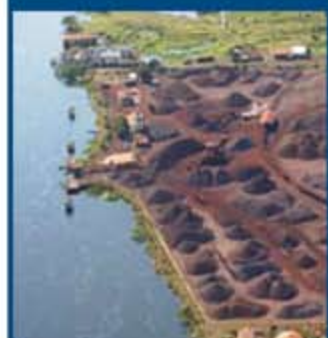


# 3

## A Navegação Interior e sua Interface com o Setor de Recursos Hídricos

### Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia no

# BRASIL



A Navegação Interior e sua Interface  
com o Setor de Recursos Hídricos no

**BRASIL**

Aproveitamento do Potencial Hidráulico  
para Geração de Energia no

**BRASIL**

CADERNOS DE RECURSOS HÍDRICOS 3

**República Federativa do Brasil**

Luiz Inácio Lula da Silva

*Presidente*

**Ministério do Meio Ambiente – MMA**

Marina Silva

*Ministra*

**Agência Nacional de Águas – ANA**

Diretoria Colegiada

José Machado – *Diretor-Presidente*

Benedito Braga

Oscar Cordeiro Netto

Bruno Pagnoccheschi

Dalvino Troccoli Franca

**Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos**

João Gilberto Lotufo Conejo

**Superintendência de Usos Múltiplos**

Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho

**Agência Nacional de Águas  
Ministério do Meio Ambiente**

**CADERNOS DE RECURSOS HÍDRICOS 3**

A Navegação Interior e sua Interface  
com o Setor de Recursos Hídricos no

**BRASIL**

Aproveitamento do Potencial Hidráulico  
para Geração de Energia no

**BRASIL**

**EQUIPE TÉCNICA**

João Gilberto Lotufo Conejo – Supervisão Geral  
Superintendente de Planejamento de Recursos Hídricos

Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho – Coordenação Geral  
Superintendente de Usos Múltiplos

Daniel Jordão de Magalhães Rosa e  
Ciro Garcia Pinto  
Coordenação Executiva

Carlos Eduardo Cabral Carvalho e  
Ciro Garcia Pinto  
Coordenação Executiva

Martha Regina von Borstel Sugai

Ana Paula de Souza  
Martha Regina von Borstel Sugai  
Rafael Carneiro di Bello  
Rafael Lúcio Esteves

Superintendência de Usos Múltiplos  
Brasília-DF  
Maio-2007



© 2007 Todos os direitos reservados pela Agência Nacional de Águas (ANA). Os textos contidos nesta publicação, desde que não usados para fins comerciais, poderão ser reproduzidos, armazenados ou transmitidos. As imagens não podem ser reproduzidas, transmitidas ou utilizadas sem expressa autorização dos detentores dos respectivos direitos autorais.

Agência Nacional de Águas (ANA)  
Setor Policial Sul, Área 5, Quadra 3, Blocos B, L e M  
CEP 70610-200, Brasília-DF  
PABX: 2109-5400  
Endereço eletrônico: <http://www.ana.gov.br>

## Equipe editorial:

**Supervisão editorial:** Ciro Garcia Pinto

**Elaboração dos originais:** Superintendência de Usos Múltiplos

**Revisão dos originais:** Superintendência de Usos Múltiplos

## Produção:

TDA – Desenho & Arte LTDA. – [www.tdabrasil.com.br](http://www.tdabrasil.com.br)

**Projeto gráfico, editoração e arte-final:** João Campello

**Capa:** Marcos Rebouças e João Campello

**Editoração eletrônica dos originais:** Paulo Albuquerque

**Mapas temáticos:** Thiago Rodrigues

**Fotos:** Acervo TDA, José Luiz Gomes Zoby e Acervo ANA

**Revisão:** Roberta Gomes

## Catálogo na fonte – CDOC – Biblioteca

A265p Agência Nacional de Águas (Brasil).

A Navegação Interior e sua Interface com o Setor de Recursos Hídricos no Brasil e Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia no Brasil / Agência Nacional de Águas, Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos. - Brasília : ANA, SPR, 2007.

170 p. : il. (Cadernos de Recursos Hídricos ; 3)

ISBN: 978-85-89629-26-3

1. Recursos Hídricos. 2. Águas Superficiais. 3. Qualidade das Águas. 4. Regiões Hidrográficas. 5. Brasil. I. Série. II. Cadernos de Recursos Hídricos.

CDU 556.01(81)

# SUMÁRIO

PREFÁCIO	9
<b>A NAVEGAÇÃO INTERIOR E SUA INTERFACE COM O SETOR DE RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL</b>	<b>11</b>
APRESENTAÇÃO	15
1 INTRODUÇÃO	17
2 BASE LEGAL E INSTITUCIONAL	21
3 REDE HIDROVIÁRIA BRASILEIRA	31
3.1 As principais atividades de manutenção de hidrovias	34
4 A NAVEGAÇÃO NAS DIVERSAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS	37
4.1 Região Hidrográfica Amazônica	37
4.2 Região Hidrográfica do Tocantins	43
4.3 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental	46
4.4 Região Hidrográfica do Parnaíba	47
4.5 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental	48
4.6 Região Hidrográfica do São Francisco	48
4.7 Região Hidrográfica do Atlântico Leste	50
4.8 Região Hidrográfica do Paraguai	50
4.9 Região Hidrográfica do Paraná	51
4.10 Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste	53
4.11 Região Hidrográfica do Uruguai	54
4.12 Região Hidrográfica do Atlântico Sul	55
4.13 O Programa Manutenção de Hidrovias	56
5 IMPACTOS CAUSADOS PELO SETOR HIDROVIÁRIO NOS RECURSOS HÍDRICOS	59
5.1 Impactos da Operação do Transporte	59
5.2 Impactos da execução de melhorias	61
6 O SETOR HIDROVIÁRIO E OS OUTROS SETORES USUÁRIOS DA ÁGUA	65
7 CONCLUSÕES	69
8 REFERÊNCIAS	71
<b>APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRÁULICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL</b>	<b>75</b>
APRESENTAÇÃO	81
1 INTRODUÇÃO	85
2 BASE LEGAL	85
2.1 Código de Águas	85
2.2 Constituição Federal	87

2.3 Legislação federal de recursos hídricos pertinente	87
2.4 Legislação ambiental pertinente	90
2.5 Legislação setorial específica	93
3 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	101
3.1 Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro	101
3.2 Planejamento da operação e expansão do Setor Elétrico	107
4 POTENCIAL NO PAÍS E NAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS	117
4.1 Região Hidrográfica Amazônica	121
4.2 Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia	124
4.3 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental	124
4.4 Região Hidrográfica do Parnaíba	128
4.5 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental	130
4.6 Região Hidrográfica do São Francisco	130
4.7 Região Hidrográfica do Atlântico Leste	133
4.8 Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste	135
4.9 Região Hidrográfica do Atlântico Sul	138
4.10 Região Hidrográfica do Uruguai	140
4.11 Região Hidrográfica do Paraná	140
4.12 Região Hidrográfica do Paraguai	148
5 INTEGRAÇÃO DAS ETAPAS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO COM OS INSTRUMENTOS DAS POLÍTICAS DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL	151
5.1 Instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos	151
5.2 Instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente	154
5.3 Implantação de aproveitamentos hidrelétricos	155
5.4 Avaliação Ambiental Estratégica - AAE	157
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	161
7 REFERÊNCIAS	167









# PREFÁCIO

O Brasil destaca-se no cenário internacional dos recursos hídricos por suas ações pioneiras, modernas e concretas na gestão das águas.

Com a inclusão do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos na Constituição de 1988<sup>14</sup>, a aprovação da Lei nº 9.433 em 1997<sup>23</sup>, estabelecendo a Política e o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e a criação da Agência Nacional de Águas (ANA) em 2000, a água é, definitivamente, incorporada à agenda política brasileira. O sistema hídrico nacional, construído para ser descentralizado, integrado e, principalmente, participativo, permite garantir a sustentabilidade do recurso água para as gerações futuras.

Os desafios oriundos de um cenário de demandas crescentes e de preocupante degradação ambiental são grandes e devem ser enfrentados, mas temos plena consciência de que a implantação do gerenciamento de recursos hídricos deve ser vista como um processo político gradual, progressivo, com sucessivas etapas de aperfeiçoamento, respeitando-se as peculiaridades de cada bacia ou região brasileiras. Nesse contexto, o Plano Nacional de Recursos Hídricos - PNRH, recém editado, é um dos instrumentos previstos na lei para subsidiar o funcionamento e a implementação do sistema nacional de gerenciamento de recursos hídricos.

A ANA, em cumprimento de suas atribuições legais, vem participando ativamente da elaboração do PNRH, desde meados do ano de 2002, na confecção do “Documento Base de Referência - DBR”, aprovado pela Câmara Técnica do PNRH, em 30 de novembro de 2003. Mais recentemente, a contribuição da Agência, na construção do Plano Nacional de Recursos Hídricos - PNRH, ocorreu, principalmente, por meio da elaboração de documentos técnicos temáticos

produzidos pelas superintendências da ANA, sob supervisão geral da Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos - SPR.

Tendo em vista a relevância dos temas e produtos gerados nesse processo, a ANA decidiu incluir alguns temas para publicação na série “Cadernos de Recursos Hídricos”, que tem por objetivo principal a divulgação da produção técnica da instituição.

Além da questão relativa à qualidade da água, tema objeto do Volume 1 da série Cadernos de Recursos Hídricos, os demais temas inseridos dizem respeito à questão quantitativa da água, os principais usos e à aplicação dos instrumentos de gestão da água, previstos na Lei nº 9.433/97<sup>23</sup>.

É o caso deste Volume 3 que aborda dois importantes setores usuários dos Recursos Hídricos, a navegação interior e a geração hidrelétrica. A Parte 1, apresenta o tema A NAVEGAÇÃO INTERIOR E SUA INTERFACE COM O SETOR DE RECURSOS HÍDRICOS NO BRASIL e a Parte 2, o tema APROVEITAMENTO DO POTENCIAL HIDRÁULICO PARA GERAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL, ambos desenvolvidos por técnicos da Superintendência de Usos Múltiplos. O documento original desenvolvido para o PNRH em maio de 2005 sofreu atualizações necessárias para esta publicação.

As dificuldades encontradas na obtenção e catalogação das informações aqui contidas não impediu que se conseguisse uma adequada visão nacional sobre cada tema abordado.

Assim, com esta publicação, a ANA cumpre sua missão: ser a guardiã dos rios e estimular a pesquisa e a capacitação de recursos humanos para a gestão dos recursos hídricos.

Diretoria da ANA





A Navegação Interior e sua Interface  
com o Setor de Recursos Hídricos no

# BRASIL

## **EQUIPE TÉCNICA**

João Gilberto Lotufo Conejo – Supervisão Geral  
Superintendente de Planejamento de Recursos Hídricos

Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho – Coordenação Geral  
Superintendente de Usos Múltiplos

Daniel Jordão de Magalhães Rosa e  
Ciro Garcia Pinto  
Coordenação Executiva

Martha Regina von Borstel Sugai

Superintendência de Usos Múltiplos  
Brasília-DF  
Maio-2007





# SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	15
1 INTRODUÇÃO	17
2 BASE LEGAL E INSTITUCIONAL	21
3 REDE HIDROVIÁRIA BRASILEIRA	31
3.1 As principais atividades de manutenção de hidrovias	34
4 A NAVEGAÇÃO NAS DIVERSAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS	37
4.1 Região Hidrográfica Amazônica	37
4.2 Região Hidrográfica do Tocantins	43
4.3 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental	46
4.4 Região Hidrográfica do Parnaíba	47
4.5 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental	48
4.6 Região Hidrográfica do São Francisco	48
4.7 Região Hidrográfica do Atlântico Leste	50
4.8 Região Hidrográfica do Paraguai	50
4.9 Região Hidrográfica do Paraná	51
4.10 Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste	53
4.11 Região Hidrográfica do Uruguai	54
4.12 Região Hidrográfica do Atlântico Sul	55
4.13 O Programa Manutenção de Hidrovias	56
5 IMPACTOS CAUSADOS PELO SETOR HIDROVIÁRIO NOS RECURSOS HÍDRICOS	59
5.1 Impactos da Operação do Transporte	59
5.2 Impactos da execução de melhorias	61
6 O SETOR HIDROVIÁRIO E OS OUTROS SETORES USUÁRIOS DA ÁGUA	65
7 CONCLUSÕES	69
8 REFERÊNCIAS	71







# APRESENTAÇÃO

Este estudo procura mostrar informações sobre a navegação interior nas Regiões Hidrográficas Brasileiras, conforme explanado no Capítulo 1, a Introdução do documento.

O Capítulo 2 apresenta a base legal e institucional da navegação interior e sua interface com o setor de recursos hídricos.

O Capítulo 3 descreve a rede hidroviária brasileira, tal como ela é planejada e utilizada na prática pelo setor de transportes.

O Capítulo 4 detalha e caracteriza a rede hidroviária brasileira dividida pelas Regiões Hidrográficas.

O Capítulo 5 aborda os impactos causados pelo setor hidroviário nos recursos hídricos.

O Capítulo 6 discute como deve ser a integração entre o setor hidroviário e os outros setores usuários da água.

Finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e as recomendações, com destaque para a necessidade de garantir o aproveitamento dos recursos hídricos para múltiplas finalidades.



Porto - rio Parnaíba - PI







# 1 INTRODUÇÃO

Embora o Brasil possua uma rede hidrográfica considerável, a navegação, como parte integrante de uma política pública de transportes, somente foi utilizada durante o período colonial (1500-1822) e do Império (1822-1889), ao contrário do que acontece nos países desenvolvidos, como Estados Unidos, França e Alemanha, que aproveitam ao máximo seus rios e lagos.

A partir de 1956, favoreceu-se a construção de rodovias, concorrentes estas com as vias aquaviárias e as ferroviárias, fazendo com que as ações governamentais, direcionadas ao aproveitamento do transporte hidroviário, fossem sempre menores, comparadas às realizadas em outros setores da infra-estrutura.

Apesar do elevado potencial existente, o Brasil não prioriza a navegação como meio de transporte e a sua utilização, atualmente, é bastante reduzida, representando 13,86% da carga transportada no País, em toneladas-quilômetro, no ano de 2000 (GEIPOT, 2001)<sup>3</sup>. Em quantidade transportada, isso significa 103 bilhões de toneladas-quilômetro em 2000. Esse

valor inclui tanto a cabotagem (navegação marítima, de porto a porto) quanto a navegação interior realizada em rios).

De modo geral, a estrutura de produção interna de transporte, expressa em toneladas.km, nas modalidades hidro-H, ferro-F e rodoviária-R, no período 1992-1996, apresenta a relação unitária H:F:R=1:1,9:5,4 (SILVA *et al.*, 2004)<sup>21</sup>. Além disso, para se transportar uma TKU (1 tonelada de carga útil por 1 quilômetro) consome-se seis vezes mais combustível por rodovia que por hidrovia. Uma das únicas desvantagens é o fator tempo, que pode diminuir muito a competitividade das hidrovias. Por isso, é necessário analisar as características de cada hidrovia para que se possa maximizar as condições de utilização das mesmas, e avaliar os produtos transportados. Normalmente, aqueles com baixo valor agregado e peso bruto alto deveriam ser transportados pelo modal hidroviário. Assim, o principal argumento em favor das hidrovias está na custo do transporte, quando comparado ao dos outros modais de transporte.





Acervo ANA

Esta relação pode indicar, salientando a importância de estudos individuais para cada situação, a quantidade de recursos que a sociedade economizaria ao se transferir para as hidrovias parte da carga rodoviária que, em 2000, participava com um total de 60,50% da carga transportada no Brasil, em toneladas-quilômetro (GEIPOT, 2001)<sup>3</sup>.

Ao se falar em hidrovias, não podemos deixar de mencionar que este modal, por si só, não é competitivo no mercado, no sentido de captar cargas disponíveis em uma determinada área. É fundamental que, junto com o desenvolvimento de uma hidrovia, existam pontos de interconexão com sistemas de transporte terrestres, sejam eles portos ou terminais interiores, especializados em movimentar as cargas geradas ou atraídas no sistema fluvial. Só existe transporte hidroviário em uma conjuntura de transporte intermodal, no qual se tem os modais hidroviário, ferroviário e/ou rodoviário, trabalhando em conjunto, e isto envolve a responsabilidade de cada um garantir que a carga transportada cruze estas fronteiras modais de forma segura, efetiva e dentro de um tempo previamente estipulado. Caso contrário, o sistema hidroviário não funcionará e estará economicamente condenado ao fracasso.

Apesar de os termos hidrovia, aquavia, via navegável, caminho marítimo ou caminho fluvial serem considerados sinônimos, há um destaque para a definição de hidrovia. Hidrovia designa as vias navegáveis interiores que foram balizadas e sinalizadas para uma determinada embarcação tipo, isto é, aquelas que oferecem boas condições de segurança às embarcações, suas cargas e passageiros ou tripulantes e que dispõem de cartas de navegação.

Segundo o Ministério do Transportes (2004), as principais hidrovias do Brasil são:

- Hidrovia do Madeira.
- Hidrovia do São Francisco.
- Hidrovia Tocantins-Araguaia.
- Hidrovia Paraná-Tietê.
- Hidrovia Paraguai-Paraná.

Ressalte-se que no Programa Plurianual –PPA 2004-2007, do Governo Federal, em relação ao transporte hidroviário, está programada a melhoria da

navegabilidade em cerca de 10.000 km de hidrovias interiores, propiciando condições para a movimentação de 25 milhões de toneladas de carga por ano, tendo em vista menores custos para o escoamento de grandes volumes. Algumas obras de grande envergadura citadas são: a navegabilidade do Tietê-Paraná e a do rio Tocantins, com a conclusão da Eclusa de Tucuruí e a construção da Eclusa de Lajeado (MP, 2003).

