</p> <p>ANEXO VII AO EDITAL DE LEILÃO Nº. 06/2013-ANEEL Processo nº. 48500.00292/2013-25</p> <p><b>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL</b></p> <p>PROCESSO Nº. _____</p> <p><b>CONTRATO DE CONCESSÃO Nº. _____ - MME - UHE _____</b></p> <p><b>DE USO DE BEM PÚBLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, QUE CELEBRAM A UNIÃO E A EMPRESA</b></p> <p>A UNIÃO, doravante designada apenas por <b>Poder Concedente</b>, no uso da competência que lhe confere o art. 21, inciso XII, alínea "b", da Constituição Federal, em conformidade com o disposto _____ por intermédio do Ministério de Minas e Energia - <b>MME</b>, doravante designado por <b>MME</b>, com sede à _____, representado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia _____ e a empresa _____, inscrita no CNPJ/MF sob o nº. _____, com sede na _____ Município do _____, Estado do _____, <b>Concessionária</b> de Uso de Bem Público para geração de energia elétrica sob o regime de <b>Produção Independente de energia elétrica</b>, representada na forma de seu Estatuto Social pelo seu Diretor Presidente _____ e seu Diretor _____, doravante designada por <b>Concessionária</b>, por este instrumento e na melhor forma de direito, têm entre si ajustado o presente <b>CONTRATO DE CONCESSÃO DE USO DE BEM PÚBLICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>, que se regerá pelo Código de Águas, aprovado pelo Decreto nº. 24.643, de 10 de julho de 1934, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº. 852, de 11 de novembro de 1938, pelo Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, aprovado pelo Decreto nº. 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, pelas Leis nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº. 9.074, de 7 de julho de 1995, nº. 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº. 9.648 de 28 de maio de 1998, nº. 10.848, de 15 de março de 2004, nº. 12.707, de 27 de dezembro de 2012, pelos Decretos nº. 2.003, de 10 de setembro de 1998, nº. 2.655, de 2 de julho de 1998 e nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, pela legislação superveniente e complementar, pelas normas e regulamentos expedidos pelo <b>Poder Concedente</b> e pela <b>ANEEL</b> e pelas condições estabelecidas nas Cláusulas a seguir indicadas:</p>	<p><b>CLÁUSULA QUINTA - CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS E INFORMAÇÕES BÁSICAS PARA A EXPLORAÇÃO DA UHE</b></p> <p>A construção da <b>UHE</b> será efetuada tendo por referência as características técnicas contempladas nos Estudos de Viabilidade aprovados por meio do Despacho <b>ANEEL</b> nº. _____ de _____ de _____, publicado no Diário Oficial de _____ e a execução das obras deverá ocorrer conforme as normas técnicas da Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT e outras aplicáveis, primando-se pelos aspectos de segurança e melhores práticas de engenharia.</p> <p><b>Subcláusula Primeira</b> - A <b>Concessionária</b> deverá apresentar, em volumes separados, o projeto básico da <b>UHE</b> e o projeto básico das <b>Instalações de Transmissão de Interesse Restrito à Usina Hidrelétrica</b>, conforme Anexo X (Sistema de Conexão Elétrica dos Empreendimentos de Geração Hidrelétrica) do Edital de Leilão nº. _____ para análise da <b>ANEEL</b>, devendo ser respeitados os elementos a seguir relacionados, os quais conformam o potencial hidráulico e dependem de prévia anuência da ANEEL para validação de qualquer alteração:</p> <p>a. Reservatório</p> <p>N.A. máximo maximum: _____ m</p> <p>N.A. máximo normal: _____ m</p> <p>N.A. mínimo normal: _____ m</p> <p>b. Capacidade instalada mínima: _____ MW</p> <p>c. Número de unidades: _____</p> <p><b>Subcláusula Segunda</b> - Caso haja antecipação na entrada em operação comercial da <b>UHE</b>, a <b>Concessionária</b> deverá apresentar à <b>ANEEL</b> novo cronograma de implantação do <b>Empreendimento</b> em prazo compatível e necessário à viabilização de eventuais ampliações e reforços na rede de serviço público de energia elétrica.</p> <p style="text-align: right;">PROCURADOR GERAL/ANEEL VISTO: _____</p>
--	--

Figura 14 – Trechos extraídos do Anexo 7 do Edital do LEN A-5 de 2013 – Minuta do Contrato de Concessão a ser assinado

Conforme pode ser observado, o Contrato de Concessão prevê como “elementos que confirmam o potencial hidráulico” apenas os que caracterizam a queda e a capacidade instalada mínima. Porém, caberia explicitar os elementos que determinaram o rendimento médio do conjunto turbina gerador e que são passíveis de fiscalização, tais como, rendimento da turbina e rendimento do gerador.

A Legislação vigente que regulamenta estas questões é composta pela Resolução Normativa ANEEL Nº 583, de 22 de outubro de 2013 que estabelece os procedimentos e condições para obtenção e manutenção da situação operacional e definição de potência instalada e líquida dos empreendimentos e também pela Nota Técnica EPE-DEE-RE-037/2011-r2, de 30 de abril de 2013 que apresenta a metodologia de cálculo de parâmetros energéticos médios: Rendimento e Perda Hidráulica.

A Resolução ANEEL Nº 583/2013 prevê que para usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente, dentro do prazo de até 12 (doze) meses após a data da entrada em operação comercial, o agente de geração deverá enviar à SFG relatório conclusivo sobre o ensaio de índice da turbina e rendimento do gerador elétrico, concluindo pelo valor do rendimento nominal da unidade geradora.

Com o rendimento nominal da turbina, dentre outras informações previstas na Nota Técnica da EPE é possível avaliar o rendimento médio do conjunto turbina gerador e, desta forma aferir se a usina em operação segue o mesmo rendimento previsto no momento do cálculo da garantia física (após o estudo de viabilidade).

Falta regulamentar a obrigatoriedade de aferição deste rendimento médio para todas as usinas já em operação e submetê-las ao processo de revisão ordinária das garantias físicas (previsto no Decreto Nº2.655/1998) que será tratado em mais detalhes na sequência.

Também cabe destacar que uma usina com regularização muitas vezes apresenta desvantagens para o desenvolvedor ao longo da vida útil, valendo a pena pensar em uma licitação estruturante buscando garantir que sejam tratadas de forma singular traduzindo o seu real valor e característica operativa. Como exemplo destas desvantagens estão as constantes restrições operativas, buscando evitar o rebaixamento do reservatório, manutenção das máquinas mais custosa, visto que as condições operativas demandam mais das unidades, dentre outras.

Atualmente, cada usina hidrelétrica já possui o seu preço teto calculado de forma individualizada, buscando representar as suas características adequadamente. Porém, algumas usinas com reservatório de regularização podem chegar a preços altos equivalentes aos de usinas termelétricas que nas licitações têm apresentado preços superiores a R\$ 200/ MWh. Com valores desta ordem, muitas vezes os empreendedores não dão sequência aos estudos pois não há indicações do Poder Concedente de que haverá espaço para contratação de usinas hidrelétricas com estes custos. Entretanto, há muitas vantagens na contratação de usinas com reservatório de regularização /e estas são ambientalmente mais interessantes do que usinas termelétricas que emitem grande quantidade de gases de efeito estufa.

Ressalte-se que um mecanismo de estímulo aos reservatórios de regularização já foi ratificado no arcabouço regulatório a partir da publicação da Portaria MME Nº 303, de 18 de novembro de 2004 que estabelecia a metodologia de cálculo da garantia

física dos empreendimentos hidrelétricos e termelétricos, antes disciplinada pelos Procedimentos de Rede do ONS. Com a Publicação da Portaria MME Nº303/2004 houve a regulamentação do cálculo do chamado “benefício indireto” dos reservatórios, ou seja, qual o benefício da inserção deste recurso em uma cascata de usinas que ganham energia em função do aumento da regularização proporcionado pelo reservatório. Porém, até mesmo este incentivo merece um aprimoramento. O item a seguir vai caracterizar o conceito de garantia física e dará enfoque à metodologia vigente para usinas hidrelétricas com capacidade de regularização, buscando registrar sugestões para a melhoria da regulamentação vigente.

### III.11 Garantia Física de Energia

O conceito de suprimento firme surgiu no final do século XIX, quando se estudava o dimensionamento de reservatórios para o abastecimento de água a cidades. O objetivo era determinar a capacidade de armazenamento que asseguraria uma determinada vazão “firme” mesmo na ocorrência da sequência mais seca registrada no histórico. (KELMAN, 2004).

O SEB trabalhou com o conceito de energia firme de cada usina dentro do seu subsistema durante muitos anos. Até a entrada em operação da UHE Itaipu e consequente entrada em operação da LT 750kV Foz – Ivaiporã – Tijuco Preto que permitiu escoar a energia da UHE Itaipu até a região Sudeste, a região Sul trabalhava com o seu período crítico independente da região Sudeste. A partir desta interligação o período crítico foi unificado passando a ser considerado de junho de 1949 a novembro de 1956 (mesmo vigente até hoje).

A partir de 1987 o SEB passou a adotar o conceito critério probabilístico na garantia de atendimento. A chamada Energia Garantida é a que garantia o atendimento à carga com 95 % de probabilidade (5% de risco de déficit). Até 1998 as Energias Garantidas das usinas do Sul e Sudeste e em separado, as do Norte e

Nordeste eram recalculadas anualmente por ocasião dos Planos de Operação, com ampla participação dos agentes geradores.

A partir da entrada em operação da LT Norte-Sul em 1998, o sistema passou a operar interligado, porém os modelos vigentes (BACUS/ OPUS<sup>9</sup>) estavam esgotados para a configuração nova. Nesta época, foram calculados os Contratos Iniciais para o período de setembro de 1998 a 2001. Para 2002 foram repetidos os valores de 2001 e a partir de 2003 havia previsão redução de 25 % ao ano. Os Agentes de Geração representados no GCOI, decidiram adotar o maior valor entre o calculado com o modelo NEWAVE<sup>10</sup> e o utilizado no Plano de Operação de 1998.

Os valores resultantes sofreram uma redução de 5% e passaram a se chamar Energia Assegurada das usinas hidrelétricas. A UHE ITAIPU não sofreu a redução de 5%.

Logo, pode-se depreender que a Energia Assegurada representou 95% da Energia Garantida:

$$E_{Ass} = E_G \times 0,95$$

A partir de 1999, quando havia necessidade de cálculo de energia assegurada para UHE que viriam a participar de novos leilões de energia, a ANEEL solicitava o cálculo ao ONS e ao CCPE, que vieram a substituir o CGOI e o GCPS, respectivamente.

Em 2004, o novo modelo setorial tomou forma e havia ainda a necessidade de atribuição de um valor que representasse o benefício proporcionado por uma nova usina no momento de cálculo do preço da mesma para participação nos leilões de energia nova.

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.848/2004, estabelece que ao comercializar energia, seja no Ambiente de

---

<sup>9</sup> Modelos desenvolvidos e utilizados pelo GCOI para o planejamento da operação a médio prazo e de simulação de usinas individualizadas, respectivamente.

<sup>10</sup> Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo a sistemas equivalentes, desenvolvido pelo CEPEL. Utilizado oficialmente até a presente data.

Contratação Regulada – ACR, seja no Ambiente de Contratação Livre – ACL, o empreendimento de geração de energia elétrica deverá dispor de lastro de garantia física, cabendo ao Ministério de Minas e Energia definir os procedimentos e metodologias para a realização desse cálculo pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE.

Ainda conforme o Decreto Nº 5.163/ 2004, a garantia física é a quantidade máxima de energia que o SIN pode suprir a um dado critério de garantia de suprimento. Esta energia é rateada entre todos os empreendimentos de geração que constituem este sistema, a fim de se obter a garantia física dos empreendimentos com vistas à comercialização de energia via contratos.

De acordo com a Lei nº 10.848/2004, o CNPE deverá definir os critérios gerais para garantir o suprimento de energia elétrica, que deverão ser adotados no cálculo das garantias físicas de energia dos empreendimentos de geração.

Tendo em vista o disposto nos arts. 2º, § 2º e 4º, § 1º do Decreto no 5.163/2004, foi publicada a Portaria MME nº 303, de 18 de novembro de 2004. Essa Portaria, com base no critério geral de garantia de suprimento definido pelo CNPE na Resolução nº 1, de 17 de novembro de 2004, instituiu a forma de cálculo dos montantes de garantia física de energia dos empreendimentos de geração de energia elétrica. Antes desta Portaria, a metodologia de cálculo das Energias Asseguradas era descrita no Submódulo 7.8 dos Procedimentos de Rede do ONS.

Segundo a Resolução CNPE nº 1/2004, o critério geral de garantia de suprimento seria baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia, sendo que esse não poderia exceder a cinco por cento em cada um dos subsistemas que compõem o SIN.

Em 28 de julho de 2008, foi assinada a Portaria MME nº 258, que tratou da metodologia para determinação dos valores de garantia física de energia de novos empreendimentos de geração de energia elétrica do SIN, em função da definição, por

parte do CNPE, de um novo critério geral de garantia de suprimento, publicado na Resolução CNPE nº 9, de 28 de julho de 2008.

De acordo com essa Resolução, o critério a ser adotado deve ser a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão - CME, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido na Resolução CNPE nº 1/2004.

As Portarias MME 303/2004 e 258/2004 descrevem a metodologia de “rateio” da garantia física do SIN entre as usinas componentes do sistema. Para cada cálculo de garantia física de uma usina, a mesma é inserida na configuração<sup>11</sup> com a qual ela vai “conviver” e é feito um ajuste da carga crítica que aquela determinada oferta total é capaz de atender seguindo o ajuste ao critério de garantia de suprimento vigente. Após a determinação desta carga crítica, é feito o rateio entre as usinas a partir da participação econômica de cada uma delas (considerando a geração ponderada pelos custos marginais de operação, buscando emular a participação do empreendimento no mercado de comercialização de energia).

Esta metodologia de rateio é interessante apresentando a contribuição de cada usina ao sistema, mas não traduz o real ganho que uma usina poderá proporcionar às demais usinas a jusante. Portanto, houve a previsão de uma avaliação adicional para os reservatórios de forma a buscar quantificar os benefícios indiretos da inserção do reservatório. Esta avaliação é feita a posteriori e prevê os seguintes passos:

Caso a usina possua um reservatório de regularização, com usinas a jusante, além do ganho de garantia física local na usina ( $GF_{local}$ ), poderá haver um acréscimo de energia nessas usinas a jusante. Esse benefício, também conhecido por benefício indireto – BI, é calculado pela diferença entre o somatório da energia firme das usinas a jusante na cascata com e sem a usina em questão.

---

<sup>11</sup> Tanto na Portaria 303/2004 quanto na 258/2008 há previsão para que a configuração contemple apenas as usinas em operação e as já licitadas, não contendo portanto as usinas indicadas pelo planejamento que ainda serão objeto de licitação.

Assim, a garantia física de um empreendimento hidrelétrico é obtida pela Equação

(4):

$$GF_h = GF_{local,h} + BI_{cascata} \quad (4)$$

Onde:

$GF_h$  = garantia física total da usina hidrelétrica  $h$

$BI_{cascata}$  = benefício indireto obtido nas usinas a jusante da usina  $h$  decorrente da entrada do reservatório da usina hidrelétrica  $h$

$GF_{local,h}$  = garantia física local da usina hidrelétrica, descrita pela Equação (5)

$$GF_{local,h} = BH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} \quad (5)$$

BH = bloco hidráulico obtido a partir da parcela da carga crítica associada às usinas hidrelétricas constantes na configuração de referência. A carga crítica é obtida a partir do modelo NEWAVE<sup>12</sup> (Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo a sistemas equivalentes).

$EF_h$  = energia firme da usina  $h$

$nh$  = número de usinas da configuração

O valor final da garantia física é limitado à Potência Disponível máxima da usina:

$$GF \leq POT\_DISP_{m\acute{a}xima} \quad (6)$$

$$POT\_DISP_{m\acute{a}xima} = POT * (1 - TEIF) * (1 - IP) \quad (7)$$

Onde,

POT = Potência da UHE

TEIF = Taxa de Indisponibilidade Forçada

IP = Taxa de Indisponibilidade Programada

---

12

<http://www5.cepel.br/main.jsp?lumPageld=4028E49E325E430B01325F8AA0E23338&lumS=cepelintern.et.produto&CodProduto=4028B88136E3DBC70136E40CF79820E5&lumItemId=4028B88136E3DBC70136E40CF7AD20E7> Acessado em maio de 2015.



Atualmente (desde os leilões de 1999), todas as usinas hidrelétricas com reservatório de regularização perceberam o benefício desta característica no momento do cálculo da garantia física.

A Figura 15 apresenta o conjunto de usinas que possuem benefício indireto calculado conforme a metodologia descrita acima.

Usina	Benefício Indireto (MW médios)	Ato Legal
IRAPE	7,5	Contrato de Concessão nº 14/2000 - ANEEL - AHE IRAPÉ Portaria nº 184, de 27 de dezembro de 2012
CORUMBA IV	7,2	Contrato de Concessão nº 93/2000 - ANEEL - AHE CORUMBÁ IV
ESPORA	1,5	Contrato de Concessão nº 13/2001 - ANEEL - AHE ESPORA
BARRA GRANDE	35,0	Contrato de Concessão nº 036/2001 - ANEEL - AHE BARRA GRANDE
STA CLARA PR	4,8	Contrato de Concessão nº 125/2001 - ANEEL - Complexo Energético Fundação-Santa Clara - AHE'S FUNDAÇÃO e SANTA CLARA
CORUMBA III	1,4	Contrato de Concessão nº 126/2001 - ANEEL - AHE CORUMBÁ III
SERRA FACAO	76,7	Contrato de Concessão nº 129/2001 - ANEEL - AHE SERRA DO FACÃO
PEIXE ANGICAL	1,0	Contrato de Concessão Nº 130/2001 - ANEEL - AHE PEIXE ANGICAL Portaria nº 11, de 2 de maio de 2006 Portaria nº 11, de 19 de maio de 2011
BATALHA	12,2	Portaria nº 511, de 25 de outubro de 2005
MAUA	2,5	Contrato de Concessão nº 001/2007 - MME - UHE MAUÁ Portaria nº 246, de 13 de setembro de 2006
JIRAU	2,9	Portaria nº 26, de 1º de agosto de 2011
SAO ROQUE	13,5	Contrato de Concessão nº 01/2012 - MME - UHE SÃO ROQUE Portaria nº 37, de 17 de novembro de 2011
SINOP	26,3	Contrato de Concessão nº 01/2014 - MME - UHE SINOP Portaria nº 65, de 25 de julho de 2013

*Figura 15 – Usinas com Benefício Indireto Publicado*

### III.12 Estratégias para a Valorização dos Reservatórios Existentes

A geração de energia elétrica no Brasil é decidida de forma centralizada pelo ONS, ou seja, usinas hidrelétricas com potência superior a 30MW devem estar conectadas ao SIN seguindo os comandos de despacho definidos de forma centralizada pelo ONS. Desta forma, os agentes não possuem liberdade para otimizar de forma individualizada e local a sua geração. Considerando as dimensões continentais do Brasil, a diversidade hidrológica existente e o amplo sistema de transmissão implantado a decisão de um despacho centralizado é adequada por permitir a complementariedade e sinergia entre as regiões.

Porém, sem o controle da sua geração o agente fica exposto financeiramente às decisões operativas do ONS. Por exemplo, se há perspectiva de secas prolongadas o operador pode decidir armazenar mais água em usinas com capacidade de regularização, reduzindo a geração nestas usinas por períodos prolongados. Ao reduzir a geração de uma usina, o contrato associado a ela poderia não ser cumprido, desta forma, haveria um prejuízo financeiro, pois a usina teria que recorrer ao mercado de curto prazo para honrar os seus compromissos.

Buscando mitigar estes riscos de exposição financeira, foi criado o MRE que busca dividir o risco hidrológico entre todos os participantes de forma equânime a partir do estabelecimento de cotas de energia que representam a participação de cada usina na geração total do sistema de forma independente da sua geração localizada. Desta forma, o que vale para cada usina é a sua “energia alocada pelo MRE” que é definida a partir do seu fator de participação perante a geração total das usinas participantes do “condomínio”. Este fator de participação é calculado a partir da garantia física de cada usina dividida pelo somatório das garantias físicas do sistema.

O benefício do MRE é percebido pelo sistema na medida em que permite a continuidade da operação centralizada sem prejuízo acentuados individuais, oferecendo o conforto necessário à participação dos geradores hidrelétricos. Porém, como em qualquer mecanismo de condomínio, pode haver um malefício para o sistema pelo desestímulo às medidas que busquem eficiência.

Uma boa analogia pode ser feita com um prédio de apartamentos que possui a conta de água rateada pela área de cada uma das unidades e não pelo consumo (pela ausência de hidrômetros individuais). Se um apartamento de 80m<sup>2</sup> possui 1 morador e outro de mesma metragem possui 5 moradores é de se esperar que o consumo de água do segundo seja bem mais elevado. Porém, como a regra é o rateio pela metragem, a conta de água vai ser exatamente a mesma para as duas unidades; ou seja, é correto (esta é a regra estabelecida), mas não é justo, especialmente quando o condomínio percebe que o consumo está elevado para “todos” e não há estímulo para

que o apartamento de 5 unidades reduza ou aplique medidas que busquem aumentar a eficiência no uso do recurso, já que ele não “percebe” o seu próprio consumo.

Para o MRE, este malefício de “ausência de percepção” de ineficiências individuais é percebido pelo sistema como um todo quando “na prática” as usinas não conseguem entregar coletivamente ao SIN a totalidade da geração “teórica”. Seja por questões locais individuais (assoreamento dos reservatórios, desgaste das máquinas, baixa eficiência dos conjuntos turbina-gerador) ou por questões mais gerais de restrições operativas que limitam a geração, tais como atendimento a vazões mínimas para manutenção de níveis de tomadas d’água a jusante, redução de volume útil para manutenção de níveis a montante dos reservatórios.

Apesar do desestímulo à eficiência causado pela socialização da produção, existe regulamentação prevista para revisão extraordinária das garantias físicas de usinas que proponham melhorias nas suas plantas. Esta regulamentação é detalhada na Portaria MME 861/ 2010 e já amparou processos de revisão de garantia física de usinas como Capivara e São Domingos. Porém, a Portaria MME 861/2010 possui um escopo bem reduzido de fatos relevantes que são considerados adequados ao pleito de revisão extraordinária. Outros fatos como, por exemplo, a revisão de uma restrição operativa, não seria tratada nesta revisão e sim nas Revisões Ordinárias, previstas no Decreto 2.655/1998, que apesar de apontar a ocorrência destas revisões a cada cinco anos, ainda não foi aplicado de forma prática.

Para as usinas que tiveram as suas concessões prorrogadas pelo sistema de cotas estabelecidos pela Lei 12.783/2013, o estímulo para realização de projetos que proporcionem aumento da eficiência e redução das restrições operativas foi reduzido, visto que não há ainda regulamentação específica de como ficará o retorno do investimento feito neste sentido. Com a publicação da Portaria MME 418, de 27 de novembro de 2013 houve um avanço, por haver a previsão de regulamentação pela ANEEL de regras para a realização de investimentos com vistas a qualidade e a continuidade na prestação de serviços pelas usinas hidrelétricas. Porém, estas regras

ainda não foram estabelecidas e não foram propostos os critérios para estabelecimento das parcelas adicionais das Receitas Anuais de Geração (RAG) que remunerarão estes investimentos.

Para estimular o desenvolvimento de reservatórios de regularização e garantir a busca da melhor condição operativa dos existentes seria necessário corrigir a correspondente garantia física. É verdade que alguns reservatórios de regularização (quando licitados a partir de 1999) tiveram valores de energia associados ao ganho de regularização considerados nas suas garantias físicas. Porém, o valor do benefício foi limitado à potência da usina quando na verdade não deveria haver esta limitação, visto que no limite até mesmo um reservatório puro (com potência nula) agrega energia ao sistema pela regularização das vazões e geração nas usinas a jusante já instaladas.

Por outro lado, a grande maioria dos reservatórios não tiveram seus benefícios indiretos proporcionados pela regularização adicionados à garantia física. Desta forma, não percebem os ganhos financeiros associados, restando apenas conviver com os prejuízos da operação solidária às demais usinas e com os impactos ambientais, processos iniciados pelo Ministério Público impedindo a operação, dentre outros graves problemas.

Uma solução para esta distorção seria considerar a alocação do benefício da regularização a todos os reservatórios do sistema e de forma conjunta alterar a regra de aferição do MRE para que a geração efetiva também fosse valorizada nos reservatórios de montante, a exemplo do que já é feito para a compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos. Há uma previsão de repasse por regularização a montante e um cálculo de coeficientes para este repasse para cada usina hidrelétrica existente no sistema. Esta regulamentação está vigente desde 2001 (Resolução ANEEL nº 88, de 22 de março de 2001).

A metodologia de cálculo destes coeficientes de repasse é baseada no método de Conti-Varlet. (SILVEIRA, 2011) descreve em mais detalhes o procedimento de cálculo. Existem aprimoramentos necessários ao cálculo, visto que este método avalia apenas

o ganho de regularização das vazões não considerando possíveis decisões operativas de priorização de geração em usinas com maior produtividade acumulada, comuns e passíveis de modelagem a partir de heurísticas de simulação. Porém, o que merece destaque é já existe uma metodologia vigente para alocação dos benefícios de regularização. Nada impede que este conceito seja estendido para a remuneração efetiva da usina, qual seja pela sua garantia física.

### III.13 Necessidade de Regulamentação da Questão Indígena

Sob o ponto de vista do Planejamento Energético do SEB, já foram citados exemplos de estudos que apontam para aproveitamento do potencial hidrelétrico localizado na região Norte do país. Esta mesma parte do território brasileiro é a que concentra a maior parte dos territórios indígenas

A Constituição Federal de 1988 incorporou o reconhecimento formal do direito dos povos indígenas e das comunidades quilombolas a porções do território nacional, identificadas a partir do autorreconhecimento, de estudos históricos, etnográficos e antropológicos, apoiados por informações cartográficas, fundiárias, agronômicas, ecológicas, geográficas e socioeconômicas. Após este processo podem ser identificadas terras indígenas ou quilombolas (TI ou TQ). Muitas vezes, o andamento das demarcações se caracteriza por controvérsias e contestações.

A proteção garantida pela Constituição aumenta, sem dúvida, a complexidade para a implantação de projetos que atinjam diretamente esses territórios (não apenas aproveitamento do potencial hidrelétrico). No caso das TI, é do entendimento comum a necessidade de se ter previamente regulamentado o art. 231 da Constituição. Em qualquer caso, tem crescido a reivindicação, sobretudo da parte do Ministério Público e de movimentos sociais, de que sejam promovidas junto às comunidades as consultas de que trata a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho – OIT, da qual o Brasil é signatário.

O Estatuto do Índio define diferentes modalidades de TI: i) terras ocupadas ou habitadas pelos silvícolas; ii) áreas reservadas e iii) terras de domínio das comunidades indígenas ou de silvícolas. Na primeira categoria, há aquelas já declaradas, podendo estar homologadas e/ou demarcadas ou não. É dessas TI que trata o art. 231 da CF. As áreas reservadas são as estabelecidas pela União para usufruto dos índios, não sendo necessariamente de uso tradicional. Entre elas se incluem reservas indígenas e parques indígenas. As de domínio são as terras adquiridas por intermédio de compra e venda ou usucapião.

No caso de TQ, a maior parte das comunidades que têm Certidão de Autorreconhecimento expedida pela Fundação Palmares não possui ainda o título da terra, o que aumenta o potencial de conflitos.

Considerando o exposto, a implantação de um projeto que apresenta interferência direta com TI ou com TQ tem naturalmente uma maior complexidade na medida em que envolverá negociações longas e que, por certo, será elevado o risco de judicialização. (EPE, 2015).

### III.14 Recomendações

Considerando as questões apresentadas neste capítulo, percebe-se a necessidade de incorporar uma parcela mais determinativa ao planejamento da expansão da geração.

Atualmente, o planejamento da expansão é indicativo, sendo a expansão efetiva viabilizada a partir dos leilões de energia nova.

Os reservatórios de regularização muitas vezes apresentam custos mais elevados em função de uma maior área para realocação, maior robustez dos equipamentos eletromecânicos para suportar as variações de nível, dentre outras questões relacionadas à operação do reservatório. Desta forma, estas características deverão ser respeitadas e eventualmente, os preços tetos atualmente praticados para usinas

hidrelétricas deverão ser repensados. Como o valor referencial de um empreendimento em um leilão é dado pela razão entre a estimativa de custo e o seu benefício energético, devem ser feitos aprimoramentos na avaliação deste benefício para usinas com regularização. Atualmente, apesar da garantia física das usinas com capacidade de regularização considerar o benefício indireto proporcionado à jusante, há uma limitação deste valor ao valor da potência disponível. O que no limite pode ser entendido como uma limitação aos reservatórios “puros”, ou seja, se não há potência não há benefício. Recomenda-se eliminar esta limitação superior na garantia física das usinas com reservatório.

Também merece destaque a necessidade de retorno da publicação “Relatório do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - Inventários Propostos para o Biênio”, prevista na Resolução ANEEL Nº 393/1998, visando nortear o planejamento coordenado pelo MME. Esta elaboração poderia ser executada pela EPE.

As características dos aproveitamentos hidrelétricos concedidos devem ser mais detalhadas no Edital e Contrato de Concessão visando garantir a execução das usinas conforme previsto no cálculo da garantia física.

Os reservatórios existentes deveriam ter algum tipo de benefício de forma a constantemente manterem as condições operativas previstas no seu contrato de concessão. Poderia ser criada uma conta de cobertura das restrições operativas hidráulicas, de forma a ressarcir gastos que visem eliminar da restrição em pauta.

Este Capítulo também apresentou elementos para a discussão que deve ser feita quanto à necessidade de regulamentação do art. 231 da Constituição Federal que dispõe sobre a questão da utilização das terras indígenas. Vários reservatórios previstos nos estudos de inventário das bacias da região Norte do Brasil poderão interferir de forma direta em terras indígenas, porém há menção constitucional que permite a pesquisa e lavra das riquezas minerais além do aproveitamento de recursos hídricos por terceiros em áreas indígenas, o que não há é uma regulamentação de como será a participação dos resultados para as comunidades afetadas (o que

também é previsto no §3º do art. 231 da CF. Urge a questão da discussão desta questão junto ao Congresso Nacional de forma clara e não apaixonada, buscando medidas compensatórias para os índios, como o pagamento de *royalties*<sup>13</sup>.

---

<sup>13</sup> É conhecida como “royalties” a compensação financeira referida no § 1º, do art. 20 da CF. Esta compensação é paga a título de resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais.



## IV. Estudos de Inventário do Potencial Hidrelétrico no Brasil

### IV.1 Introdução – Histórico e Metodologia Vigente nos Estudos de Inventário

Conforme descrito no Capítulo III, os Estudos do Projeto Canambra, realizados na década de 1960, podem ser registrados como o primeiro estudo abrangente de inventário do potencial hidroelétrico brasileiro. Naquele momento os estudos realizados permitiram a formação de centenas de técnicos brasileiros que posteriormente integrariam os órgãos de planejamento das principais empresas de energia. Como dito anteriormente, a opção pelas grandes barragens marcou estes estudos e estas usinas passaram a integrar os planos de expansão da produção de energia elétrica formulados pelo setor, entre os quais se destacam o Plano 90, o Plano 95, os planos, 2000, 2010 e 2015 publicados em 1974, 1979, 1982, 1988 e 1994, respectivamente.

Naquele momento a seleção dos aproveitamentos era feita com base na atratividade econômica energética, desta forma, as restrições ambientais não chegavam a limitar ou alterar significativamente o dimensionamento ou a escolha pela implantação de determinada usina.

Ao longo do tempo e com a experiência vivida pelas empresas do setor verificou-se, para o caso dos aproveitamentos hidroelétricos, a necessidade de estudos socioambientais com abrangência suficiente para envolver o conjunto de projetos de uma mesma bacia hidrográfica, escopo pertinente à etapa de Estudos de Inventário no ciclo do planejamento setorial. A primeira iniciativa nessa direção foi tomada na oportunidade da revisão do Manual dos Estudos de Inventário, entre 1996 e 1997. Ali, a abordagem dos aspectos socioambientais, foi ampliada e aprofundada equiparando-se em importância às demais abordagens temáticas (de engenharia e econômica) no

âmbito do processo decisório relativo à seleção dos aproveitamentos hidroelétricos para a composição da melhor alternativa de quedas.

Em 2005, o MME contratou junto ao CEPEL o Projeto de Revisão do Manual do Inventário de Bacias Hidrográficas, culminando no novo Manual do Inventário de Bacias Hidrográficas, BRASIL (2007), um instrumento atualizado, que incorpora avanços conceituais, metodológicos e técnicos ocorridos no Brasil e no âmbito internacional, no campo da avaliação dos recursos hidrelétricos. Dois aspectos relevantes foram incorporados ao Manual: a Avaliação Ambiental Integrada dentro do conceito de desenvolvimento sustentável e a consideração dos usos múltiplos da água conforme o Plano Nacional de Recursos Hídricos (PNRH).

O potencial hidroelétrico de uma bacia hidrográfica, referido nesta Tese, segue a definição vigente constante no Manual de Inventário, “potencial que pode ser técnico, econômico ou socioambientalmente aproveitado, levando-se em conta um cenário de utilização múltipla da água na bacia em estudo.”

A definição deste potencial deve seguir as diretrizes constantes no Manual. Ao longo do presente texto, algumas questões serão apresentadas como sugestões às diretrizes vigentes, nestas ocasiões, sempre serão referenciadas e transcritas a metodologia oficial e as sugestões serão contrapostas como tal.

Pode-se considerar que o inventário contempla as seguintes dimensões:

- Econômico/Energética: os estudos têm como critério básico a maximização da eficiência econômico-energética,
- Estudos Ambientais: minimização dos impactos socioambientais negativos, considerando-se adicionalmente os impactos socioambientais positivos oriundos da implantação dos aproveitamentos hidroelétricos na bacia.

Consequentemente, para sua realização, devem ser estabelecidos critérios energéticos, econômicos, de usos múltiplos da água, socioambientais e técnicos de engenharia.

Sob o ponto de vista energético, é feita uma avaliação do potencial hidroelétrico da bacia estudada, respeitadas as parcelas de queda e de vazão comprometidas com os outros usos da água. Esses critérios estão relacionados com o objetivo de maximização da eficiência econômico-energética, que é traduzida na comparação das alternativas pela composição do índice custo/benefício energético (R\$/MWh).

Os critérios de usos múltiplos da água referem-se à consideração de outros usos dos recursos hídricos da bacia, buscando minimizar conflitos e racionalizar a sua utilização por meio da estimativa das parcelas de queda e de vazão disponíveis para a geração de energia elétrica. Para tal, um diagnóstico deverá ser elaborado nos Estudos Preliminares de forma a subsidiar a construção de um cenário futuro de uso múltiplo para a bacia, a ser aplicado nos Estudos Finais.

Os critérios de natureza técnica de engenharia referem-se à utilização de soluções consagradas na concepção dos arranjos dos aproveitamentos, procurando transmitir ao usuário do Manual um conjunto de informações e procedimentos que, ao final, resultarão no dimensionamento e estimativa de custos e quantidades de forma simples e rápida. Os custos de obras civis e equipamentos apresentados representam a média dos preços unitários recentemente praticados pela engenharia nacional. Os equipamentos incorporam, em termos tecnológicos, o recente desenvolvimento no campo da eletromecânica.

Os critérios de natureza socioambiental referem-se à análise dos impactos socioambientais negativos. Deve-se ressaltar que, para a necessária compatibilização desses quatro grupos de critérios, aqueles aspectos que estiverem incorporados aos índices custo/benefício sob a forma de custos incorridos para a implantação (custos de controle e de compensação), não deverão ser contabilizados na composição do índice de impacto socioambiental negativo. Assim, este índice deverá traduzir apenas as externalidades provocadas pelos processos impactantes negativos deflagrados na área de estudo, como por exemplo, as mudanças no modo de vida da população atingida ou a perda de habitats naturais, entre outros.

Como disposto no Capítulo IV, os Estudos de Inventário do Potencial Hidrelétrico de uma bacia correspondem à etapa inicial de desenvolvimento de uma usina hidrelétrica, ou seja, neste momento “nascem” as usinas. Porém, a identificação de uma usina em uma alternativa selecionada nos estudos finais de um inventário não garante sua efetiva entrada em operação. Toda uma trajetória ainda deverá ser trilhada para que esta usina venha a existir como uma das opções de geração de energia elétrica para atendimento à carga.

A seguir a Figura 16 ilustra a situação em 2013 dos estudos de inventário na ANEEL.

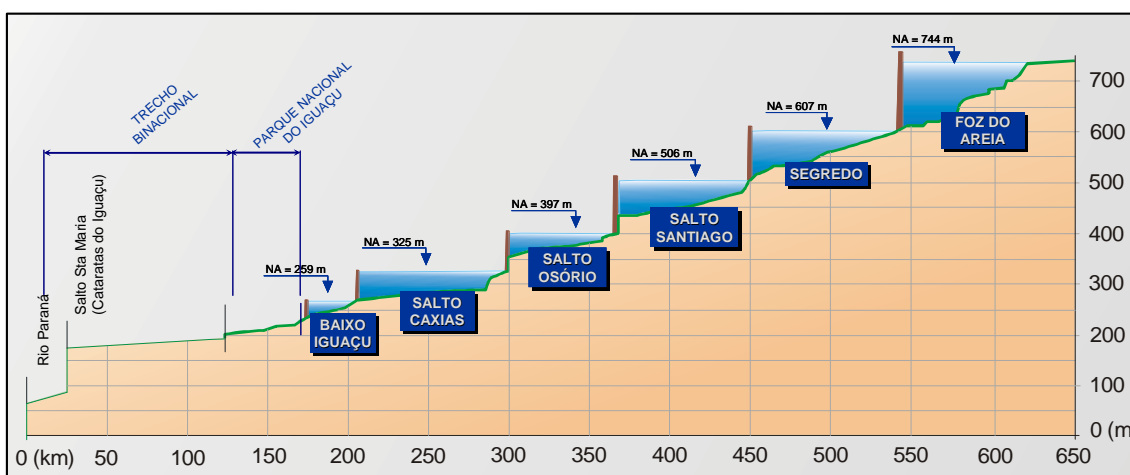


Figura 16 – Situação dos Estudos de Inventário na ANEEL em 2013. Fonte: EPE. — Inventários Aprovados — Inventários Aceitos e — Inventários com Registro Ativo

Um estudo de inventário, uma vez aprovado pela ANEEL, tem as suas usinas selecionadas colocadas à disposição dos interessados no desenvolvimento dos estudos de viabilidade técnico e econômica.

E a ótica dos desenvolvedores dos estudos de viabilidade (melhor aproveitamento do potencial localizado na usina selecionada) pode ser bem distinta da diretriz utilizada nos estudos de inventário (melhor aproveitamento do potencial da bacia).

A seguir, a Figura 17 apresenta um exemplo de uma alternativa final proposta em um estudo de inventário. O rio Iguazu apresentado neste exemplo já possui todas as usinas em operação, à exceção da UHE Baixo Iguazu que se encontra em construção, após enfrentar um longo período de paralização após a licitação em 2007.



Fonte: ANEEL, 2007

Figura 17 - Perfil da Alternativa Selecionada para o Inventário do rio Iguazu

Há que se observar que este estudo de inventário do rio Iguazu foi desenvolvido na década de 1970, naquele momento, sob o modelo de monopólio estatal vigente no Setor Elétrico, as áreas de concessões eram definidas e delegadas às concessionárias localizadas nas áreas em questão. Neste caso, a concessão foi delegada à Copel (Companhia Paranaense de Energia). Considerando aquele contexto e a realidade operativa associada a ele (todas as usinas operadas pelo mesmo Concessionário), fica mais fácil entender a viabilização do grande reservatório da UHE Foz do Areia, localizado a montante, na cabeceira do rio Iguazu, proporciona uma significativa regularização a este rio, que por possuir características hidrológicas de forte irregularidade (apresenta grandes secas e cheias em períodos não bem definidos, com grande aleatoriedade), demanda regularização.

Sob a ótica do aproveitamento energético, a lógica de seleção de uma alternativa nos estudos de inventários segue o princípio básico do ganho de energia firme<sup>14</sup> que o conjunto de usinas pode propiciar ao sistema de referência, considerando que já foram realizados todos os outros aproveitamentos da alternativa, denominado ganho em última adição.

Voltando à seleção de alternativas no inventário, a mesma é feita tendo como critério básico a maximização da eficiência econômico-energética em conjunto com a minimização dos impactos socioambientais negativos. Como, em geral, a maximização da eficiência econômico-energética conflita com a minimização dos impactos socioambientais no processo de comparação e seleção de alternativas, estes aspectos deverão ser considerados dentro de uma abordagem multiobjetivo. A seleção é feita eliminando-se alternativas de baixo desempenho sob qualquer dos dois pontos de vistas e identificação de alternativas para as quais não existe outra com índices custo/benefício energético e socioambiental negativo simultaneamente inferiores.

Desta forma, é prevista uma comparação e seleção de alternativas tendo por objetivo a eliminação daquelas que não são competitivas, tanto sob o ponto de vista da eficiência econômico-energética, como sob o ponto de vista dos impactos socioambientais negativos. Para esta comparação, deve-se tomar como base o índice de custo/benefício energético e o índice de impacto socioambiental negativo calculado para cada alternativa.

As análises e comparações econômico-energéticas realizadas em Estudos de Inventário Hidroelétrico têm como base índices custo-benefício energético, expressos em R\$/MWh e calculados sempre como a razão entre o custo de obtenção de um acréscimo na energia firme do sistema de referência e o valor desse acréscimo. Este índice pode ser calculado isoladamente para cada aproveitamento ou para um

---

<sup>14</sup> A energia firme de um sistema corresponde à maior carga que este sistema pode atender sem ocorrência de déficits durante o período crítico deste sistema. Entende-se como crítico o período em que os reservatórios do sistema partindo cheios e sem reenchimentos totais intermediários sejam deplecionados ao máximo.

conjunto de aproveitamentos de uma alternativa, assim como para a alternativa como um todo.

O benefício energético de cada aproveitamento de uma alternativa é medido pelo acréscimo na energia firme do sistema de referência proporcionada pela adição do aproveitamento, supondo já construídos todos os outros aproveitamentos da alternativa.

O índice custo-benefício energético de cada aproveitamento é definido como a razão entre o seu custo total anual e o seu benefício energético. É calculado pela seguinte expressão:

$$ICB_i = CT_i / (8760 * \Delta EF_i), \text{ onde,} \quad (8)$$

ICB<sub>i</sub>: Índice custo-benefício energético da usina i, em R\$/MWh

CT<sub>i</sub>: Custo total anual da usina i, em R\$

Δ EF<sub>i</sub>: Acréscimo de energia firme propiciado pela adição da usina i em MWmedios, considerando todos os aproveitamentos da alternativa como já construídos.

Uma vez que cada alternativa de divisão de queda fornece um ganho diferente de energia firme ao sistema de referência, a comparação das alternativas entre si requer uma homogeneização desses valores.

Isto é feito complementando a produção associada às alternativas com menor ganho de energia firme, até o maior valor dentre todas as alternativas, ao custo unitário de referência.

O índice custo-benefício energético de cada alternativa, que será o parâmetro com o qual ela será avaliada, é dado por:

$$ICB_a = (CT_a + 8760 * CUR * (\Delta EF' - \Delta EF_a)) / (8760 * \Delta EF'), \text{ onde:}$$

ICB<sub>a</sub>: Índice custo-benefício energético da alternativa a, em R\$/MWh

CUR<sup>15</sup>: Custo unitário de referência, em R\$/MWh

$\Delta EF'$ : Ganho de energia firme fornecido pela alternativa com maior produção no conjunto das analisadas, em MWmedios

$\Delta Ef_a$ : Ganho de energia firme fornecido pela alternativa a, em MWmedios

CT<sub>a</sub>: Custo total anual da alternativa a, depois que todos os aproveitamentos não econômicos forem eliminados, em R\$.

A cada decisão de construir ou não uma usina hidrelétrica, ou de um conjunto de usinas de uma alternativa, devem ser avaliados os impactos da não construção daquela usina, ou conjunto de usinas. Usualmente, são facilmente quantificados os prejuízos econômicos, visto que a alternativa ao não atendimento da parcela da carga correspondente ao total de energia firme agregado pelo total de usinas será o atendimento a partir de alguma outra fonte que agregue a mesma quantidade de energia, porém com um custo mais elevado (e, eventualmente um impacto mais elevado).

A metodologia vigente no Manual de Inventário, descrita acima, procura representar esta opção de não atendimento à carga e compensação pelo atendimento com outra fonte, através da homogeneização dos custos entre as alternativas. Porém, não há a previsão da homogeneização dos impactos ambientais dentre as distintas alternativas conforme poderá ser visto a seguir, segundo descrito em (BRASIL, 2007).

O índice socioambiental negativo de uma alternativa de divisão de queda deve expressar a intensidade do impacto negativo sobre a área de estudo do conjunto dos aproveitamentos que a compõem, buscando a hierarquização das alternativas em função do atendimento ao objetivo de minimização dos impactos socioambientais negativos.

---

<sup>15</sup> É o custo de geração, em R\$/MWh, acima do qual a contribuição energética das usinas, ou das configurações de usinas, deixa de ser economicamente competitiva. Corresponde ao custo de longo prazo no sistema de referência considerado para a produção de energia a um fator de capacidade  $F_k$ , resultante da combinação da fonte de energia e da fonte de ponta do sistema de referência.



O cálculo do índice socioambiental negativo de uma alternativa se desenvolve em duas etapas:

Composição do índice de impacto negativo da alternativa sobre cada componente-síntese (relativo à agregação dos índices de aproveitamentos em índice de alternativa de divisão de queda).

Composição do índice de impacto negativo da alternativa sobre o sistema socioambiental (correspondente à agregação dos seus índices de impacto negativos relativos a todos os componentes-síntese<sup>16</sup>).

O índice de impacto socioambiental negativo da alternativa de divisão de queda sobre cada componente-síntese deve representar o impacto do conjunto de aproveitamentos sobre o componente-síntese na área de estudo, considerando-se todos os aproveitamentos da alternativa implantada. Para tanto, seria necessário considerar, além dos processos impactantes de cada aproveitamento analisado isoladamente, os efeitos cumulativos e sinérgicos<sup>17</sup> entre os aproveitamentos que afetam uma mesma subárea<sup>18</sup>, bem como os aqueles entre os processos impactantes das diferentes subáreas.

Este índice é obtido pela soma ponderada dos índices de impacto negativo da alternativa sobre componente-síntese (IAC), calculados anteriormente.

$$IA = \sum IAC_i * P_{ci}, \text{ onde} \quad (9)$$

$P_{ci}$ : Fator de ponderação relativo a cada componente-síntese.

---

<sup>16</sup> Para representação do sistema ambiental adota-se uma estrutura analítica composta por seis componentes-síntese: Ecossistemas Aquáticos (e recursos hídricos), Ecossistemas Terrestres, Modos de Vida, Organização Territorial, Base Econômica e Povos Indígenas/Populações Tradicionais.

<sup>17</sup> Cumulatividade e sinergia são causadas pela combinação de uma ou mais ações antrópicas com outra(s) passada(s), presente(s) ou futura(s) potencializando alterações ao meio ambiente. Os impactos cumulativos resultam da interação aditiva dessas alterações em um dado espaço ao longo do tempo. Os impactos são considerados sinérgicos quando os resultados destas interações acarretam uma alteração em um dado espaço diferente da simples soma das alterações.

<sup>18</sup> Recortes territoriais contínuos que apresentam relações e processos particulares que as distinguem das demais e que determinam sua relação com a dinâmica do componente-síntese na área de estudo como um todo.

Visando manter os valores de IA entre zero e um, os pesos  $P_{ci}$  devem ser atribuídos também em uma escala contínua de zero a um, devendo a soma dos pesos de todos os componentes ser igual à unidade.

Os fatores de ponderação são utilizados para possibilitar a relativização dos índices de impacto da alternativa sobre componente-síntese no quadro socioambiental da área de estudo. Estes pesos devem representar a importância relativa entre os processos impactantes de cada componente-síntese sobre o sistema socioambiental, que pode ser medida pela repercussão de tais processos sobre os demais componentes.

Para avaliar esta repercussão, devem ser consideradas as análises das interações entre os componentes-síntese relativas à composição do quadro socioambiental da área de estudo realizadas no diagnóstico.

Esta atividade será realizada pela equipe técnica responsável pelos estudos que deverá, entretanto, considerar as visões dos diferentes grupos de interesse identificados na região, apreendidas no decorrer dos estudos.

Devido ao caráter interdisciplinar desta atividade e à grande margem de subjetividade envolvida, torna-se necessário sistematizar os procedimentos para a atribuição dos pesos entre os componentes, utilizando métodos e técnicas adequados. Estes métodos devem possibilitar a representação de avaliações subjetivas em um sistema de pesos, bem como permitir a realização da síntese da opinião de diversos avaliadores.

Uma vez calculados os índices, é feita a avaliação multiobjetivo a partir de uma análise gráfica que prevê a eliminação das alternativas dominadas que são aquelas que possuem alguma outra alternativa com índices custo/ benefício energético e socioambiental negativo inferiores, conforme apresentado na Figura 18. Para a hierarquização das Alternativas Finais utilizam-se os pesos relativos determinados pelo tomador de decisão. É feita uma representação cartesiana dividida duas partes. A primeira, para cálculo do índice de preferência (I), através da composição dos eixos do

índice custo/benefício energético e do índice socioambiental negativo. A segunda parte da função, calcula o índice de preferência modificado ( $I'$ ), através da composição dos eixos índice de preferência e impacto socioambiental positivo.

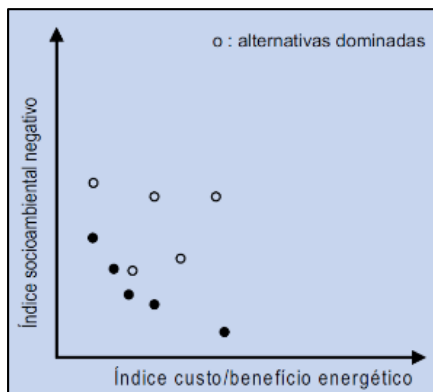


Figura 18 - Avaliação Multiobjetivo para seleção de alternativas nos Estudos de Inventário

Conforme demonstrado na Equação (2) o benefício energético de cada aproveitamento de uma alternativa deve ser medido pelo ganho de energia firme do sistema de referência proporcionado pela adição do aproveitamento, supondo já construídos todos os outros aproveitamentos da alternativa, bem como todas as usinas hidraulicamente acopladas ao rio em questão. Quando o sistema de referência não é estabelecido de forma adequada, pode haver um prejuízo na tomada de decisão das melhores usinas, visto que usinas com reservatório se beneficiam do ganho proporcionado nas usinas de jusante.

Outra observação que pode ser feita a partir da avaliação das Equações (1) a (3) é de que caberia uma homogeneização dos impactos ambientais entre as alternativas. A metodologia de avaliação dos impactos ambientais é bastante complexa e considera diversas dimensões ao avaliar distintos componentes-síntese. Porém, ainda há uma lacuna neste índice por não ser considerada a homogeneização das alternativas com relação a não implantação de cada alternativa e os impactos associados à alternativa adotada em substituição à descartada.

Isto posto, seria razoável utilizar o mesmo critério na dimensão ambiental. Ou seja, considerar o impacto de utilizar outras fontes de energia (com maiores impactos negativos) para equalizar as alternativas.

A seguir serão apresentados dois estudos de casos que ressaltam a necessidade de aprimoramentos metodológicos relacionados ao sistema de referência e à homogeneização dos impactos ambientais nos estudos de inventários.

#### **IV.2 Consideração do Impacto Ambiental associado ao não aproveitamento do máximo potencial da bacia**

Como pôde ser visto, apesar da metodologia de avaliação dos impactos ambientais negativos apresentar um alto grau de complexidade e considerar diversas dimensões ao avaliar distintos componentes-síntese, ainda há uma lacuna neste índice por não ser considerada a homogeneização das alternativas com relação a não implantação de cada alternativa e os impactos associados à alternativa adotada em substituição à descartada.

Considerando a metodologia utilizada na dimensão energética (conforme Equação 2), que considera a opção de não implantação das usinas excluídas em cada uma das alternativas comparativamente à alternativa de maior potencial energético através da compra de energia, seria razoável utilizar o mesmo critério na dimensão ambiental, qual seja considerar o impacto de utilizar outras fontes de energia (com maiores impactos negativos) para equalizar as alternativas.

Em 2012, no documento de qualificação para esta tese (LIVINO DE CARVALHO, 2012), a autora propôs uma metodologia simplificada para considerar uma equalização conjunta das dimensões energética e ambiental. Naquele momento foi proposto considerar a mesma composição que deu origem ao CUR (50% carvão mineral importado e 50% de energia nuclear) para avaliação do impacto proveniente da adoção de energia complementar proveniente destas fontes.

Naquela mesma oportunidade foi apresentado um exercício resumido a seguir indicando que a consideração da “compensação de impacto ambiental” poderia alterar uma alternativa selecionada.

*Tabela 2- Simulação de Seleção de Alternativas Considerando Compensação de Impactos das Alternativas com Menor Energia – Proposição 1*

**Índice Custo-Benefício Energético das Alternativas**

Alternativa	Energia		Custo com Complementação	
	Ganho de Firme (MW)	Complementação (MW)	Anual (R\$ x 10 <sup>6</sup> )	ICB (R\$/MWh)
A	3826	834	4.728	115.81
B	4614	47	3.839	94.02
C	4661	0	3.771	92.38

**Índice Socioambiental Negativo das Alternativas**

Componente-síntese	Peso	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Base Econômica	0.1	0.053	0.053	0.053
Ecossistema Aquático	0.3	0.83	0.709	0.803
Ecossistema Terrestre	0.2	0.659	0.744	0.751
Modos de Vida	0.1	0.308	0.314	0.313
Organização Territorial	0.1	0.542	0.535	0.537
Populações Indígenas	0.2	1	1	1
<b>IA</b>		<b>0.671</b>	<b>0.652</b>	<b>0.681</b>

**Índice Socioambiental Negativo das Alternativas CONSIDERANDO A COMPLEMENTAÇÃO**

Componente-síntese	Peso	Alternativa A'	Alternativa B'	Alternativa C'
<i>Base Econômica</i>	0.25	0.5	0.2	-
<i>Mudança Climática</i>	0.25	1.0	0.2	-
<i>Conforto da População</i>	0.25	0.8	0.1	-
<i>Pressão de Infra-Estrutura</i>	0.25	0.8	0.2	-
<b>IA</b>		<b>0.775</b>	<b>0.175</b>	<b>0</b>

**Índice Socioambiental Negativo FINAL das Alternativas**

Alternativa (A + A')/2	Alternativa (B + B')/2	Alternativa (C + C')/2
0.723	0.4135	0.3405

A Tabela 2 apresenta o exercício da época que considerou dados reais de um inventário aprovado em 2011 pela ANEEL. Portanto, as duas primeiras tabelas transcrevem exatamente os números apresentados no inventário. A simulação proposta naquela qualificação não pretendia esgotar o assunto, servia apenas como guia para estimular o aprofundamento dos estudos relativos a equalização do impacto ambiental nos mesmos moldes do que é feito com a dimensão energética.

Para fins daquele exercício, foi proposto um conjunto de quatro novas componentes sínteses que seriam utilizadas para analisar os impactos das fontes

complementares que serão utilizadas no caso da não viabilização do potencial hidráulico da alternativa de maior energia (C).

Considerando o mesmo peso para os quatro componentes (0.25), e simulando alguns valores de impactos para as alternativas A' e B' (referentes à complementação da energia por meio de usinas a carvão e nucleares), obtêm-se os novos valores de impacto que, somados aos anteriores, darão origem aos reais impactos de cada alternativa.

Naquele exercício pôde ser observado que a alternativa de menor impacto passaria a ser a C (em função de não necessitar adicionar novos impactos provenientes de novas fontes).

Posteriormente, a autora pensou em outra alternativa de compensação apresentada na Tabela 3. Neste exercício, passaria a ser considerado um novo componente síntese que representasse simplificada o efeito global da emissão de CO<sub>2</sub> em função da geração térmica. A alternativa que demandaria a “compra” de energia poluente também teria um impacto maior e poderia não ser mais selecionada. Uma geração adicional de 834MWmed de nuclear e carvão representariam aproximadamente 1.500MW de potência instalada, tomando como base fatores de capacidade típicos para estas fontes.

A aplicação desta segunda proposição pode ser vista na Tabela 3. A adição deste novo componente síntese, atribuição dos índices e redistribuição dos pesos levaria à indicação da Alternativa C e não mais a B como a de menor impacto, desta forma a análise multicritério poderia ter selecionado uma nova alternativa ao final do estudo.

Tabela 3- Simulação de Seleção de Alternativas Considerando Compensação de Impactos das Alternativas com Menor Energia – Proposição2

1º Passo - Avaliação do ICB - Exatamente como foi obtido no Inventário Original

**Índice Custo-Benefício Energético das Alternativas**

Alternativa	Energia		Custo com Complementação	
	Ganho de Firme (MWmed)	Complementação (MWmed)	Anual (R\$ x 10 <sup>6</sup> )	ICB (R\$/MWh)
A	3826	834	4.728	115,81
B	4614	47	3.839	94,02
C	4661	0	3.771	92,38

2º Passo - Avaliação do IA - Exatamente como foi obtido no Inventário Original

**Índice Socioambiental Negativo das Alternativas**

Componente-síntese	Peso	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Base Econômica	0,1	0,05	0,05	0,05
Ecosistema Aquático	0,3	0,83	0,71	0,80
Ecosistema Terrestre	0,2	0,66	0,74	0,75
Modos de Vida	0,1	0,31	0,31	0,31
Organização Territorial	0,1	0,54	0,54	0,54
Populações Indígenas	0,2	1,00	1,00	1,00
<b>IA</b>		<b>0,671</b>	<b>0,652</b>	<b>0,681</b>

3º Passo - Inserção de um novo componente síntese de forma a considerar a complementação de geração a carvão + nuclear

**Índice Socioambiental Negativo das Alternativas**

Componente-síntese	Peso	Alternativa A	Alternativa B	Alternativa C
Base Econômica	0,10	0,053	0,053	0,053
Ecosistema Aquático	0,15	0,83	0,71	0,80
Ecosistema Terrestre	0,20	0,66	0,74	0,75
Modos de Vida	0,10	0,31	0,31	0,31
Organização Territorial	0,10	0,54	0,54	0,54
Populações Indígenas	0,10	1,00	1,00	1,00
<i>Emissão de CO2</i>	<i>0,25</i>	<i>0,70</i>	<i>0,10</i>	<i>0,00</i>
<b>IA</b>		<b>0,6216</b>	<b>0,47035</b>	<b>0,46095</b>

Esta linha de pesquisa motivou diversos pesquisadores e foi objeto de diversos estudos publicados em seminários nacionais pelo CEPEL ao longo dos anos de 2012, 2013 e 2014. Em (MATOS, *et al.*, 2014) há uma proposta bem elaborada da consideração, na análise multiobjetivo, do índice de impacto socioambiental negativo relativo ao não-aproveitamento de potenciais hidrelétricos econômico-energeticamente

eficientes. Neste trabalho foi feita uma proposição de uma metodologia que foi desenvolvida considerando as seguintes etapas:

1. Seleção dos impactos socioambientais das fontes de geração da matriz elétrica de longo prazo (naquele caso obtida a partir dos últimos dez anos do PNE 2030).

2. Definição dos indicadores para os impactos selecionados e quantificação destes impactos.

3. Cálculo do índice de impacto socioambiental negativo da complementação energética.

4. Incorporação deste índice na análise multiobjetivo dos Estudos de Inventário.

O artigo em questão apresenta um exercício que ratifica a constatação de que a consideração do impacto socioambiental negativo do não-aproveitamento de potenciais economicamente atrativos pode influenciar na seleção das alternativas de divisão de quedas destes estudos.

Considerando a importância desta questão, é recomendável revisar a metodologia oficial de inventário para que esta dimensão seja corretamente considerada. Adicionalmente, conforme descrito, há uma grande importância da expansão de longo prazo a partir da qual é calculado tanto o CUR quanto os índices de impacto socioambiental do não aproveitamento do maior potencial. Idealmente, ambos os parâmetros devem ser calculados exatamente na mesma base e deve ser dada ampla publicidade e transparência na divulgação por parte do Poder Concedente, de forma a orientar a elaboração dos estudos de inventário. Atualmente, não há nenhuma publicação que informe qual o CUR que deverá ser utilizado. Dessa forma, muitas vezes a ANEEL orienta os desenvolvedores dos estudos a realizarem sensibilidades com diversos valores para determinação da alternativa selecionada. Este recurso apesar de útil não é ideal visto que para o Planejamento restará o problema do desencontro entre as premissas nas quais as usinas foram previstas nos distintos estudos de inventário aprovados muitas vezes simultaneamente.



Ao longo dos ciclos de planejamento na época elaborados pelo GCPS (Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos) os valores do CUR eram calculados a partir do custo médio de expansão do último quinquênio do planejamento de longo prazo, sendo muitas vezes a expansão deste período composta apenas de usinas nucleares e de carvão mineral importado. Porém, existem diversas metodologias para cálculo deste valor, podendo o mesmo ser obtido a partir do custo médio de geração ao longo de todo o período, custo total médio (geração somado à expansão).

Uma solução necessária para esta falta de isonomia entre os estudos e uma ajuda para o correto tratamento da compensação ambiental seria a publicação com uma periodicidade, dos valores do CUR e das metodologias e premissas a partir das quais este valor foi calculado. Este valor poderia ser calculado pela EPE que o submeteria ao MME para aprovação e publicação, via Portaria, a cada dois anos por exemplo.

#### **IV.3 Sistema de referência – A importância para a decisão adequada de dimensionamento das usinas na seleção de alternativas**

A Revisão dos Estudos de Inventário Hidrelétrico do rio Paranaíba no trecho situado a montante da UHE Emborcação foi aprovado pelo Despacho ANEEL Nº 910, de 26 de novembro de 2003 e conteve apenas três usinas selecionadas no curso principal do rio ao final do estudo. Uma delas (a UHE Escada Grande) foi posteriormente revogada. O sistema de referência adotado neste estudo foi equivocadamente restrito às usinas que estavam sendo estudadas no rio Paranaíba, não tendo sido consideradas as usinas hidráulicamente acopladas até (e inclusive) a UHE Itaipu.

O exercício apresentado a seguir ilustra o efeito deletério de um sistema de referência mal estabelecido e faz uma comparação entre os sistemas de referência (o adotado – que é um detalhe do correto – e o que deveria ter sido adotado).