Neste estudo, o foco é no diagnóstico da navegação interior no País e em suas Regiões Hidrográficas. O transporte marítimo não se inclui nessa abordagem.

O Capítulo 2 apresenta a base legal e institucional da navegação interior e sua interface com o setor de recursos hídricos.

O Capítulo 3 descreve a rede hidroviária brasileira, tal como ela é planejada e utilizada na prática pelo setor de transportes.

O Capítulo 4 detalha e caracteriza a rede hidroviária brasileira dividida pelas Regiões Hidrográficas.

O Capítulo 5 aborda os impactos causados pelo setor hidroviário nos recursos hídricos.

O Capítulo 6 discute como deve ser a integração entre o setor hidroviário e os outros setores usuários da água.

Finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões e as recomendações, com destaque para a necessidade de garantir o aproveitamento dos recursos hídricos para múltiplas finalidades.



Acervo TDA





## 2 BASE LEGAL E INSTITUCIONAL

O Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, instituiu o Código de Águas. Trata-se de legislação considerada um marco jurídico para o País, inclusive tendo permitido a notável expansão do sistema hidrelétrico brasileiro. Entretanto, sua efetiva implementação nunca se realizou. As ações posteriores ao decreto tiveram objetivos exclusivamente setoriais e nunca foram regulamentadas, a exemplo dos artigos que se referiam ao uso múltiplo e à conservação da qualidade da água (ANA, 2002)<sup>1</sup>.

Hoje em dia, muitos dos conceitos desse decreto já estão superados, considerando as inúmeras alterações ocorridas, no ordenamento jurídico brasileiro. Entretanto, na parte em que não contrariam normas supervenientes, seus dispositivos continuam em vigor, com *status* de lei ordinária.

Pelo artigo 37 do Código de Águas, "... o uso das águas públicas se deve realizar, sem prejuízo da navegação, salvo a hipótese do Art. 48 e seu parágrafo único". O artigo 48 e seu parágrafo único indicam que "... a concessão, como a autorização, deve ser feita sem prejuízo da navegação, salvo: a) no caso de uso para as primeiras necessidades da vida; b) no caso da lei especial que, atendendo a superior interesse público, o permita. Além dos casos previstos nas letras a e b deste artigo, se o interesse público superior o exigir, a navegação poderá ser preterida sempre que ela não sirva efetivamente ao comércio."

Já a Constituição Federal de 1988<sup>6</sup> estabelece no artigo 21, XII, d, f, que "... compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão os serviços de transporte ferroviário e aquaviário entre portos brasileiros e fronteiras nacionais, ou que transponham os limites de Estado ou Território e os portos marítimos, fluviais e lacustres" e no mesmo artigo, XXI, que "... compete à União estabelecer princípios e diretrizes para o sistema nacional de viação."

Na Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997<sup>8</sup>, conhecida como Lei das Águas, que instituiu a Política Nacional de Recursos Hídricos, diversos artigos tratam direta e indiretamente da questão do transporte aquaviário.

O Art. 1º, IV, apresenta um dos fundamentos dessa política: "... a gestão dos recursos hídricos deve sempre proporcionar o uso múltiplo das águas".

O Art. 2º, II, estabelece que um dos objetivos da Política Nacional de Recursos Hídricos é "... a utilização racional e integrada dos recursos hídricos, incluindo o transporte aquaviário, com vistas ao desenvolvimento sustentável."

Já no seu Art. 13 e parágrafo único, quando menciona a outorga destaca que "... toda outorga estará condicionada às prioridades de uso estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos e deverá respeitar







a classe em que o corpo de água estiver enquadrado e a manutenção de condições adequadas ao transporte aquaviário, quando for o caso. A outorga de uso dos recursos hídricos deverá preservar o uso múltiplo destes.”

Finalmente, o Art. 15, VI, destaca: “...a outorga de direito de uso de recursos hídricos poderá ser suspensão parcial ou totalmente, em definitivo ou por prazo determinado, na seguinte circunstância: necessidade de serem mantidas as características de navegabilidade do corpo de água.”

Diante do exposto, observa-se que a legislação de recursos hídricos atual reitera a necessidade da manutenção de condições adequadas ao transporte aquaviário nos corpos de água.

Por sua vez, a Lei nº 5.917, de 10 de setembro de 1973<sup>4</sup>, aprova o Plano Nacional de Viação–PNV. O objetivo essencial desse plano é permitir o estabelecimento da infra-estrutura de um sistema viário integrado, bem como estabelecer as bases para planos globais de transporte que atendam, pelo menor custo, às necessidades do País, sob o múltiplo aspecto econômico-social-político-militar. Dentre os seus princípios e normas fundamentais, aplicáveis até mesmo à navegação hidroviária, destacam-se no artigo 3º, f, i : “... f) a execução das obras referentes ao Sistema Nacional de Viação, especialmente as previstas no Plano Nacional de Viação, deverá ser realizada em função da existência prévia de estudos econômicos, que se ajustem às peculiaridades locais, que justifiquem sua prioridade e de projetos de engenharia final; i) tanto os investimentos

na infra-estrutura como a operação dos serviços de transportes reger-se-ão por critérios econômicos; ressaltam-se apenas, as necessidades imperiosas ligadas à Segurança Nacional, e as de caráter social, inadiáveis, definidas e justificadas como tais pelas autoridades competentes, vinculando-se, porém, sempre aos menores custos, e levadas em conta outras alternativas possíveis.”

Além disso, nessa Lei, o artigo 9º que diz: “O Plano Nacional de Viação será, em princípio, revisto de cinco em cinco anos.” Até a presente data, a parte específica em que trata do Sistema Hidroviário Nacional somente foi atualizada uma única vez, pela Lei nº 6.630, de 16 de abril de 1979<sup>5</sup>.

A Lei nº 5.917, de 1973<sup>4</sup>, apresenta uma relação descritiva das vias navegáveis interiores e das interligações de bacias do Plano Nacional de Viação. São cerca de 40.000 km de hidrovias e nove interligações previstas para efeito de continuidade da navegação. Interessante observar que quando o legislador define o Sistema Hidroviário Nacional, ele inclui rios, lagos e canais, suas instalações e acessórios complementares, bem como as atividades e meios estatais diretos de operação da navegação hidroviária.

A Tabela 1, a seguir, apresenta a relação descritiva das hidrovias do Plano Nacional de Viação, atualizada pela Lei nº 6.630, de 1979<sup>5</sup>, e a Tabela 2 apresenta as propostas de interligações de Bacias apresentadas nesse Plano.

A Figura 1 ilustra, em forma de mapa, a relação das hidrovias e das interligações de bacias do PNV.

Tabela 1 - Relação descritiva das hidrovias do plano Nacional de Viação		
Rio	Pontos Extremos dos Trechos Navegáveis	Extensão Aproximada (Km)
BACIA AMAZÔNICA		
AMAZONAS	Foz / Benjamin Constant	3.108
NEGRO	Manaus/Cucuí	1.210
BRANCO	Foz/Confluência Urariguera/Tacutu	577
JURUÁ	Foz/Cruzeiro do Sul	3.489
TARAUACÁ	Foz/Tarauacá	660
EMBIRA	Foz/Feijó	194
JAVARI	Foz/Boca do Javari-Mirim	510
JAPURÁ	Foz/Vila Bittencourt	721
IÇÁ	Foz/Ipiranga	368
PURUS	Foz/Sena Madureira (norio Iaco)	2.846
ACRE	Foz/Brasília	796
MADEIRA	Foz/ Confluência Mamoré/Beni	1.546
GUAPORÉ	Foz/ Cidade de Mato Grosso	1.180
TAPAJÓS	Santarém/Itaituba	359
XINGU	Porto Moz/Altamira (Belo Monte)	298
TOCANTINS	Belém/Peixe	1.731
ARAGUAIA	Foz/Balisa	1.800
MAMORÉ	Foz/Confluência com Guaporé	225
BACIA DO NORDESTE		
MEARIM	Foz/Barra do Corda	470
GRAJAÚ	Foz/Grajaú	500
PINDARÉ	Foz/Pindaré-Mirim	110
ITAPICURU	Foz/Colinas	565
PARNAÍBA	Foz/Santa Filomena	1.176
BALSAS	Foz/Balsas	225
BACIA DO SÃO FRANCISCO		
SÃO FRANCISCO	Foz/Piranhas	208
	Cachoeira Itaparica/Pto Real (Iguatama)	2.207
PARACATU	Foz/Buriti	286
VELHAS	Foz/Sabará	659
PARAOPEBA	Foz/Florestal	240
GRANDE	Foz/Barreiras	358
PRETO	Foz/Ibipetuba	125
CORRENTE	Foz/Santa Maria da Vitória	95
BACIA DO LESTE		
DOCE	Foz/Ipatinga	410
PARAÍBA DO SUL	Foz/Jacareí	670
BACIA DO SUDESTE		
RIBEIRA DO IGUAPE	Foz/Registro	70

Continua...

Continuação

JACUÍ	Foz/Dona Francisca	370
TAQUARI	Foz/Mussum	205
CAÍ	Foz/ São Sebastião do Caí	93
SINOS	Foz/Paciência	47
GRAVATAÍ	Foz/Gravataí	12
JAGUARÃO	Foz/Jaguarão	32
CAMAQUÃ	Foz/ São José do Patrocínio	120
LAGOA MIRIM	Pelotas/Santa Vitória do Palmar	180
LAGOA DOS PATOS	Porto Alegre/ Rio Grande	230
<b>BACIA DO PARAGUAI</b>		
PARAGUAI	Foz do Apa/Cáceres	1.323
CUIABÁ-SÃO LOURENÇO	Foz/Rosário do Oeste	785
TAQUARI	Foz/Coxim	430
MIRANDA	Foz/Miranda	255
<b>BACIA DO PARANÁ</b>		
PIRACICABA*	Foz/Paulínea*	
PARANÁ	Foz/Iguaçu/Confluência Paranaíba/Grande	808
PARANAPANEMA	Foz/Salto Grande	421
TIETÊ	Foz/Mogi das Cruzes	1.010
PARDO	Foz/Ponto da Barra	170
IVINHEIMA	Foz/Confluência Brilhante	270
BRILHANTE	Foz/Pto. Brilhante	67
INHANDUÍ	Foz/Pto. Tupi	79
PARANAÍBA	Foz/Escada Grande	787
IGUAÇU	Foz/Curitiba	1.020
<b>BACIA DO URUGUAI</b>		
URUGUAI	Barra do Quaraí/Iraí	840
IBICUÍ	Foz/Confluência do Santa Maria	360
<b>TOTAL GERAL</b>		<b>39.904</b>

\*: Trecho Incluído pela Lei nº 6.630, de 1979.

Fonte: Lei nº 5.917, de 1973.

**Tabela 2 – Interligação de Bacias do Plano Nacional de Viação**

Interligação	Trecho a ser tornado navegável
PARAGUAI-GUAPORÉ	FOZ DO JAURÚ-CIDADE DE MATO GROSSO
PARANÁ-PARAGUAI	RIO PARANÁ-COXIM
PARANAÍBA-SÃO FRANCISCO	ESCADA GRANDE-BURITI (RIO PARACATU)
TIETÊ-PARAÍBA DO SUL	MOGI DAS CRUZES-JACAREÍ
TAQUARI-ARAGUAIA	COXIM-BALISA
IBICUÍ-JACUÍ	VACACAÍ-IBICUÍ
CANAL DO VARADOURO	BAÍA DE PARANAGUÁ-BAÍA DE CANANÉIA
CANAL SANTA MARIA	RIO SERGIPE-RIO VAZA BARRIS
CANAL TARTARUGA-JENIPAPOCU E ARARI	NA ILHA DE MARAJÓ

Fonte: Lei nº 5.917, de 1973.





Em resumo, no PNV foram consideradas todas as variáveis necessárias: vias, instalações complementares e operação, para o estabelecimento de uma importante rede de transporte aquaviário interior no território nacional. Por outro lado, observa-se que a última modificação da relação descritiva das vias navegáveis do Plano Nacional de Viação foi realizada em 1979 e precisa ser atualizada.

Por fim, as resoluções do Conselho Nacional de Recursos Hídricos-CNRH estabelecem diretrizes complementares para implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e aplicação de seus instrumentos de gestão. Duas delas, em especial, relacionam-se com a navegação.

A primeira é a Resolução CNRH nº 17, de 29 de maio de 2001<sup>12</sup>, que estabelece diretrizes complementares para a elaboração dos planos de recursos hídricos das bacias hidrográficas. Ela dispõe que:

“Art. 2º - ...

Parágrafo único. Os Planos de Recursos Hídricos deverão levar em consideração os planos, programas, projetos e demais estudos relacionados a recursos hídricos existentes na área de abrangência das respectivas bacias.

Art 7º - Os Planos de Recursos Hídricos devem estabelecer metas e indicar soluções de curto, médio e longo prazos, com horizonte de planejamento compatível com seus programas e projetos, devendo ser de caráter dinâmico, de modo a permitir a sua atualização, articulando-se com os planejamentos

setoriais e regionais e definindo indicadores que permitam sua avaliação contínua, de acordo com o Art. 7º da Lei nº 9433, de 1997.

Art 8º - Os Planos de Recursos Hídricos, no seu conteúdo mínimo, deverão ser constituídos por diagnósticos e prognósticos, alternativas de compatibilização, metas, estratégias, programas e projetos, contemplando os recursos hídricos superficiais e subterrâneos, de acordo com o Art. 7º da Lei nº 9433, de 1997.

§ 1º Na elaboração do diagnóstico e prognóstico, deverão ser observados os seguintes itens:

...

II – avaliação do quadro atual e potencial de demanda hídrica da bacia, em função da análise das necessidades relativas aos diferentes usos setoriais e das perspectivas de evolução dessas demandas, estimadas com base na análise das políticas, planos ou intenções setoriais de uso, controle, conservação e proteção dos recursos hídricos”.

Dessa forma, fica claro que na concepção dos planos de recursos hídricos é fundamental levar em consideração todos os planejamentos setoriais, inclusive do setor hidroviário. Para isso, esse setor tem de estar presente nas discussões dos diversos planos de bacia, em que a navegação possui planejamento, e apresentar suas propostas.

A outra resolução é a Resolução CNRH nº 37, de 26 de março de 2004<sup>14</sup>. Esta resolução estabelece diretrizes para outorga de recursos hídricos para



a implantação de barragens em corpos de água de domínio dos Estados, do Distrito Federal ou da União. Em seu artigo 3º, §4º, que trata dos documentos a serem apresentados pelo interessado em implantar uma determinada barragem, inclui, quando for o caso, a chamada manifestação setorial. Isso significa que, para as novas barragens, cada setor governamental competente deve emitir um ato administrativo específico acerca daquele novo empreendimento. Contudo, a ausência de manifestação setorial, devidamente justificada, não poderá constituir impeditivo para o encaminhamento do requerimento e análise de outorga de recursos hídricos, cabendo à autoridade outorgante adotar medidas que forem adequadas à continuidade da tramitação do processo. Trata-se de um avanço na legislação de recursos hídricos brasileira, pois exige que os diversos usuários integrem suas ações antes da autoridade outorgante emitir sua autorização de uso dos recursos hídricos para uma barragem específica.

Quanto aos aspectos institucionais, o aparelhamento responsável pela infra-estrutura hidroviária brasileira sofreu mudanças significativas nos últimos anos. Em primeiro lugar, foi a extinção da autarquia do Ministério dos Transportes, o então Departamento

Nacional de Portos e Vias Navegáveis – DNPVN, encarregado, no passado, das vias navegáveis. Esse Departamento foi substituído, em 1976, pela Empresa de Portos do Brasil S/A – PORTOBRÁS, a quem foi delegada, temporariamente, as atribuições relacionadas com as vias navegáveis interiores. A PORTOBRÁS foi extinta em 1993.

Mais recentemente, a Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001<sup>10</sup>, regulamentada pelo Decreto nº 4.749/2003, reestruturou os setores de transportes aquaviário e terrestre. Criou o Conselho Nacional de Integração de Políticas de Transporte-CONIT, a Agência Nacional de Transportes Terrestres-ANTT, a Agência Nacional de Transportes Aquaviários-ANTAQ e o Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes-DNIT.

O CONIT, vinculado à Presidência da República, tem a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais de integração dos diferentes modos de transporte de pessoas e bens. Já a ANTT e a ANTAQ têm como objetivos principais implementar, em suas respectivas esferas de atuação, as políticas formuladas pelo CONIT e pelo Ministério dos Transportes, bem como regular ou







supervisionar, em suas respectivas esferas e atribuições, as atividades de prestação de serviços e de exploração da infra-estrutura de transportes, exercidas por terceiros.

A ANTT atua nas esferas do transporte ferroviário e rodoviário, do transporte multimodal e de cargas especiais e perigosas em rodovias e ferrovias. Dentre suas atribuições estão: promover pesquisas e estudos específicos de tráfego e de demanda de serviços de transporte; promover estudos aplicados às definições de tarifas, preços e fretes, em confronto com os custos e os benefícios econômicos transferidos aos usuários pelos investimentos realizados; propor ao Ministério dos Transportes os planos de outorgas, instruídos por estudos específicos de viabilidade técnica e econômica, para exploração da infra-estrutura e a prestação de serviços de transporte terrestre; fiscalizar a prestação dos serviços e a manutenção dos bens arrendados, cumprindo e fazendo cumprir as cláusulas e condições avençadas nas outorgas e aplicando penalidades pelo seu descumprimento, entre outras.

A ANTAQ atua nas esferas da navegação fluvial, lacustre, de travessia, de apoio marítimo, de apoio portuário, de cabotagem e de longo curso, dos portos organizados, dos terminais portuários privados e do transporte aquaviário de cargas especiais e perigosas. Compete a essa Agência,

dentre outras atividades, promover estudos específicos de demanda de transporte aquaviário e de serviços portuários, promover estudos aplicados às definições de tarifas, preços e fretes, em confronto com os custos e benefícios econômicos transferidos aos usuários pelos investimentos realizados, propor ao Ministério dos Transportes o plano geral de outorgas de exploração da infra-estrutura aquaviária e portuária e de prestação de serviços de transporte aquaviário, elaborar e editar normas e regulamentos relativos à prestação de serviços de transporte e à exploração da infra-estrutura aquaviária e portuária, garantindo isonomia no seu acesso e uso, assegurando os direitos dos usuários e fomentando a competição entre os operadores.