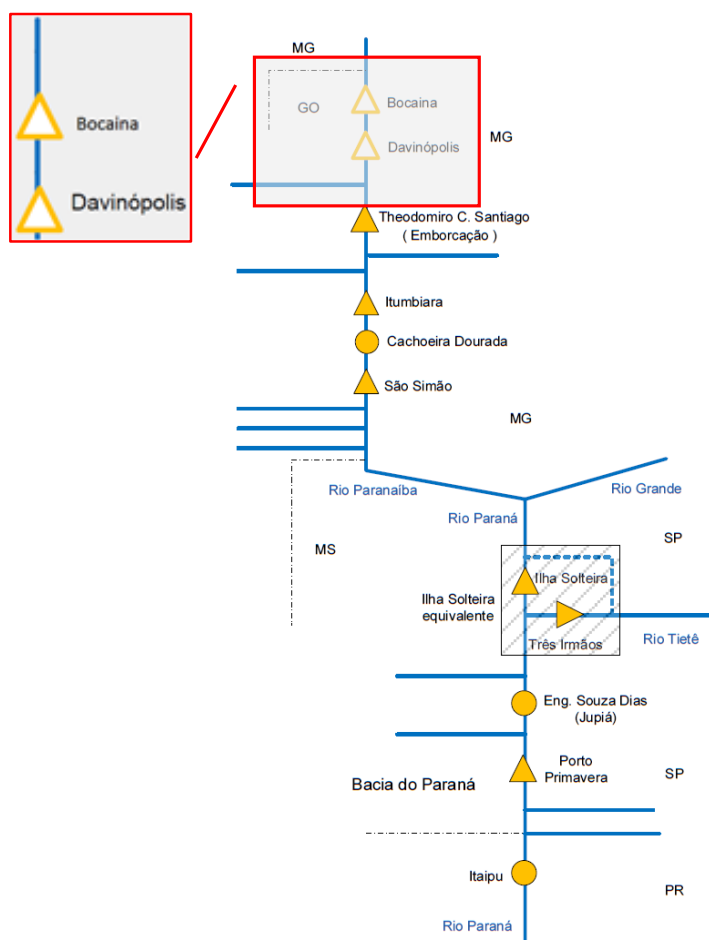


Figura 19 - Comparação entre os sistemas de referência

Ao considerar apenas as usinas que estavam sendo estudadas o benefício associado à alternativa que continha o reservatório de regularização da UHE Bocaina obteve um índice custo benefício muito superior às demais alternativas que não continham este aproveitamento, como pode ser observado na Tabela 4.

Tabela 4 - ICB e IA das alternativas dos estudos de inventário do rio Paranaíba a montante da UHE Emborcação

Alternativas	ICB (US\$/MWh)	IA
1	52,86	0,178
2	35,21	0,061
3	38,56	0,061
4	38,61	0,079
5	34,29	0,084

Porém, realizando novas simulações<sup>19</sup> considerando toda a cascata a jusante, o benefício energético seria de 297 MWmed e o ICB o ICB cairia para 20 US\$/MWh.

A Figura 20 resume como ficaria a avaliação multicritério caso esta nova Alternativa 1\* tivesse considerado o sistema de referência adequado. A alternativa 1\* não seria mais dominada e portanto não poderia ser diretamente excluída do inventário. A seta vermelha ilustra o deslocamento da alternativa 1, caso o sistema de referência tivesse sido corretamente considerado.

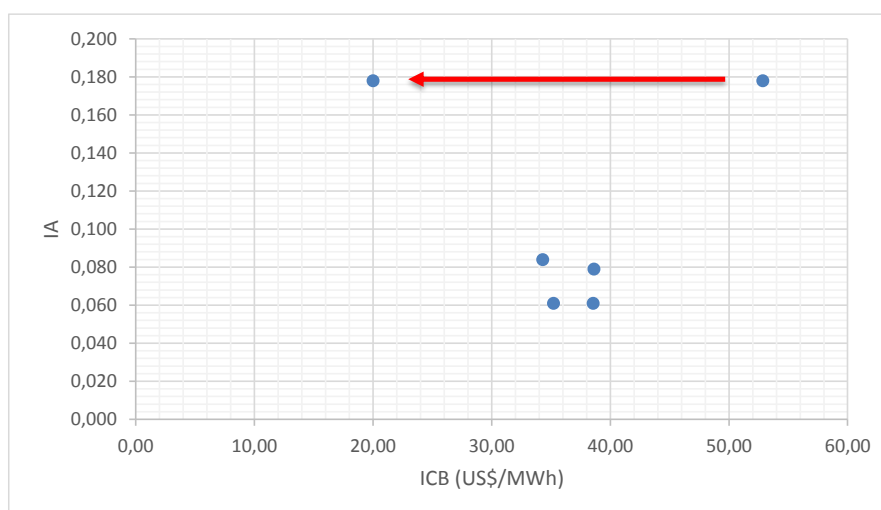


Figura 20- Análise multicritério para seleção de alternativas

O benefício energético de cada aproveitamento de uma alternativa deve ser medido pelo acréscimo na energia firme do sistema de referência proporcionada pela adição do aproveitamento, supondo já construídos todos os outros aproveitamentos da alternativa, bem como todas as usinas hidraulicamente acopladas ao rio em questão. Quando o sistema de referência não é estabelecido de forma adequada, pode haver

<sup>19</sup> Neste exercício os sistemas de referência e as simulações energéticas para avaliação do ganho de energia firme na cascata foram feitos com o modelo MSUI da Eletrobras. Estas simulações foram realizadas nas dependências da EPE visto que fazem parte de estudos de capacidade de regularização em andamento, para estes estudos a EPE conta com a utilização do modelo MSUI dentro do contrato vigente entre as instituições.

O conceito de energia firme existente no modelo MSUI é o mesmo constante no modelo SINV do Cepel, utilizado nos estudos de inventário.

um prejuízo na tomada de decisão das melhores usinas, visto que usinas com reservatório se beneficiam do ganho proporcionado nas usinas de jusante.

Outros estudos em andamento na EPE quanto à identificação e classificação de potenciais reservatórios de regularização indicam que outros estudos de inventário apresentaram a mesma inconsistência no sistema de referência tais como os inventários do rio Verde e do rio Jequitinhonha.

A solução indicada para questão do sistema de referência já é prevista no Manual do Inventário de 2007, mas não vem sendo efetivada. O item 2.1.1 do referido manual prevê que o sistema de referência deverá ser definido pelo Poder Concedente. Ou seja, o MME deveria publicar uma Portaria anualmente indicando qual o sistema de referência geral que deverá ser considerado em todos os estudos de inventário registrados naquele ano. Um exemplo de sistema de referência poderia ser o “Caso Base” utilizado para o cálculo da garantia física das usinas hidrelétricas do Leilão A-5, publicado pela EPE anualmente. Nesta configuração constam todas as usinas em operação e já concedidas, bem como todas as características necessárias para simulação energética. Ressalte-se que nem todas as usinas precisam contar no sistema de referência de cada inventário, basta observar quais usinas possuem vínculo hidráulico com a bacia inventariada.

#### **IV.4 Vigência para os estudos de inventário e indicação de quais bacias seriam prioritárias para a Revisão dos Estudos Seguindo a Revisão Metodológica Proposta**

Outra questão que merece destaque na metodologia de inventário é que, conforme já mencionado, a determinação das características energéticas e, conseqüentemente, do projeto de engenharia proposto para cada uma das usinas em uma alternativa de inventário, é definida a partir do ganho energético em última adição. Portanto, não é feita uma avaliação de qual seria a nova característica de uma usina caso as demais não fossem construídas.

Esta premissa fundamental dos estudos de inventário é muito bem fundada na ideia de levantamento do aproveitamento ótimo do potencial de uma determinada bacia, porém a realidade atual do nosso sistema aponta que muitas das usinas indicadas em alternativas de inventário não se configuram como foram dimensionadas e algumas vezes nem se viabilizam. Outra forte razão para a metodologia vigente é que ela foi idealizada no contexto já citado, em que as Concessões eram regionais, ou seja, todas as usinas previstas seriam implantadas e operadas pelo mesmo Concessionário.

A questão crítica é que para as usinas com reservatório de regularização (geralmente indicadas a montante da bacia) é fundamental a viabilização das usinas de jusante e antes da licitação das mesmas, visto que elas só percebem financeiramente o seu valor caso ganhem o benefício indireto na cascata (ou seja, o quanto elas agregam de energia realmente). Segundo previsto na regulamentação de cálculo de garantia física<sup>20</sup> (Portaria MME nº 258, de 28 de julho de 2008):

*Caso a usina possua um reservatório de regularização, com usinas a jusante, além do ganho de garantia física local na usina (GFlocal), poderá haver um acréscimo de energia nessas usinas a jusante. Esse benefício, também conhecido por benefício indireto - BI, é calculado pela diferença entre o somatório da energia firme das usinas a jusante na cascata com e sem a usina em questão.*

Como a referida Portaria também disciplina que para cálculo de garantia física deverão ser consideradas apenas as usinas já concedidas e autorizadas, o reservatório só capturará os devidos benefícios caso entre na configuração após a entrada das demais usinas a jusante.

Desta forma, caso a metodologia de cálculo de garantia física permaneça da mesma forma, torna-se fundamental que a ordem de entrada das usinas seja

---

<sup>20</sup> Segundo o § 2º art. 2º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. “A garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponderá às quantidades máximas de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.”

respeitada de forma que o reservatório de regularização entre depois das demais usinas a jusante na cascata.

Esta questão dos reservatórios de regularização localizados a montante não serem adequadamente remunerados já vem sendo estudada em diversas teses de mestrado. Por exemplo, (KELMAN, R. 1999) indicava que dado que o esquema *spot* remunera somente a *energia gerada*, o reservatório a montante não teria nenhuma receita, que é inteiramente apropriada pelas usinas a jusante. Isto indica a existência de uma distorção na alocação dos benefícios econômicos para os agentes, onde as usinas a jusante se apropriam da receita dos reservatórios a montante. A solução proposta naquele estudo era a criação de um mercado de água, de forma a reconhecer a *commodity* água. Reconhecendo que os reservatórios são agentes econômicos que “compram” a água nos períodos de chuvas, quando estão cheios e a água está barata e a armazena até a chegada do período seco, quando o preço está elevado. Já o conjunto turbina/ gerador é um agente econômico que compra esta água e a transforma em energia. Esta dissertação já apresentava todas as soluções matemáticas que equacionavam este problema de desvalorização dos reservatórios. Porém, quando todas as usinas hidrelétricas da cascata pertencem à mesma empresa, a receita total para a empresa estaria correta. Como, predominantemente, os reservatórios existentes no sistema foram comercializados em conjunto com as demais usinas da cascata todas da mesma empresa, esse problema não se fez tão presente no passado. Todavia, a realidade atual para viabilização dos reservatórios é bem distinta.

Ainda nas análises sobre a metodologia atual de inventário, cabe destacar que como a eliminação ou não das usinas dentro de uma alternativa está associada à comparação do ICB da usina ao CUR utilizado no estudo, muito se perde para a determinação do real potencial hidrelétrico da bacia, a eliminação cria uma distinção entre o potencial físico da bacia e o potencial economicamente viável, tendo como referência uma determinada data base.

De forma a eliminar esta referência temporal, propõe-se que sejam sempre apresentadas todas as usinas levantadas no inventário, inclusive as que apresentam ICB superior ao CUR, posto que se a decisão hoje seria pela eliminação deste potencial, pode ser que amanhã a decisão seja outra. Especialmente porque na etapa de inventário a questão dos custos de transmissão é tratada de forma muito simplificada e uma usina eliminada pode ser mais atrativa ou até necessária sob o ponto de vista elétrico.

De alguma forma a ANEEL em suas avaliações para aprovação dos estudos tem feito considerações neste sentido, por exemplo, no Inventário do Tapajós onde solicitou que a consultora realizasse simulações para diferentes valores de CUR (de 40 US\$ até 80 US\$) de forma a avaliar a robustez da alternativa selecionada.

Esta proposta pode alterar significativamente os resultados obtidos nos inventários aprovados após o Manual de Inventário de 1997, que trouxe essa metodologia de análise multiobjetivo, visto que predominantemente as alternativas selecionadas são as de menor impacto.

Tendo em vista a possibilidade de uma nova seleção de alternativas considerando a dimensão ambiental com a mesma compensação que a dimensão energética, os inventários aprovados que seguirem esta metodologia devem ser revisados conforme determinação do MME.

Uma sugestão de priorização dos inventários seria a avaliação de quais bacias possuem maior produtividade acumulada a jusante. Ou seja, inventários em rios que sejam afluentes dos nossos grandes provedores de energia, tais como, São Francisco, Tocantins, Grande, Paranaíba, Tietê, Paranapanema e Paraná, devem ser priorizados visto que há a possibilidade do sistema de referência não ter sido corretamente estabelecido. Outra vantagem deste critério seria a consideração adequada dos ganhos de regularização dos reservatórios caso os sistemas de referência fossem estabelecidos adequadamente no momento da revisão.

Outra questão que urge ser discutida para a priorização dos inventários que deveriam ser revisitados é a vigência dos estudos. Hoje temos estudos aprovados antes ainda do Manual em sua versão de 1997, sendo que conforme apresentado neste capítulo há necessidade de revisar a metodologia constante no Manual de 2007, de forma a considerar a correta complementação de impacto do não aproveitamento do máximo potencial.

Desta forma, sugere-se que seja formado um grupo,<sup>21</sup> de imediato, para estabelecimento de quais bacias deveriam ter seus estudos cancelados e deveriam ter seus estudos revisados. Em paralelo, deve-se buscar uma revisão do Manual de Inventário de forma a considerar adequadamente as questões aqui sugeridas.

Estudos recentes da EPE, indicam que existem aproximadamente 70 reservatórios de regularização para expansão no cadastro de usinas hidrelétricas. Estes projetos estão em diferentes estágios de estudos, algumas com registro ativo de viabilidade e outras em alternativas selecionadas de inventários aprovados pela ANEEL.

De forma a avaliar quais destes projetos deveriam ser priorizados, foram discutidos alguns indicadores energéticos que permitissem avaliar a importância da usina para o SIN. Como uma usina com o mesmo volume útil que outra pode contribuir de forma bem distinta em função da sua localização (em uma cascata), foi avaliada a energia armazenável proporcionada por cada usina (não apenas o volume útil). A energia armazenável (em MWmed) é o produto do volume útil pela soma dos produtos Queda x Produtibilidade específica da própria usina e das usinas a jusante. Este valor depende da configuração na qual a usina está inserida, considera a posição da usina na cascata e sinaliza a contribuição para a segurança energética. Desta forma, deve ser priorizada uma usina com maior contribuição para o acréscimo de energia armazenada (o que equivale à indicação de usinas com maior produtividade acumulada, ou seja, quanto mais na cabeceira melhor).

---

<sup>21</sup>Neste grupo devem constar MME, EPE, ANEEL, ANA, dentre outros.



Adicionalmente, é um bom critério de prioridade buscar usinas nas cabeceiras dos rios, sob o ponto de vista do impacto socioambiental é mais provável que usinas nas cabeceiras possam gerar menores áreas alagadas por encontrarem condições topográficas mais adequadas. Ou seja, os reservatórios de regularização podem e devem ser construídos quando as condições hidrológicas e topográficas forem favoráveis, sem necessidade que haja uma usina hidrelétrica associada.

O exemplo a seguir ilustra a importância da posição de uma usina na cascata e influência na contribuição energética para o SIN. A usina Maranhão Baixo (em destaque na Figura 21), apesar de possuir um reservatório quatorze vezes menor do que o de Tucuruí em termos de volume útil, possui uma energia armazenável apenas 50% inferior.

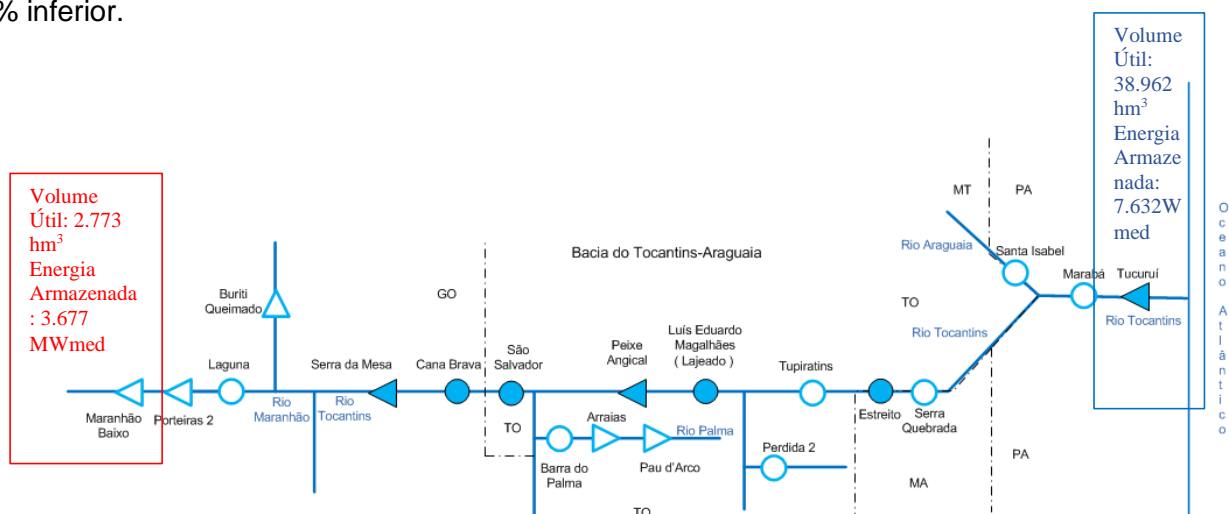


Figura 21 - Exemplo da importância da produtividade acumulada para avaliar os reservatórios. Bacia do Tocantins Araguaia

Considerando esta variável de produtividade acumulada e a questão já apresentada de possíveis sistemas de referência mal estabelecidos, recomenda-se priorizar a revisão de estudos de inventários nas cabeceiras das grandes bacias do Sistema Interligado Nacional (SIN) (Grande, Paranaíba, Paranapanema, Tocantins, São Francisco, Iguaçu, dentre outras). Muitos dos estudos foram aprovados há mais de 20 anos.

Tendo em vista todas as questões aqui propostas no sentido de revisar diversos estudos de inventários, cabe pensar em alternativas diversas às existentes no

sentido de trazer mais agilidade e otimização na execução dos estudos ou até mesmo para a seleção dos estudos a serem efetivamente feitos de uma forma mais efetiva. Neste contexto cabe a figura do pré-inventário, estágio onde seria feita uma pré-avaliação da viabilidade de reservatórios de regularização para então ser tomada a decisão de contratação dos serviços de campo e levantamentos aerofotogramétricos.

Um modelo desenvolvido pela PSR chamado HERA é capaz de atender à esta expectativa, oferecendo uma boa opção tanto aos investidores quanto ao Planejamento, que pode utilizar esta ferramenta para auxiliar na tomada de decisão.

O capítulo seguinte detalhará a ferramenta e apresentará alguns exemplos da sua utilização.

#### IV.5 Recomendações

Nos Estudos de Inventário do Potencial Hidrelétrico, merecem destaque as seguintes recomendações:

- Revisão do Manual do inventário no que tange à equalização ambiental, a exemplo do que é feito na dimensão energética.
- Obrigatoriedade de consideração do sistema de referência completo, com todas as UHE hidraulicamente acopladas, em todos os estudos de inventário.
- Publicação periódica (anual ou bianual) de Portaria do MME constando as diretrizes para os estudos de inventário. Listando os parâmetros econômicos (CUR, CRE e CRP, taxa de desconto) e também indicando a configuração de referência do SIN (que poderia ser o Plano Decenal vigente, por exemplo).
- Elaboração de uma lista de inventários prioritários para Revisão nos próximos anos.

## V. Modelo HERA

### V.1 Introdução – Descrição do Modelo

O objetivo do HERA<sup>22</sup> é estimar o potencial hidrelétrico viável de uma bacia hidrográfica e estudar o esquema de divisão de quedas ótimo. Para tanto, utiliza um modelo matemático que maximiza o “benefício econômico” calculado como a diferença entre as receitas provenientes da comercialização de energia e os investimentos diretos no projeto, indiretos (eventuais interferências entre reservatórios e áreas urbanas, rodovias, ferrovias, etc.) e custos operativos.

Além da escolha dos locais candidatos mais vantajosos à implantação das usinas, o HERA determina o dimensionamento ótimo dos projetos, que utiliza um critério econômico para seleção das alturas de queda e capacidades instaladas. Para este fim, o HERA possui um módulo responsável pela estimativa orçamentária de cada alternativa de projeto em cada local. Este módulo utiliza custos unitários (base de dados permanentemente atualizada), e quantitativos (volume de concreto, escavação, etc.) que são calculadas automaticamente.

No Brasil, as séries de vazões mensais nos locais dos projetos podem ser aproximadas por estudo de regionalização das vazões medidas nos postos fluviométricos da base HidroWeb (Agência Nacional de Águas). Os dados topográficos podem ser originados de restituições aerofotogramétricas apoiadas em visitas a campo ou bases de dados públicas, como STRM e ASTER GDEM, da NASA, estas com menor precisão.

É importante ressaltar que o modelo computacional HERA não substitui o estudo de inventário hidrelétrico completo, que é necessário à aprovação pela ANEEL. Conforme descrito no Relatório final do Projeto P&D ANEEL 0678-0113/2013 (PSR,

---

<sup>22</sup> Conforme descrito em [http://www.psr-inc.com.br/portal/psr\\_pt\\_BR/servicos/modelos\\_de\\_apoio\\_a\\_decisao/studio\\_plan/hera/](http://www.psr-inc.com.br/portal/psr_pt_BR/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_plan/hera/). Acessado em 30/01/2015

2015) o objetivo da ferramenta é proporcionar, a baixo custo, uma primeira avaliação do potencial hidroelétrico da bacia de interesse que seja econômica e ambientalmente viável. Trata-se, portanto, de uma ferramenta de decisão que sinaliza se o local possui características favoráveis ao aprofundamento dos estudos de inventário pleno ou, pela não execução dos mesmos. Neste último caso, o valor do HERA consiste no custo evitado, uma vez que os estudos de inventário custam alguns milhões de reais.

O HERA inova ao formular um problema de programação matemática não linear-inteira de grande porte. O modelo analisa e compara um número imenso de alternativas de divisão de quedas, que são formadas pela seleção de projetos candidatos para diferentes pontos do rio, opções de queda bruta e arranjos de engenharia.

A função objetivo maximiza os benefícios econômicos do desenvolvimento energético da bacia hidrográfica considerando, obviamente os custos com obras civis, equipamentos eletromecânicos e socioambientais dos projetos candidatos. A formulação deste problema matemático e a busca de métodos de solução é, sem dúvida, o aspecto mais original deste projeto. Existem outros aspectos originais, como:

- (i) O desenvolvimento de uma arquitetura computacional para a execução distribuída (nas nuvens) durante a fase de construção dos projetos candidatos, que requer intenso processamento computacional para executar funções do Sistema de Informações Georeferenciadas (SIG) e
- (ii) A geração automática de orçamentos dos projetos através de custos unitários (informados pelo usuário) e quantitativos das diferentes estruturas dos projetos candidatos (i.e. barragens, vertedouros, turbinas, etc.) que são dimensionados segundo o Manual de Inventário (BRASIL, 2007).

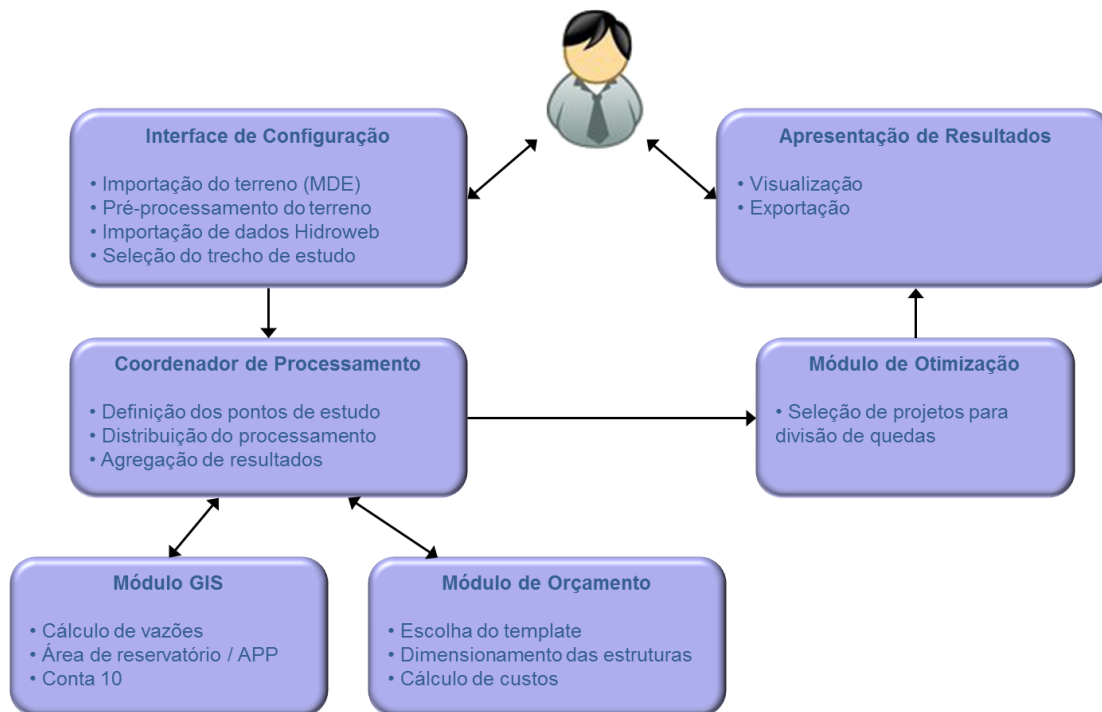
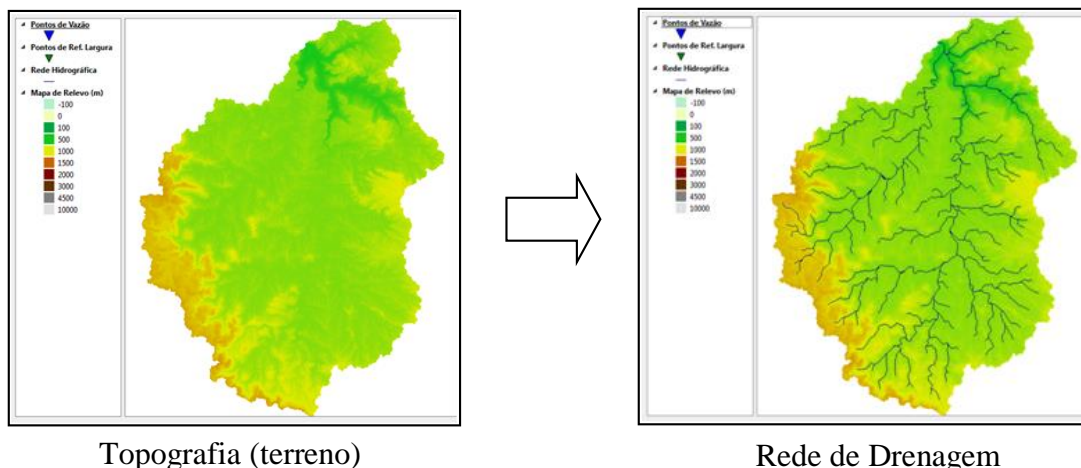


Figura 22- Fluxograma de informações do HERA

O processamento de dados do sistema Hera é composto das seguintes fases:

i. Criação do Projeto e Processamento Topográfico

Este primeiro passo consiste na criação de um projeto Hera. Para criá-lo, é necessário fornecer a topografia da bacia hidrográfica a ser estudada. A seguir, o terreno deve ser processado para que o sistema gere uma rede de drenagem compatível com a topografia fornecida. A rede de drenagem é representada por um grafo de canais de drenagem.



## ii. Importação de Dados Históricos de Vazão

Para se projetar usinas hidrelétricas, é necessário o conhecimento do comportamento da vazão do rio no trecho estudado. Estes dados são utilizados para calcular:

Vazão máxima turbinada da usina

Potência da usina

Estimativa da profundidade do rio (batimetria)

Dimensionamento de estruturas da usina (ex: vertedouros)

Dimensionamento de estruturas da construção da usina (ex: ensecadeiras)

Os dados históricos de vazão podem ser importados de uma planilha Excel ou diretamente do sistema *Hidroweb*, desenvolvido e mantido pela Agência Nacional de Águas (ANA).

Para a realização desta etapa, são utilizadas as ferramentas Pontos de Vazão e Importação de Dados do *Hidroweb*.

## iii. Importação de Dados Geográficos Regionais

Estes dados são utilizados para estimar os custos referentes à implantação de reservatórios. O sistema Hera considera os seguintes dados:

- Censo demográfico → estimar o número e o custo de realocação de famílias
- Limites urbanos → estimar o custo de aquisição da terra
- Vegetação → estimar o custo de supressão vegetal
- Áreas de reserva ambiental e indígenas → detecção de interseção
- Rodovias e Ferrovias → Estimar custos de desvio de vias alagadas

Os comandos para a importação destes dados geográficos são: Importação de Dados Demográficos, Importação de Limites Urbanos, Importação de Áreas de Proteção, Importação de Dados de Vegetação e Importação de Rodovias e Ferrovias.

## iv. Definição do Segmento de Estudo

Antes de projetar qualquer projeto hidrelétrico, o sistema Hera precisa saber qual é o segmento (da rede hidrográfica) que será estudado. O segmento é definido por um ponto inicial (a montante) e um ponto final (a jusante), onde haja um curso d'água de um ao outro. A ferramenta Criação de Segmento é utilizada nesta definição (vide manual do usuário).

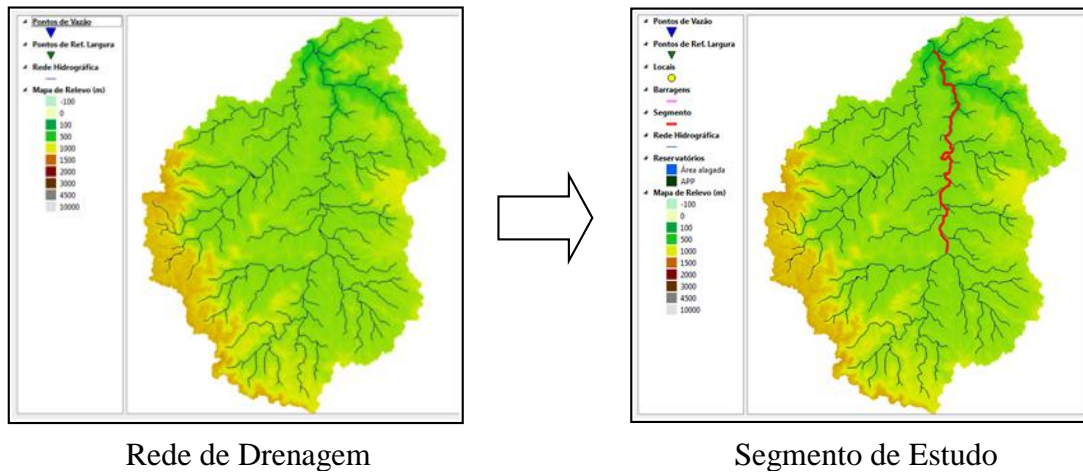


Figura 23 - Seleção do rio a ser inventariado

Uma vez definido o segmento, o sistema Hera traça o perfil longitudinal do segmento. Tal perfil é utilizado para o cálculo de vazões em todos os seus pontos através de um algoritmo de interpolação proporcional à área de drenagem. O sistema também é capaz de estimar a batimetria do rio ao longo do segmento de estudo. Em geral, os modelos de elevação para grandes áreas fornecem apenas a cota da superfície dos corpos d'água, sem levar em consideração a batimetria. Este algoritmo estima a batimetria pela fórmula de Manning:

$$V = (k/n) R_h^{2/3} S^{1/2} \quad (10)$$

Para tal fim, é necessário assumir uma forma para o leito do rio. O formato escolhido foi o triangular, ilustrado na imagem abaixo, onde  $h_{\max}$  é a profundidade máxima, no eixo do rio.