Em 20/12/2004 a ANTAQ aprovou a Resolução 356, estabelecendo normas para outorga de autorização para explorar serviço de transporte de carga na navegação interior de percurso longitudinal.

O DNIT implementa a política formulada para a administração da infra-estrutura do Sistema Federal de Viação, sob a jurisdição do Ministério dos Transportes, constituída de vias navegáveis, ferrovias e rodovias federais, instalações e vias de transbordo e de interface intermodal e instalações portuárias. Isso compreende sua operação, manutenção, restauração ou reposição, adequação de capacidade e ampliação mediante construção de novas vias e terminais.

Há também as Administrações de Hidrovias, órgãos que possuem duplo comando: institucionalmente são subordinadas ao DNIT, mais especificamente ao seu Departamento de Infra-Estrutura Aquaviária, e gerencialmente às Companhias Docas no âmbito de suas respectivas jurisdições. A elas compete, principalmente, promover e desenvolver as atividades de execução, acompanhamento e fiscalização de estudos, obras e serviços de hidrovias, dos portos fluviais e lacustres que lhe venham a ser atribuídos pelo Departamento de Infra-Estrutura Aquaviária. Atualmente, elas são oito Administrações Hidroviárias no Brasil:

- Administração da Hidrovia do Paraguai – AHIPAR, com sede em Corumbá-MS.
- Administração da Hidrovia do Tocantins/Araguaia – AHITAR, com sede em Goiânia-GO.
- Administração da Hidrovia da Amazônia Oriental – AHIMOR, com sede em Belém-PA.
- Administração da Hidrovia da Amazônia Ocidental – AHIMOC, sede em Manaus-AM.
- Administração da Hidrovia do São Francisco – AHSFRA, com sede em Pirapora-MG;
- Administração da Hidrovia do Nordeste – AHINOR, com sede em São Luís-MA.
- Administração da Hidrovia do Sul – AHSUL, com sede em Porto Alegre-RS.

- Administração da Hidrovia do Paraná – AHRANA, com sede em São Paulo-SP.

- A AHIMOC e a AHINOR vinculam-se à Companhia Docas do Maranhão (Codomar).

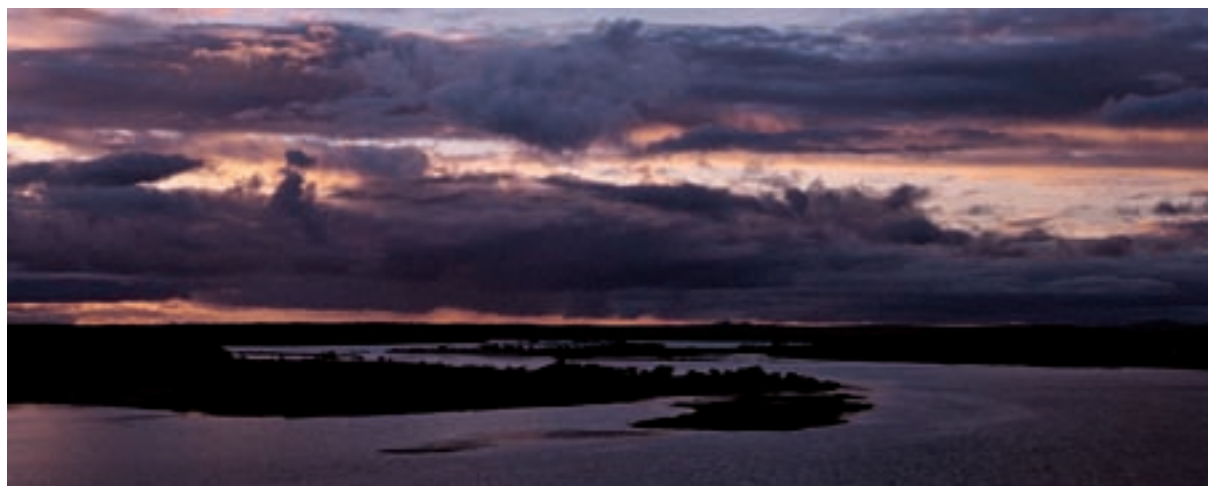
- A AHIMOR e a AHITAR estão ligadas à Companhia Docas do Pará (CDP).

- A Companhia Docas do Estado da Bahia (Codeba) é responsável pela AHSFRA.

- A AHIPAR, a AHRANA e a AHSUL vinculam-se à Companhia Docas do Estado de São Paulo (Codesp).

Por fim, a montagem de um novo arcabouço político-administrativo para a administração dos transportes no Brasil incluiu a Lei nº 8.630, de 25 de fevereiro de 1993<sup>7</sup>, que dispõe sobre a exploração dos portos organizados e das instalações portuárias, e a Lei nº 9.611, de 19 de fevereiro de 1998<sup>8</sup>, que institucionalizou a figura do Operador de Transporte Multimodal – OTM, responsável pelo transporte desde o seu armazenamento, embalagem, passagem por vários modais de transporte etc, com a emissão de um único documento.

É importante citar também a Lei nº 9.537, de 11/12/1997, que, em seu Art. 3º, diz caber ao Comando da Marinha a fiscalização das atividades no setor hidroviário e a segurança do transporte aquaviário.









### 3 REDE HIDROVIÁRIA BRASILEIRA

Apesar da relação descritiva das hidrovias do Plano Nacional de Viação, de 1973, alterada apenas uma vez, no ano de 1979, ser o “documento oficial” da rede hidroviária brasileira, ao longo dos anos houve, informalmente, modificação na sua estrutura, com inclusão de novos trechos de rios considerados navegáveis pelo Ministério dos Transportes. Um exemplo é a inclusão do rio Teles Pires como sendo navegável, na bacia do Amazonas, sem que ele conste na relação do PNV. A Tabela 3 apresenta a rede hidroviária brasileira efetivamente considerada pelo Ministério dos Transportes.

Observa-se que dos 26.662 km apresentados na tabela 3, o Brasil utiliza, de fato, apenas cerca de 10.000 km de vias navegáveis para o transporte regular de carga. Por outro lado, se incluirmos os trechos de rios navegáveis apenas nas cheias e os potencialmente navegáveis, ou seja, aqueles que podem adquirir boas condições de navegabilidade com a execução de melhorias, a rede hidroviária brasileira pode ultrapassar a extensão de 40.000 km.

A Figura 2 mostra um mapa com as principais hidrovias do Brasil.

As principais hidrovias brasileiras encontram-se nas Regiões Hidrográficas Amazônica, do Atlântico Nordeste Ocidental, do Parnaíba, do Tocantins, do São Francisco, do Atlântico do Sul, do Paraná e do Paraguai.

Vale ressaltar que cada rio da Rede Hidroviária Brasileira oferece condições bem diferentes de navegabilidade, no que diz respeito ao calado, largura da rota de navegação, raios das curvas presentes, presença de corredeiras, cachoeiras, barragens e eclusas, bem como às variações decorrentes do ciclo hidrológico.

Para o presente trabalho, a descrição das hidrovias brasileiras será feita por região hidrográfica. A região hidrográfica é o espaço territorial brasileiro compreendido por uma bacia, grupo de bacias ou sub-bacias hidrográficas contíguas com características naturais, sociais e econômicas homogêneas ou similares, com vistas a orientar o planejamento e o gerenciamento dos recursos hídricos. A Figura 3 mostra a divisão hidrográfica nacional, aprovada pela Resolução CNRH nº 32, de 25 de junho de 2003<sup>13</sup>.

**Tabela 3 - Rede Hidroviária Brasileira Efetivamente Considerada pelo Ministério dos Transportes**

Região Hidrográfica	Estados	Extensão Navegável (Km)	Principais Rios
AMAZÔNICA	AM, PA, AC, RO, RR, AP, MT	15.626	Amazonas, Solimões, Negro, Branco, Madeira, Purus, Juruá, Tapajós, Teles Pires, Guaporé e Xingu.
TOCANTINS	TO, MA, PA, GO	3.488	Tocantins, Araguaia e das Mortes, Guamã e Capim.
ATLÂNTICO NORDESTE OCIDENTAL	MA, PA	648	Mearim, Pindaré, Grajaú, Itapecuru,
PARNAÍBA	MA, PI	1.175	Parnaíba e Balsas
SÃO FRANCISCO	MG, BA, PE, SE	1.578	São Francisco, Grande e Corrente.
PARAGUAI	MT, MS	1.280	Paraguai, Cuiabá, Miranda, São Lourenço e Taquariejauro.
PARANÁ	SP, PR, MG, GO, MS	1.668	Paraná, Tietê, Paranaíba, Grande, Ivai e Ivinhema.
ATLÂNTICO SUDESTE	MG, ES, RJ, SP	370	Doce e Paraíba do Sul.
URUGUAI	RS, SC	210	Uruguai e Ibicuí.
ATLÂNTICO SUL	RS	621	Jacuí, Taquari, Lagoa dos Patos e Lagoa Mirim.
TOTAL			26.662

Fonte: Ministério dos Transportes (2004b, 2004c, 2004d, 2004e, 2004f, 2004g, 2004h, 2004i, 2004j, 2004k, 2004l, 2004m, 2004n, 2004o, 2004p).

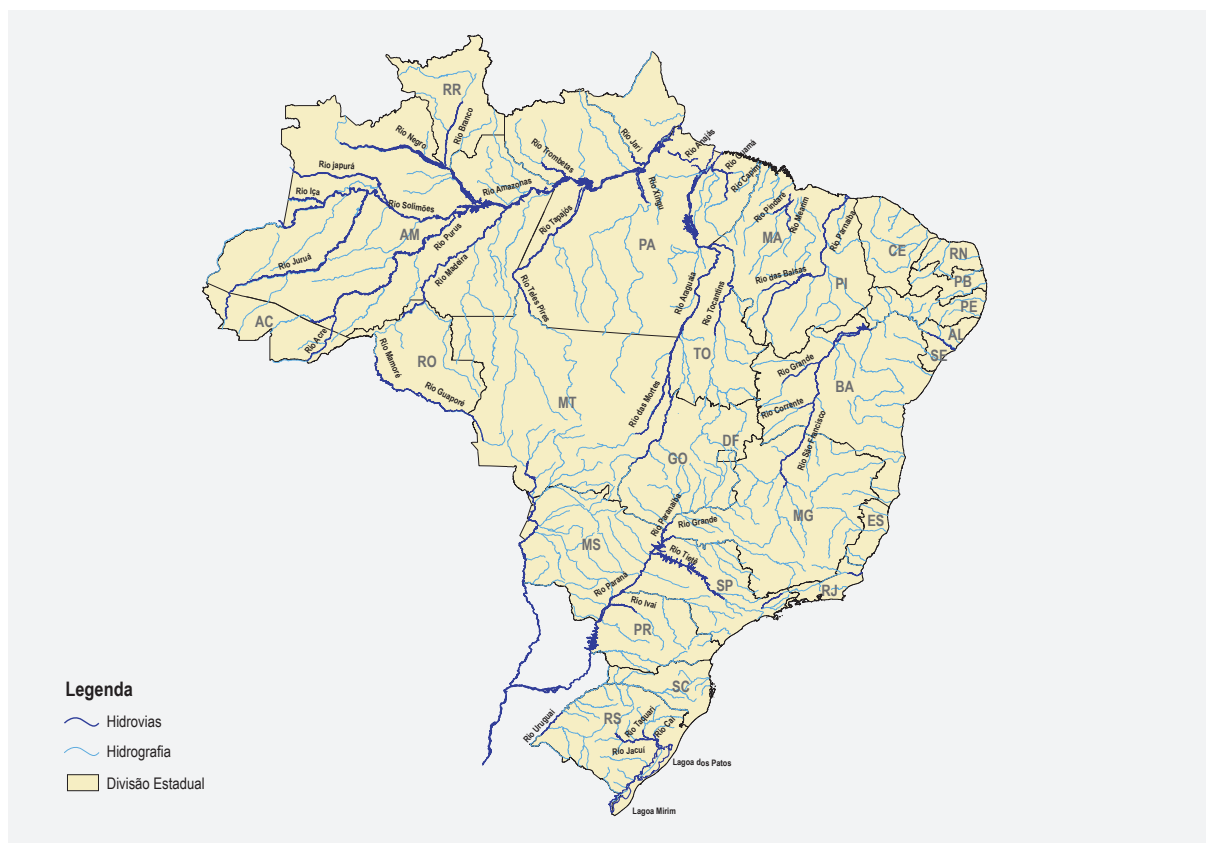


Figura 2 – Principais Hidroviáveis do Brasil



Figura 3 – Regiões Hidrográficas do Brasil



Acervo TDA

Entretanto, o setor hidroviário atua com base em outra divisão do território nacional: as administrações hidroviárias. As Administrações Hidroviárias são órgãos destinados a desenvolver as atividades de execução e acompanhamento de estudos, obras, serviços e exploração das vias

navegáveis interiores, bem como dos portos fluviais e lacustres que lhe sejam atribuídos pelo Ministério dos Transportes, no âmbito geográfico de suas jurisdições. A Figura 4 apresenta as áreas de atuação das oito Administrações Hidroviárias brasileiras.



**Figura 4 – Administrações Hidroviárias**



### 3.1 As principais atividades de manutenção de hidrovias

- batimetria: medição ordenada e sistematizada das profundidades de determinada área, visando à definição do perfil do fundo, ao detalhamento do leito do canal navegável e à identificação e localização de perigos à navegação, tais como pedrais ou bancos de areia;
- medição do nível das águas: as medições são feitas em estações hidrométricas, que têm por elemento principal as linhas de réguas limnimétricas ou medidores eletrônicos da altura da água. As informações coletadas e registradas nas estações hidrométricas contribuem decisivamente para a segurança da navegação;
- confecção e atualização de cartas: serviço especializado de cartografia e hidrografia que permite a geração da carta náutica e de outras cartas auxiliares de navegação;
- confecção e atualização de cartas eletrônicas: possibilita o posicionamento instantâneo da embarcação, eliminando ou reduzindo significativamente os erros de observação e plotagem dos navegadores;
- derrocamento: retirada de pedras ou lajes que oferecem perigo à navegação, normalmente, por explosão;
- desobstrução do canal: retirada de objetos que impedem ou tornam perigoso o tráfego de embarcações no canal navegável da hidrovia;
- destocamento: remoção de tocos ou cepos de árvores do leito do rio;
- dragagem: retirada de material do fundo do leito das águas, de forma a garantir profundidades





mínimas para o tráfego de embarcações de maior calado;

- sinalização de margem: colocação de sinais nas margens da hidrovia para indicar rumos, perigos, caminhos ao navegante;
- sinalização flutuante: conjunto de sinais flutuantes que compõem a sinalização da hidrovia, junto com a sinalização de margem. O conjunto de elementos de sinalização (de margem ou flutuante) é chamado balizamento;
- monitoramento ambiental: as administrações hidroviárias devem realizar atividades de monitoramento

ambiental para atender às exigências contidas nas licenças ambientais (condicionantes);

- manutenção de equipamentos: algumas administrações hidroviárias dispõem de equipamentos específicos para o desempenho de suas atividades, tais como: dragas, embarcações destocadoras, rebocadores, embarcações para pesquisa e embarcações de transporte de equipes de fiscalização;
- manutenção de eclusas: algumas administrações hidroviárias têm como uma de suas atribuições operar e manter em funcionamento as eclusas nos rios sob sua administração.







## 4 A NAVEGAÇÃO NAS DIVERSAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS

A seguir, será apresentada uma breve caracterização das principais vias navegáveis e hidrovias brasileiras divididas pelas Regiões Hidrográficas. As descrições feitas foram baseadas em informações

do Ministério dos Transportes (2004b, 2004c, 2004d, 2004e, 2004f, 2004g, 2004h, 2004i, 2004j, 2004l, 2004m, 2004n, 2004o, 2004p).

### 4.1 Região Hidrográfica Amazônica

A Região Hidrográfica Amazônica é a maior do País e dispõe de uma extensão de mais de 15.000 km, representando cerca de 60% da rede hidroviária nacional. Compreende as hidrovias do Amazonas, do Solimões, do Madeira, do Negro e Branco, do Purus, do Juruá, do Tapajós, do Trombetas, do Xingu, do Marajó e de muitos outros rios navegados e de menor porte. Tem como principais características a movimentação de petróleo e derivados, o transporte de grãos sólidos (grãos e minérios), de carga geral e de passageiros. Desempenha alta função social de abastecimento e comunicação das comunidades ribeirinhas e de manutenção da brasilidade. A importância do transporte aquaviário na região, tanto para o deslocamento de passageiros, como para cargas diversas, fica evidente quando algum habitante dali se refere às distâncias entre as cidades e as localidades ribeirinhas em “horas de barco”.

A Figura 5 apresenta as hidrovias da Região Hidrográfica Amazônica.

A administração das hidrovias e vias navegáveis da Região Hidrográfica Amazônica fica a cargo da Administração das Hidrovias da Amazônia Oriental - AHIMOR e da Administração das Hidrovias da Amazônia Ocidental - AHIMOC. A AHIMOR atua na área geográfica compreendida pelos Estados do Pará e Amapá, e a AHIMOC atua principalmente nos Estados de Roraima, Amazonas, Acre e Rondônia.

As principais hidrovias administradas pela AHIMOR, nessa região, são as do Amazonas, do Marajó, do Tapajós-Teles Pires, além dos rios navegáveis Xingu, Trombetas e Jari.

A Hidrovia do Amazonas, com cerca de 1.650 km, liga as cidades de Manaus e Belém, além de Santarém e Macapá. É administrada pela AHIMOC, no trecho entre Manaus e a divisa entre os Estados do Amazonas e Pará, e pela AHIMOR, no trecho a jusante dessa divisa, sendo de fundamental importância para o transporte local de passageiros e cargas diversas. De sua foz até o “encontro das águas” de seus formadores, os rios Negro e Solimões, apresenta uma profundidade mínima de 13,50 m, que é a limitação existente na sua desembocadura. A Hidrovia do Amazonas permite a navegação de longo curso e cabotagem já que, em geral, não existem restrições à navegação no trecho. O funcionamento da zona industrial de Manaus depende dos produtos e matérias-primas que chegam por essa hidrovia. Além disso, a posição geográfica estratégica da foz do Amazonas, bem mais próxima do hemisfério Norte que os portos do Sul do País, permite a exportação da produção do Norte e do Centro-Oeste do País para os grandes mercados consumidores a preços mais competitivos.

O projeto completo da Hidrovia do Marajó busca a implantação de uma via navegável com 425 km que atravessasse a ilha de Marajó por um canal de 32 km ligando o rio Atua, na baía do Marajó, ao rio Anajás, no braço sul do rio Amazonas, reduzindo em mais de 140 km a distância fluvial entre Belém e Macapá, além de facilitar o transporte e a comunicação na parte central da ilha. A execução desse projeto contempla o desmatamento, destocamento e limpeza da faixa de execução das obras, a escavação do canal e a construção de diques longitudinais, além de serviços de dragagem e melhorias nos rios Atua e Anajás. Prevê também as obras complementares como a



implantação de balizamento e sinalização. O projeto busca a implantação de um canal com profundidade mínima de 2,10 m e pé de piloto de 0,30 m. Assim, essa hidrovia habilitada ao tráfego de um comboio-tipo com 140 m de comprimento, 16 m de boca e um calado de 1,80 m, com uma capacidade de carga de até 2.600 t por comboio.

A Hidrovia Tapajós-Teles Pires é considerada a única rota de exportação que pode viabilizar a produção de grãos de todo o norte do Mato Grosso, região de alto potencial produtivo, constituindo uma importante opção para o incremento do comércio exterior. Atualmente, a extensão navegável é de 345 km, do porto de Santarém, na foz do rio Tapajós quando deságua no rio Amazonas, até as corredeiras de São Luís do Tapajós, na cidade da Itaituba (PA). Com a execução de algumas medidas estruturais, pretende-se estender a hidrovia até a cachoeira Rasteira, 185 km a montante da confluência dos formadores do Tapajós, os rios Teles Pires e Juruena, atingindo um total de 1.043 km, somando-se as extensões do Tapajós com o Teles-Pires. Esse conjunto de medidas engloba: a implantação de balizamento do canal de navegação no estirão atualmente navegável, entre Santarém (PA) e as corredeiras de São Luís do Tapajós; a construção de um canal para ultrapassar o trecho dessas corredeiras, além da execução de serviços de derrocamento e da construção de eclusa para transposição do desnível existente a execução de obras de dragagem e de derrocamento e implantação do balizamento e sinalização da via para os demais trechos. Está prevista também a implantação de um ponto de transbordo na região da cachoeira Rasteira, no caso, um terminal rodohidroviário para embarque de grãos. O comboio-tipo adotado para a hidrovia apresenta um comprimento de 200 m, e 24 m de boca. O calado mínimo de projeto é 1,50 m, podendo alcançar 2,50 m na época das águas altas, representando uma capacidade de carga de 7.500 t.

O rio Xingu é navegável regularmente em um estirão de 220 km, desde sua foz até a localidade de Belo Monte, no município de Altamira (PA). Em meses de estiagem, a profundidade mínima atinge 1,40 m, sendo que o principal ponto crítico é o denominado

Tubarão. Costuma ser utilizado para o transporte de combustível e de carga geral.

O rio Trombetas é navegável no estirão de 260 km que vai de sua foz até a Cachoeira Porteira, no município de Oriximiná (PA). As profundidades mínimas apresentadas no trecho são de 4,00 m, no período das águas altas, e de 1,50 m, no período de estiagem. Seu baixo curso, em uma extensão de 30 km, apresenta um calado de até 10,00 m e é frequentado por embarcações marítimas que alcançam Oriximiná. É utilizado para o transporte de burota e de carga geral.

Por sua vez, o rio Jari é navegável em um estirão de 110 km, desde sua foz até a Cachoeira de Santo Antônio, no município de Laranjal do Jari (AP), apresentando uma profundidade mínima de 4,00 m no período de águas altas, e de 2,40 m, na época de estiagem. A produção de celulose e caulim na região do Jari pode ser um fator de desenvolvimento da região e, conseqüentemente, de intensificação da utilização do rio Jari para o transporte de carga.

Outros rios da região, administrada pela AHIMOR também, são navegáveis por pequenas extensões, servindo principalmente para o transporte local de passageiros e de pequenas cargas.

As principais hidrovias administradas pela AHIMOC, na Região Hidrográfica Amazônica, são as hidrovias do Solimões e do Madeira. Além das hidrovias, os principais rios navegáveis, a serem considerados, são os rios Negro, Branco, Purus, Acre, Juruá, Japurá e Içá. Em todos esses rios, é intenso o transporte hidroviário de subsistência, com o transporte de pequenas cargas e passageiros, visto que para a grande maioria da população da região, esse é o único modal de transporte disponível. O rio Solimões é de grande importância, também, por propiciar a integração com outros países sul-americanos, no caso, o Peru e a Colômbia.

A Hidrovia do Solimões conta com uma extensão de 1.620 km e uma profundidade mínima de 4,50 m, entre Manaus e a fronteira com o Peru. Quanto ao transporte de carga, essa hidrovia é utilizada para a movimentação do petróleo e seus derivados,



provenientes do Campo de Urucu. Com a construção de um polduto de 280 km de comprimento, ligando a área de produção de Urucu até o Terminal Solimões, ao lado da cidade de Coari (AM), na margem direita do rio Solimões, a produção de petróleo e GLP passou a ser escoada por navios petroleiros, desde Coari até o Terminal de Petroleiros da Refinaria de Manaus, distante cerca de 480 km. O rio Solimões, assim como o Amazonas, é francamente navegável de sua foz até a cidade de Coari.

A Hidrovia do Madeira possui uma extensão de 1.060 km, entre Porto Velho (RO) e sua foz, na margem direita do rio Amazonas, permitindo, mesmo na época de estiagem, a navegação de comboios com até 18.000 t. A profundidade mínima é de 2,00 m, ocorrendo no trecho entre Humaitá (AM) e Porto Velho. Na época de águas altas, sua profundidade pode atingir até 30 m. Essa hidrovia vem se destacando pelo crescente volume de grãos transportados, principalmente a soja produzida na região da Chapada dos Parecis, no norte do Mato Grosso, que é escoada até o porto de Itacoatiara (AM), já no rio Amazonas, para aí, ser embarcada rumo ao mercado externo. Além disso, conta com uma embarcação fluviográfica para a periódica confecção de cartas náuticas digitalizadas que permitem a navegação orientada por satélite, possibilitando até mesmo o tráfego noturno. O rio Madeira apresenta 15 pontos críticos entre a cidade de Porto Velho e a foz do rio Beni, a montante. Com a construção das Usinas Hidrelétricas de Jirau e de Santo Antônio, a navegação será estendida até a foz do rio Beni. Caso sejam superados os pontos críticos na região de Guajará-Mirim (RO), poderá ocorrer a interligação com os rios Mamoré e Guaporé e, assim, a Hidrovia Madeira-Mamoré-Guaporé terá uma extensão de mais de 3.000 km. Esse estirão ligaria as cidades de Vila Bela da Santíssima Trindade (antiga Cidade de Mato Grosso), no Estado do Mato Grosso e o Porto de Itacoatiara, permitindo ainda a integração hidroviária com a Bolívia e com o Peru. O Estudo de Impacto Ambiental, o Relatório de Impacto Ambiental e o Estudo de Viabilidade do Complexo do rio Madeira, que prevê a instalação dessas duas hidrelétricas, encontram-se em andamento. Apesar de contar com linhas regulares, a navegação nos rios Guaporé e Mamoré ocorre ainda de forma

incipiente, para o transporte de carga geral entre as cidades ribeirinhas, tanto brasileiras quanto bolivianas. Não ocorre uma integração multimodal, e existe a necessidade da realização de estudos das condições de navegabilidade nesses rios.

Outros rios da região, dos quais se destacam os rios Negro, Branco, Purus, Acre, Juruá, Japurá e Içá também são navegáveis, servindo principalmente para o transporte local de passageiros e pequenas cargas. Todos esses rios têm fundamental importância para o transporte local de carga e passageiros, bem como para o fornecimento de diesel para o funcionamento das inúmeras pequenas usinas termelétricas e geradores da região.

Os rios Negro e Branco são, ainda, considerados rios navegáveis. Contudo, apresentam um grande potencial de se tornarem uma hidrovia para o escoamento da produção do Estado de Roraima, podendo funcionar como vetor de crescimento da produção de grãos nos campos naturais de Roraima e do intercâmbio com a Venezuela.

O rio Negro é navegável em terras brasileiras por uma extensão de 1.070 km, sendo que 310 km entre a foz e a confluência com o rio Branco, a profundidade mínima é de 2,50 m. A montante, é navegável além da fronteira com a República da Venezuela sendo que no período de águas baixas, existe restrição de profundidade acima da cidade de São Gabriel da Cachoeira (AM), podendo chegar a um calado de menos de 1,20 m.

O rio Branco é navegável até a confluência dos rios Uraicoera e Tacutu, logo a montante da cidade de Boa Vista (RR), em um estirão de 594 km. Nesse trecho, os 14 km das corredeiras de Bem-Querer, situadas a montante da cidade de Caracará (RR), constituem o principal impedimento à navegação regular. Nos cerca de 440 km do trecho entre a foz e as corredeiras, a navegação no rio Branco pode ser realizada por embarcações maiores, apesar de o calado máximo sofrer grande alteração ao longo do ano, sendo navegado por embarcações com calado de 3,50 m em águas altas e de 1,20 m em águas baixas. Em anos críticos, a profundidade em certos pontos pode impedir a navegação até mesmo de comboios com 1,20 m de calado. Por meio

de melhorias, como a realização de dragagens e derrocamentos e a implantação de sinalização e balizamento, pretende-se possibilitar a adoção de um comboio-tipo com 137 m de comprimento, 20 m de boca e um calado máximo de 3,00 m e mínimo de 1,50 m, podendo carregar até 5.400 t.

O rio Purus, por sua vez, é navegável por cerca de 2.850 km, desde sua foz na margem direita do rio Solimões até a confluência com o rio Iaco, apresentando profundidade mínima de 2,10 m, na época das águas altas, e de 0,80 m, nos meses de estiagem. No período das águas altas, rio ainda é navegável por um trecho de 210 km, até a cidade de Manoel Urbano (AC).

O rio Acre é um afluente do Purus desaguardo neste na altura da cidade de Boca do Acre (AM). É navegável nos 635 km que vão de sua foz, em Boca do Acre, até a cidade de Brasiléia (AC), passando por Rio Branco (AC). A profundidade mínima disponível na via, nos 310 km do trecho entre Boca do Acre e a cidade de Rio Branco, é de 2,10 m, no período de águas altas, podendo chegar a 0,80 m, nos meses de estiagem. No trecho entre Rio Branco e Brasiléia a navegação só é possível durante as cheias. É importante salientar que na cidade de Rio Branco, existem pontes que dificultam a passagem de embarcações.

O rio Juruá, é navegável desde sua foz na margem direita do rio Solimões até a cidade de Cruzeiro do Sul (AC), em um estirão de 3.128 km, com uma

profundidade mínima de 2,50 m, na época da cheia e de 0,40 m, na época das águas baixas. Durante a época das águas altas, pode ainda ser navegado até a fronteira com o Peru, passando pela cidade de Marechal Thaumaturgo (AC). Um dos empecilhos apresentados pelo Juruá à navegação é sua grande sinuosidade.

Na margem esquerda do rio Solimões, perto da cidade de Tefé (AM), deságua o rio Japurá. Esse rio é navegável em um estirão de 721 km, desde sua foz até a fronteira com a Colômbia na Vila Bittencourt, município de Japurá (AM), com uma profundidade mínima de 2,10 m e 1,50 m nas épocas de águas altas e de estiagem, respectivamente.

A navegabilidade do rio Içá, por sua vez, se estende por um estirão de 275 km desde a sua foz, que ocorre na margem esquerda do rio Solimões, na altura da cidade de Santo Antônio do Içá (AM), até a fronteira com a Colômbia, na Vila Ipiranga, localizada no mesmo município. Apresenta uma profundidade mínima de 3,50 m no período de águas altas e de 0,80 m no período de estiagem.

Por fim, outros rios de menor importância para a navegação de carga, mas de grande importância para as populações ribeirinhas, também são navegáveis na região. Exemplos são os rios Tefé, Javari, Jutai, Embira, Tarauacá, Uatumã, Jatapú, Dene-ni/Aracá, Nhamundá e Urucu.





## 4.2 Região Hidrográfica do Tocantins

Na região Hidrográfica do Tocantins, encontram-se as hidrovias do Tocantins-Araguaia e do Guamá-Capim. A Hidrovia do Tocantins-Araguaia é administrada pela AHITAR, ao passo que a do Guamá-Capim é administrada pela AHIMOR.

Os rios Tocantins, Araguaia e das Mortes atravessam as regiões Centro-Oeste e Amazônica, influenciando uma área agricultável de mais de 35 milhões de hectares, com potencial de produção acima de 100 milhões de toneladas/ano de grãos. A extensão futura dessa hidrovia poderá alcançar mais de 3.000 km nesses três rios, ligando o Brasil Central aos portos de Belém e Vila do Conde, no Pará e, pela ferrovia dos Carajás, aos portos de Itaqui e Ponta da Madeira, no Maranhão. Os rios Tocantins e Araguaia apresentam diferentes condicionantes para a navegação, o que cria a necessidade de analisá-los separadamente.

A Hidrovia do Guamá-Capim é localizada na região leste do Pará, interligando regiões do interior do Estado até Belém. Apesar de serem navegados há muito tempo por pequenas embarcações para transportes de passageiros e abastecimento das populações dispersas ao longo dos rios, foi a partir de 1960 que os rios Guamá e Capim passaram a ser utilizados comercialmente para transporte de minérios e outras cargas. Isso ocorreu com a descoberta das jazidas de caulim do médio rio Capim e de bauxita na região de Paragominas. Atualmente, apesar do transporte de minério ainda determinar o perfil econômico da hidrovia, observa-se a formação de relevantes pólos agropecuários na região de influência da hidrovia. A extensão total da Hidrovia é de 479 km, 157 km no rio Guamá, de sua foz até São Miguel do Guamá (PA), 262 km no rio Capim, de sua foz no rio Guamá em São Domingos do Capim até o local da Travessia para Paragominas e 60 km da foz do Guamá ao porto de Vila do Conde, no rio Pará. O comboio-tipo adotado possui um comprimento de 120 m, boca de 16 m e um calado máximo de 1,50 m, para uma capacidade de carga de 2.100 t. As obras a serem realizadas na hidrovia são compostas por balizamento, retificação de curvas e desobstrução de trechos,

principalmente pela realização de dragagens, sendo que já está implantado um balizamento experimental e parte da desobstrução já foi realizada. A Figura 6 apresenta as hidrovias da Região Hidrográfica do Tocantins.

A navegação pelo rio Araguaia ocorre durante o período de águas altas entre sua foz no rio Tocantins e a cidade de Baliza (GO), entre os meses de dezembro e maio, em uma extensão de 1.818 km. Os principais impedimentos à navegação são os baixos calados durante a época de águas baixas, quando as profundidades mínimas chegam a 0,90 m, e a existência de pedrais e bancos de areia em trechos esparsos.

Intervenções como a construção das barragens e eclusas de Santa Isabel e Araguanã (TO), campanhas de dragagem e derrocamento de pedrais podem melhorar bastante as condições de navegabilidade do rio Araguaia, navegação que poderia ser realizada durante o ano todo. Contudo, as restrições socioambientais, como a existência de inúmeros Parques Nacionais, Reservas Indígenas, Áreas de Proteção Ambiental e outras áreas de preservação na área de influência da hidrovia, além do fato do Araguaia ser, no trecho em questão, um típico rio de planície, sinuoso e instável, fazem com que seja muito difícil a realização dessas intervenções.

O fato das condições de navegabilidade do Araguaia se estenderem por um curto período do ano, além dos impedimentos legais relacionados com a dificuldade de obtenção do licenciamento ambiental, levam a uma movimentação de carga muito pequena por essa hidrovia.

O rio das Mortes, por sua vez, desemboca na margem esquerda do rio Araguaia, e é navegável em 567 km, de sua foz, na cidade de São Félix do Araguaia, até Nova Xavantina, cidades do Estado do Mato Grosso. Nesse estirão, os principais pontos críticos são três passagens rochosas, que foram sinalizadas e balizadas para dar segurança ao tráfego de embarcações. Muitas das características



do rio das Mortes são similares às do rio Araguaia, como a significativa flutuação do nível de água, entre enchente e vazante, e a época em que ocorrem as águas altas e a estiagem. Sendo um afluente do rio Araguaia, a navegação comercial pelo rio das Mortes está condicionada à implantação de melhorias na hidrovia do Tocantins-Araguaia.

A navegação no rio Tocantins ocorre de forma descontínua em 1.152 km, divididos em três trechos:

Da foz até a barragem de Tucuruí, trecho com 254 km e calado mínimo 1,50 m.

De Tucuruí até Imperatriz (MA), trecho com 458 km e calado mínimo de 1,00 m.

De Estreito (MA) até a barragem de Lajeado, trecho com 440 km e calado mínimo de 1,00 m.