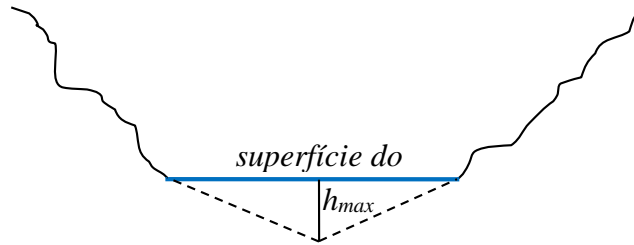


Figura 24 - Inferência da profundidade no local candidato

Uma vez assumido um formato para o leito do rio, a fórmula de Manning apresenta facilmente a profundidade em função da vazão. O cálculo da batimetria é feito através do comando Estimção de Batimetria.

#### v. Definição dos Locais de Estudo

Para se definir os locais de estudo, deve-se primeiro definir o segmento de estudo (passo anterior). Um local de estudo é um ponto do segmento de estudo escolhido para a simulação da construção de usinas hidrelétricas. Tais locais podem ser escolhidos de forma manual ou através de um algoritmo de distribuição de pontos. Este algoritmo pode distribuir qualquer número de pontos ao longo do segmento de estudo em intervalos iguais de diferença de altitude, gerando um conjunto de pontos igualmente espaçados na vertical.

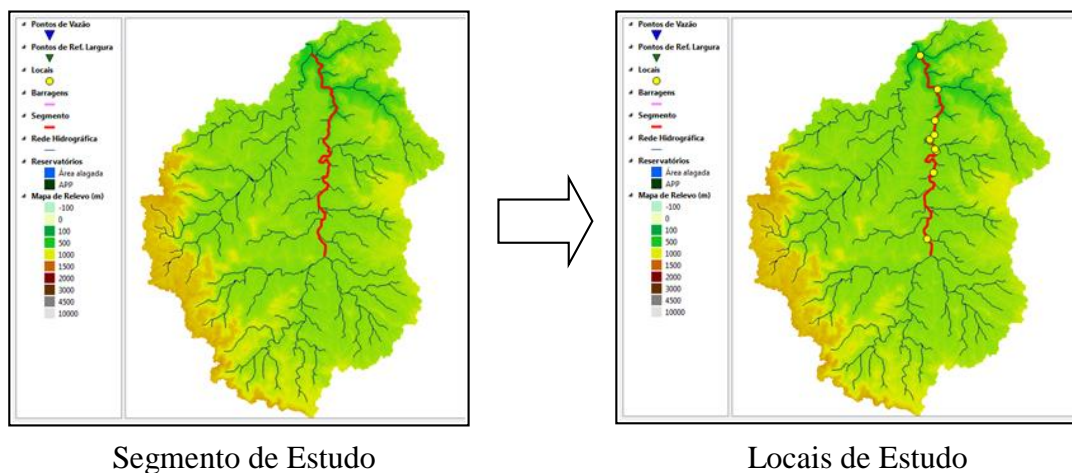


Figura 25 - Definição dos Locais de Estudo



vi. Processamento dos Locais (GIS + engenharia)

Este passo representa o ponto central do sistema Hera. Ele é responsável por simular a construção de usinas hidrelétricas nos locais de estudo. O primeiro passo é o processamento GIS, utilizado para encontrar as ombreiras das barragens e delimitar a área a ser alagada.

O algoritmo para se projetar uma barragem com seu reservatório é baseado em curvas de nível. Inicialmente são traçadas todas as curvas de nível com altitude igual à cota das ombreiras. Em seguida, são testados diversos ângulos para a barragem, tal como ilustrado na Figura 26:

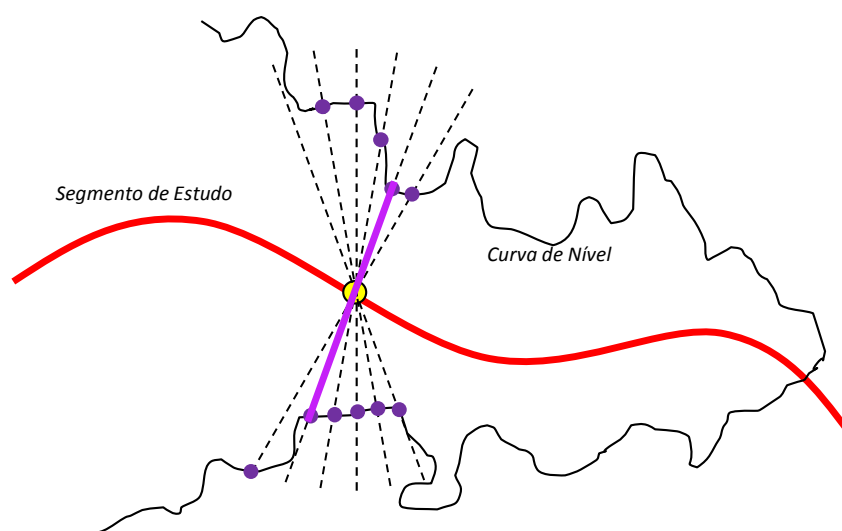


Figura 26 - Alternativas para definição do eixo da barragem no local candidato

O algoritmo escolhe o ângulo que minimiza a distância entre as ombreiras (ilustrado em roxo na figura). A seguir, o algoritmo traça o reservatório combinando a geometria da barragem com a curva de nível, resultando no polígono do reservatório. O próximo passo é adicionar as ilhas formadas pelo reservatório, que são determinadas por todas as curvas de nível fechadas no interior do reservatório. Finalmente, calcula-se a área de proteção permanente (APP), traçando-se um buffer de 100m ao redor do polígono do reservatório.

O segundo passo do algoritmo é calcular as interseções da área alagada com os dados geográficos regionais para determinar os custos relativos à conta 10, que é a conta que contempla os custos ambientais e sociais de compensação. O algoritmo só irá calcular esses valores para as camadas que foram previamente importadas:

- Censo demográfico: número de famílias a serem realocadas
- Limites urbanos: áreas rurais e urbanas a serem adquiridas para o reservatório
- Vegetação: área de supressão vegetal
- Áreas de reserva ambiental e indígenas: áreas de interseção com reservas
- Rodovias e Ferrovias: comprimento total dos trechos alagados por tipo de via

Todos estes valores são calculados com operações topológicas de interseção entre polígonos e entre polígonos e linhas (para o caso das vias).

O último passo consiste em definir qual é o modelo de engenharia mais apropriado para o local e implantá-lo, calculando os volumes das principais estruturas. Este cálculo é de responsabilidade do módulo de engenharia.

Ao final do processamento, tem-se um esboço de um projeto com uma estimativa dos custos e da potência a ser gerada no local. Para cada local, podem ser gerados diversos projetos diferentes, relativos a alturas de queda diferentes.

#### vii. Otimização de Inventário

O último passo de processamento no sistema Hera consiste em um algoritmo de otimização. Este algoritmo considera todos os projetos hidrelétricos simulados ao longo do segmento de estudo e seleciona um subconjunto que otimiza o aproveitamento total do rio no trecho estudado. O algoritmo é acionado através do comando Otimização de Inventário

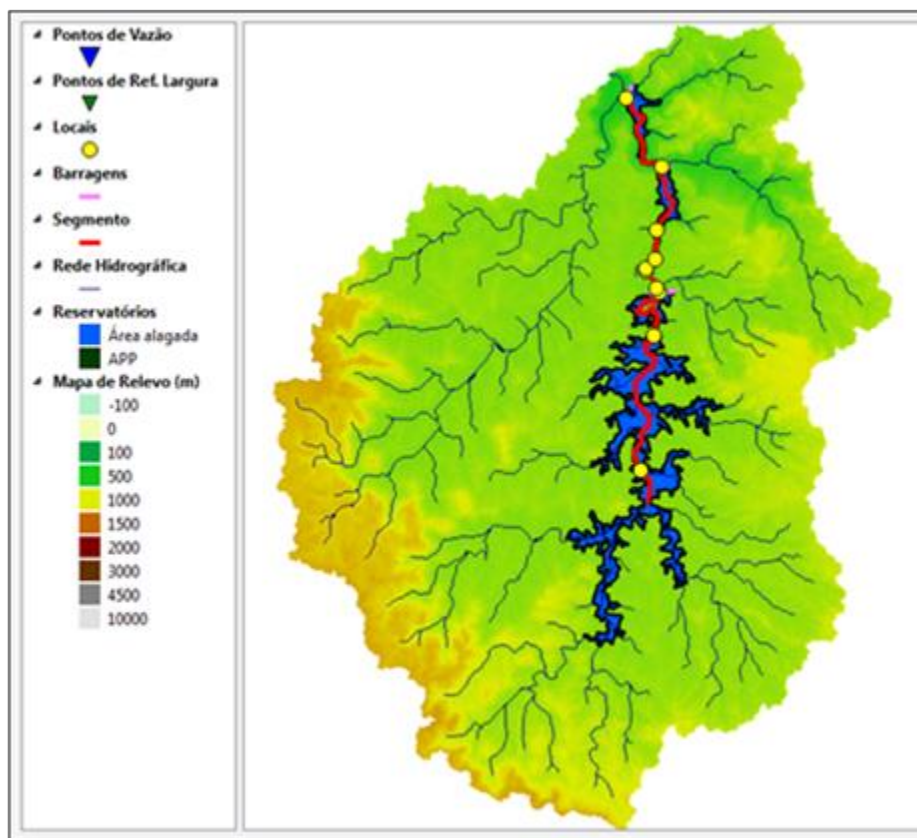


Figura 27 - Exibição em planta do aproveitamento ótimo

## V.2 Estudo de Caso – Bacia do Rio Tapajós

O rio Tapajós nasce da união dos rios Juruena e Teles Pires, no estado do Mato Grosso. Deságua no rio Amazonas, no estado do Pará, e drena uma área de 160.000 km<sup>2</sup>. A Figura 28 apresenta a localização da bacia do rio Tapajós como um todo (considerando os afluentes Juruena e Teles Pires), nesta configuração a bacia possui uma área de drenagem de aproximadamente 490.000 km<sup>2</sup>. Já a Figura 29 apresenta as subáreas da bacia hidrográfica com detalhes das sedes municipais.

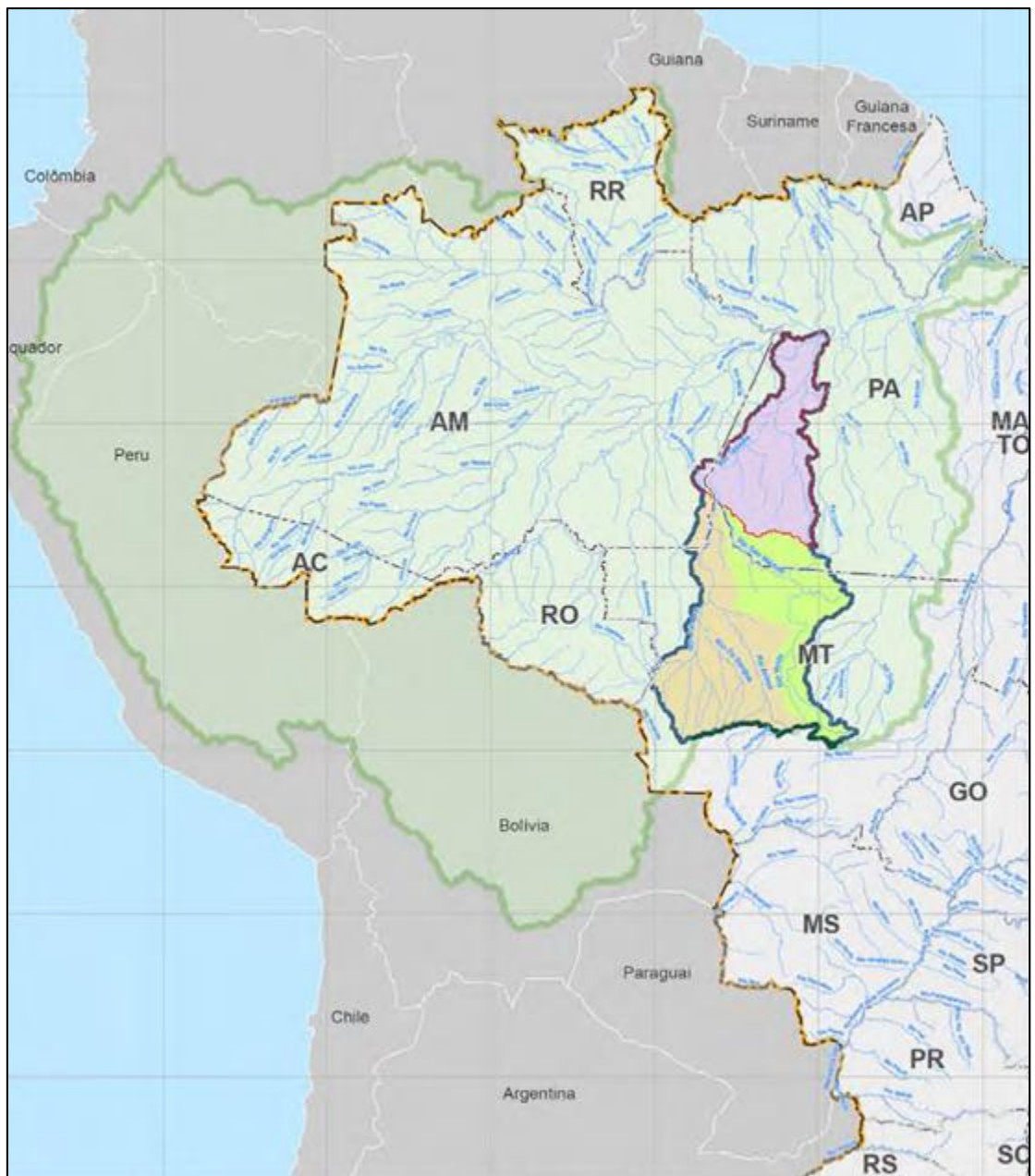


Figura 28 - Localização do Rio Tapajós

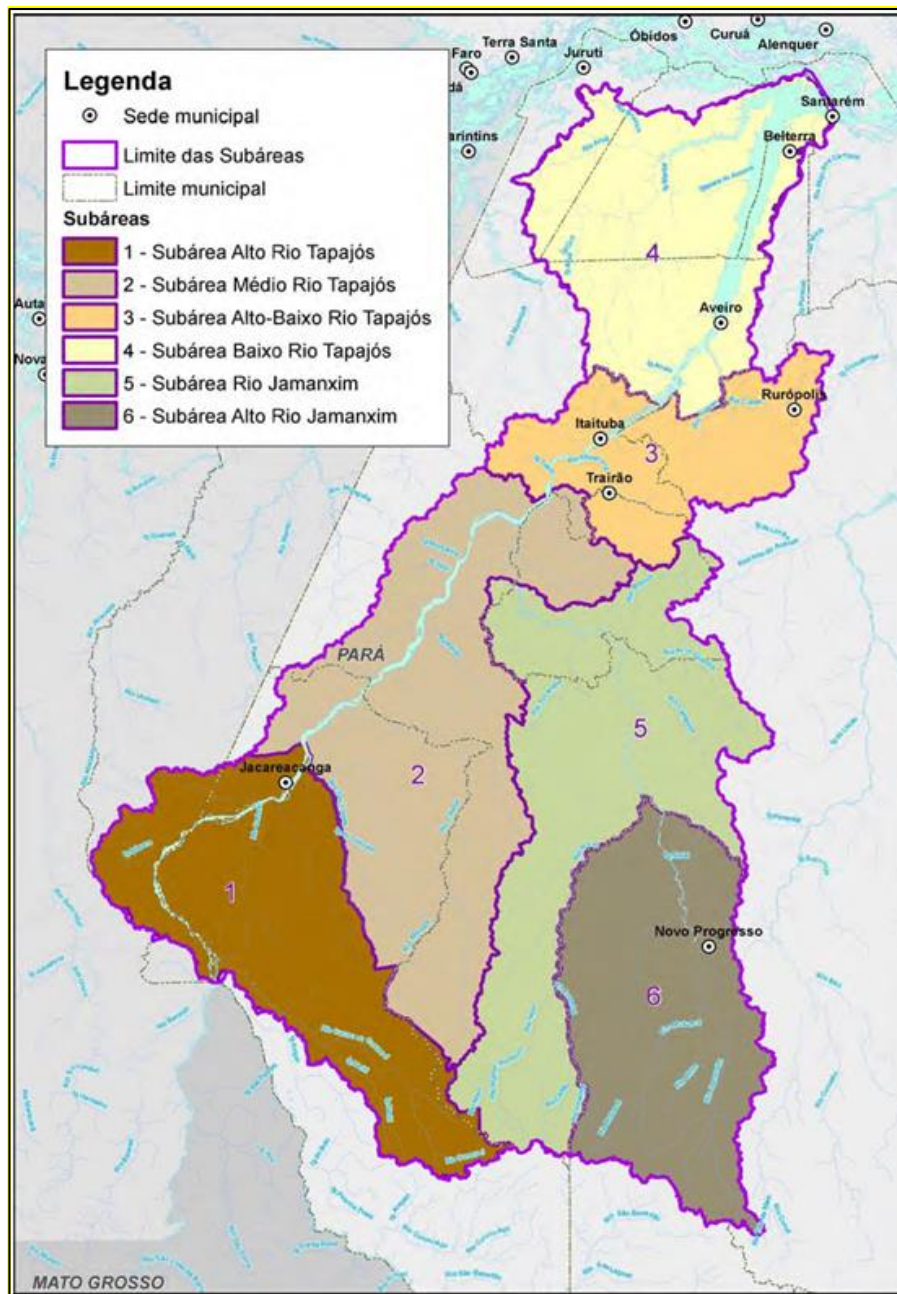


Figura 29 – Bacia hidrográfica do rio Tapajós – Detalhes das subáreas e principais sedes municipais

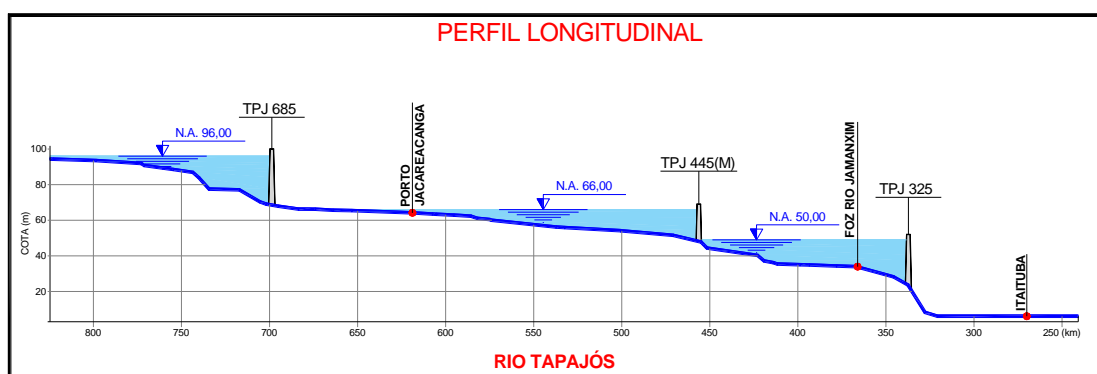
A bacia do rio Tapajós apresenta forma alongada no sentido sul-norte, tendo como principais formadores os rios Juruena e Teles Pires que, após se juntarem, próximo ao paralelo 7°30', passa a se denominar rio Tapajós. A partir deste ponto, depois de percorrer cerca de 825 km, deságua na margem direita do rio Amazonas. A declividade média de seu álveo é inferior as dos seus formadores, apresentando um

leito acidentado até a Cachoeira de Maranhãozinho, onde se observa grande número de ilhas deste ponto para jusante.

Cabe destacar que, sob o ponto de vista do aproveitamento do potencial hidrelétrico, as três bacias foram estudadas de forma separadas e atualmente as usinas selecionadas na alternativa final dos estudos de inventário do rio Teles Pires encontram-se em estágio mais avançado, sendo que quatro delas já foram licitadas e estão em construção (Colíder, Teles Pires, Sinop e São Manoel). O rio Juruena teve o seu inventário aprovado em 2011 e, atualmente, algumas das usinas selecionadas possuem estudos de viabilidade em andamento. Já a bacia do rio Tapajós teve seu inventário aprovado em 2009 e possui algumas usinas com estudos de viabilidade em desenvolvimento com previsão de licitação para 2016.

O Inventário Hidrelétrico da Bacia do Tapajós identificou um potencial total de 14.245 MW para sete aproveitamentos hidrelétricos, sendo três no rio Tapajós e quatro no rio Jamanxim, afluente do rio Tapajós, (Despacho da ANEEL nº 1.887, de maio de 2009).

O estudo de caso incluiu uma avaliação da variação de nível de quatro aproveitamentos referentes a duas alternativas de divisão de quedas apresentadas na Figura 30. Adicionalmente investigará se existiriam outras alternativas de aproveitamento e fará comparação com a alternativa selecionada pelo inventário.





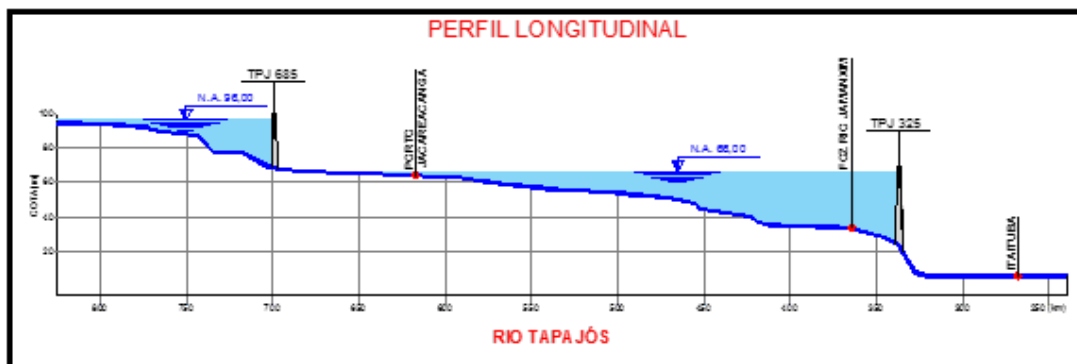


Figura 30 – Alternativas do Inventário do Tapajós que contêm os 4 aproveitamentos que serão avaliados neste exercício. Acima: selecionada, abaixo: descartada

Tabela 5 – Características dos Aproveitamentos Avaliados

Aproveitamento		Níveis d'água (m)		Potência (MW)
		Montante	Jusante	
TPJ-325 Final	AHE São Luiz do Tapajós	50,0	12,8	6.133
TPJ-325 Preliminar	AHE São Luiz do Tapajós	66,0	12,8	8.860
TPJ-445 Final	AHE Jatobá	66,0	50,4	2.338
TPJ-685 Final	AHE Chacorão	96,0	69,6	3.336
<b>Total da Alternativa Final</b>				<b>11.807</b>

As curvas de nível disponíveis no estudo de Inventário foram utilizadas para produzir um Modelo Digital de Terreno (MDT). Entretanto, a área levantada correspondia somente aos reservatórios de São Luiz do Tapajós e Jatobá, sendo insuficiente para o reconhecimento automático da rede de drenagem por softwares de GIS. Desta forma, o Modelo Digital de Elevação foi elaborado a partir de dados do SRTM, com resolução de 90 x 90m.

Primeiramente, foi feito o mosaico das imagens do MDE. Posteriormente este mosaico foi projetado para UTM zona 21 S, Datum SAD 1969. Finalmente, a ferramenta de preenchimento de depressões foi aplicada para gerar um MDE hidrologicamente consistido, que foi exportado para formato TIF, para leitura pelo HERA. Essas etapas foram realizadas no software ArcGis 10.2. A Figura 31 ilustra o MDE obtido.

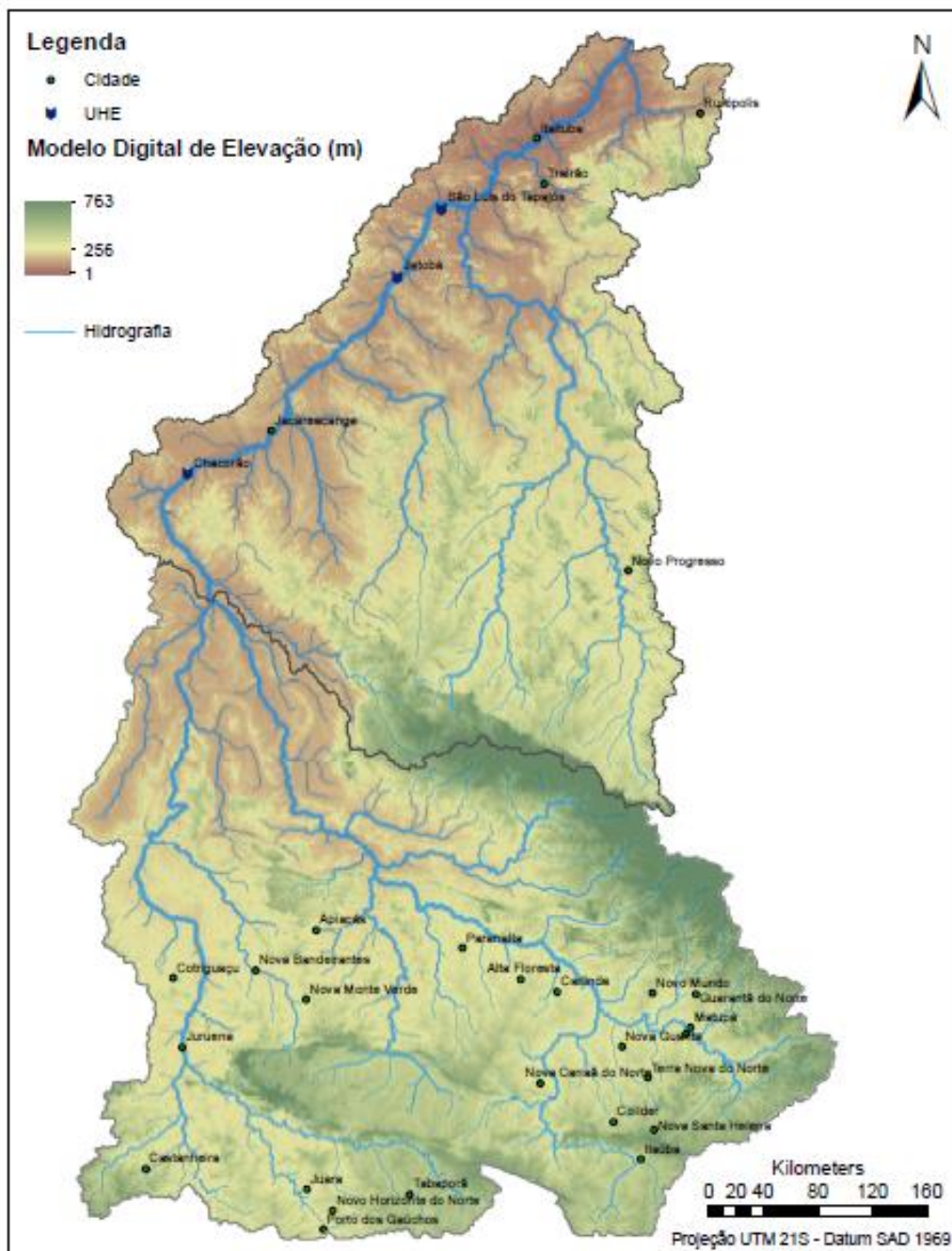


Figura 31 – Modelo Digital de Elevação da bacia do rio Tapajós

Após criação do novo projeto no HERA, o terreno foi processado e a rede de drenagem foi gerada considerando uma área mínima de 200 km<sup>2</sup>.



Depois de identificar o segmento desejado (rio Tapajós, a partir da confluência entre Juruena e Teles Pires), foram inseridas as séries de vazões médias mensais e máximas diárias afluentes a cada aproveitamento (Chacorão, Jatobá e São Luiz do Tapajós), disponíveis no Inventário. De forma a preservar a premissa de manutenção da vazão mínima prevista no inventário, a série de vazões afluentes à UHE São Luiz do Tapajós foi descontada em 807 m<sup>3</sup>/s (30% da Q7,10, correspondente à vazão remanescente mínima).

As larguras médias das seções transversais das estações fluviométricas Itaituba, Jatobá, Chacorão e Barra de São Manuel, disponíveis no banco de dados HidroWeb/ANA, também foram inseridas.

Os *shapefiles* com localização de unidades de conservação e Terras Indígenas, densidade demográfica, vegetação passível de supressão vegetal e infraestrutura viária foram importados, conforme figuras a seguir.

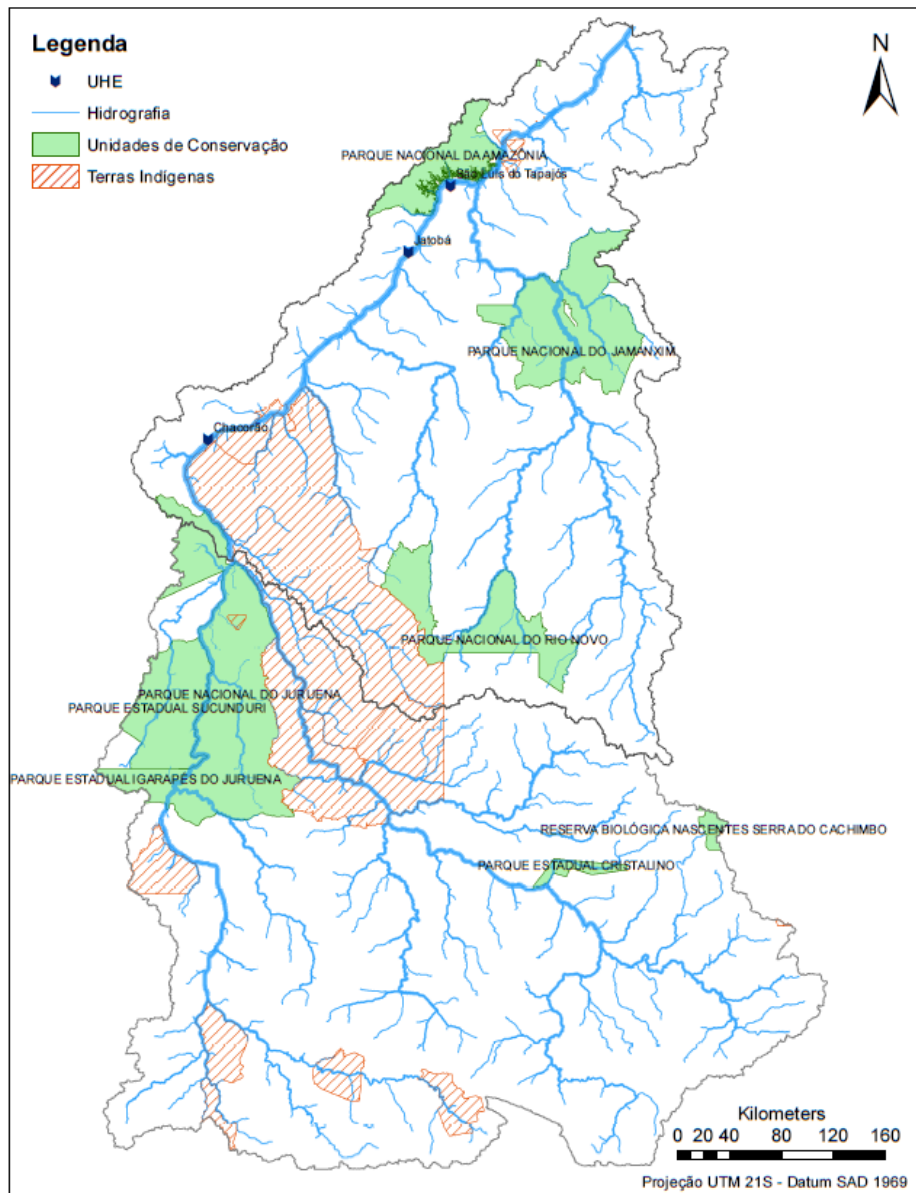


Figura 32 – Mapa de Terras Indígenas e Unidades de Conservação de Proteção integral na bacia do rio Tapajós

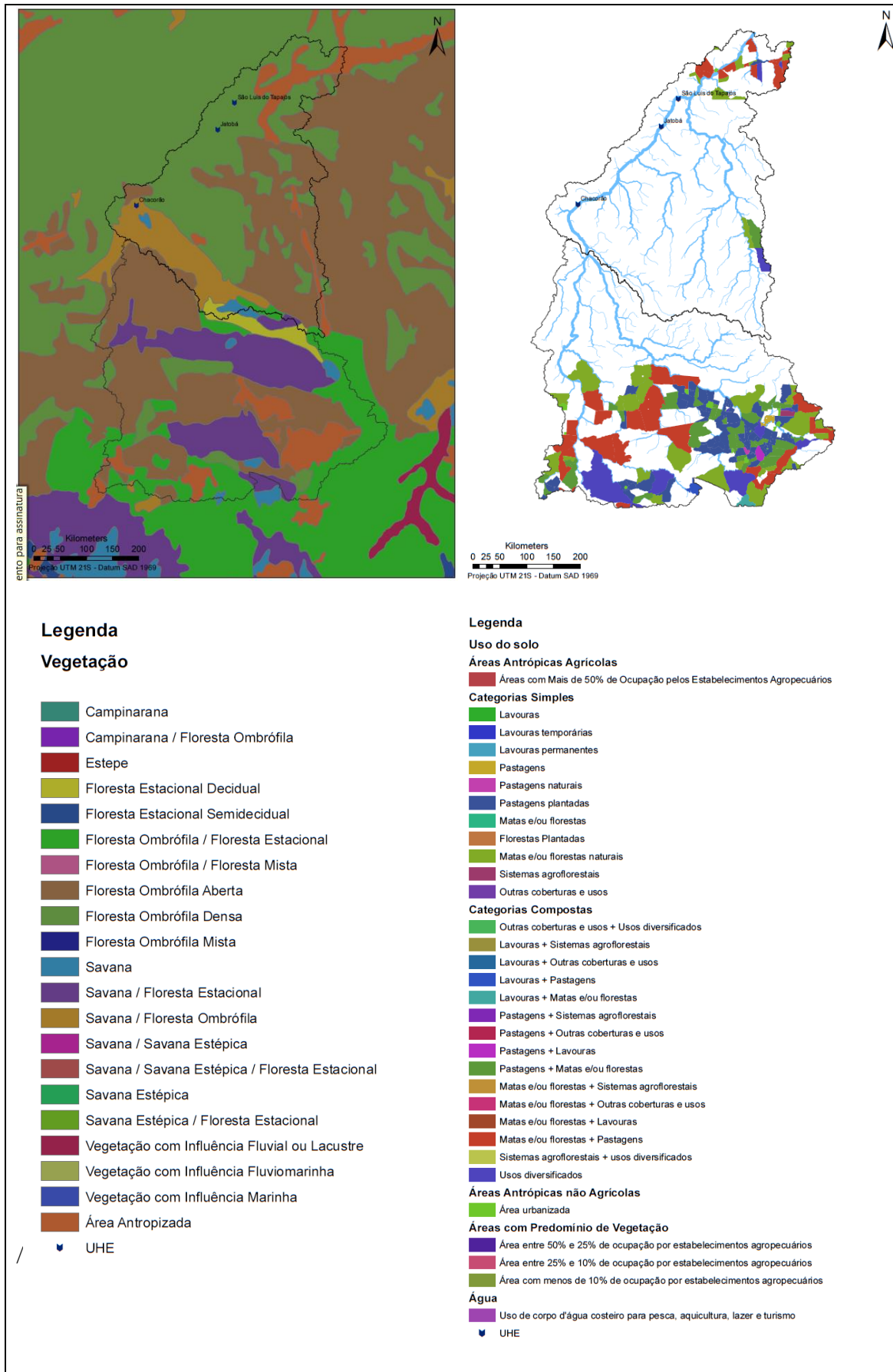


Figura 33 – Mapas de Vegetação e de Uso do Solo, considerando as principais cidades na região da bacia do rio Tapajós

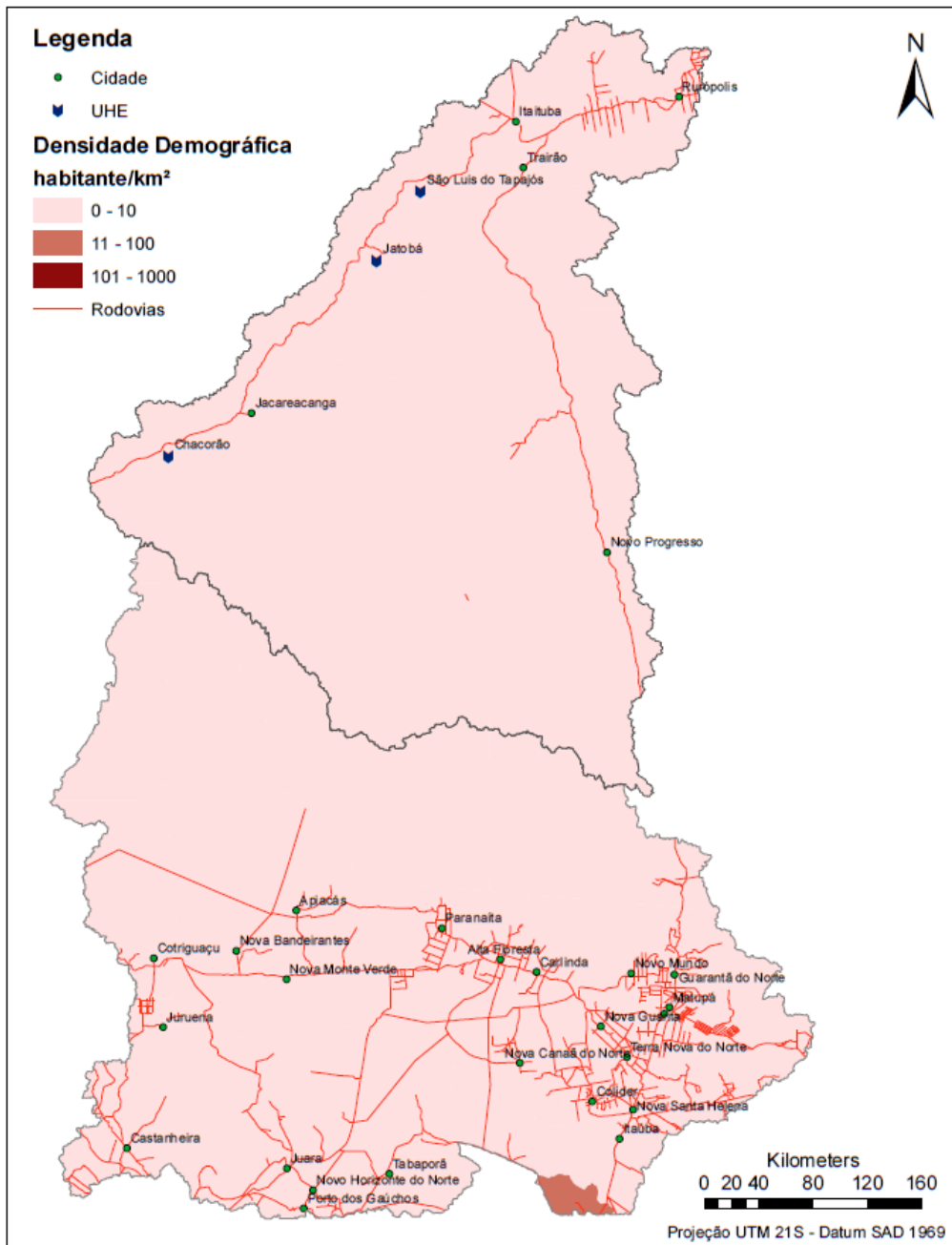


Figura 34 – Mapa de Densidade Demográfica da bacia do Rio Tapajós

Foram selecionados quatro locais manualmente, três dos quais correspondentes aos locais das alternativas finais do Inventário, e um correspondente à barragem de São Luiz do Tapajós com eixo deslocado 110 km para jusante. O objetivo deste deslocamento foi preservar a queda bruta do projeto, uma vez que a altitude do terreno no eixo do projeto no MDE baseado no SRTM (18m) divergia do valor estabelecido no inventario para a cota media do canal de fuga (12,8m).

A tabela a seguir apresenta as alturas de queda consideradas em cada local. A largura máxima da barragem foi estabelecida em 20 km, e o fator de capacidade (para definição da capacidade instalada a partir da série de vazões naturais e queda) foi definido em 0.55.

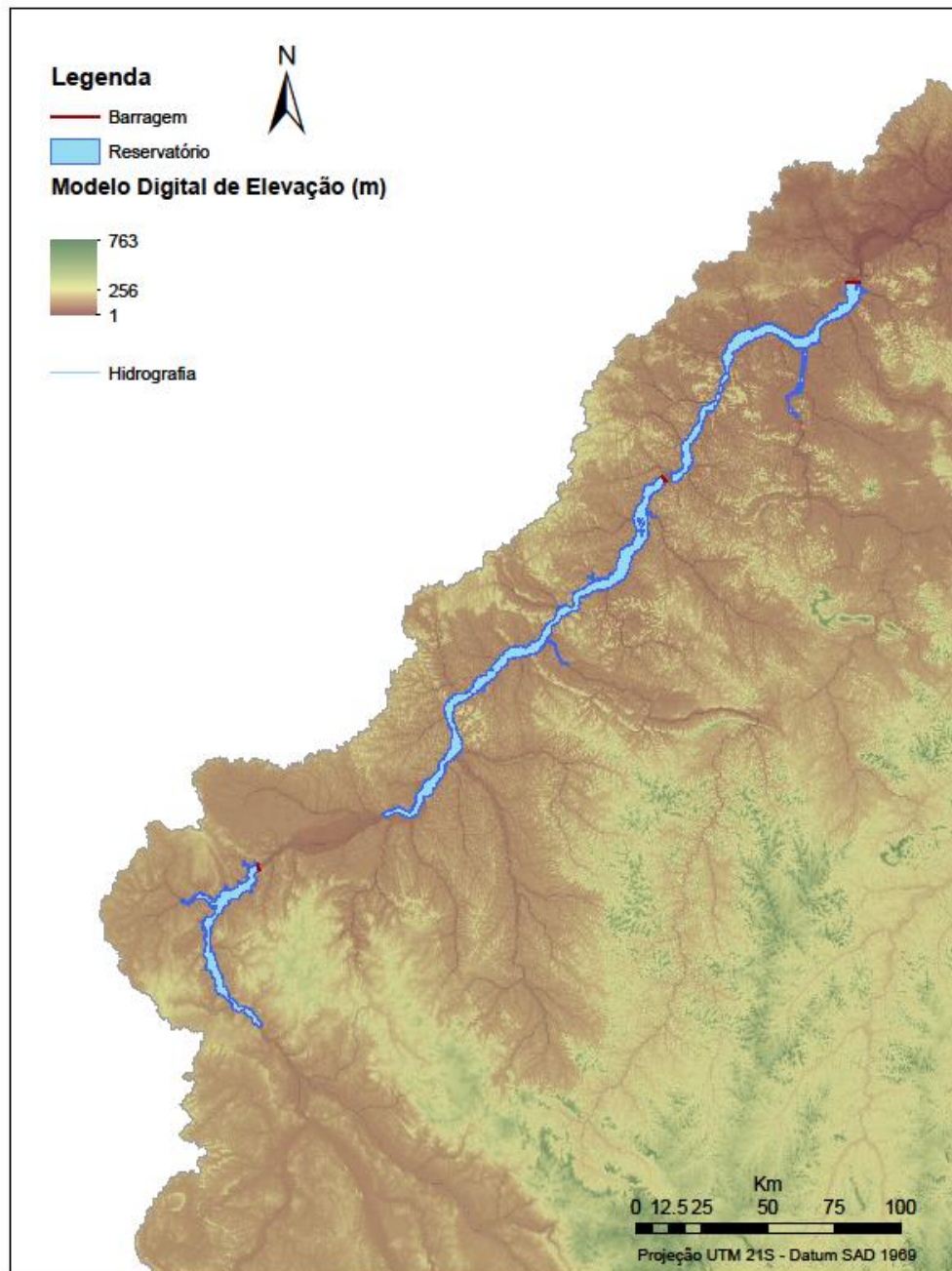


Figura 35 - Reservatórios da alternativa selecionada no inventário

Foram realizados dois testes de otimização: (i) utilizando os custos apresentados para cada empreendimento no Inventário; (ii) utilizando os custos calculados pelo SISORH,

para os empreendimentos construídos pelo HERA (com o propósito de validar o módulo de dimensionamento e orçamentação das estruturas).

*Tabela 6 - Projetos candidatos com parâmetros extraídos do Inventário*

UHE	Queda bruta [m]	Potência [MW]	Área do reservatório [km <sup>2</sup> ]	Volume do reservatório [Hm <sup>3</sup> ]	Custo Inventário [MM R\$] <sup>23</sup>
Chacorão	26,4	3.336	616	4.004	8.949,82
Jatobá	15,6	2.338	646	4.014	8.214,45
SL Tapajós NA 50m	37,2	6.133	722	7.554	18.990,30
SL Tapajós NA 66m <sup>24</sup>	53,2	8.860	2.048	28.009	21.604,54

*Tabela 7 - Projetos candidatos com parâmetros gerados pelo HERA/SISORH.*

UHE	Queda bruta [m]	Potência [MW]	Área do reservatório [km <sup>2</sup> ]	Volume do reservatório [Hm <sup>3</sup> ]	Custo Sisorh [MMR\$]
Chacorão	26,0	3.283	220	3.296	9.450,93
Jatobá	15,4	2.247	426	2.612	9.588,78
S.L Tapajós NA 50m	26,0	4.069	382	4.084	12.066,94
S.L Tapajós NA 66m	42,0	6.573	1.011	14.202	17.031,06
S.L Tapajós NA 50m (deslocado p/ jusante)	35,0	5.483	403	4.495	13.987,52
S.L Tapajós NA 66m (deslocado p/ jusante)	51,0	7.989	1.040	15.005	18.317,58

Antes de prosseguir para a etapa de otimização, merecem destaque os desvios relativos entre os parâmetros estimados pelo modelo e os do Inventário.

<sup>23</sup> Os valores do inventário em US\$ foram convertidos a reais a partir da taxa de cambio mencionada no estudo (data base dez/2007, com US\$ 1,00 = R\$ 1,786). O custo de O&M anual foi acrescido à anuidade utilizada pelo modelo de otimização.

<sup>24</sup> O custo de investimento foi determinado a partir da alternativa preliminar acrescido de 15% (média do aumento de custos das alternativas estudadas na fase final com relação aos valores dos estudos preliminares). Este aumento se deu pelo fato do empreendimento não haver sido relacionado na alternativa final.

Tabela 8 - Desvios (Inventário - HERA) / Inventário

UHE	Potência	Área	Volume	Queda bruta	Custo
Chacorão	2%	64%	18%	0%	-6%
Jatobá	4%	34%	35%	0%	-17%
SL Tapajós NA 50 m	34%	47%	46%	30%	36%
SL Tapajós NA 66 m	26%	51%	49%	21%	21%

Estes desvios foram investigados e são provenientes da diferença em considerar os níveis d'água do obtidos a partir do SRTM. Os erros altimétricos e a incerteza na altura da vegetação, interferem tanto no cálculo das áreas e volumes dos reservatórios, quanto nas alturas de queda.

Para o processo de otimização foram considerados os seguintes dados de entrada:

- Vida útil da usina: 50 anos
- Mês inicial: 01/1931
- Mês final: 12/2005
- Tolerância relativa de convergência: 3%
- Tempo máximo de execução: 30 minutos
- Preço da energia (R\$/MWh): US\$53,00 por MWh (R\$ 94,66 por MWh)
- Taxa de desconto anual: 10%

A otimização foi executada em dois minutos. Diferentemente da alternativa final selecionada pelo inventário, a alternativa ótima encontrada pelo HERA é composta por dois reservatórios (Chacorão e São Luiz do Tapajós com NA máx 66 m), conforme apresentado nas tabelas e figuras a seguir. A otimização feita com custos calculados pelo SISRH selecionou a opção de eixo de São Luiz do Tapajós deslocado para jusante.



Tabela 9 - Resultados da otimização para dados extraídos do Inventário

UHE	NA Máx [m]	NA jusante [m]	Queda bruta [m]	Potência [MW]	Volume máx. [HM <sup>3</sup> ]	Anuidade [MR\$]
Chacorão	96,0	69,6	26,4	3.336	4.004	820,62
SL Tapajós	66,0	12,8	53,2	8.860	28.009	1.980,93

Tabela 10 - Resultados da otimização para dados estimados pelo HERA e SISRH

UHE	NA Máx [m]	NA jusante [m]	Queda bruta [m]	Potência [MW]	Volume máx. [HM <sup>3</sup> ]	Anuidade [MR\$]
Chacorão	100,0	69,0	30,9	3.901	4.358	978,18
SL Tapajós (deslocado)	60,0	9,0	51,0	7.989	15.005	1.679,54

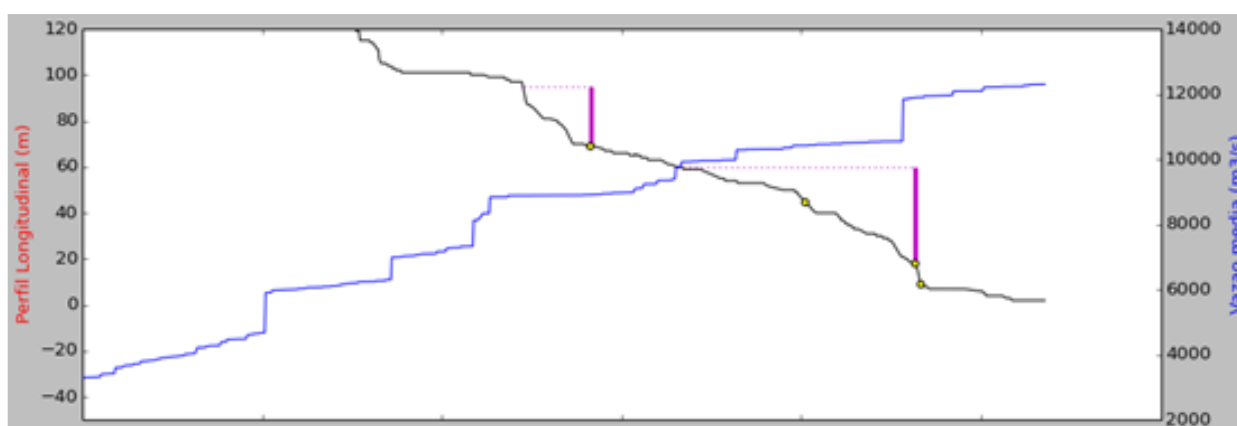


Figura 36 - Alternativa de queda otimizada considerando os dados extraídos do inventário



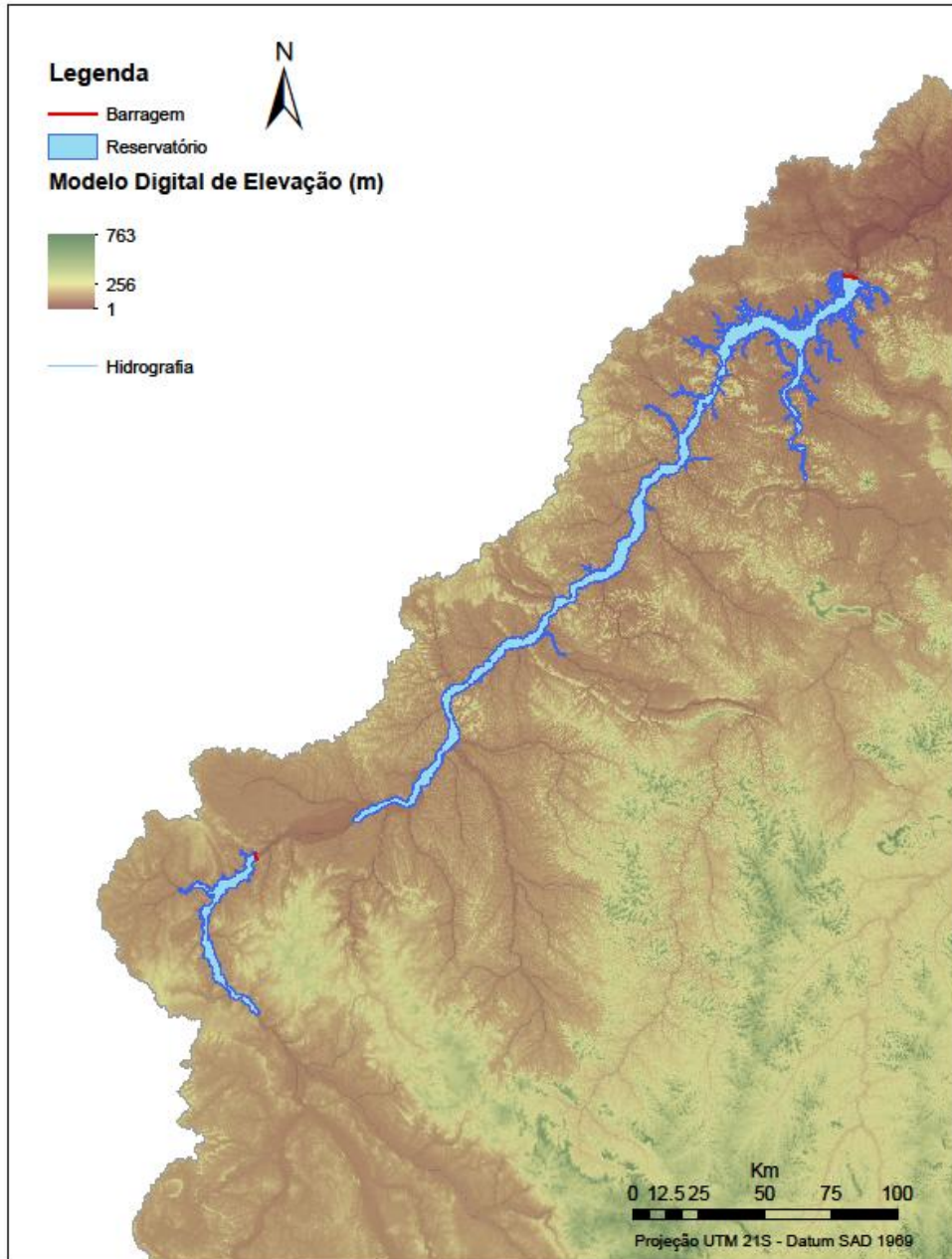


Figura 37 - Reservatórios Seleccionados pelo HERA

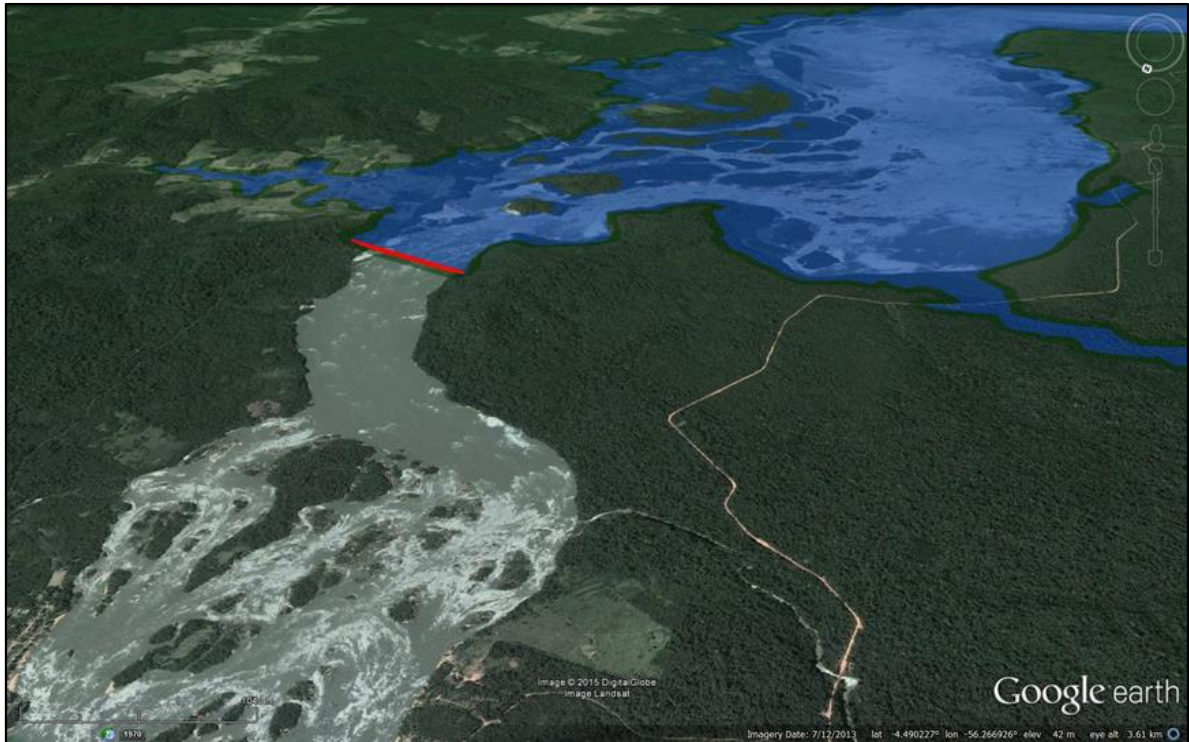


Figura 38 - UHE São Luiz do Tapajós, eixo deslocado para jusante.



Figura 39 - UHE São Luiz do Tapajós, eixo original do inventário



Figura 40 – UHE Chacorão

Observa-se que o HERA optou por uma divisão de quedas com dois projetos, comparável às alternativas (9-13) estudadas no Inventário. A mesma divisão de quedas foi obtida para as opções de execução do HERA em modo estocástico ou determinístico. Cabe ressaltar que no Inventário, esta solução foi descartada pelo maior impacto ambiental negativo (há um acréscimo de 1300 km<sup>2</sup> de área inundada, que passa de 700 para 2000 km<sup>2</sup>, aproximadamente). Outro aspecto que contribuiu para este descarte no Inventário foi o fato de que, aparentemente, não foi avaliado a benefício energético que poderia resultar um deplecionamento do reservatório, que poderia variar o nível de água da cota 66m (operação a fio d'água) para armazenar água no período úmido para utilização no período seco. Este benefício energético pode ser percebido pela operação do reservatório resultante da otimização do HERA, como mostra a *Figura 41* a seguir (valores médios considerando a hidrologia do período 1931 – 2005).



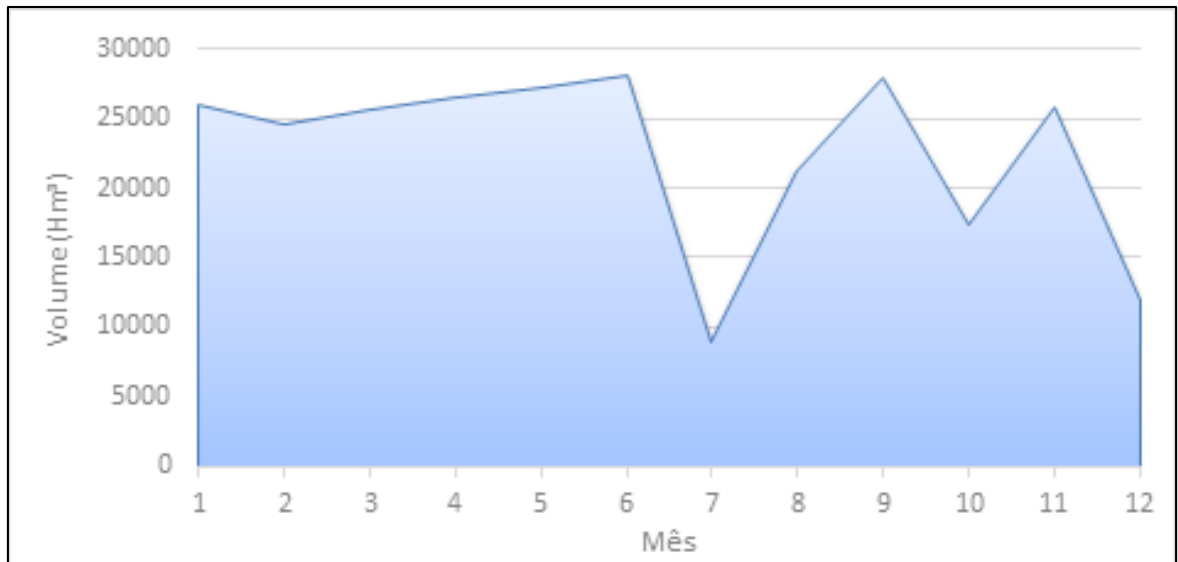


Figura 41 - Armazenamento médio do reservatório da UHE São Luiz do Tapajós

### V.3 Recomendações

O modelo computacional para a otimização dos estudos de inventário HERA é uma ferramenta que se mostrou muito promissora e com potencial uso para estudos de potenciais remanescentes em bacias ainda inexploradas ou inventariadas há mais de 20 anos, bem como para pré-estudo de inventários, ou seja, avaliações preliminares que subsidiarão quais estudos seriam priorizados.

A aplicação para a bacia do rio Tapajós também ilustrou uma potencialidade para utilização do HERA, tendo em vista a necessidade de investigação dos inventários que necessitariam de revisão buscando maior capacidade de regularização.

Foi identificada uma necessidade de evolução para tratamento dos dados do SRTM antes de gerar do Modelo de Digital de Terreno, além disso, em casos de bacias com cobertura nativa com árvores altas, há um significativo erro altimétrico que compromete todo o cálculo de áreas, volumes e cotas.

Adicionalmente, um aprimoramento identificado é a consideração de pontos fixos, ou seja, usinas previamente selecionadas em inventários anteriores ou até mesmo em operação. Este avanço permitiria revisar os estudos que foram apontados na Nota Técnica da EPE (EPE, 2015), por exemplo, buscando identificar reservatórios de

regularização que possam ter sido desconsiderados nos estudos anteriores. Também permitiria uma revisão de estudos de inventário considerados “cancelados” conforme indicação do Capítulo IV.

## VI. Mudanças no Clima e no Uso do Solo. Implicações no regime de vazões e consequências para os aproveitamentos Hidrelétricos

São inúmeras as referências sobre o tema das mudanças climáticas e possíveis impactos para o ciclo hidrológico, especialmente em função dos estudos do IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*). Porém, não há um consenso quanto aos cenários referenciais para o futuro, especialmente quando se trata da avaliação regional, na escala da bacia hidrográfica. O assunto é de fundamental importância para o SEB porque todos os modelos adotados para planejamento e operação do SIN partem do pressuposto que o processo estocástico subjacente às séries de afluições aos aproveitamentos seja estacionário. Um processo estocástico é dito estacionário quando a distribuição conjunta de  $X(t), X(t + 1), \dots, X(t + m)$  é igual a distribuição conjunta de  $X(t + j), X(t + j + 1), \dots, X(t + j + m)$ . Isto é, num processo estocástico, as propriedades estatísticas não se alteram com o passar do tempo, embora as correspondentes séries temporais possam ser diferentes entre si.

Considerando todas as mudanças de uso e ocupação do solo e as mudanças climáticas previstas, é razoável assumir que as séries de vazões no futuro serão diferentes daquelas do passado; porém, as estatísticas (média, desvio padrão, auto correlação,...) do futuro serão próximas às do passado se o processo for estacionário. Se não for, os cenários futuros devem ser elaborados por alguma outra metodologia, diferente da empregada nos modelos atualmente em uso no SEB.