O estirão que vai da foz do Tocantins até a barragem de Tucuruí tem seu regime fluvial determinado pelas vazões efluentes da UHE Tucuruí e pela variação das marés, apresentando excelentes condições de navegabilidade para embarcações com calado de pelo menos 1,50 m, durante o ano todo.

A interrupção entre os dois primeiros trechos ocorre pela existência da barragem de Tucuruí, cujo sistema de eclusas se encontra em construção.

Entre Imperatriz e Estreito, a navegação só é possível no período de cheia. No estirão que vai de Estreito, onde está instalado o terminal multimodal de Estreito/Porto Franco, até a barragem de Lajeado, embarcações com 1,00 m de calado podem trafegar o ano todo. A maior parte desse trecho apresenta baixas declividades, criando boas condições de navegabilidade. A construção de barragens a montante desse estirão e a decorrente regularização das vazões pode ajudar na manutenção de maiores calados para o trecho.

A montante de Lajeado, a navegação pode ainda ser estendida até Peixe (TO), estendendo-se por mais 260 km, desde que os barramentos planejados para essa parte do rio Tocantins, como Ipueiras, possuam sistemas de eclusagem. Para tanto, a construção da eclusa de Lajeado é de fundamental importância.

Os maiores problemas para a efetiva navegação comercial de grandes comboios pelo Tocantins estão relacionados com a construção de barragens que, se por um lado afogam pontos críticos que dificultavam ou até impediam a passagem das embarcações, por outro, sem a implantação de eclusas, representam uma interrupção à hidrovia.

O comboio-tipo adotado para a hidrovia tem 108 m de comprimento, 16 m de boca e calado máximo de 1,50 m.







### 4.3 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental

Nessa região, encontra-se a Hidrovia do Pindaré-Mearim, administrada pela Administração das Hidrovias do Nordeste - AHINOR. Essa hidrovia abrange a navegação nos rios maranhenses Mearim e Pindaré, que se interligam aos lagos de Viana e Cajari, dando acesso às cidades de Viana (MA) e Penalva (MA). Com uma extensão navegável de 646 km e sistema de sinalização por meio de placas de margens para orientação do canal navegável nos pontos críticos, essa hidrovia está identificada com a movimentação de mercadorias de subsistência e desfrutam de grande potencial de desenvolvimento futuro.

A navegabilidade desses rios é beneficiada pela excepcional amplitude da maré que se manifesta na região. A navegação é feita por embarcações regionais, que mantêm irregular comércio de produtos regionais para o mercado de São Luís (MA) e de cidades ribeirinhas. A Figura 7 apresenta as hidrovias da Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental.

O rio Mearim é navegável em uma extensão de 400 km, de sua foz até Pedreiras (MA), e conta com calado mínimo de 1,50 m. Por sua vez, o rio Pindaré é navegável, também com calado mínimo de 1,50 m, em uma extensão de 217 km, de sua foz até Santa Inês

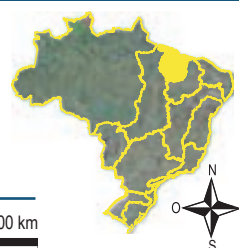
(MA), onde o cruzamento da rodovia BR-316 impede a navegação para montante. As principais restrições à navegação são os trechos com baixas profundidades nos períodos de estiagem, níveis de águas baixas nas horas de maré baixa e perturbações de correntes causadas pelo efeito das marés, próximo à foz, além da grande sinuosidade em diversos trechos. Outras restrições são a existência de pontes rodoviária e ferroviária com tirantes de ar reduzido, existência de inúmeras corredeiras no trecho a jusante de Barra do Corda (MA) e alguns trechos com depósitos aluvionais que tornam muito difícil a navegação. Como os rios Pindaré e Mearim abastecem com água potável todas as cidades ribeirinhas e ainda outras cidades localizadas na área de influência de sua bacia e é utilizado, também, para o abastecimento de indústrias implantadas nas proximidades do seu curso e para a captação de água para irrigação de projetos agropecuários localizados em suas margens, é necessário que o planejamento da alocação de água da bacia incorpore o setor de transportes para garantia dos tirantes mínimos de água necessários à navegação.

Além dos rios Pindaré e Mearim, os rios Grajaú, Itapeturu, Pericumã e trechos de rios e lagoas da Baixada Maranhense, que desembocam na Baía de São Marcos, também são navegáveis.



Figura 7 – Hidrovias da Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental

-  Capitais
-  Cidades
-  Hidrografia
-  Hidrovias
-  Divisão Política



#### 4.4 Região Hidrográfica do Parnaíba

A Hidrovia do Parnaíba, com uma extensão aproximada de 1600 km, é constituída pelos rios Parnaíba e Balsas, além dos canais que formam o delta do Parnaíba. Administrada pela Administração das Hidrovias do Nordeste - AHINOR, serve, principalmente, para o transporte de cargas de interesse regional. Dispõe de potencial para o escoamento de grãos produzidos nas fronteiras agrícolas em sua área de influência, como o Sul do Piauí, Sudeste do Maranhão e Noroeste da Bahia. Entretanto, essa hidrovia depende da implantação de sistema de sinalização e balizamento, bem como da conclusão do sistema de transposição de desnível da barragem de Boa Esperança, que torna a navegação descontinuada.

No rio Parnaíba, a profundidade mínima do estirão que vai de sua foz no Oceano Atlântico até a barragem de Boa Esperança, localizada no município de Guadalupe (PI), é de 1,30 m. Os principais obstáculos existentes à navegação no rio Parnaíba são bancos de areia e alguns afloramentos rochosos. Como é abundante o transporte de material carregado pelo rio, decorrente da intensa erosão que vem se processando em suas margens, é intenso também seu processo de assoreamento. Parte dos empecilhos causados à navegação por esses afloramentos

rochosos e corredeiras foram resolvidos com a construção da barragem de Boa Esperança, a 669 km da foz (PK 669). Por outro lado, a falta da eclusa que, apesar de apresentar suas obras concluídas, ainda não teve os equipamentos eletromecânicos instalados, acarreta uma total interrupção da navegação na barragem. A montante da barragem, a navegação se desenvolve pelo lago da barragem com uma profundidade mínima de 3,00 m, por cerca de 155 km até a cidade de Uruçuí (PI). O trecho entre Uruçuí e Santa Filomena (PI), com 364 km, apresenta uma profundidade mínima de 0,80 m.

O rio das Balsas é considerado navegável para embarcações de pequeno calado, de sua foz na margem esquerda do rio Parnaíba até a cidade de Balsas (MA), principalmente na época das cheias. Este trecho apresente uma extensão de 225 km e uma acentuada declividade, que acarreta uma alta velocidade das águas. Esse fato, além de causar o carregamento de grande quantidade de material pelo rio, que se deposita em determinados locais formando bancos de areia e seixos, faz que a navegação a montante seja bastante lenta.

Na Figura 8 estão representadas as hidrovias da Região Hidrográfica do Parnaíba.





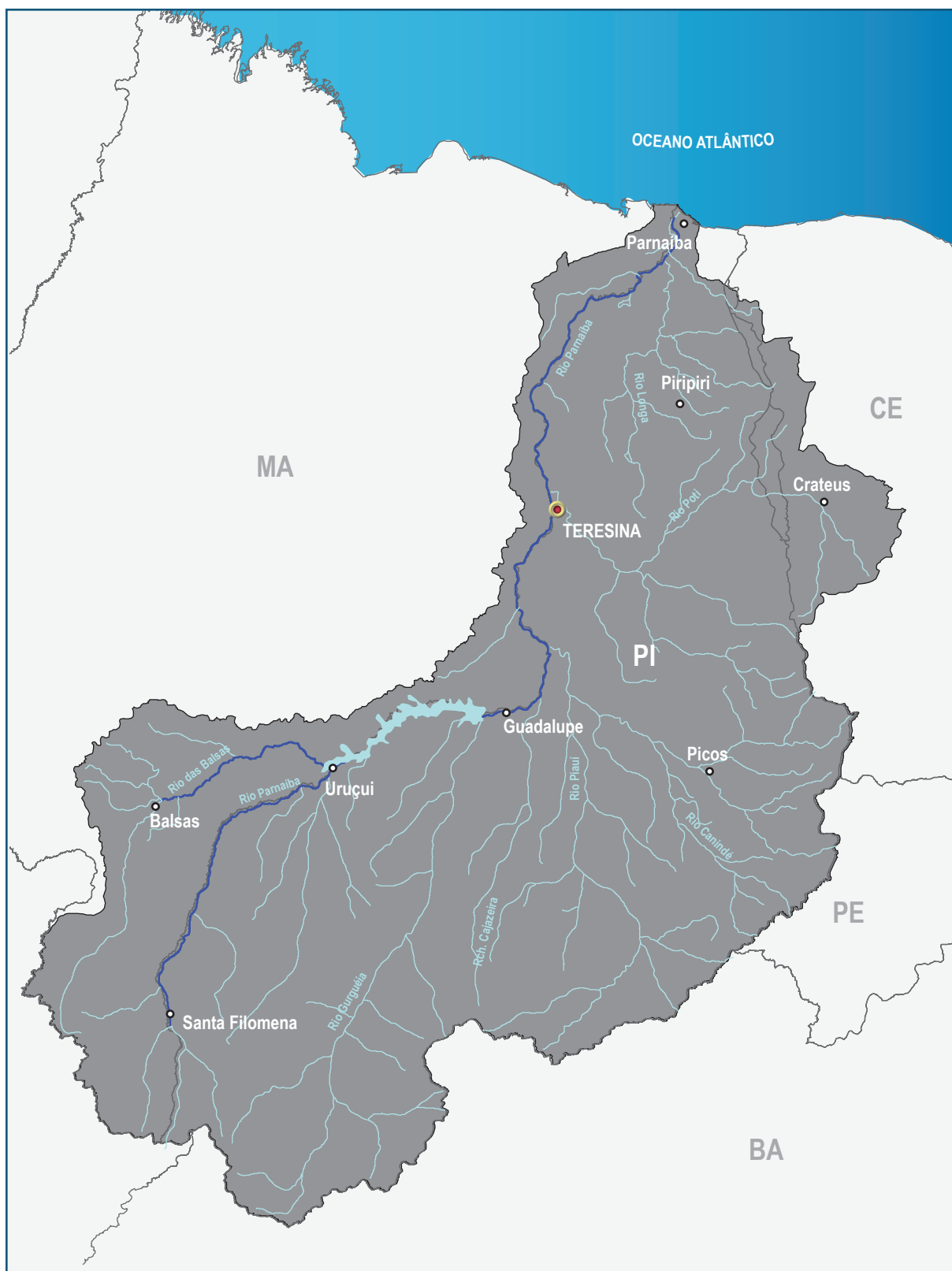
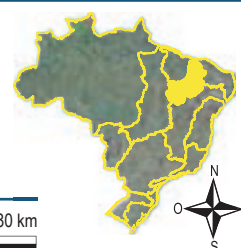


Figura 8 – Hidrovia da Região Hidrográfica do Parnaíba

-  Capitais
-  Cidades
-  Hidrografia
-  Hidrovias
-  Divisão Política



## 4.5 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental

Não existem hidrovias em funcionamento ou previstas para a Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental.

## 4.6 Região Hidrográfica do São Francisco

Nessa região, encontra-se a Hidrovia do São Francisco, administrada pela AHSFRA – Administração da Hidrovia do São Francisco. O rio São Francisco sofreu bastante pela ação antrópica, com intensa atividade agrícola e mineradora e o desmatamento da mata ciliar das margens e nascentes. Com isso, são muito presentes problemas como os processos de assoreamento e desbarrancamentos de margens. A revitalização do “velho Chico” é uma ação premente para que a navegação e as demais atividades dos setores usuários dos recursos hídricos possam continuar a utilizar as águas do rio de modo sustentável. O São Francisco apresenta dois estirões navegáveis: o baixo, com 208 km, entre a foz no Oceano Atlântico e a cidade alagoana de Piranhas, e o médio, com cerca de 1.370 km de extensão, entre a cidade de Pirapora, em Minas Gerais, e as cidades gêmeas de Juazeiro e Petrolina, localizadas nos Estados da Bahia e de Pernambuco, respectivamente.

O primeiro trecho, foz/Piranhas, é freqüentado, principalmente, por embarcações turísticas e pequenos barcos de pesca. Já o estirão entre Pirapora e Juazeiro/Petrolina, pode ser dividido em diversos trechos, com características diferentes. Nos 760 km entre Pirapora e a cidade de Ibotirama (BA), o assoreamento da calha fluvial faz que, na época de estiagem, as profundidades mínimas cheguem a 1,30 m. A falta de garantia de um calado mínimo conveniente causa o desinteresse dos armadores em realizar o transporte e, atualmente, a navegação comercial não está sendo praticada no trecho. Já entre Ibotirama e as cidades de Juazeiro e Petrolina, o calado mínimo é de 1,50 m e possibilita o escoamento da crescente produção agrícola do Oeste Baiano, na região de Barreiras (BA), principalmente soja e milho. As cargas de retorno são, principalmente, a gipsita e polpa de tomate, embarcadas em Petrolina com destino ao

Estado de Minas Gerais e o gesso agrícola, com destino à região de Barreiras. Além disso, há o interesse das indústrias de fertilizantes e da BR Distribuidora no transporte de derivados de petróleo e adubos originários de Candeias-BA e Camaçari-BA, nas proximidades de Salvador (BA), até o Oeste da Bahia, através de Juazeiro.

Os principais problemas encontrados no trecho entre Ibotirama e Juazeiro/Petrolina ocorrem tanto na entrada do lago de Sobradinho, onde um intenso assoreamento multiplica os bancos de areia e altera as rotas demarcadas pelo balizamento e sinalização, quanto no trecho imediatamente a jusante da eclusa de Sobradinho, onde afloramentos rochosos oferecem riscos à navegação. A fim de solucionar estes problemas, as propostas englobam o derrocamento do trecho a jusante do reservatório de Sobradinho, até as cidades de Petrolina e Juazeiro, a recuperação das áreas degradadas, que seria desencadeada pela proteção mecânica das margens e instalação de espigões, destinados à correção do leito, além do reflorestamento das margens com espécimes vegetais características da região e dotadas de valor econômico.

A Figura 9 apresenta as hidrovias da Região Hidrográfica do São Francisco

O comboio-tipo definido para a Hidrovia leva em consideração as dimensões da eclusa de Sobradinho, a qual possui 120 m de comprimento e 17 m de largura, e as profundidades mínimas para o trecho navegável comercialmente. Assim, o comboio-tipo apresenta 110 m de comprimento e 16 m de boca, com calado de 1,50 m ou de 2,50 m na época de águas altas. Além do curso principal, a navegação também é praticada em alguns afluentes com destaque para os rios Grande e Corrente.

O rio Grande é navegável em cerca de 350 km entre sua foz, na margem esquerda do rio São Francisco, e a cidade de Barreiras, no oeste da Bahia, região que apresenta grande produção agrícola a ser escoada. Em geral, pode ser freqüentado pelas mesmas embarcações que trafegam no São Francisco, mas em comboios menores, com menos chatas. O rio Corrente, afluente da margem esquerda do rio São Francisco, é navegável por cerca de 110 km, entre sua foz e a cidade de Santa Maria da Vitória (BA). A profundidade mínima apresentada no período de águas baixas é de 1,20 m. O rio Corrente atravessa uma região com considerável potencial de carga a exportar, especialmente grãos, apresentando condições de

navegabilidade para embarcações com 1 metro de calado, 8 metros de boca e comprimento de até 60 m, o ano todo.

Além desses dois rios, também podem ser navegados durante parte do ano, nos períodos de águas médias e altas, os baixos cursos do rio Paracatu, em uma extensão aproximada de 100 km, do rio Carinhonha, por aproximadamente 80 km e do rio das Velhas, nos cerca de 90 km até Várzea da Palma (MG). No rio das Velhas, a ponte da rodovia BR-385, que liga Pirapora a Montes Claros e atravessa este rio na localidade de Guaicuí, logo a montante da foz no rio São Francisco, impede o prosseguimento da navegação em águas altas.

## 4.7 Região Hidrográfica do Atlântico Leste

Não existem hidrovias em funcionamento ou previstas para a Região Hidrográfica do Atlântico Leste.

## 4.8 Região Hidrográfica do Paraguai

A Hidrovia do Paraguai, administrada pela AHIPAR - Administração da Hidrovia do Paraguai, está integrada à do Paraná, na Argentina, e liga a cidade brasileira de Cáceres (MT) até a cidade Uruguia de Nueva Palmira, com cerca de 3.450 km de extensão. Em 23 de abril de 1969, chanceleres dos cinco países da Bacia do Prata, Argentina, Bolívia, Brasil, Paraguai e Uruguai, assinaram o Tratado da Bacia do Prata, constituindo o marco fundamental da implantação da hidrovia Paraguai - Paraná.

Analizada apenas no trecho brasileiro, a Hidrovia do Paraguai apresenta uma extensão de 1.280 km e liga a cidade de Cáceres à confluência do rio Apa, no município de Porto Murtinho (MS) com o rio Paraguai. A navegação em tal hidrovia é dividida em dois trechos. O primeiro estirão vai de Cáceres à cidade de Corumbá (MS) em uma extensão de 670 km. Nesse trecho, o comboio-tipo tem

108 m de comprimento, 24 m de boca e 1,20 m de calado máximo em períodos de águas mínimas. O segundo estirão, com 610 km, vai de Corumbá até o rio Apa, sendo que o comboio-tipo tem 280 m de comprimento, 48 m de boca e 3,00 m de calado em águas mínimas.

A Figura 10 apresenta as hidrovias da Região Hidrográfica do Paraguai.

A Hidrovia do Paraguai tem intenso tráfego fluvial com os países vizinhos do Mercosul. No que diz respeito à produção brasileira, ela transporta principalmente os produtos agrícolas provenientes do sul do Mato Grosso, sobretudo soja em grão e farelo de soja, o minério de ferro e o minério de manganês extraídos do Maciço de Urucum, na região de Corumbá, além de cimento e bovinos, em direção à região do *Mar del Plata*.