Este capítulo fará uma revisão sobre os estudos em andamento, descreverá uma abordagem em desenvolvimento para estimativa dos impactos da mudança de uso do solo e do clima e, finalmente, apresentará uma proposição sobre possíveis aplicações para o Planejamento do SEB.

## VI.1 Revisão Bibliográfica e Motivação

No Brasil, diversos estudos e documentos oficiais têm sido produzidos, principalmente a partir de 2002, quando a Fundação Brasileira para Mudanças Climáticas, criada pelo Governo Federal em 2000, começou a emitir relatórios. TUCCI (2002) apresentou uma avaliação dos diferentes aspectos que relacionam clima e uso do solo e seus impactos no comportamento hidrológico, bem como nos setores de desenvolvimento econômico relacionado com os recursos hídricos. Em particular, para o SEB, Tucci recomendou que se quantificasse o impacto da variabilidade hidrológica e da modificação climática sobre o sistema hidrelétrico e quais seriam as potenciais medidas mitigadoras os principais sistemas do país, considerando a complementaridade hídrica entre as regiões do país.

Em 2008, outras iniciativas renderam boas análises sobre o tema, tanto no âmbito do governo federal, onde foi publicado o Plano Nacional de Mudança do Clima – PNMC (Governo Federal, 2008), quanto no âmbito acadêmico, com a publicação de um estudo mais específico sobre os impactos no SEB: Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil (SCHAEFFER *et al.*, 2008), elaborado pela equipe do Programa de Planejamento Energético da Coppe, como resultado de um projeto de pesquisa que investigou as vulnerabilidades do setor de energia brasileiro à mudança do clima global.

O PNMC tinha dois objetivos: (a) incentivar o desenvolvimento e aprimoramento de ações de mitigação no Brasil, colaborando com o esforço mundial de redução das emissões de gases de efeito estufa; (b) criar as condições internas para lidar com os impactos das mudanças climáticas globais (adaptação). Para o setor energético foi recomendado “manter elevada a participação de energia renovável na matriz elétrica, preservando posição de destaque que o Brasil sempre ocupou no cenário internacional.” Outra orientação do documento foi no sentido de “fomentar o aumento sustentável da participação de biocombustíveis na matriz de transportes

nacional e, ainda, atuar com vistas à estruturação de um mercado internacional de biocombustíveis sustentáveis.” Neste estudo também há o reconhecimento da perspectiva de esgotamento em longo prazo do potencial hidrelétrico nacional, no contexto das restrições socioambientais, apontando para a grande dificuldade de expansão hidrelétrica de natureza firme. Ou seja, com capacidade de regularização, o que seria importante para mitigar os efeitos da mudança do clima e do uso do solo que apontam para grandes alterações dos eventos extremos com agravamento das cheias e secas. Os estudos do planejamento da expansão hidrelétrica apontam para o aproveitamento do potencial restante apenas com a característica de fio d’água, ou seja, sem capacidade de armazenamento para controlar as aflúências em momentos de escassez ou excesso de vazões.

Dentre as inúmeras publicações internacionais que tratam de mudança de clima e do uso do solo, merece destaque, para o efeito da presente investigação, aquelas que inserem os trabalhos científicos na real necessidade prática dos tomadores de decisão. Uma pergunta recorrente dos tomadores de decisão (BROWN, 2012) é “quais as informações climáticas que nós realmente precisamos e como devemos prepara-las? ”. Por exemplo, a partir da perspectiva do planejamento é útil saber se a mudança no clima pode reduzir os benefícios ou aumentar custos de um projeto de infraestrutura hídrica. Para a tomada de decisão, é importante saber quais são os riscos que afetam a escolha entre as alternativas e, para esta avaliação de risco, seria relevante avaliar como os eventos climáticos extremos podem ameaçar o projeto. Também nesta linha, um trabalho desenvolvido pelo EPA (*United States Environmental Protection Agency*) (WIREs CLIM CHANGE, 2013), apresenta uma revisão ampla dos possíveis usos e aplicações dos estudos de alterações climáticas, buscando rever os fluxogramas de tomada de decisão de forma a incorporar de forma efetiva os cenários gerados de clima para o futuro.

Essa mesma abordagem, que também pode ser chamada de “*bottom-up approach*” - aproximando as perguntas que são formuladas na vida prática pelos



tomadores de decisão das respostas que dadas pelos pesquisadores da academia, foi desenvolvida uma proposta de investigação resumida na Figura 42 e que será apresentada na sequência. Será descrito um estudo desenvolvido na Universidade de Harvard<sup>25</sup>, que busca apresentar respostas sobre os impactos da mudança climática e de uso do solo na expansão hidrelétrica brasileira.

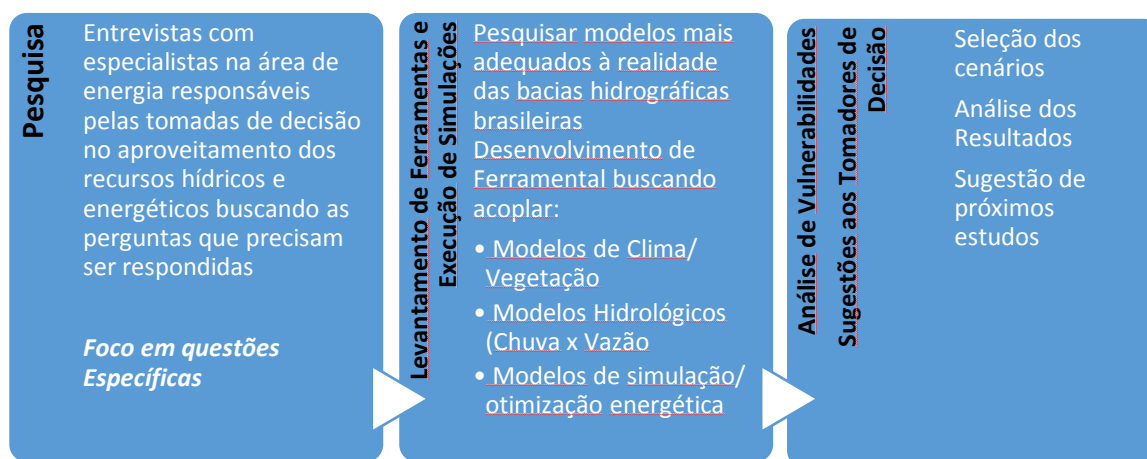


Figura 42 – Proposta de Investigação – Etapas Previstas

## VI.2 Metodologia e Estudo de Caso

A Figura 43 e a Figura 44 apresentam exemplos deste comportamento, como apresentados por (VAN DER ENT *et al.*, 2010). A Figura 44 apresenta o exemplo da circulação para o mês de janeiro, pode-se depreender desta figura que na região sudoeste do Brasil (incluindo boa parte da bacia do rio Paraná) boa parte da chuva é explicada pela evapotranspiração oriunda principalmente da Amazônia. Desta forma, este tipo de estudo torna-se mais importante visto que grandes impactos podem ocorrer em todo um padrão de chuva por causa das maciças mudanças de uso da

<sup>25</sup> A autora participou da pesquisa na qualidade de pesquisadora visitante, no exercício de uma “bolsa-sanduíche” que fez parte de suas atividades como candidata ao doutorado na COPPE-UFRJ.

terra que ocorreram nas últimas décadas e poderiam ocorrer no futuro como resultado tanto do desmatamento como das mudanças climáticas.

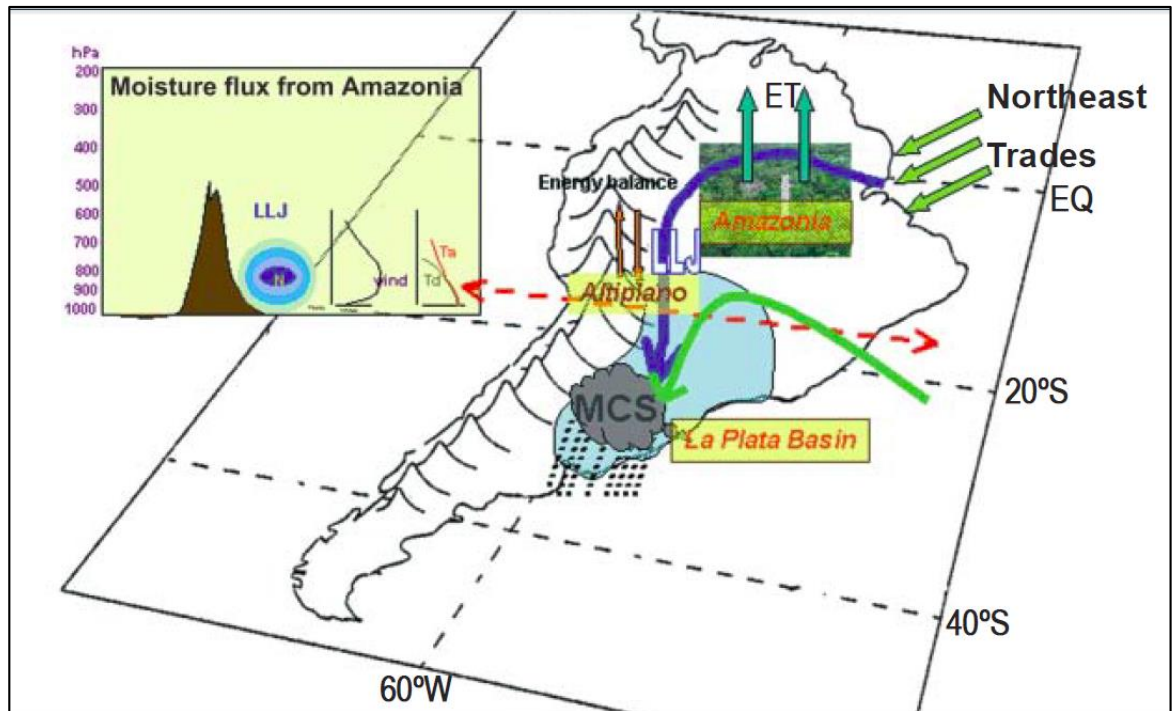


Figura 43 – Circulação de Fluxos na América do Sul

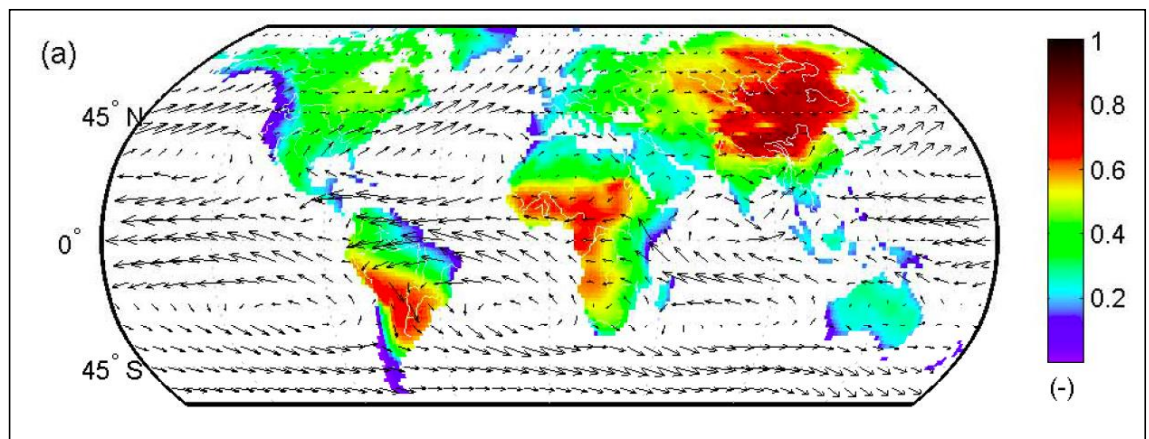


Figura 44 - Parcela da precipitação explicada pela evapotranspiração continental – mês de janeiro. As setas indicam a direção do fluxo horizontal da evapotranspiração

Para abordar a ligação clima – vegetação de forma explícita, precisamos de outra ferramenta de modelagem para representar o processo de *feedback* com a atmosfera. Por exemplo, o BRAMS, que é um modelo climático regional desenvolvido pelo CPTEC/ INPE com o objetivo de fornecer um modelo único para centros brasileiros meteorologia regional. O modelo BRAMS / RAMS é um polivalente, modelo

de previsão numérico projetado para simular circulações atmosféricas que medem em escala de escalas hemisféricas para baixo para grande simulação de Foucault (LES) da camada limite planetária (maiores informações em <http://brams.cptec.inpe.br/projects/gbrams>, acessado em novembro de 2014). Vários parâmetros biofísicos associados com a vegetação e solo do BRAMS foram adaptados para biomassas e solos tropicais e subtropicais, usando observações ou estimativas obtidas em campanhas de campo recentes (FREITAS *et al.*, 2007).

Os modelos climáticos regionais necessitam de modelos globais que lhe forneçam condições de contorno, ou seja, dados atmosféricos no entorno da região a ser estudada. Os modelos regionais são computacionalmente mais econômicos que os modelos globais na resolução mais alta, visto que os cálculos se limitam à região desejada.

O modelo acoplado ED2 vem sendo aplicado com sucesso em investigações do crescimento e degradação das árvores e trocas de CO<sub>2</sub> com o ambiente em florestas temperadas no hemisfério norte. Porém para que esta modelagem seja válida para estudos no Brasil, há que se investigar a viabilidade e adequação de sua aplicação para o clima tropical.

Considerando a tônica de integração academia x tomadores de decisão proposta no início do estudo, foram feitas entrevistas com renomados especialistas de empresas do SEB (particularmente da Agência Reguladora de Energia Elétrica (ANEEL), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Operador Nacional do Sistema (ONS)) de forma a avaliar quais seriam as aplicações da modelagem potencialmente úteis e, principalmente, quais seriam os estudos que ajudariam a convencê-los da validade da utilização da modelagem. Com relação à metodologia de pesquisa, foi utilizado levantamento (*survey*) envolvendo a interrogação direta de pessoas quanto ao problema a ser estudado. Foram consultados um executivo e um técnico da ANEEL, três técnicos do ONS e cinco técnicos da EPE. A Tabela 11 apresenta o resultado das entrevistas.

*Tabela 11 - Resultado das Entrevistas com os Tomadores de Decisão do SEB*

<b><i>Demandas para Aplicações Futuras da modelagem ED2+BRAMS de interesse do SEB</i></b>	<b><i>Estudos para comprovação da viabilidade da modelagem ED2+BRAMS para uso no SEB</i></b>
Avaliação do impacto da mudança de uso do solo e clima no regime hidrológico de bacias com futuros empreendimentos hidrelétricos, especialmente na Amazônia	Avaliação da resposta da modelagem quando utilizada para explicar fenômenos que já ocorreram, exemplo: elevação das vazões naturais no rio Paraná após a década de 1970
Possíveis desdobramentos da alteração das vazões no dimensionamento das hidrelétricas	Avaliação da viabilidade de acoplamento dos resultados com modelos já existentes e reconhecidos no Brasil.
Possíveis desdobramentos da alteração das vazões na operação do sistema interligado	

Considerando as sugestões propostas e a experiência dos integrantes do grupo, a estratégia adotada para o estudo é a apresentada na Figura 45. Na primeira etapa se avaliaria apenas se o modelo consegue reproduzir a alteração de padrão de vazões verificada na bacia do Paraná. Na segunda etapa se faria extrapolações para avaliar o possível impacto das mudanças de uso do solo sobre a produção de energia nas usinas projetadas para a Bacia do Tapajós.

Já os modelos a serem utilizados para que o estudo atingisse o resultado esperado na segunda etapa (impacto na geração das usinas hidrelétricas) são os apresentados na Figura 46. Buscou-se utilizar modelos já reconhecidos, tanto o hidrológico quanto o energético.

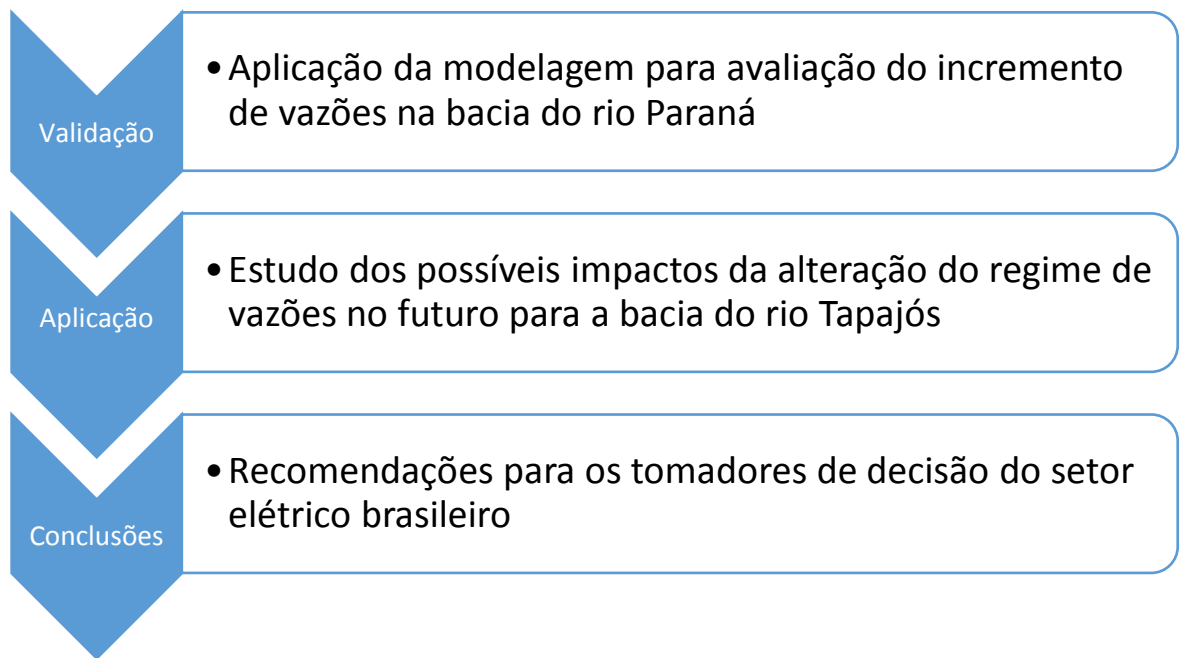


Figura 45 - Etapas do Estudo com a modelagem ED+BRAMS para o Setor Elétrico Brasileiro

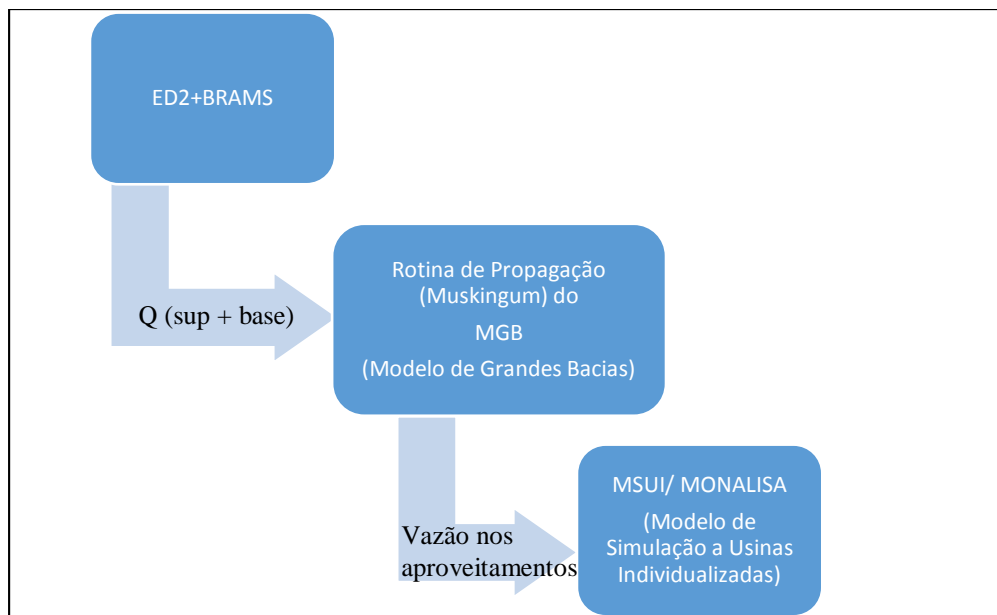


Figura 46 - Modelagem Proposta para os estudos de impactos da mudança do uso do solo e do clima no regime hidrológico das bacias brasileiras e possíveis desdobramento para o SEB

### VI.3 Ferramentas – ED2+BRAMS – Modelo para Avaliação do Clima e da Vegetação

Nos últimos dez anos o Departamento de Biologia Evolutiva da Universidade de Harvard<sup>26</sup> vem desenvolvendo uma série de estudos no sentido de avaliar a sinergia entre a mudança no clima e alteração da cobertura e uso do solo. Para tanto foi desenvolvido um modelo estruturado de biosfera terrestre - *Ecosystem Demography model version 2* (ED2) que simula o processo de biofísica da superfície da terra, hidrologia, dinâmica da vegetação e da biogeoquímica do solo, conforme descrito em (MOORCROFT *et al.*, 2001) e (MEDVIGY *et al.*, 2009). A singularidade do ED2 está em sua capacidade de descrever a dinâmica da vegetação em base individual, com a presença de estruturas baseadas em tamanho e com base na idade. Como o modelo representa a heterogeneidade da composição e a estrutura do ecossistema terrestre, é ideal para investigar os impactos de uso da terra. Este modelo também representa a concorrência interespecies associadas para recursos, incluindo luz, nutrientes e umidade. Mais detalhes são disponíveis em (ALBANI *et al.*, 2006) e (KIM *et al.*, 2012).

Esta representação mais sofisticada da vegetação é de importância central no Brasil porque grande parte da chuva que cai no sudeste e sul do país tem origem na evapotranspiração que ocorre na Amazônia, desta forma o padrão de vegetação e a dinâmica de troca de água resultante do processo evolução da vegetação podem influenciar no padrão de chuvas no Centro-Oeste e Sudeste do Brasil, regiões que concentram as cabeceiras dos maiores rios brasileiros.

O *Brazilian Regional Atmospheric Modeling System* (BRAMS)<sup>27</sup> é uma variante brasileira especialmente desenvolvida pelo CPETC/ INPE para adaptar o RAMS aos trópicos. BRAMS é capaz de simular a dinâmica atmosférica com resolução inferior a

---

<sup>26</sup> Maiores informações em <http://www.oeb.harvard.edu/faculty/moorcroft/research/SSP.html> acessado em março de 2015.

<sup>27</sup> Maiores informações em <http://brams.cptec.inpe.br/> acessado em fevereiro de 2015.

um quilômetro até escalas regionais. Este é um modelo climático da classe dos regionais (*Regional Climate Models* - RCM) que conseguem fazer um melhor trabalho em representar clima numa escala menor, os RCM são inicializados a partir de condições de contorno dos modelos globais (Global Climate Models – GCM).

O sistema de modelagem ED2+BRAMS representa o acoplamento destes dois modelos permitindo a avaliação da evolução do comportamento da vegetação perante cenários de mudança de clima e suas consequências para o balanço hídrico do solo, tanto nas suas camadas superficiais quanto subsuperficiais. Ao considerar as interações complexas entre o bioma e as circulações atmosféricas e de uso da terra, utilizando cenários de mudanças que representam realisticamente regiões susceptíveis de serem desmatadas, esta modelagem pretende entender melhor mudanças dinâmicas na precipitação e vegetação na Amazônia.

#### VI.4 Ferramentas – MGB – Modelo Hidrológico de Grandes Bacias – Rotina de Propagação

A decisão quanto ao melhor modelo hidrológico que seria inserido no arcabouço de modelos (clima → vegetação → hidrologia → energia) foi tomada a partir das seguintes premissas:

- Levantamento de modelos comumente utilizados neste tipo de modelagem.
- Avaliação da compatibilidade entre os dados de saída do ED2+BRAMS e dados de entrada do modelo hidrológico.
- Aplicações para a região amazônica.
- Disponibilidade do modelo e de material para aprendizado (manuais, artigos, aulas).

Inicialmente foi avaliada a possibilidade de utilizar o modelo IPH II (TUCCI, 1998b) por ser um modelo simples e bem conhecido. Este modelo utiliza a precipitação existente na bacia para estimar a vazão e necessitam de informações

históricas do local ou de outras bacias com características semelhantes para estimar os parâmetros que geralmente compõem a estrutura dos mesmos. O IPH II foi desenvolvido para ser um modelo com o máximo de parcimônia e que pudesse ser utilizado em bacias de diferentes tamanhos e características. Os algoritmos utilizados são conhecidos na literatura, da mesma forma que seus parâmetros. Como não há muitas aplicações deste modelo integrado com modelos de clima optou-se por selecionar outro modelo hidrológico.

O segundo modelo avaliado foi o THMB (*Terrestrial Hydrology Model with Biogeochemistry*) descrito em (COE et al., 2002 e COE, 2000). Este é um modelo idealizado para simular a hidrologia global que busca ao mesmo tempo ser simples para ser utilizado com modelo global e complexo para representar os processos físicos e também para ser sensível a mudanças de uso do solo e mudanças climáticas, podendo ser utilizado em baixa e alta resoluções. Este modelo já vem sendo utilizado em modelagens similares às supracitadas como as apresentadas em (STICKLER et al., 2013) que avaliaram possíveis influências das mudanças climáticas na geração hidrelétrica na bacia do rio Xingu. A avaliação deste modelo indicou que sua utilização poderia ser promissora, porém não havia disponibilidade de material suficiente para execução e a versão disponível do modelo ainda não era compatível com toda a disponibilidade de dados georreferenciados resultantes das rodadas do ED2+BRAMS.

O próximo modelo avaliado foi o MGB<sup>28</sup> que possui diversas aplicações no Brasil inclusive em bacias de grande porte na Amazônia e até mesmo no rio Tapajós, que será objeto de avaliação neste estudo.

O MGB é um modelo matemático que representa o funcionamento hidrológico de uma bacia. Este modelo procura representar particularmente os processos de transformação de chuva em escoamento e de propagação de vazão ao longo dos rios.

Considerando toda o detalhamento da modelagem acoplado do ED2+BRAMS que captura as interações atmosfera – biosfera e resulta em condições de

---

<sup>28</sup> Maiores informações em <http://www.ufrgs.br/hge/mgb-iph/>. Acessado em janeiro de 2015.



armazenamento no solo, não será utilizada a funcionalidade de transformação de chuva em vazão do MGB, focando apenas na propagação da vazão ao longo do rio, buscando gerar séries de vazões nos aproveitamentos hidrelétricos.

A propagação de vazão em rios e canais pode ser simulada através do conjunto de equações conhecido como Equações de Saint-Venant. O conjunto é formado pela equação da continuidade e pela equação dinâmica. A equação dinâmica, que representa as forças que agem sobre o escoamento e conseqüentemente a aceleração do mesmo, pode ter seus termos simplificados, dando origem a modelos de propagação, que vão desde os mais simplificados (e.g. Onda Cinemática) aos mais complexos (hidrodinâmico unidimensional). O modelo Muskingum-Cunge linear, implementado na versão original do modelo MGB-IPH (COLLISCHONN *et al.*, 2007), é baseado no modelo tipo Onda Cinemática. De forma a transpor as vazões superficiais obtidas para cada uma das unidades de bacia (células de 11 x 11km) que são modeladas no ED2 para os aproveitamentos hidrelétricos, é rodada a rotina de propagação do modelo MGB para obtenção das séries de vazões.

A Figura 47 apresenta diagramas esquemáticos do balanço hídrico nos modelos MGB-IPH e no ED2 e a rotina de propagação do modelo MGB-IPH, que é utilizada a partir dos dados de saída do ED2.

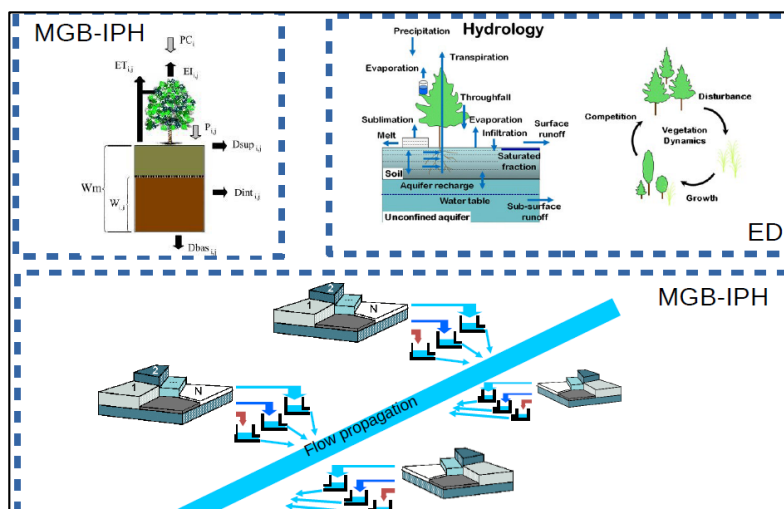


Figura 47 – Representação do balanço hídrico nos modelos MGB-IPH e ED e da rotina de propagação do MGB-IPH

## VI.5 Ferramentas – *Monalisa* – Modelo Individualizado de Otimização de Usinas Hidrelétricas

A energia firme de uma usina corresponde à máxima produção *contínua* que pode ser obtida supondo a ocorrência da pior sequência do histórico de vazões. Naturalmente, a produção de energia está sujeita a restrições operativas da usina (balanço hídrico, limites de armazenamento e turbinamento etc.), discutidas a seguir.

- Equação de Balanço Hídrico

Esta equação representa a evolução do armazenamento ao longo do período de estudo: o volume final a cada estágio é obtido somando-se ao volume inicial a afluência durante o estágio e subtraindo-se os volumes turbinado, vertido, evaporado e de demais usos:

$$v_{t+1} = v_t + a_t - u_t - w_t - e_t(v_t, v_{t+1}) - r_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (11)$$

onde :

t	indexa os estágios (por exemplo, mês)
T	duração do estudo (número de meses do registro histórico)
$v_t$	armazenamento do reservatório no início do mês $t$ ( $m^3$ ). $v_0$ conhecido = 50% v. útil.
$v_{t+1}$	armazenamento ao final do mês $t =$ início do mês $t+1$ ( $m^3$ )
$a_t$	afluência natural ao longo do mês ( $m^3$ )
$u_t$	volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )
$w_t$	volume vertido ( $m^3$ )
$e_t(v_t, v_{t+1})$	evaporação ( $m^3$ ) – proporcional ao produto da área do reservatório ( $km^2$ ), a qual depende do armazenamento, pelo respectivo coeficiente mensal de evaporação ( $mm$ )
$r_t$	demandas adicionais de água (irrigação, abastecimento, etc.) ( $m^3$ )

- Limites de armazenamento e turbinamento

Estas restrições são auto-explicativas:

$$v_t \leq v_t^- \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (12)$$

$$u_t \leq u_t^- \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (13)$$

onde:

$v_t^-$	armazenamento máximo ( $m^3$ )
$u_t^-$	máximo volume turbinado ao longo do mês ( $m^3$ )

- Geração hidrelétrica

A produção de energia da usina (MWh) é proporcional ao produto do volume turbinado (m<sup>3</sup>) pela altura líquida de queda (m). Esta, por sua vez, corresponde à diferença entre a cota do reservatório - que depende do volume armazenado – e o nível do canal de fuga, que depende do volume defluente, e as perdas hidráulicas. Finalmente, a produção de energia está limitada pela potência do gerador.

$$u_t \times \rho \times h_t \leq p,^- \times \delta_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (14)$$

$$h_t = p_1(v_t, v_{t+1}) - p_2(u_t, w_t) - hp \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (15)$$

onde:

- $\rho \times$  fator de produção da usina (MWh/m<sup>3</sup>), onde
- $h_t$   $\rho = 3.6$  (constante)  $\times g$  (m/s<sup>2</sup>)  $\times \eta$  (eficiência do conjunto turbina-gerador).
- $h_t$  altura de queda líquida da usina no estágio  $t$  (m)
- $p_1(\cdot)$  polinômio cota  $\times$  volume do reservatório (variável independente é  $0.5 \times [v_t + v_{t+1}]$ )
- $p_2(\cdot)$  polinômio cota do canal de fuga  $\times$  volume defluente (variável independente é  $[u_t + w_t]$ )
- $hp$  altura das perdas hidráulicas da usina (m)
- $p,^-$  capacidade instalada (MW)
- $\delta_t$  número de horas do mês correspondente ao estágio  $t$ ;  $p,^- \times \delta_t$  representa portanto o limite máximo de produção de energia em MWh

- Energia firme

Como a energia firme deve ser produzida continuamente, o conjunto de restrições a seguir essencialmente estabelece que o firme corresponde à menor energia produzida ao longo do período:

$$F \times \delta_t \leq u_t \times \rho \times h_t \quad \text{para } t = 1, \dots, T \quad (16)$$

onde  $F$  é uma variável escalar que representa a energia firme (MW médio).

- Função objetivo

Como visto na expressão (6),  $F$  é menor ou igual à produção hidrelétrica em cada período  $t = 1, \dots, T$ . Isto significa que  $F$  é menor ou igual à menor produção ao longo do período. Se o objetivo for o de maximizar  $F$ , obtém-se a máxima produção que pode ser atendida continuamente, que é a definição da energia firme.

Apresenta-se a seguir a generalização do modelo para o caso de múltiplas usinas hidrelétricas.

- Formulação do problema – múltiplas usinas

Suponha que há várias usinas hidrelétricas no sistema, indexadas por  $i = 1, \dots, I$ . Neste caso, a energia firme passa a ser a máxima energia total que pode ser produzida continuamente pelo conjunto de usinas.

No que se refere às restrições operativas, é necessário definir uma equação de balanço hídrico por usina, levando em consideração que a afluência a cada usina numa cascata se compõe da vazão natural mais os volumes defluentes (turbinado e vertido) das usinas imediatamente a montante. Também é necessário definir limites de armazenamento, turbinamento e produção máxima para cada usina.

Maiores detalhes desta formulação e aplicações podem ser vistos em (KELMAN *et. al.*, 2004).

## VI.6 Aplicação da Modelagem para avaliação do incremento de vazões na bacia do rio Paraná

As vazões médias mensais naturais<sup>29</sup> da bacia do rio Paraná aumentaram significativamente. Diversos estudos já investigaram este fenômeno, por exemplo, (TUCCI e CLARKE, 1998), (DAI *et al.*, 2009), (CARVALHO *et al.*, 2011) e (GARCIA e VARGAS, 1998) encontraram um aumento de 34%, e (TUCCI *et al.*, 2007) encontrou um aumento de 44% a partir de 1970, em comparação com a média de 1938-1970. A Figura 48 apresenta de uma forma gráfica este aumento.

---

<sup>29</sup> O setor elétrico tem adotado o termo vazão natural para identificar a vazão que ocorreria em uma seção do rio, se não houvesse as ações antrópicas na sua bacia contribuinte — tais como regularizações de vazões realizadas por reservatórios, desvios de água, evaporações em reservatórios e usos consuntivos (irrigação, criação animal e abastecimentos urbano, rural e industrial). A vazão natural é obtida por meio de um processo de reconstituição, que considera a vazão observada no local e as informações relativas às ações antrópicas na bacia.

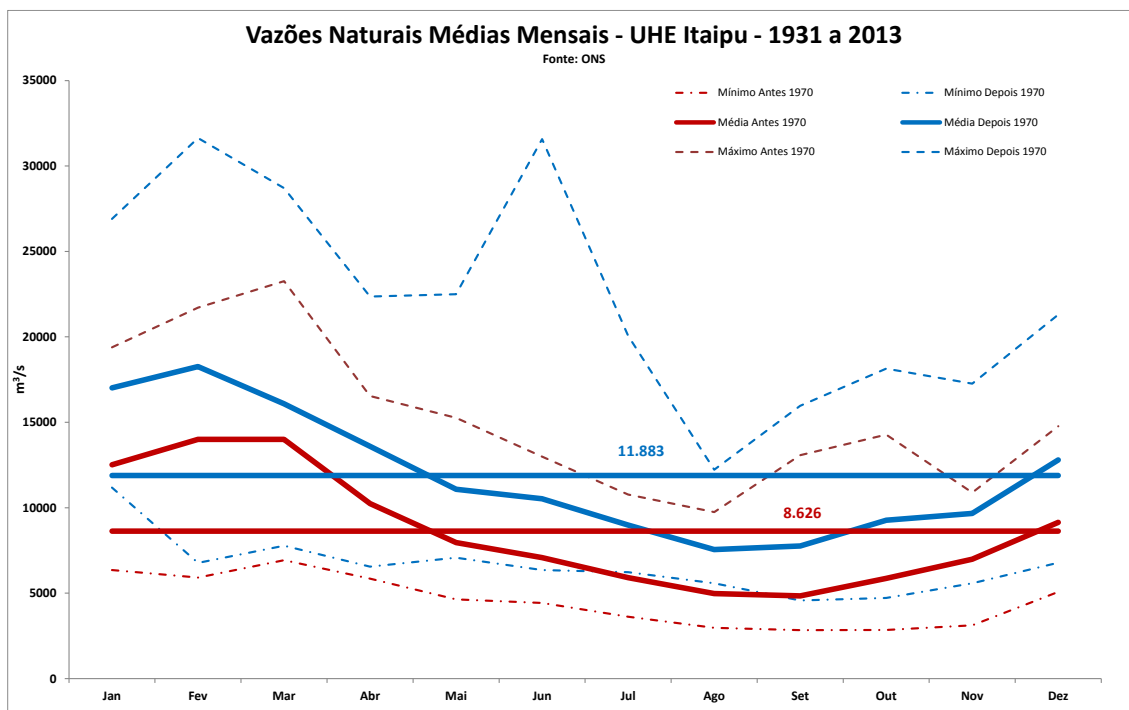


Figura 48 – Vazões Naturais Médias Mensais na UHE Itaipu

A análise da Figura 48 pode indicar um comportamento não estacionário para a série temporal apresentada. Segundo (SOUZA, 2004), uma série temporal pode ser conceituada como um conjunto de observações de uma dada variável, ordenado segundo o parâmetro tempo, geralmente em intervalos equidistantes. Também vale pontuar que uma série temporal é uma amostra finita de uma realidade (processo estocástico). Se o processo estocástico que gerou a série de observações é invariante no tempo, diz-se que o mesmo é estacionário, pode ser classificado em:

- a) Processo estritamente estacionário: quando as suas estatísticas não são afetadas por variações devido à escolha da origem dos tempos.
- b) Processo estritamente estacionário de ordem finita: diz-se que um processo é estritamente estacionário de ordem “i” se a estacionariedade item (a) não é válida para todo  $t_j \in \mathbb{N}$ , mas somente para  $j \leq i$ .
- c) Processo fracamente estacionário: quando a sua função valor médio é constante e sua função de covariância depende somente da diferença, em valor absoluto,  $t_s - t_j$ .

A primeira explicação lógica para o incremento de vazão que pode ser avaliada é se houve um incremento semelhante na precipitação registrada. No entanto, nenhum sinal de aumento consistente da precipitação foi registrado na região ao longo das últimas quatro décadas. Usando o conjunto de dados meteorológicos mundiais modelados para a superfície terrestre [SHEFFIELD *et al.*, 2006], que combina NCEP/NCAR com conjuntos de dados baseados na observação, é possível concluir que a precipitação média anual sobre a bacia do Paraná diminuiu 1,5% na década de 1980, aumentou 4,2% na década de 1990 e reduziu-se novamente em 1,0% na década de 2000, sempre em comparação com a década de 1970. Por outro lado, a vazão natural média mensal em Itaipu (25.43S, 54.59W) na fronteira com Brasil e Paraguai aumentou cerca de 21% na década de 1980 quando comparada com a década de 1970, aumentou cerca de 18,0% na década de 1990, e 8,3% na década de 2000, o que torna o aumento de vazão ainda mais paradoxal quando comparado década a década com o incremento de precipitação.

A bacia do rio Paraná, bem como outras bacias hidrográficas brasileiras, sofreu grandes mudanças no uso da terra. A partir do século 19, as florestas nativas do estado de São Paulo foram amplamente desmatadas para o desenvolvimento de fazendas de café, que mais tarde, principalmente a partir da década de 1960, foram substituídos por vastos campos agrícolas. Outros estados brasileiros, como Paraná, Minas Gerais, Goiás e do Mato Grosso do Sul, na bacia do rio Paraná, também foram submetidos à expansão agrícola, com florestas convertidas em lavouras. Por exemplo, no estado do Paraná a cobertura florestal foi reduzida substancialmente nos anos de 1980 e 1990 (ou seja, 23,9% em 1965, mas caiu para 5,2% em 1990), sendo substituída por culturas anuais [Tucci e Clarke, 1998].

No entanto, a contribuição relativa de mudanças de cobertura da terra e da variabilidade climática ao aumento de vazões histórica na bacia do rio Paraná ainda não é totalmente conhecida. Este estudo buscou contribuir no entendimento desta questão.

O modelo ED2 foi executado com uma meteorologia prescrita para simular uma mudança na vegetação e nas variáveis hídricas, tais como a precipitação e a evapotranspiração. Para representar a mudança no uso da terra foram adotados dois cenários chamados CLU1970 (uso do solo na década de 1970) e CLU2008 (Atual Uso do Solo). Os mapas são baseados no uso da terra preparada por Hurtt (2006), que são reconstruídos utilizando dois conjuntos de dados de uso da terra: SAGE e HYDE (Goldewijk, 2001) e mapas contemporâneos com base em dados de satélite e de dados históricos de inventários de terras agrícolas. Os mapas compreendem três estados de uso da terra: agricultura, de vegetação primária e de vegetação secundária, como descrito em Albani et al [2006], onde vegetação primária significa que sua última perturbação é um evento natural, como incêndio. A vegetação secundária significa que sua última perturbação é antropogênica. O cenário CLU1970 é composto por 20% das terras agrícolas, 4% de vegetação primária, e 76% da vegetação secundária, enquanto CLU2008 é composto por 51% das terras agrícolas, 2% de vegetação primária, e 46% de vegetação secundária.

Nas duas simulações os dados de chuva foram os obtidos em [Sheffield et al., 2006], executados por 40 anos (1969 a 2008). A concentração de CO<sub>2</sub> atmosférico foi aplicada uniformemente como uma constante (378ppm) e a resolução espacial foi de 0,5 grau em 0,5 graus.

Duas décadas foram escolhidas como representante do período analisado, 1969-1978 e 1999-2008. Assim, a Tabela 12 resume os cenários simulados.

*Tabela 12 – Resumo das Simulações feitas para o paradoxo do Paraná*

<b>Uso do Solo\ Precipitação</b>	<b>(1969-1978)</b>	<b>(1999-2008)</b>
CLU 1970	Caso 1	Cenário A
CLU 2008	Cenário B	Caso 2
$\Delta$ Caso2 - Caso1	+8,5%	

$\Delta$ Cenário B – Caso 1	+24,4%
$\Delta$ Cas02 - Cenário B	-11,3%

A Figura 49 ilustra o paradoxo observado nesse período escolhido. Quando se compara a vazão anual média nas décadas de 1969-1978 e 1999-2008, é evidente que há um aumento de cerca de 10%, enquanto que a precipitação diminuiu cerca de 7% no mesmo período. A Tabela 1 apresenta um resumo das simulações e a Figura 6 resume os resultados.

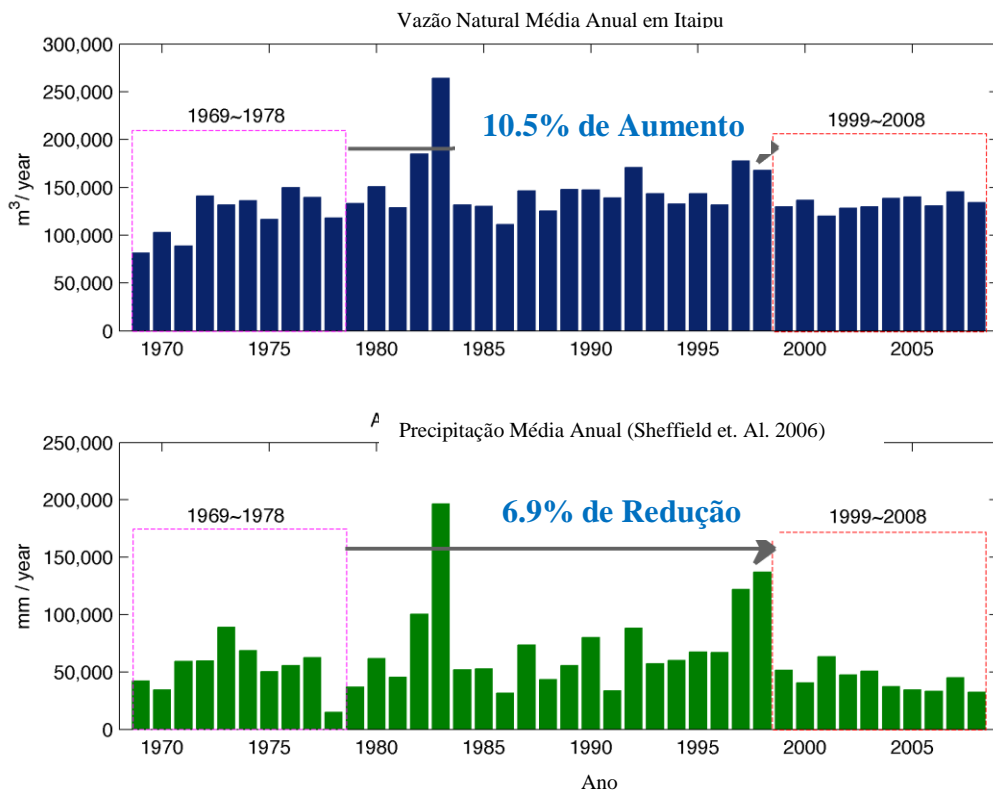


Figura 49 – Comparação entre a Vazão Média Natural Anual em Itaipu e a Precipitação Média Anual na região da bacia do Rio Paraná



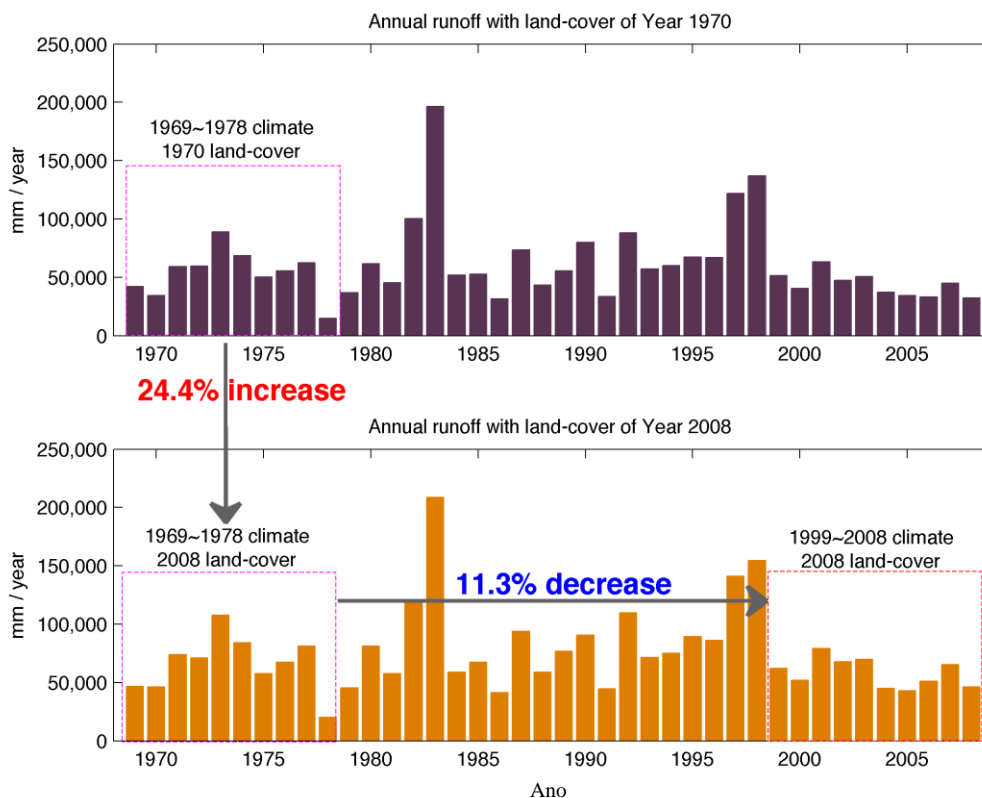


Figura 50 – Comparação entre o Escoamento Superficial<sup>30</sup> obtido pelo modelo ED2 considerando os dois cenários de uso do solo.

Como mostrado nas figuras, os resultados do modelo reproduzem a característica central do paradoxo do Paraná, ou seja, o modelo consegue reproduzir um aumento de 8,5% contra um aumento de 10,5% observado. A análise isolada do uso da terra mostra que o efeito da mudança é significativo (para o mesmo padrão de chuvas na década de 1969-1978, houve um aumento de 24,4% nas vazões considerando apenas a dimensão do uso da terra). O efeito da alteração do padrão de precipitação (analisados separadamente, ou mantendo o mesmo cenário do solo) indica que houve uma redução de 11,3% nas vazões. Isto é, a combinação da precipitação e da mudança no uso do solo resultam num aumento de vazões, mas o

<sup>30</sup> Os fluxos obtidos pelo ED2 são resultantes da consideração apenas os fluxos verticais (isto é, a precipitação, a evapotranspiração e de escoamento superficial) no balanço hídrico. Por isso, optou-se em manter a unidade de saída deste escoamento (mm/ano).

peso da mudança do uso da terra é tão forte que ele substitui o fato de que a precipitação foi menor e é predominante em explicar o fenômeno apresentado.

Este exercício mostrou a credibilidade do modelo ED2 para reproduzir de forma confiável o padrão das vazões históricas e elucidar a causa do aumento a partir da década de 1970. Os padrões de variabilidade interanual (por exemplo, a grande inundação de 1983, o El Niño anos de 1992 e 1997) e as vazões modeladas têm um bom acordo com o fluxo observado em Itaipu. Mais importante ainda, os resultados sugerem que a mudança do uso do solo (por exemplo, o desmatamento, ou a mudança de uso agrícola) desempenha um papel muito importante na variabilidade da vazão da bacia do rio Paraná, superior ao efeito das mudanças climáticas (por exemplo, as chuvas).

## VI.7 Aplicação Inicial da Modelagem para a Bacia do Rio Tapajós

Considerando que os resultados obtidos na aplicação para a bacia do rio Paraná contribuem para validação da metodologia proposta buscou-se utilizar esta modelagem para estimar os possíveis impactos na geração de energia das usinas projetadas para o rio Tapajós.

O exercício que será apresentado a seguir completará o fluxo de atividades apresentado na Figura 46.

A bacia do rio Tapajós (apresentada na Figura 28) pode ser entendida como a junção das bacias dos rios Teles Pires e Juruena e a bacia do Tapajós a partir da confluência destes dois rios.

A bacia hidrográfica do rio Teles Pires abrange uma área total de 141.770 km<sup>2</sup> (escala 1:250.000). O rio Teles Pires nasce nas serras Azul e do Finca Faca a uma altitude de média de 800 m, desenvolvendo-se no sentido SE-NW até a confluência

com o rio Tapajós a uma altitude aproximada de 95 m, apresentando uma extensão total de 1.638 km (escala 1:250.000).

A bacia hidrográfica do rio Juruena abrange uma área de 190.931 km<sup>2</sup>, situando-se quase integralmente no Estado de Mato Grosso. O rio Juruena nasce nas encostas setentrionais da Serra dos Parecis em altitudes próximas a 700 m. Recebe um grande número de tributários até sua confluência com o rio Arinos, tendo já percorrido cerca de 850 km. Este tributário se destaca devido a sua maior vazão apesar do rio Juruena se constituir no formador mais extenso tendo aproximadamente 1.080 Km de extensão.

Cabe destacar que sob o ponto de vista do aproveitamento do potencial hidrelétrico, as três bacias foram estudadas de forma separadas e atualmente as usinas selecionadas na alternativa final dos estudos de inventario do rio Teles Pires encontram-se em estágio mais avançado, sendo que quatro delas já foram licitadas e estão em construção. As UHE Colíder e Teles Pires, em estágio avançado e as UHE São Manoel e SINOP com previsão de entrada em operação nos próximos três anos. O rio Juruena teve o seu inventario aprovado em 2011 e atualmente algumas das usinas selecionadas possuem estudos de viabilidade em andamento. Já a bacia do rio Tapajós teve seu inventario aprovado em 2009 e possui algumas usinas com estudos de viabilidade em desenvolvimento com previsão de licitação para 2016 e 2018.

Este estudo objetivou avaliar os possíveis impactos das mudanças no clima e no uso do solo na UHE São Luiz do Tapajós por ser a maior UHE identificada no inventário para esta bacia e ser representativa da região.

Os dados utilizados para este exercício consideraram:

- Cenários de escoamento superficial obtidos a partir do ED2 *off-line*<sup>31</sup> simulando usos e ocupação do solo para os anos de 1960, 1970, 1977 e 2008. Os cenários de uso do solo foram obtidos do conjunto de dados históricos GLU (*Global Land Use Modeling Dataset*) apresentados em (HURTT *et al.*, 2006). Mapas de

---

<sup>31</sup> A simulação é dita off-line, quando não há acoplamento com o modelo de clima.

desmatamento foram gerados por (MORTON *et al.*, 2006) utilizando dados de imagens satélite na região da Amazônia das últimas três décadas.

Considerando que o cenário histórico de 1960 representa quase ou nenhuma alteração na cobertura nativa desta região, utilizou-se como referência para uma análise inicial do impacto da alteração do uso do solo no escoamento superficial do rio Tapajós.

A Figura 51 apresenta uma comparação entre a cobertura vegetal do cenário 1960 e 2008 utilizados nas simulações. Pode-se observar um significativo avanço no desmatamento na porção sul da bacia motivado principalmente pela expansão da soja nas cabeceiras dos rios Juruena e Teles Pires. Os municípios de SINOP, Sorriso, Lucas do Rio Verde, Sapezal, todos no Mato Grosso, figuram entre os maiores produtores de soja do Brasil.

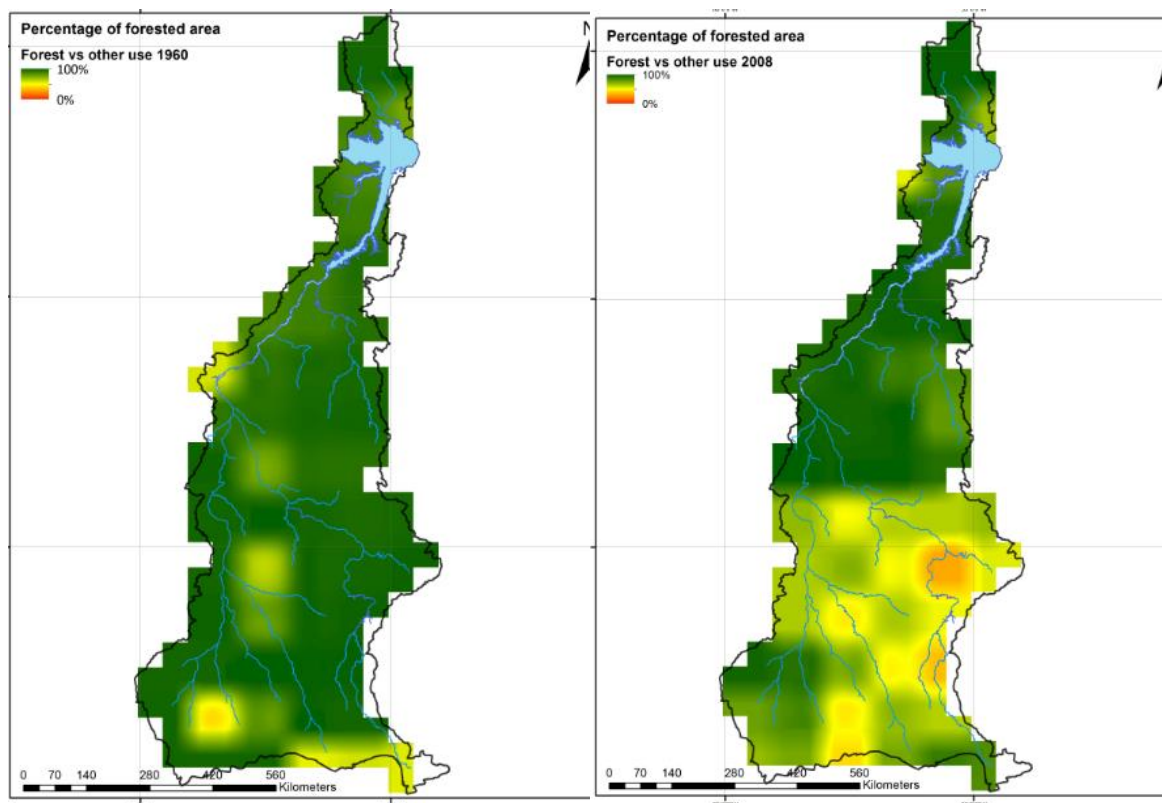


Figura 51 – Comparação entre a cobertura vegetal nos cenários de 1960 e 2008 utilizados nas simulações

A primeira geração de vazões com o MGB para a UHE São Luis do Tapajós a partir das saídas do ED2 podem ser observadas na Figura 52. As diferenças entre as vazões geradas para os dois cenários de uso do solo não chegam a ser significativas, atingindo no máximo 2.400 m<sup>3</sup>/s no mês de janeiro (este montante não chega a 10% das vazões médias de janeiro). O que mereceu destaque neste primeiro exercício foi a grande distância entre os valores mínimos gerados pelo MGB e os mínimos históricos. Os valores gerados chegam quase a zero nos meses de outubro e novembro, quando as mínimas históricas para estes meses são de 4.400 m<sup>3</sup>/s e 5.800 m<sup>3</sup>/s, respectivamente. Este comportamento levou a uma investigação e busca de nova calibragem entre os modelos de forma a buscar uma aderência maior entre os valores históricos e os gerados.

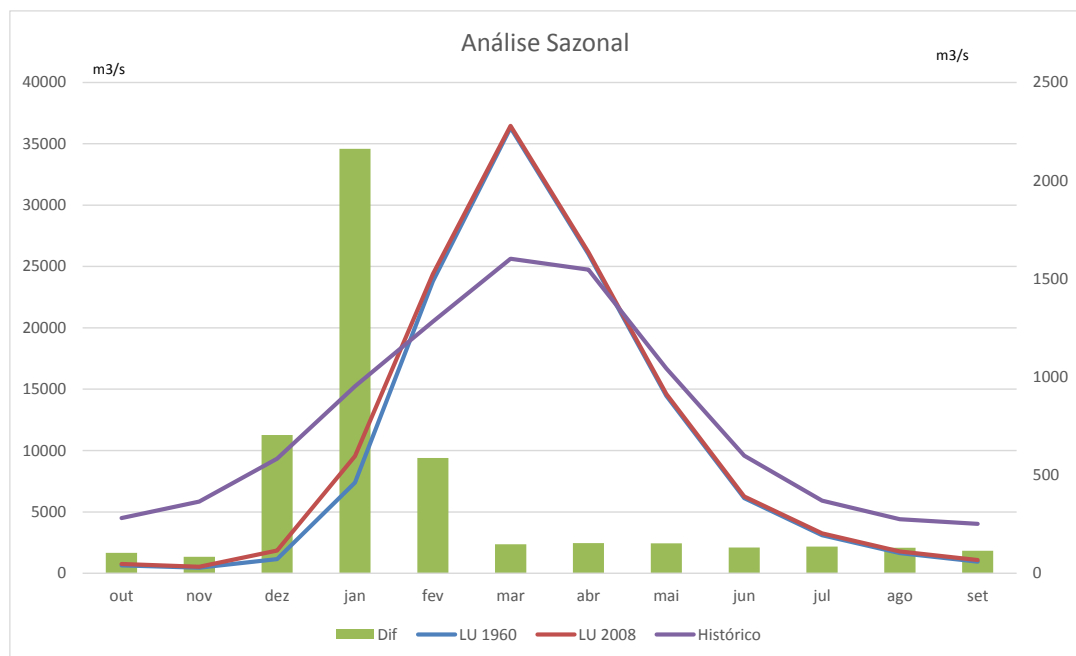


Figura 52 – Comparação entre as vazões geradas pelo MGB para a UHE São Luis do Tapajós. Utilizando dos cenários de uso de solo.

Buscando calibrar a rotina de propagação do MGB para obter melhores resultados a partir dos dados resultantes do modelo ED2, dividiu-se a bacia do

Tapajós em 7 sub-bacias ou unidades de resposta hidrológica (URH)<sup>32</sup> conforme Figura 53.

Para cada uma das URH foram obtidas as séries de vazões observadas, conforme dados do Hidroweb da ANA. A Figura 54 ilustra esta etapa da calibração.

Após a seleção destes postos foram preenchidas as falhas nas séries a partir de correlação espacial observando os que apresentavam maior significância estatística.

Com as falhas preenchidas foram comparadas as vazões obtidas pelo ED2 com as obtidas pelo MGB e reajustados alguns parâmetros da calibração do MGB tais como os tempos de residência do reservatório de superfície, do reservatório intermediário e do reservatório de base. Após uma nova calibração dos parâmetros do MGB também foram ajustados os pesos atribuídos a cada uma das parcelas de escoamento das saídas do ED. Este ajuste pode ser visto na Figura 55.

---

<sup>32</sup> As URH são áreas de comportamento hidrológico similar.