Figura 9 – Hidrovias da Região Hidrográfica do São Francisco

- Capitais
- Cidades
- Hidrografia
- Hidrovias
- Divisão Política



100 0 100 200 km



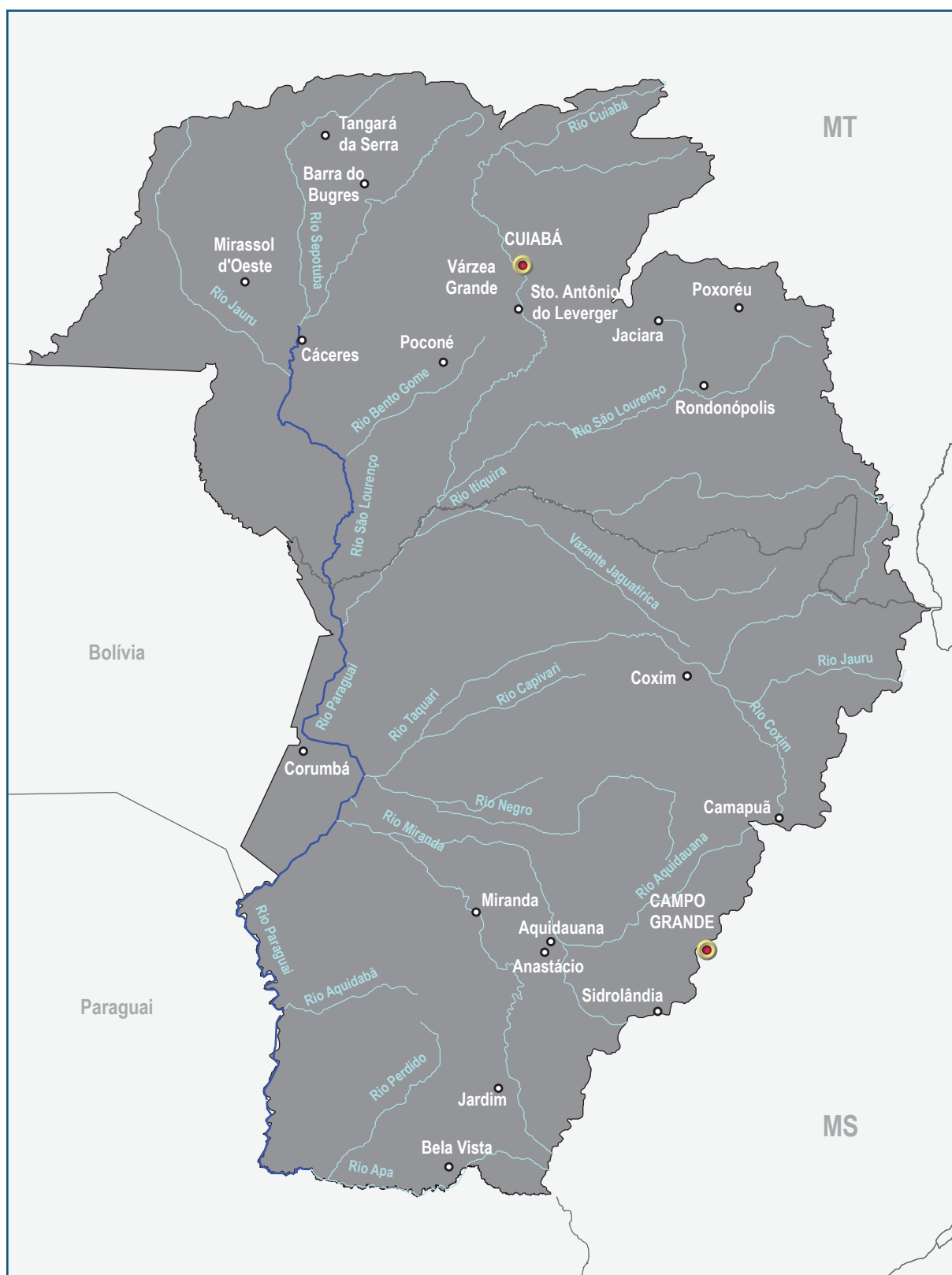


Figura 10 – Hidrovias da Região Hidrográfica do Paraguai

-  Capitais
-  Cidades
-  Hidrografia
-  Hidrovias
-  Divisão Política



## 4.9 Região Hidrográfica do Paraná

A Hidrovia do Paraná compreende o rio Tietê e o rio Paraná, em território brasileiro, trechos dos seus formadores, Grande e Paranaíba, e os baixos cursos de seus afluentes. Resultante da canalização dos rios Tietê e Paraná, a hidrovia promoveu intenso desenvolvimento na região, dinamizando a infraestrutura econômica de sua área de influência. As principais cargas transportadas são granéis sólidos (70%), carga geral (20%) e granel líquido (10%).

O projeto completo da hidrovia prevê a navegação nos seguintes trechos:

- No rio Paraná, desde a confluência de seus formadores, os rios Grande e Paranaíba, até a barragem da Usina Hidrelétrica de Itaipu, localizada no município de Foz do Iguaçu (PR), em uma extensão de 740 km.
- No rio Tietê, desde a cidade paulista de Conchas até a confluência do Tietê com o Paraná, em uma extensão de 573 km.
- No rio Paranaíba, desde o sopé da barragem da Usina Hidrelétrica de São Simão até a confluência do rio Paranaíba com o rio Grande, em uma extensão de 180 km.
- No rio Grande, desde a barragem da Usina Hidrelétrica de Água Vermelha, localizada no município de Ouroeste (SP), até sua confluência com o rio Paranaíba, em uma extensão de 59 km.
- No canal Pereira Barreto, que liga o lago da barragem da Usina Hidrelétrica de Três Irmãos, no rio Tietê, ao rio São José dos Dourados, afluente da margem esquerda do rio Paraná, no Estado de São Paulo, em uma extensão de 53 km, sendo 36 km no rio São José dos Dourados e 17 km no canal Pereira Barreto propriamente dito.
- No rio Paranapanema, desde sua foz na margem esquerda do rio Paraná até a barragem da Usina Hidrelétrica de Rosana, em um trecho com cerca de 70 km. O rio Paranapanema poderia ser navegável em até 610 km, permitindo conexão intermodal hidro-ferroviária, desde que as diversas usinas existentes em seu leito contassem com sistemas de transposição de desnível.

No rio Ivaí, desde sua foz na margem esquerda do rio Paraná até a cidade de Doutor Camargo (PR), em um estirão de 220 km. Uma série de aproveitamentos hidrelétricos estão inventariados para o rio Ivaí. Se esses forem construídos seguindo o conceito dos usos múltiplos do rio, a hidrovia pode alcançar a cidade de Teresa Cristina (PR), apresentando uma extensão navegável de 632 km. Do contrário, a navegação poderá ser limitada ao trecho de 150 km que vai da foz até o local planejado para a construção da barragem de Três Figueiras.

Esses estirões totalizam para a Hidrovia mais de 1.800 km de extensão. A Figura 11 apresenta as principais hidrovias da Região Hidrográfica do Paraná.

O comboio-tipo para a hidrovia tem 200 m de comprimento e 16 m de boca o que, para um calado de 2,50 m, resultam em uma capacidade de carga de 2.200 t (ou 4.400 t, para o comboio-duplo Tietê, com 22 m de boca). A Hidrovia dispõe de 10 eclusas, oito estão localizadas no rio Tietê: quais sejam, Barra Bonita, Bariri, Ibitinga, Promissão, Nova Avanhandava (dupla), Três Irmãos (dupla); e duas no rio Paraná: em Jupiá e em Porto Primavera. As eclusas do rio Tietê possuem 142 m de comprimento, 12 m de largura e 3,00 m de lâmina de água (2,50 m de calado mais 0,50 m de margem de segurança), à exceção da Eclusa de Três Irmãos, cujo calado é de 3,50 m. Já as eclusas do rio Paraná têm 210 m de comprimento, 17 m de largura e 4,50 m de profundidade em Jupiá e 4,80 m em Porto Primavera.

Somente com a conclusão da Eclusa de Jupiá, viabilizou-se a conexão do rio Tietê com o tramo sul do rio Paraná, estendendo a navegação até a barragem de Itaipu. Há cerca de 30 terminais de carga instalados ao longo da hidrovia, os principais são de Pederneiras e Anhembi, no Estado de São Paulo e São Simão, no Estado de Goiás. As principais cargas transportadas são grãos, farelo e óleos vegetais. A Hidrovia também criou as condições para o surgimento de uma crescente e promissora indústria de construção naval com cerca de 10 estaleiros em funcionando atualmente.





#### 4.10 Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste

Nessa região, estão os rios Doce e Paraíba do Sul, para os quais não é viável a navegação em escala comercial.

Hoje em dia, o assoreamento e outras obstruções tornam muito difícil a implantação de uma Hidrovia para o transporte de carga no rio Doce. Além disso, correndo paralelamente ao rio, já existe a Estrada de Ferro Vitória-Minas, ligando as jazidas da Companhia Vale do Rio Doce, em Minas Gerais, ao Porto de Tubarão, no Espírito Santo.

No caso do rio Paraíba do Sul, sua área de influência tem como principais atividades econômicas os setores industrial e agropecuário. Atualmente, somente dois trechos do Paraíba do Sul podem ser navegados: o trecho inferior e o médio superior. O trecho inferior, entre a foz e a cidade de São Fidélis (RJ) em uma extensão de aproximadamente 90 km, apresenta uma navegação incipiente efetuada por pequenas embarcações que transportam,

essencialmente, material de construção para o município de Campos (RJ). Já no trecho médio superior, em uma extensão de aproximadamente 280 km entre Cachoeira Paulista e Guararema, ambas as cidades localizadas no Estado de São Paulo, a navegação restringe-se a embarcações de turismo. Diversos desníveis prejudicam a navegação no Paraíba do Sul: saltos, corredeiras, trechos de forte declividade, bem como obras efetuadas para fins hidrelétricos sem previsão de transposição de níveis. Além disso, existe um número apreciável de pontes e uma extensa malha rodo-ferroviária nas margens do rio.

Sendo assim, os rios Doce e Paraíba do Sul só poderiam ser navegáveis comercialmente em toda sua extensão, caso os aproveitamentos para a geração de energia hidrelétrica contassem com eclusas, o que é economicamente inviável. A figura 12 apresenta a Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste, com os rios Doce e Paraíba do Sul.

#### 4.11 Região Hidrográfica do Uruguai

A navegação do rio Uruguai só apresenta expressão econômica em seu trecho inferior, o qual faz divisa entre a Argentina e o Uruguai. No Brasil, a navegação ocorre apenas no trecho de 210 km entre São Borja (RS) e Uruguaiana (RS), por embarcações de pequeno porte.

Para a efetiva implantação de uma hidrovia no rio Uruguai e em seu afluente Ibicuí é necessário executar uma série de intervenções estruturais, incluindo

barragens, eclusas e a canalização do rio Ibicuí. Além dessas intervenções, a construção de um canal de 200 km, dotado de eclusas para vencer o desnível de 60 m, entre o rio Ibicuí, próximo à cidade de Cacequi (RS), e o rio Jacuí, a montante da cidade de Cachoeira do Sul (RS), possibilitaria a integração hidroviária dessa região com a do Atlântico Sul, onde se encontra a Hidrovia Jacuí-Taquari. A Figura 13 apresenta as vias navegáveis da Região Hidrográfica do Uruguai.





Figura 12 – Vias Navegáveis da Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste


-  Capitais
-  Cidades
-  Hidrografia
-  Hidrovias
-  Divisão Política







Figura 13 – Vias Navegáveis da Região Hidrográfica do Uruguai

-  Capitais
-  Cidades
-  Hidrografia
-  Hidrovias
-  Divisão Política



70 0 70 140 km



## 4.12 Região Hidrográfica do Atlântico Sul

Administrada pela Administração das Hidrovias do Sul - AHSUL, a Hidrovia do Jacuí-Taquari engloba a navegação dos rios Jacuí, Taquari e da Lagoa dos Patos. Com mais de 740 km de extensão total, sendo 352 km no rio Jacuí, 142 km no rio Taquari e 250 na Lagoa dos Patos, pode ser considerada uma das hidrovias mais eficientes do País, transportando, principalmente, material de construção, soja e carvão mineral. O rio Jacuí é navegável da cidade de Porto Alegre (RS) até Dona Francisca (RS), com uma profundidade mínima de 1,00 m. Já o rio Taquari é navegável com uma profundidade mínima de 3,00 m de sua foz, na margem esquerda do rio Jacuí, até a cidade de Lajeado (RS), passando por Estrela (RS). A Lagoa dos Patos, por sua vez, liga as cidades de Porto Alegre e Rio Grande (RS), podendo ser navegada por embarcações com até 5,10 m de calado. Essa profundidade, que garante o acesso de embarcações de cabotagem, em alguns pontos, é mantida por campanhas regulares de dragagem.

O comboio-tipo projetado para a hidrovia apresenta 90 m de comprimento, 15 m de boca e um calado de 2,50 m, resultando em uma capacidade de carga da ordem de 2.500 t.

Na lagoa Mirim e canal de São Gonçalo, a navegação vem sendo reativada, propiciando o escoamento da produção de arroz da região e da República do Uruguai. A Lagoa Mirim possui cerca de 180 km de extensão e profundidades que variam de 1,00 m, no norte, a até 6,00 m, na porção mais ao sul da lagoa. Já o canal de São Gonçalo permite a interligação entre as lagoas Mirim e dos Patos, apresentando uma extensão de 62 km e profundidade média de 6,00 m. Nas proximidades de Pelotas, há uma barragem construída com o intuito de evitar a entrada de água salgada na Lagoa Mirim, nos períodos de estiagem. Essa barragem conta com eclusa, o que permite a continuidade da navegação.

Na figura 14 estão representadas as hidrovias da Região Hidrográfica do Atlântico Sul.



Vista Aérea de Florianópolis - SC





### 4.13 O Programa Manutenção de Hidrovias

O Programa nº 223 do Plano Plurianual – PPA 2004/7 é o Programa Manutenção de Hidrovias, gerenciado pela Diretoria de Infraestrutura Aquaviária (DAQ), subordinada ao Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes (Dnit).

O programa tem por objetivo manter as características físicas e operacionais das vias navegáveis interiores. A execução das atividades de manutenção está a cargo das oito administrações hidroviárias, vinculadas a quatro companhias docas.

O Tribunal de Contas da União – TCU realizou, em 2005, uma Auditoria focalizada no Programa Manutenção de Hidrovias, que mostrou o seguinte panorama para as condições atuais de navegabilidade das hidrovias:

- Com exceção das hidrovias do Sul e Tietê/Paraná, as atividades de balizamento e sinalização foram consideradas insatisfatórias. O serviço de dragagem foi avaliado como intempestivo ou insuficiente, salvo na Hidrovia Tietê/Paraná, que se caracteriza como um aglomerado de reservatórios em que não há necessidade de realização dessa atividade. As dragagens de manutenção são realizadas nos trechos críticos antes do período de estiagem para a garantia de calado mínimo.
- Os usuários das hidrovias do São Francisco e do Nordeste apresentaram reclamações em função do assoreamento e da diminuição dos níveis da água por causa da erosão das margens. As hidrovias Tocantins/ Araguaia e Paraguai apresentam problema

de calado vinculado à questão do licenciamento ambiental. As hidrovias da Amazônia Oriental e Ocidental, apesar de apresentarem deficiências na realização de dragagens, não foram alvo de críticas por parte dos usuários, pois apresentam calado suficiente a maior parte do tempo. Entretanto, as hidrovias Tietê/Paraná e do Sul apresentam problemas estruturais, porque foram projetadas para um tamanho de calado considerado, atualmente, insuficiente para a necessidade de embarcações maiores no transporte.

- No que se refere à manutenção das eclusas, somente as eclusas das hidrovias do São Francisco e do Sul são operadas pelas respectivas administrações hidroviárias. No São Francisco, a eclusa de Sobradinho foi alvo de críticas quanto ao seu funcionamento. As hidrovias da Amazônia Oriental, da Amazônia Ocidental e do Paraguai não têm eclusas. As eclusas das hidrovias do Tocantins/Araguaia e do Nordeste ainda estão em construção. As eclusas da Hidrovia do Tietê/Paraná estão em funcionamento e são mantidas pela Companhia Energética de São Paulo.

- Resumindo, as Hidrovias do São Francisco, Amazônia Oriental e da Amazônia Ocidental apresentam problemas de balizamento, sinalização e dragagem. Problemas de assoreamento são maiores nas Hidrovias do São Francisco e do Nordeste. As Hidrovias do Sul e do Paraguai carecem de dragagem, e existem problemas de licenciamento ambiental nas Hidrovias do Nordeste, Paraguai e Tocantins-Araguaia.









## 5 IMPACTOS CAUSADOS PELO SETOR HIDROVIÁRIO NOS RECURSOS HÍDRICOS

A utilização dos corpos de água para fins de navegação, pode gerar impactos ambientais em duas situações principais: durante a operação do transporte pelas vias navegáveis e quando da execução de melhorias nas vias navegáveis, inclusive sua manutenção. O transporte hidroviário está relacionado com um menor gasto de combustível e uma menor emissão de poluentes por quilômetro e tonelada transportada, bem como com um menor custo de operação quando comparado aos modais rodoviário e ferroviário. Apesar dessas vantagens,

o transporte aquaviário também apresenta impactos sociais e ambientais.

Sendo assim, é necessário que o setor de transportes busque sempre minimizar e mitigar os impactos ambientais causados por ele, seja na implantação, operação ou na manutenção de suas vias. Nesse sentido, destaca-se a execução da Política Ambiental do Ministério dos Transportes, que define metas e objetivos para os diversos modais de transporte, em particular aqueles sugeridos para o setor hidroviário interior.