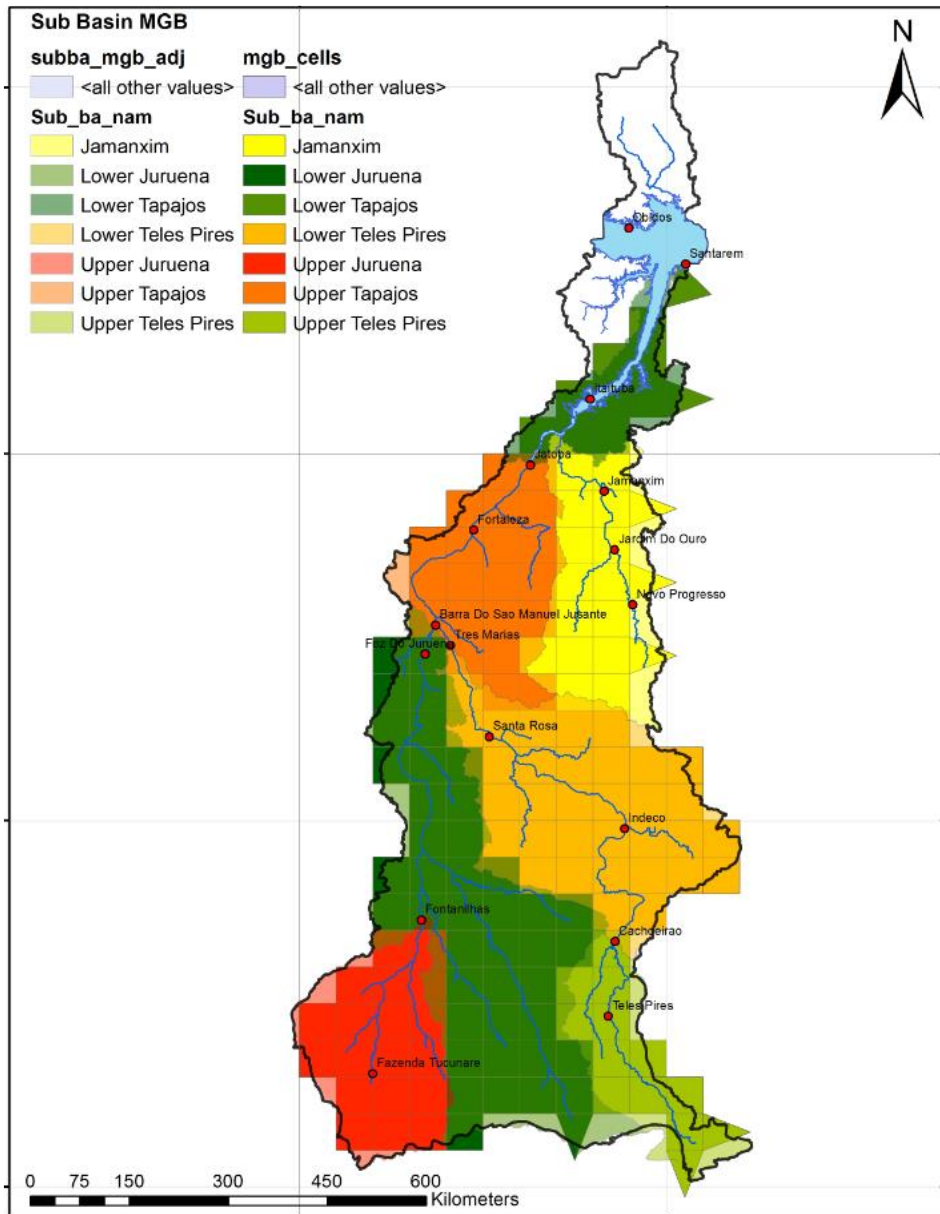


Figura 53 – Sub-bacias ou Unidades de Resposta Hidrológica modeladas no MGB para calibração

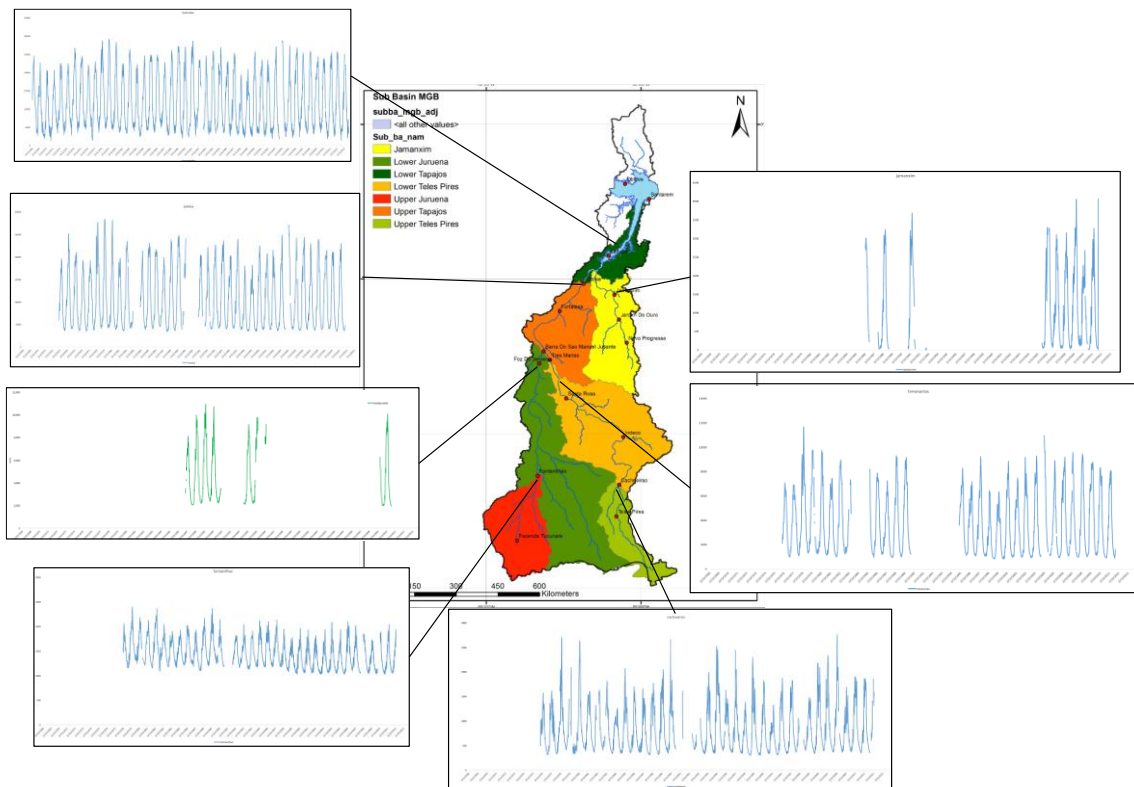


Figura 54 – Séries de Vazões Obtidas no Hidroweb para cada uma das Sub-bacias.

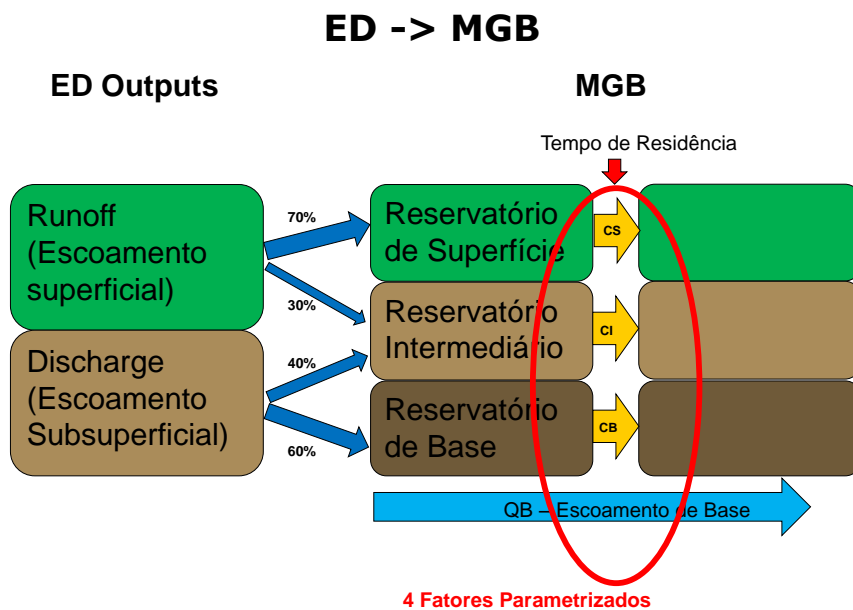


Figura 55 – Etapas da Calibração e Ajuste do ED2 para o MGB

A partir deste novo ajuste uma nova série de vazões mais bem ajustada foi obtida a partir do MGB alimentado pelo ED2, conforme pode ser visto na Figura 56.



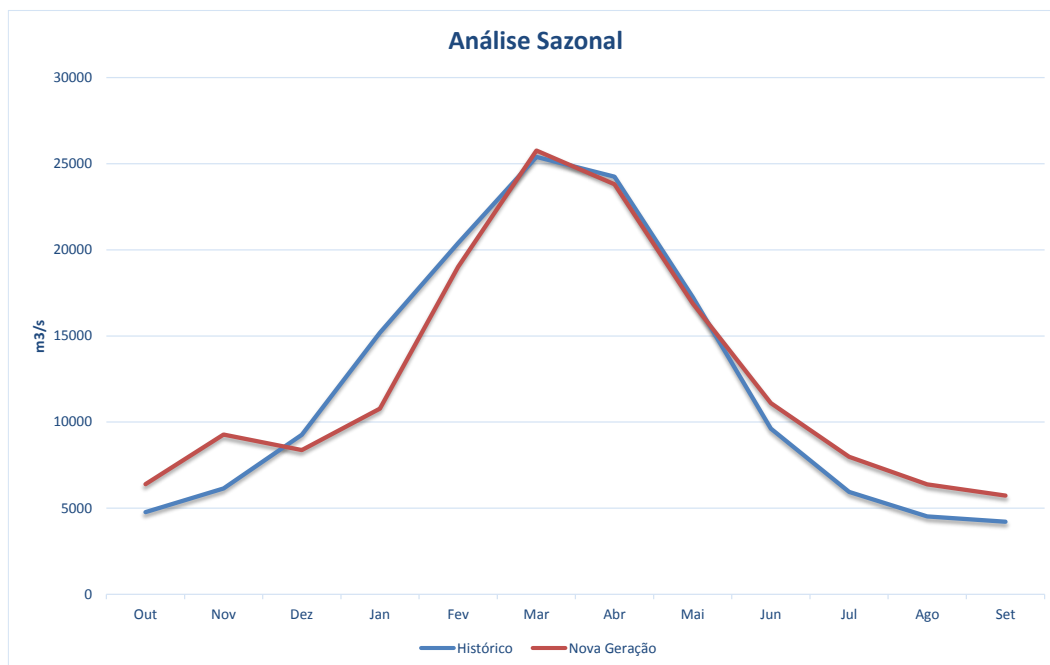


Figura 56 – Comparação vazões geradas pelo MGB para a UHE São Luiz do Tapajós após nova calibração

A seguir a Tabela 13 – Resultados das Simulações Energéticas com o Monalisa. Tabela 13 apresenta um resumo das simulações energéticas realizadas com o Monalisa, todas as simulações deste exercício focaram na UHE São Luis do Tapajós

O Caso 1 apresenta a produção energética para a alternativa selecionada no inventário e o histórico de vazões completo.

O Caso 2 apresenta uma produção considerando apenas um extrato do histórico de vazões (de 1970 a 2008).

O Caso 3 apresenta uma sensibilidade com os dados de vazões gerados pela iniciativa de Harvard (considerando o uso do solo de 2008).

A partir da nova série de vazões foi feita uma simulação das energias geradas a partir do modelo Monalisa de forma a demonstrar a viabilidade do ferramental proposto. A Figura 57 e a Figura 58 ilustram estas simulações.

Tabela 13 – Resultados das Simulações Energéticas com o Monalisa

Cenários para UHE São Luiz do Tapajós		Energia Média MWmed	Energia Mínima
Caso 1	Histórico de vazões 1931 - 2008	3495,78	1091,49
Caso 2	Histórico de vazões 1970 - 2008	3425,46	1112,98
Caso 3	Vazões Geradas MGB 1970 - 2008	3611,65	1143,13

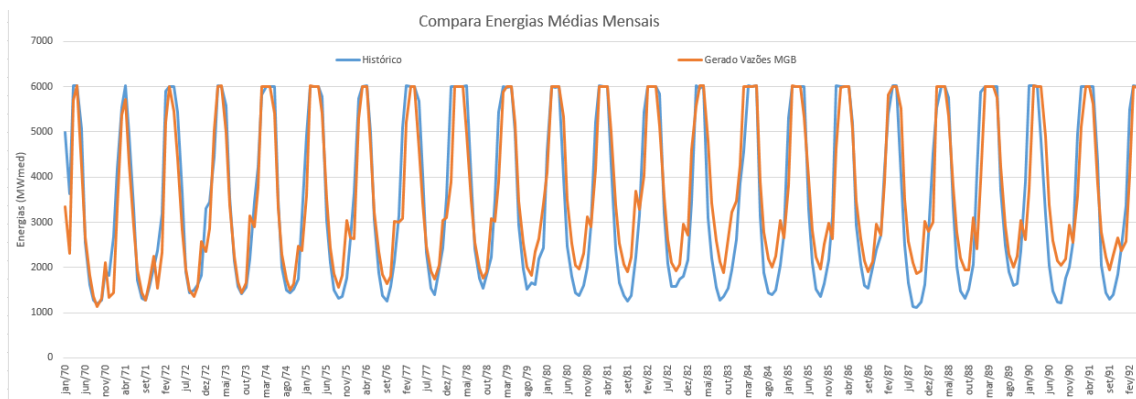


Figura 57 – Energias Geradas pelo Monalisa a partir das vazões históricas e obtidas do MGB (Extrato da Simulação de janeiro de 1970 a fevereiro de 1992)

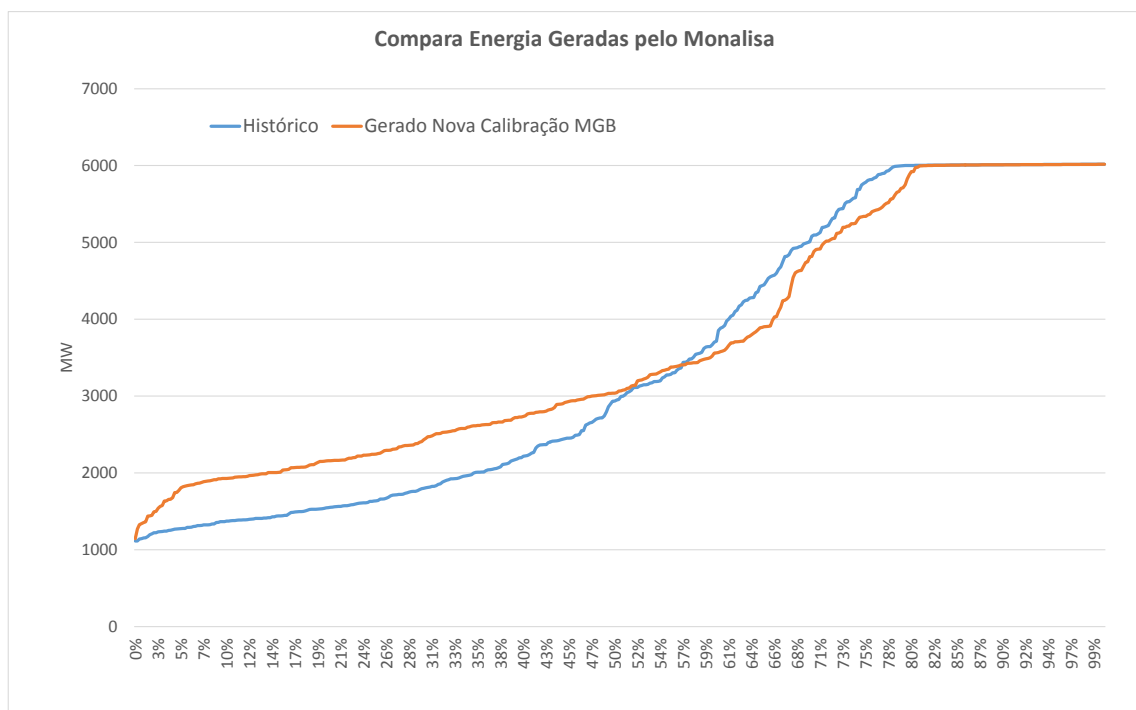


Figura 58 – Curva de Permanência da energia mensal gerada pelo Monalisa a partir das vazões do MGB – Dados de janeiro de 1970 a dezembro de 2008

## VI.5 Recomendações

Os resultados obtidos para o estudo com a bacia do rio Paraná reforçam a hipótese de que a assunção de estacionariedade das séries de vazões pode não ser aplicável aos modelos de suporte às decisões de planejamento e operação de usinas hidrelétricas. Desta forma, o SEB deve fazer uma reflexão quanto à pertinência de continuar usando modelos que dependem da hipótese de estacionariedade. Naturalmente, não se propõe qualquer mudança abrupta, até porque não estão disponíveis para uso operativo modelos que prescindam da hipótese de estacionariedade. Todavia, a primeira providência para resolver um problema é enuncia-lo.

Uma alternativa seria identificar os estudos nos quais a influência do passado recente é mais significativa e nestes casos passar a utilizar um histórico de vazões mais curto de forma a eliminar a influência da série mais antiga na formação dos parâmetros do modelo estocástico de afluições.

Finalmente, cabe uma reflexão quanto à necessidade de ampliar a capacidade de regularização do setor, visto que tanto a mudança no clima quanto a mudança no uso do solo tendem a intensificar a ocorrência dos eventos extremos. Desta forma, se em algumas bacias observa-se uma tendência positiva (como visto aqui na bacia do Paraná), em outras bacias há uma clara tendência negativa, como por exemplo nas bacias do Atlântico Leste, São Francisco e do Amazonas (Lima, J. W. M et. Al. 2014). Como se sabe, reservatórios de regularização servem para guardar o excesso de água para mitigar as cheias durante as chuvas e as secas durante as estiagens.

## VII. Conclusão e Recomendações Finais

Esta tese objetivou avaliar os motivos que têm levado o SEB a construir e indicar para a expansão usinas sem capacidade de regularização. Ao longo do texto foram avaliadas as etapas de planejamento e foram feitas sugestões tanto técnicas quanto regulatórias para o planejamento das usinas hidrelétricas (etapa de inventário do potencial hidrelétrico).

A seguir são listadas as principais conclusões e recomendações:

- ✓ Os estudos quanto às emissões dos reservatórios devem ser aprofundados, mas já se sabe que grande parte das referências usualmente citadas partiram de premissas equivocadas de emissões brutas e extrapolaram valores de uma localidade para regiões com características bem distintas. Portanto, ***deve-se evitar a generalização de que as usinas hidrelétricas geram tanto ou mais emissões do que usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis.***
- ✓ ***Uma baixa densidade de potência não necessariamente deve condenar uma usina hidrelétrica,*** posto que este índice não captura os benefícios da regularização proporcionada pelo reservatório.
- ✓ ***Deve ser incorporada uma parcela mais determinativa ao planejamento da expansão da geração*** buscando viabilizar os reservatórios de regularização que muitas vezes apresentam custos mais elevados em função de uma maior área para realocação, maior robustez dos equipamentos eletromecânicos para suportar as variações de nível, dentre outras questões relacionadas à operação do reservatório. Desta forma, estas características deverão ser respeitadas e eventualmente, os preços tetos atualmente praticados para usinas hidrelétricas deverão ser repensados.
- ✓ Rever a metodologia de cálculo de garantia física de usinas com regularização buscando ***eliminar a limitação superior à potência instalada para o valor final da garantia física.***

- ✓ **Retorno da publicação “Relatório do Potencial Hidrelétrico Brasileiro - Inventários Propostos para o Biênio”**, prevista na Resolução ANEEL N° 393/1998, visando nortear o planejamento coordenado pelo MME. Esta elaboração poderia ser executada pela EPE.
- ✓ **As características dos aproveitamentos hidrelétricos concedidos devem ser mais detalhadas no Edital e Contrato de Concessão** visando garantir a execução das usinas conforme previsto no cálculo da garantia física.
- ✓ Os reservatórios existentes deveriam ter algum tipo de benefício de forma a constantemente manterem as condições operativas previstas no seu contrato de concessão. **Poderia ser criada uma conta de cobertura das restrições operativas hidráulicas**, de forma a ressarcir gastos que visem eliminar da restrição em pauta.
- ✓ **Necessidade de regulamentação do art. 231 da CF.** Urge a questão da discussão desta questão junto ao Congresso Nacional de forma clara e não apaixonada, buscando medidas compensatórias para os índios, como o pagamento de *royalties*.
- ✓ Revisão da metodologia de inventário do potencial das bacias hidrográficas buscando **considerar a compensação ambiental a exemplo da compensação energética** que é feita pelo não aproveitamento pleno do potencial.
- ✓ Realização de **inventários sempre considerando toda a conectividade hidráulica das bacias**.
- ✓ **Revisão de estudos de inventário aprovados há mais de 8 anos.**
- ✓ Publicação de **Portaria do MME com diretrizes para estudos de inventários a cada dois anos**.
- ✓ Utilização de **ferramentas de pré-análise como o modelo Hera para as revisões dos estudos de inventário**.

- ✓ Os estudos de avaliação da influência da mudança climática e da mudança de uso do solo devem ser incorporados ao Planejamento da Expansão do SEB, porém considerando a incerteza envolvida, devem ser utilizados como variáveis de apoio à tomada de decisão e não como restrições ativas ou parte da função objetivo do problema. Mas os estudos já desenvolvidos apontam para a ***não estacionariedade das séries de vazões*** em algumas bacias do país. Desta forma, devem ser avaliadas alternativas de estudo que levem esta questão em consideração.

## Referências Bibliográficas

ALBANI, M., MEDVIGY, D., HURTT, G.C., AND MOORCROFT, P.R. (2006), “The contributions of land-use change, CO<sub>2</sub> fertilization, and climate variability to the Eastern US carbon sink”. *Global Change Biology*, 12, 2370–2390.

ALQUERES, J. L., "Energia e Meio Ambiente: A Grande Oportunidade". *Jornal Valor Econômico* . 13 de maio de 2009.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Emissões de Gases de Efeito Estufa em Reservatórios de Centrais Hidrelétricas – Projeto BALCAR – Rio de Janeiro, 2014. 416p.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. Manual de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas/ Ministério de Minas e Energia/ CEPEL – Rio de Janeiro: E-papers, 2007. 684p. : il.

BROWN, C. and R. L. WILBY (2012), An alternate approach to assessing climate risks, *Eos Trans. AGU*, 93(41), 401, doi:10.1029/2012E0410001.

COE, M.T., M.H. COSTA, A. BOTTA, and C. BIRKETT, 2002, “Long-term simulations of discharge and floods in the Amazon Basin”. *Journal of Geophysical Research-Atmospheres* 107(D20) Article-8044.

COE, M.T., 2000, “Modeling terrestrial hydrological systems at the continental scale: Testing the accuracy of an atmospheric GCM”. *Journal of Climate* 13(4):686-704.

ELETROBRÁS. “Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos”, Manual, Rio de Janeiro, 1997

EPE (2007). Empresa de Pesquisa Energética. "Plano Nacional de Energia 2030". Rio de Janeiro: EPE.

EPE (2015). Empresa de Pesquisa Energética. "Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização". Nota Técnica Nº EPE-DEE-DEA RE 001/2015. Rio de Janeiro: EPE

EPRI, 2010. *The Role of Hydropower Reservoirs in Greenhouse Gas Emissions*. EPRI, Palo Alto, CA. 1017971.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia/ Empresa de Pesquisa Energética; Plano Decenal de Expansão de Energia 2023. Brasília: MME/EPE, 2014. Disponível em:

<http://www.epe.gov.br/PDEE/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202023.pdf>

BRISCOE, J. *"Making reform happen in Water Policy: Reflections from a practitioner"*. OECD Global Forum on Environment: Making water reform happen. OECD Conference Center. Paris, 2011.

BRISCOE, J. *"Fluid prejudice: Some (disputable and somewhat disjointed) observations on what global experience and changing national well-being might mean for the management of the Mississippi River"*. A contribution to The Nature Conservancy Great Rivers Partnership discussion of integrated management of the Mississippi River Basin, St. Louis, Missouri, 2012.

COLLISCHONN, W.; ALLASIA, D. G. ; SILVA, B. C. ; TUCCI, C. E. M. . *The MGB-IPH model for large-scale rainfall-runoff modelling*. Hydrological Sciences Journal, v. 52, p. 878-895, 2007

FARIA, E., BARROSO, L. A., KELMAN, R., et al "Allocation of Firm-Energy Rights among Hydro plants: an Aumann-Shapley approach. IEEE, 2008.



GARCIA, N. O., AND M. W. VARGAS (1998), The Temporal Climatic Variability in the “Rio de la Plata” Basin Displayed by the River Discharges, *Climatic Change*, 38, 359-379.

GREY, D. AND SADOFF, C. W. (2006), “Water for Growth and Development”. Thematic Documents of the IV World Water Forum. Comissão Nacional de Água: Mexico City.

IPCC (2014). Climate Change 2014 Synthesis Report. Summary for Policymakers. Geneva, Switzerland: IPCC. Disponível em: [http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR\\_AR5\\_SPMcorr1.pdf](http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_SPMcorr1.pdf)

GOLDEWIJK, K. K. (2001). *Estimating global land use change over the past 300 years: The HYDE Database*. *Global Biogeochemical Cycles* 15, 417

GOMIDE, F.L.S. (2012a). “*Sobre Reservatórios e Segurança Hídrica*”, 2012.

GOMIDE, F.L.S. (2012b). “*Water storage for sustainable and poverty eradication*”, GWF Discussion Paper 1223, Global Water Forum, Canberra, Australia, 2012.

GOVERNO FEDERAL (Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima), *Plano Nacional sobre Mudança do Clima – PNMC – Brasil*, Brasília, DF:2008. Disponível em:

<http://www.mma.gov.br/clima/politica-nacional-sobre-mudanca-do-clima/plano-nacional-sobre-mudanca-do-clima>. Acessado em 18/06/2014

HUANG, HAILUN; YAN, ZHENG., 2009 Present situation and future prospect of hydropower in China. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 6, p. 1652-1656, 2009

HURTT, G. C. ET AL. (2006) The underpinnings of land-use history: three centuries of global gridded land-use transitions, wood-harvest activity, and resulting secondary lands. *Global Change Biology* 12, 1208–1229

ICOLD (2012) “World declaration: Water Storage for Sustainable Development”

Disponível em:

<http://www.icoldigb.org/userfiles/files/World%20declaration/World%20Declaration-ENG.pdf> Acessado em março de 2014.

KELMAN, J.; KELMAN, R. & PEREIRA, M. V. F., 2004 *Energia Firme de Sistemas Hidrelétricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos*. RBRH – Revista Brasileira de Recursos Hídricos, vol. 9, n. 1, jan. / mar. p. 189-198.

KELMAN, J., BRISCOE, J. “Usos Múltiplo dos Recursos Hídricos”. *Jornal O Globo*, 18 de junho de 2011.

KELMAN, R. “Esquemas Competitivos em Sistemas Hidrotérmicos: Eficiência Econômica e Comportamento Estratégico”. Rio de Janeiro. XI, 96p. 29,7 cm (COPPE, UFRJ, M.Sc., Engenharia Civil), 1999.

KIM, Y., KNOX, R.G., LONGO, M, MEDVIGY, D., HUTYRA, L., PYLE, E. H., WOFSY, S.C., BRAS, R. L., MOORCROFT, P.R. (2012), *Seasonal carbon dynamics and water fluxes in an Amazon forest*, *Global Change Biology*, doi:10.1111/j.1365-2486.2011.02629.

LINSLEY, RAY K. JR; KOHLER, MAX A.; PAULHUS, JOSEPH L. H., 1949 *Applied Hydrology*. McGraw-Hill Book Company, Inc.

LIVINO DE CARVALHO, A. R., 2012, *Reservatórios de Regularização de Usinas Hidrelétricas Contribuição para uma Matriz Energética Mais Limpa*, Qualificação para

Tese de Doutorado - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE/UFRJ, Engenharia Civil.

MEDVIGY, D., WOFYSY, S.C., MUNGER, J.W., HOLLINGER, D.Y., MOORCROFT, P.R. (2009), Mechanistic scaling of ecosystem function and dynamics in space and time: Ecosystem Demography model version 2, *Journal of Geophysical Research*, 114.

MOORCROFT, P.R., HUTT, G.C., PACALA, S.W. (2001), A METHOD FOR SCALING VEGETATION DYNAMICS: THE ECOSYSTEM DEMOGRAPHY MODEL (ED), *Ecological Monographs*, 71, 557-586.

ONS, Operador Nacional do sistema Elétrico; RE 3/0066/2013 – Plano da Operação Energética 2013/2017– PEN 2013 VOL. I – Condições de Atendimento. Disponível em:

[http://www.ons.org.br/download/avaliacao\\_condicao/operacao\\_energetica/](http://www.ons.org.br/download/avaliacao_condicao/operacao_energetica/)

PINTO, ANDRÉ DIAS, 2007, *Aplicação de um Mercado Atacadista de Água para Repartição dos Certificados de Energia Assegurada entre Usinas Hidrelétricas*. Rio de Janeiro, XII, 100 p. 29,7 com (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético).

PONSETI, M.; LOPEZ-PUJOL, J., 2006 “The Three Gorges Dam Project in China: history and consequences”. *Revista HMiC: história moderna i contemporânea*, ISSN 1696-4403, Nº. 4, 2006, pags. 151-188

PSR - PSR Soluções e Consultoria em Energia Ltda, (2015), “AMBIENTE COMPUTACIONAL PARA A AVALIAÇÃO DO POTENCIAL HIDROELÉTRICO E DAS ALTERNATIVAS DE DIVISÃO DE QUEDAS CONSIDERANDO ASPECTOS ENERGÉTICOS E SOCIOAMBIENTAIS.” Relatório final do Projeto P&D ANEEL 0678-0113/2013.

RIPPL, W. (1883), “Capacity of Storage Reservoirs for Water Supply”. Proceedings of The Institution of Civil Engineers v. 71.

ROSA L. P. & SCHAEFFER, R. (1994) “Greenhouse Gas Emissions from Hydroelectric Reservoirs”. *Ambio* 23: 164-165

RUDD, J. W. M., HARRIS, R., KELLY C. A. & HECKY, R. E. (1993) “Are hydroelectric reservoirs significant sources of greenhouse gases?” *Ambio* 22: 246-248

SHEFFIELD, J., GOTETI, G., WOOD, E.F. (2006), Development of a 50-Year High-Resolution Global Dataset of Meteorological Forcings for Land Surface Modeling, *Journal of Climate*, 19, 3088–3111.

SCHAEFFER, R.; A. S. SZKLO, A. F. P. LUCENA, R. R. SOUZA, B. S. M. C. BORBA, I. V. L. COSTA, A. PEREIRA JÚNIOR, S. H. F. CUNHA, Mudanças Climáticas e Segurança Energética no Brasil. Relatório: 2008. Disponível em: [http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA\\_E\\_SEGURA\\_NCA-EnERGETICA\\_FINAL.pdf](http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/CLIMA_E_SEGURA_NCA-EnERGETICA_FINAL.pdf). Acessado em: Nov. 13, 2014.

SILVEIRA, C. A. C. (2011) “Metodologia utilizada pela ANEEL para rateio dos recursos arrecadados com a compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica.” *Anais do XIX ABRH*, 2011.

SOUSA, W. L. de, 2000, *Impacto Ambiental de Hidrelétricas: Uma Análise Comparativa de Duas Abordagens* [Rio de Janeiro] (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético) Tese - Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE.

SOUZA, R. C., 2004, *Análise e previsão de séries temporais: Os modelos ARIMA*, 2ª edição, Rio de Janeiro.

STICKLER, C. M., M. T. COE, M. H. COSTA, D. C. NEPSTAD, D. G. McGRATH, L. C. P. DIAS, H. O. RODRIGUES, and B. S. SOARES-FILHO, 2013, “Dependence of hydropower energy generation on forests in the Amazon Basin at local and regional

scales”, *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 110(23), 9601–9606, doi:10.1073/pnas.1215331110.

TOLMASQUIM, M.T. (Coordenador), 2005, *Geração de energia elétrica no Brasil*, Rio de Janeiro, Interciência: CENERGIA.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno., 2011 *Novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, Rio de Janeiro: Synergia; EPE; Brasília.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. *Novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro*, Rio de Janeiro: Synergia; 2ª Edição; EPE; Brasília, 2015.

TUCCI, Carlos E. M. *Impactos da variabilidade climática e do uso do solo nos recursos hídricos*, Fórum Brasileiro de Mudanças Climáticas, ANA, 2002.

TUCCI, C.E.M., CLARKE, R.T. (1998), Environmental Issues in the la Plata Basin, *Water Resources Development*, 14, 157-173.

TUCCI, C.E.M. 1998. MODELOS HIDROLÓGICOS. EDIT. UFRGS ABRH 652 P

TUCCI, C.E.M. (2007), Mudancas Climaticas e Impactos sobre os Recursos Hídricos no Brasil, *Ciencia & Ambiente*, 137–156.

UNFCCC (United National Framework Convention on Climate Change). 2009. About CDM. Bonn, Germany: <http://cdm.unfccc.int/about/index.html>

VAN DER ENT, R. J., H. H. G. SAVENIJE, B. SCHAEFLI, AND S. C. STEELE-DUNNE (2010), Origin and fate of atmospheric moisture over continents, *Water Resour. Res.*, 46, W09525, doi:10.1029/2010WR009127.

WIREs Clim Change 2013, “Improving the contribution of climate model information to decision making: the value and demands of robust decision frameworks” 4:39–60. doi: 10.1002/wcc.202