### 5.1 Impactos da Operação do Transporte

O principal impacto ambiental que a operação do transporte aquaviário apresenta é quando ocorrem acidentes hidroviários. Esse problema se agrava à medida que cresce o potencial poluidor ou contaminante das cargas transportadas. Nesse caso, os danos ambientais e socioeconômicos podem se efetivar imediatamente e se alastrar de forma rápida, atingindo, com a velocidade das águas do rio, as regiões a jusante do local do acidente.

Compete ao Ministério dos Transportes, representado pela ANTAQ, atuar na autorização do funcionamento de empresas de transporte aquaviário (marítimo e fluvial) de carga. Essa atuação limita-se ao controle dessas empresas, com relação à regulação do mercado de transporte nas vias navegáveis interiores e no transporte marítimo. Os aspectos relacionados com o tráfego e a segurança da navegação, a qualidade e as condições das embarcações utilizadas na navegação marítima ou fluvial, bem como seu competente registro, quer sejam essas embarcações para o transporte de cargas, de passageiros ou de veículos, embarcações de turismo, recreação ou lazer, são competências legais da Marinha. Tais competências

são exercidas localmente pelas Capitanias dos Portos, incluindo o policiamento e as ações necessárias nos casos de acidentes. Também compete à Marinha o treinamento e a capacitação de mão-de-obra especializada para as atividades de manejo das embarcações, para os diversos tipos de usos e categorias, com a competente definição dos profissionais necessários, identificados por carteiras profissionais obtidas após exames de qualificação, definindo, inclusive, as tripulações mínimas e necessárias para cada tipo e tamanho de embarcação. É importante considerar que também são delegadas à Marinha algumas funções de controle ambiental.

Outro impacto observado, principalmente na Hidrovia do Paraguai, é a derrubada de árvores e o desbarrancamento das margens do rio, provocado este pelo choque das barcas nos trechos mais sinuosos e estreitos. As ondas geradas pela passagem das embarcações também são apontadas como fator de intensificação da erosão das margens, contudo esse problema está mais relacionado com o tráfego das “voadeiras”, que causam ondas bem mais fortes que os comboios.

## 5.2 Impactos da execução de melhorias

Diversos impactos ambientais e socioeconômicos podem ocorrer causados pela realização de melhorias nas hidrovias. Essas podem ser dragagens, derrocamentos, instalação de balizamento e sinalização, cortes de meandros, implantação de canais laterais e espigões ou ainda a construção de barragens. A área de influência direta é, na maioria dos casos, o próprio leito do rio, local onde se efetuam as principais intervenções.

A primeira intervenção para a utilização segura de uma via navegável corresponde à instalação do balizamento e da sinalização do canal de navegação, para identificar ao navegante por onde o trânsito seguro das embarcações é possível. Uma pequena faixa de margem (terrenos reservados) é necessária em locais determinados e distribuídos ao longo da via navegável, para implantação da sinalização de forma pontual (placas e balizas). Complementarmente à sinalização de margem, o canal de navegação é indicado, nos trechos e passagens críticas para as embarcações, por bóias, que delimitam e orientam ao navegador a exata localização do canal de navegação dentro da calha do rio. Tais atividades trazem pouco ou nenhum impacto ao meio ambiente. Essa evidência é constatada pela experiência acumulada na utilização desses dispositivos, na maioria das vias navegáveis, ao longo de décadas.

As principais intervenções ou obras de maior impacto são os derrocamentos e as dragagens, que visam a garantir uma profundidade mínima para que as embarcações possam circular sem agarrar ou bater no fundo do canal. Os derrocamentos, normalmente subaquáticos e realizados a fogo, consistem na detonação de explosivos introduzidos em perfurações realizadas nos pedrais e/ou lajes do leito do rio e posterior retirada do material detonado. Esse método apresenta os inconvenientes dos gases tóxicos liberados nas explosões, além da possibilidade da ocorrência de danos a estruturas próximas, problemas com vibração e lançamento de fragmentos. Uma alternativa a esse método, é a utilização de marteletes hidráulicos para realizar a fragmentação da rocha a ser retirada. Já as dragagens são

realizadas com a retirada e remoção das areias do fundo para a própria calha do rio, com depósito em locais com menores profundidades e menor energia das águas para sua remoção.

As dragagens podem ser de manutenção e de implantação. As dragagens de manutenção, realizadas periodicamente, são na realidade uma atividade similar à própria dinâmica fluvial dos rios, ou seja, o natural transporte das areias do fundo, variável com as direções das correntes, sólidos em suspensão e os níveis de água, são antecipados pelas dragagens. Um dos grandes problemas associados às campanhas de dragagens é o conseqüente aumento da turbidez e da quantidade de sólidos em suspensão na água. Se forem realizadas em rios com problemas de poluição, as dragagens podem representar problemas mais sérios, pois podem aumentar a carga contaminante das águas do rio, além do problema do destino final do material dragado. Há de se considerar que essas obras são, na maioria dos casos, de pequeno porte, concentradas ou limitadas em trechos de pequena extensão das calhas fluviais, conhecidos como trechos críticos, ou passagens difíceis. As dragagens de implantação, por sua vez, apresentam os mesmos problemas relacionados às de manutenção, mas em escala maior. Isso ocorre pelo fato de que, em geral, maiores volumes de areia são retirados, para garantir as profundidades iniciais. Uma estimativa genérica indica que as dragagens de manutenção retiram, anualmente, 30% do volume removido nas dragagens de implantação.

Em outros casos, é possível que o aproveitamento dos rios pela navegação demande a construção de barragens, quase sempre de baixa queda, ou mesmo canais de desvios, incluindo pequenas soleiras de manutenção de nível, somando-se a estas as necessárias obras de transposição como eclusas, por exemplo. Dessa forma, permite-se a continuidade da navegação e a interligação de trechos navegáveis, quando obstáculos naturais como quedas de água e corredeiras se apresentam. Nesse caso, os impactos diretos estão relacionados à área alagada que, em geral, são as áreas sujeitas às inundações anuais. Comparando-se com as normalmente construídas pelo setor elétrico, essas barragens acarretam menores impactos ambientais e

socioeconômicos, pelo fato do reservatório criado pela construção de tais barragens ser relativamente pequeno, em geral, não ocorrem problemas como a necessidade de reassentamento de populações e perda de sítios arqueológicos ou históricos. Além disso, essas barragens pouco alteram o transporte de sedimentos e permitem a passagem de peixes migratórios.

Já a implantação de canais laterais e o corte de meandros, além de apresentar os impactos diretos na área, apresentam o problema de ser difícil

a previsão de sua evolução futura. Notório é o caso do canal Valo Grande, realizado junto à foz do rio Ribeira do Iguape, no litoral sul do Estado de São Paulo. Um canal construído com poucos metros de largura e 1,00 m de profundidade sofreu um intenso processo de erosão, evoluindo para um canal de 10,00 m de profundidade e 200 m de largura. Como consequência, o assoreamento decorrente causou a perda do porto e de terras que eram cultivadas pelo sistema de inundação.







## 6 O SETOR HIDROVIÁRIO E OS OUTROS SETORES USUÁRIOS DA ÁGUA

Com o advento da Lei nº 9.433, de 1997<sup>8</sup>, o princípio dos usos múltiplos foi instituído como uma das bases da nossa Política Nacional de Recursos Hídricos, e os diferentes setores usuários de recursos hídricos passaram a ter igualdade de direito de acesso à água. A única exceção, já estabelecida na própria Lei, é que, em situações de escassez, a prioridade de uso da água no Brasil é o abastecimento humano e a dessedentação de animais. Todavia, os outros usos, como navegação, geração de energia elétrica, irrigação, abastecimento industrial e lazer, entre outros não têm ordem de prioridade definida. Assim, o crescimento da demanda por água para os mais variados usos fez crescer e tomar corpo o princípio dos usos múltiplos, gerando uma série de conflitos de interesses entre os setores usuários.

Nesse sentido, a gestão do uso e do aproveitamento dos recursos hídricos é uma necessidade premente que tem o objetivo de buscar acomodar as demandas econômicas, sociais e ambientais por água, em níveis sustentáveis, de modo a permitir a convivência dos usos atuais e futuros da água sem conflitos. É nesse instante que o instrumento da outorga se mostra necessário, pois

tendo como objetivos ordenar e regularizar o uso da água é possível assegurar ao usuário o efetivo exercício do direito de acesso à água, bem como realizar o controle quantitativo e qualitativo desse recurso.

Assim, qualquer finalidade de uso das águas de um rio, lago ou mesmo de águas subterrâneas, que altere o regime, a quantidade e a qualidade da água existente, está sujeita à outorga pelo Poder Público. Em outras palavras, qualquer interferência que se pretenda realizar na quantidade ou na qualidade das águas de um manancial necessita de uma autorização de uso da água ao Poder Público. Isso porque as águas são bens de domínio público: da União ou dos Estados e do Distrito Federal. As águas de domínio da União são aquelas que se encontram em terras do seu domínio, que banham mais de um Estado, sirvam de limite com outros países ou unidades da Federação, ou se estendam a território estrangeiro, ou dele provenham. Incluem-se, também, como corpos hídricos de domínio da União, as águas em reservatórios construídos pela União. Já as águas de domínio dos Estados e do Distrito Federal são todas as outras, incluindo as águas de origem subterrânea.





O setor hidroviário, sem dúvida, gera uma demanda de água na medida em que utiliza corpos hídricos como vias de transporte. Para que seja possível utilizar corpos hídricos como hidrovias é necessário que determinadas condições de navegabilidade sejam mantidas, o que pode restringir o uso da água para outras finalidades. As condições de navegabilidade são estabelecidas, basicamente, pelos níveis de água do rio, que condicionam as dimensões e o calado das embarcações que podem navegar. Os níveis de água em cada trecho são função das vazões disponíveis. Portanto, a manutenção de determinados valores de vazões em cada trecho permite que níveis de água adequados às dimensões das embarcações sejam mantidos.

Dessa forma, para que esse setor seja levado em consideração no planejamento dos recursos hídricos, que se fundamenta no uso múltiplo das águas, e também para que sejam garantidas determinadas condições de navegabilidade, é imprescindível que se solicite a outorga de direito de uso de recursos hídricos para vazões a serem mantidas em cada trecho ou em pontos notáveis<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Pontos notáveis são seções do rio onde existem informações sobre vazões e nível de água ou existem condições de nível de água mínimo, sendo possível estabelecer uma relação e garantir níveis maiores ao longo de todo o trecho.

Dentre os diversos usuários de recursos hídricos, o que mais pode gerar impactos sobre as vias navegáveis existentes e planejadas na bacia hidrográfica, por provocar alterações significativas no regime de vazões dos corpos hídricos, é, em geral, a implantação de aproveitamentos hidrelétricos. A existência de trechos do corpo hídrico de interesse do setor hidroviário a montante ou a jusante do eixo de barramento pode restringir a disponibilidade hídrica e as regras operacionais do aproveitamento, para a manutenção de condições adequadas de navegabilidade.

Dessa forma, trechos de interesse localizados a montante dos barramentos exigem níveis de água que influenciam o deplecionamento do aproveitamento. Isso faz que as regras de operação, os níveis de água mínimo e máximo e o dimensionamento do aproveitamento hidrelétrico prevejam a manutenção da navegabilidade. Já os trechos de interesse do setor hidroviário localizados a jusante exigem níveis de água que influenciam a vazão mínima defluente do aproveitamento. Assim, o reservatório deve manter vazões defluentes mínimas compatíveis com as necessidades das hidrovias e vias navegáveis localizadas a jusante.







Acervo ANA

De modo geral, as vias navegáveis podem ser enquadradas de acordo com suas características naturais. Na Tabela 4, o parâmetro utilizado para classificação é a profundidade mínima garantida com 75% de permanência no tempo em um determinado trecho do rio, ainda que outros parâmetros como velocidade da corrente, declividade, raios de curvatura e sinuosidade tenham importante influência sobre a navegabilidade dos corpos de água.

Dessa forma, para subsidiar a elaboração dos planos de recursos hídricos, o setor hidroviário deve fornecer a listagem de todos os trechos considerados navegáveis do rio, as hidrovias de interesse nacional e as interligações previstas nos planos do Governo Federal. Além disso, devem também ser levantados os eixos de barramento previstos, as demandas de água para agricultura e irrigação,

para o abastecimento humano e animal, para o turismo, lazer, pesca e aquicultura. Com isso, para cada hidrovia, pode-se determinar os níveis de água mínimos a serem mantidos em cada trecho ou ponto notável para que seja possível o transporte aquaviário, considerando-se as dimensões das embarcações utilizadas ou previstas. A partir dos níveis de água previstos e das curvas-chave dos postos fluviométricos disponíveis no rio, é possível a determinação das vazões a serem mantidas em cada trecho ou ponto notável.

Vale ressaltar que a garantia de um nível mínimo para navegação deve ser tomada apenas como referência para a outorga de outros usos da água e não indicar o nível mínimo que poderá ser mantido em todo o tempo. A navegação também tira proveito das variações sazonais das vazões nos rios e lagos.

**Tabela 4 – Classificação das vias navegáveis**

Gabarito	Características	Profundidade (m)	
		75 % do tempo	25 % do tempo
I	"Especial" para rios onde a navegação marítima tenha acesso	-	-
II	Para rios de grande potencial de navegação	> 2,50	2,00 – 1,50
III	Para rios de potencial médio de transporte	> 2,00	1,50 – 1,20
IV	Para rios de menor potencial	> 1,50	1,20 – 0,80
V	"Reduzido" para rios interrompidos ou onde a navegação tenha possibilidade remota	-	-

Fonte: Plano Nacional de das Vias Navegáveis Interiores (1989).



## 7 CONCLUSÕES

Este trabalho teve como propósito apresentar informações básicas sobre o setor hidroviário de transportes, com destaque para a interface com os recursos hídricos.

Procurou-se enfatizar a importância do desenvolvimento do setor hidroviário para o escoamento da produção agrícola, a diminuição do custo dos deslocamentos e a conseqüente melhoria da produtividade e das exportações.

Contudo, a atenção do Governo para o modal hidroviário se traduz pelo orçamento a ele destinado pelo Ministério dos Transportes, que, nos últimos anos, recebeu, em média, 0,5% de seus recursos. Este fato foi reconhecido pelo TCU, em sua Avaliação do Programa Manutenção em Hidrovias, que relatou: *“Há décadas, o Estado brasileiro vem direcionando investimentos, preferencialmente, para o setor rodoviário, em detrimento dos setores ferroviário e hidroviário e do planejamento intermodal. E quando se trata da geração de energia hidrelétrica, os interesses do setor elétrico têm prevalecido com relação à navegabilidade das hidrovias interiores. Para que haja mais equilíbrio com relação à intermodalidade e ao uso múltiplo das águas, recomendou-se maior articulação entre os setores governamentais envolvidos, direta ou indiretamente, com a questão hidroviária.”*

Outro ponto importante detectado foi que a árdua tarefa de reunir dados consistentes e coerentes sobre o setor hidroviário depende, fundamentalmente, de uma maior interação entre o DNIT, a ANA, a ANTAQ, o Comando da Marinha, o MME e o Ibama, pois a estrutura institucional é complexa, com muitos órgãos e entidades envolvidos. Apenas dessa forma ocorrerá a plena utilização do potencial hidroviário brasileiro, com a devida proteção ao meio ambiente, garantindo o uso múltiplo das águas, a segurança dos usuários e as boas condições de navegabilidade.

Deve-se destacar, também, a falta de atualização do Plano Nacional de Viação, que define o Sistema

Hidroviário Nacional, documento legal do setor de transportes, datado da década de 1970. Esse fato é tão notável que o próprio Ministério dos Transportes já utiliza uma rede hidroviária distinta da que foi estabelecida nesse documento legal. Dessa forma, recomenda-se a imediata revisão e atualização da relação descritiva das hidrovias e da interligação de bacias do Plano Nacional de Viação, de forma que se torne um marco legal para o setor.

Na caracterização das principais vias navegáveis brasileiras, ficou evidente a importância do transporte fluvial em regiões de longos percursos e de difícil acesso por vias terrestres, principalmente na Região Hidrográfica Amazônica.

O setor aquaviário caracteriza-se como usuário de recursos hídricos sob dois aspectos: quando efetua intervenções hídricas no regime e na quantidade das águas para manter ou melhorar as condições de navegação e quando demanda a manutenção de níveis d'água adequados à navegação. Em ambos os aspectos, existem relações diretas com a outorga de direito de uso de recursos hídricos, logo os desafios a serem vencidos estão relacionados ao cadastramento e à regularização das obras atualmente em operação, ao aprimoramento dos procedimentos técnicos de análise de pleitos de outorga, à indução dos múltiplos usos de recursos hídricos e à internalização do planejamento setorial nos Planos de Recursos Hídricos, balizadores da outorga.

Finalmente, para que o setor de transporte hidroviário alcance novos patamares de participação na matriz de transportes brasileira, é preciso decisão política. É necessário canalizar investimentos públicos e privados. É essencial corrigir o conceito de que um modal de transporte é concorrente do outro, modificando-o para um conceito moderno, onde as multimodalidades entendam-se como complementares, voltando, aos poucos, desse desvio em que o Brasil entrou, concentrando praticamente todo o seu transporte de carga no transporte rodoviário.





## 8 REFERÊNCIAS

- 1 AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS-ANA. **A Evolução da Gestão dos Recursos Hídricos no Brasil / The Evolution of Water Resources Management in Brazil**. Brasília: ANA, 2002. 32p.
- 2 TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO-TCU. **Relatório de avaliação de programa: Programa Manutenção de Hidrovias / Tribunal de Contas da União; Relator Ministro Augusto Nardes**. Brasília: TCU, Secretaria de Fiscalização e Avaliação de Programas de Governo, 2006. 112 p.
- 3 EMPRESA BRASILEIRA DE PLANEJAMENTO DE TRANSPORTES-GEIPOT. **Anuário estatístico dos transportes-2001**. Disponível em: <<http://www.geipot.gov.br/anuario2001/>>. Acesso em: 3 nov. 2004.
- 4 BRASIL. Lei nº 5.917, de 10 de setembro de 1973. **Aprova o Plano Nacional de Viação e dá outras providências**. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 3 novembro 2004.
- 5 BRASIL. Lei nº 6.630, de 16 de abril de 1979. Altera disposições da Lei nº 5.917, de 10 de setembro de 1973, que “aprova o Plano Nacional de Viação e dá outras providências. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 3 nov. 2004.
- 6 BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**: promulgada em 5 de outubro de 1988. Brasília: Senado Federal, 2003. 386 p.
- 7 BRASIL. Lei nº 8.630, de 25 de fevereiro de 1993. **Dispõe sobre o regime jurídico da exploração dos portos organizados e das instalações portuárias e dá outras providências**. Disponível em: <<https://www.senado.gov.br/>>. Acesso em: 3 nov. 2004.
- 8 BRASIL. Lei nº 9.433 de 8 de janeiro de 1997. **Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do Art. 21 da Constituição Federal, e altera o Art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989**. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/>. Acesso em: 1 mar. 2004.
- 9 BRASIL. Lei nº 9.611, de 19 de fevereiro de 1998. **Dispõe sobre o Transporte Multimodal de Cargas e dá outras providências**. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 3 nov. 2004.
- 10 BRASIL. Lei nº 10.233, de 5 de junho de 2001. **Dispõe sobre a reestruturação dos transportes aquaviário e terrestre, cria o Conselho Nacional de Integração de Políticas de Transporte, a Agência Nacional de Transportes Terrestres, a Agência Nacional de Transportes Aquaviários e o Departamento Nacional de Infra-Estrutura de Transportes, e dá outras providências**. Disponível em: <<https://www.planalto.gov.br/>>. Acesso em: 3 nov. 2004.
- 11 BRIGHETTI, Giorgio; SANTOS, Sérgio Rocha. Capítulo 12 – Navegação. REBOUÇAS, Aldo da Cunha *et al.* **Águas doces no Brasil**. São Paulo: Escrituras Editora, 2002. 720p. p 419-450.
- 12 CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS-CNRH. Resolução nº 17, de 29 de maio de 2001. **Lex: Recursos Hídricos: conjunto de normas legais**, Brasília-DF, p. 125-128. 2004.
- 13 CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS-CNRH. Resolução nº 32, de 25 de junho de 2003. **Lex: Recursos Hídricos: conjunto de normas legais**, Brasília-DF, p. 156-158. 2004.
- 14 CONSELHO NACIONAL DE RECURSOS HÍDRICOS-CNRH. Resolução nº 37, de 26 de março de 2004. Estabelece diretrizes para a outorga de recursos hídricos para a implantação de barragens em corpos de água de domínio dos



- Estados, do Distrito Federal ou da União. **Lex:** Recursos Hídricos: conjunto de normas legais, Brasília-DF, p. 172-175. 2004.
- 15 JORNAL TRIBUNA DA IMPRENSA. **Nem necessidade de escoar soja faz País expandir hidrovias.** Rio de Janeiro, 6 dez. 2004. Caderno de Economia.
  - 16 MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE-MMA. **Estado Atual da Política Nacional. Legislação. Artigos do Código de Águas em Vigor.** Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/srh/estado/legislacao/artcod.html>>. Acesso em: 3 nov. 2004.
  - 17 MINISTÉRIO DO PLANEJAMENTO, ORÇAMENTO E GESTÃO-MP. **Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos.** Plano plurianual 2004-2007: mensagem presidencial. Brasília: MP, 2003. 192 p.
  - 18 MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES-MT. **Departamento de Vias Navegáveis. Plano Nacional das Vias Navegáveis Interiores.** Rio de Janeiro-RJ. Portobrás, 1989.
  - 19 MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES-MT. **Banco de Informações e Mapas de Transporte - BIT.** Disponível em: <<http://www.transportes.gov.br/bit/hidro/hidro.htm>>. Acesso em: 28 out. 2004.
  - 20 MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES-MT. **Política Ambiental. Banco de Informações e Mapas de Transporte – BIT – Política Ambiental.** Disponível em: <<http://www.transportes.gov.br/bit/politicaambiental/politica-ambiental-mt.htm>>. Acesso em: 25 mar. 2005.
  - 21 SILVA, José Leopoldo Cunha; SOUZA, Wanda Fritsch; NETO, Eliziário Chaves. **Cabotagem e Navegação Interior:** Instrumentos de Minimização do “Custo Brasil” Gerado nos Transportes. Disponível em: <<http://www.transportes.gov.br/bit/estudos/custoshidroviarios/cabotagem.htm>>. Acesso em: 28 out. 2004.
  - 22 \_\_\_\_\_. **Relatório Estatístico Hidroviário 1998/1999/2000.** Disponível em: <[http://www.transportes.gov.br/modal/hidroviario/trienio98\\_99\\_00.htm](http://www.transportes.gov.br/modal/hidroviario/trienio98_99_00.htm)>. Acesso em: 9 dez. 2004b.
  - 23 \_\_\_\_\_. **Informações sobre Transporte Hidroviário.** Disponível em: <<http://www.transportes.gov.br/bit/inhidro.htm>>. Acesso em: 9 dez. 2004c.
  - 24 \_\_\_\_\_. **DEPARTAMENTO NACIONAL DE INFRA-ESTRUTURA DE TRANSPORTES-DNIT.** Principais Hidrovias. Disponível em: <<http://www.dnit.gov.br/hidrovias/principais.htm>>. Acesso em: 9 dez. 2004d.
  - 25 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA ORIENTAL-AHIMOR.** Hidrovia rio Capim. Disponível em: <<http://www.ahimor.gov.br/capim/index.htm>>. Acesso em: 9 dez. 2004e.
  - 26 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA ORIENTAL-AHIMOR.** Hidrovia Tapajó. Disponível em: <<http://www.ahimor.gov.br/tapajos/index.htm>>. Acesso em: 9 dez. 2004f.
  - 27 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA OCIDENTAL-AHIMOC.** Rio Madeira. Disponível em: <<http://www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=madeiraa>>. Acesso em: 9 dez. 2004g.
  - 28 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA OCIDENTAL-AHIMOC.** Rio Purus. Disponível em: <<http://www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=purus>>. Acesso em: 9 dez. 2004h.
  - 29 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA OCIDENTAL-AHIMOC.** Rio Solimões. Disponível em: <<http://www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=solimoes>>. Acesso em: 9 dez. 2004i.



- 30 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA OCIDENTAL-AHIMOC.** Rio Negro. Disponível em: <[http:// www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=negro](http://www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=negro)>. Acesso em: 9 dez. 2004j.
- 31 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA OCIDENTAL-AHIMOC.** Rio Branco. Disponível em: <[http:// www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=branco](http://www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=branco)>. Acesso em: 9 dez. 2004l.
- 32 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DA AMAZÔNIA OCIDENTAL-AHIMOC.** Rio Acre. Disponível em: <<http://www.ahimoc.com.br/interna.php?nomeArquivo=acre>>. Acesso em: 9 dez. 2004m.
- 33 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DAS HIDROVIAS DO TOCANTINS E ARAGUAIA-AHITAR.** Mapas. Disponível em: <[http://www.ahitar.com.br/site/modulos/mapas/ind\\_mapas.php](http://www.ahitar.com.br/site/modulos/mapas/ind_mapas.php)>. Acesso em: 9 dez. 2004n.
- 34 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DA HIDROVIA DO SÃO FRANCISCO-AHSFRA.** Disponível em: <<http://www.ahsfra.gov.br>>. Acesso em: 9 dez. 2004o.
- 35 \_\_\_\_\_. **ADMINISTRAÇÃO DA HIDROVIA DO PARANÁ-AHRANA.** Disponível em: <<http://www.ahrana.gov.br/site4/hidrovia.html>>. Acesso em: 9 dez. 2004p.



# Aproveitamento do Potencial Hidráulico para Geração de Energia no **BRASIL**

## **EQUIPE TÉCNICA**

João Gilberto Lotufo Conejo – Supervisão Geral  
Superintendente de Planejamento de Recursos Hídricos

Joaquim Guedes Corrêa Gondim Filho – Coordenação Geral  
Superintendente de Usos Múltiplos

Carlos Eduardo Cabral Carvalho e  
Ciro Garcia Pinto  
Coordenação Executiva

Ana Paula de Souza  
Martha Regina von Borstel Sugai  
Rafael Carneiro di Bello  
Rafael Lúcio Esteves

Superintendência de Usos Múltiplos  
Brasília-DF  
Maio-2007





# SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	81
1 INTRODUÇÃO	85
2 BASE LEGAL	85
2.1 Código de Águas	85
2.2 Constituição Federal	87
2.3 Legislação federal de recursos hídricos pertinente	87
2.4 Legislação ambiental pertinente	90
2.5 Legislação setorial específica	93
3 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO	101
3.1 Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro	101
3.2 Planejamento da operação e expansão do Setor Elétrico	107
4 POTENCIAL NO PAÍS E NAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS	117
4.1 Região Hidrográfica Amazônica	121
4.2 Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia	124
4.3 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental	124
4.4 Região Hidrográfica do Parnaíba	128
4.5 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental	130
4.6 Região Hidrográfica do São Francisco	130
4.7 Região Hidrográfica do Atlântico Leste	133
4.8 Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste	135
4.9 Região Hidrográfica do Atlântico Sul	138
4.10 Região Hidrográfica do Uruguai	140
4.11 Região Hidrográfica do Paraná	140
4.12 Região Hidrográfica do Paraguai	148
5 INTEGRAÇÃO DAS ETAPAS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO COM OS INSTRUMENTOS DAS POLÍTICAS DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL	151
5.1 Instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos	151
5.2 Instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente	154
5.3 Implantação de aproveitamentos hidrelétricos	155
5.4 Avaliação Ambiental Estratégica - AAE	157
6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	161
7 REFERÊNCIAS	167







## APRESENTAÇÃO

Este documento é uma atualização de sua versão original, elaborada para o Plano Nacional de Recursos Hídricos e baseada em informações referentes a 2004. Nesta atualização foram adotados, sempre que disponíveis, informações referentes a janeiro de 2007. Houve também uma reavaliação nas perspectivas para o setor, considerando-se agora o Plano Decenal do Setor Elétrico 2006-2015, o Plano Nacional de Energia 2030 e o Balanço Energético Nacional 2006.

O capítulo 2 deste documento descreve a base legal e institucional pertinente ao processo de planejamento e implantação de usinas hidrelétricas, relacionada a recursos hídricos, ambiental e setorial.

O Capítulo 3 descreve todo o processo de planejamento do Setor Elétrico, da operação e da expansão, neste caso com foco no planejamento para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia, e como ocorre sua interação com os setores de recursos hídricos e ambiental.

O Capítulo 4 apresenta o potencial hidráulico para geração de energia e sua distribuição nas regiões hidrográficas do País. Para cada região é detalhado este potencial, enfocando as principais usinas hidrelétricas já instaladas, mais especificamente aquelas integrantes do Sistema Interligado Nacional, além das principais que atendem a sistemas isolados. Com respeito a futuras usinas, são relacionadas as principais usinas incluídas no Plano Decenal do Setor Elétrico 2006-2015 e as que fazem parte da relação de usinas que o Governo Federal pretende incluir nos próximos leilões de energia nova.

O Capítulo 5 descreve como se dá a interação formal do processo de planejamento do Setor Elétrico com os instrumentos das políticas de recursos hídricos e de meio ambiente no País.

O Capítulo 6 destaca algumas conclusões e recomendações a respeito do aproveitamento do potencial de energia hidráulica ressaltando a necessidade de articulação no planejamento do uso de recursos hídricos entre os diversos setores.



Usina Hidrelétrica de Tucuruí - PA





# 1 INTRODUÇÃO

O grande potencial hidrelétrico brasileiro representa uma indiscutível vantagem comparativa em relação às matrizes elétricas adotadas por outros países, que utilizam principalmente os combustíveis fósseis e/ou centrais nucleares para geração de energia elétrica. Além de tratar-se de uma fonte abundante, limpa e renovável, a utilização da alternativa hidrelétrica é uma tecnologia amplamente dominada pelo Brasil, servindo inclusive de referência para outros países.

Essa característica de nossa matriz elétrica acaba se refletindo em um conjunto de importantes condicionantes para o setor elétrico brasileiro. Além da própria lógica interna do sistema, que envolve políticas e ações voltadas à regulação e controle do uso dos recursos hídricos em uma clara interface com os outros usuários da água, existe a necessidade de articulação e adequação com outras instituições envolvidas no processo de aprovação dos aproveitamentos.

Tendo em vista os longos prazos de maturação dos aproveitamentos hidrelétricos, tanto em termos de estudos envolvidos (inventário, viabilidade, projeto básico e executivo) como também para a sua construção, a utilização desta forma de energia para atender o crescimento da demanda de energia elétrica impõe ao planejamento da expansão da oferta de energia, previsões bastante antecipadas.

Com relação às implicações de ordem técnica, devem ser considerados os fatores estruturais relacionados às vantagens e necessidades de interligações nos sistemas de transmissão, para se usufruir a diversidade regional dos regimes hidrológicos e ao porte dos aproveitamentos, em função dos ganhos do fator de escala dos aproveitamentos e da magnitude dos nossos principais rios. Ainda nesse

contexto técnico, é preciso destacar, também, os fatores operacionais, que podem tornar as usinas fortemente dependentes do regime de vazões do rio e da maior ou menor regulação promovida pelo conjunto de barramentos situados em uma mesma bacia, além das conseqüentes condições de operação dos reservatórios, tendo em vista também a questão dos usos múltiplos da água.

Finalmente, destacam-se os impactos das usinas hidrelétricas, especialmente para a área inundada pelos reservatórios e suas conseqüências sobre o meio físico-biótico e sobre as populações atingidas. As preocupações com essas questões são agravadas pelo fato da maior parte do potencial hidrelétrico hoje remanescente estar localizado em áreas de condições sócio-ambientais delicadas, por suas interferências sobre territórios indígenas, sobretudo na Amazônia, nas áreas de preservação e nos recursos florestais, ou em áreas bastante influenciadas por ocupações antrópicas. São também fundamentais os estudos e equacionamentos associados aos usos múltiplos e, eventualmente, concorrenciais desses recursos hídricos, em suas feições sócio-econômicas, ambientais e estratégicas, relativas à pesca, abastecimento urbano, saneamento básico, irrigação, transporte, usos industriais, lazer e outros.

Este documento apresenta informações sobre o planejamento da expansão do Setor Elétrico em vigor, mostrando mais especificamente, a evolução do comportamento do Setor Elétrico com foco específico na expansão do aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica, em relação à sua demanda pelos recursos hídricos e sua distribuição espacial, para que os principais conflitos pelo uso da água, os atuais e os potenciais, possam ser identificados e compatibilizados.





## 2 BASE LEGAL

Neste capítulo, são citados os principais instrumentos legais pertinentes aos aproveitamentos dos potenciais de energia hidráulica no que tange ao uso dos recursos hídricos.

Como diretriz geral, procurou-se evitar um detalhamento excessivo da legislação trazendo à tona

apenas questões de maior relevância e indicando as principais referências, caso seja necessário um maior aprofundamento dos temas abordados. Visou-se proporcionar aos planejadores uma visão mais ampla do setor elétrico, seu funcionamento e os principais atores envolvidos com a questão da utilização dos recursos hídricos.

### 2.1 Código de Águas

O Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934<sup>29</sup>, denominado Código de Águas, estabelecia como águas públicas de uso comum as correntes, canais, lagos e lagoas navegáveis ou flutuáveis, ainda que uma corrente deixe de ser navegável ou flutuável em algum dos seus trechos. O domínio dessas águas fora dividido entre a União, os Estados e os Municípios, posteriormente redefinido, pela Constituição Federal de 1988<sup>14</sup>, apenas entre a União e os Estados.

As quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica foram definidas no Código como bens imóveis não integrantes das terras em que se encontravam. Entretanto, contraditoriamente, o Código estabelecia que as quedas d'água existentes em cursos considerados "particulares" pertenciam aos proprietários dos terrenos marginais (ou a quem o fosse por título legítimo) e que as quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica existentes em "águas públicas de uso comum ou dominicais" seriam incorporadas ao patrimônio da Nação, como propriedade inalienável e imprescritível. Ficou, ainda,

assegurada ao proprietário da queda d'água a preferência na autorização ou concessão para o aproveitamento industrial de sua energia ou co-participação nos lucros da exploração que por outrem fosse feita.

Na regulamentação de aproveitamentos de potenciais de energia hidráulica estabeleceu o regime de autorização ou concessão para aproveitamentos de quedas d'água ou qualquer fonte de energia hidráulica de domínio público ou particular, e que as concessões para exploração de aproveitamentos hidrelétricos (por prazo normal de 30 anos e, excepcionalmente, de 50 anos) seriam outorgadas por Decreto do Presidente da República, referendado pelo Ministro da Agricultura.

O Código definiu que os aproveitamentos de quedas d'água de potência inferior a 50 kW independiam de autorização ou concessão, desde que para uso exclusivo do respectivo proprietário, contudo deveria ser realizada uma notificação junto







ao Serviço de Águas do Departamento Nacional de Produção Mineral do Ministério da Agricultura para efeitos estatísticos. Os aproveitamentos de quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica de potência superior a 150 kW e aqueles que se destinassem a serviços de utilidade pública federal, estadual ou municipal ou ao comércio de energia, independente da potência, dependiam de concessão.

Complementando, estabeleceu que quando os permissionários fossem titulares de direitos de ribeirinhas, com relação à totalidade ou ao menos à maior parte da seção do curso d'água a ser aproveitada, e que destinassem a energia ao seu uso exclusivo, os aproveitamentos de quedas de água e outras fontes de energia, até o máximo de 150 KW, precisariam apenas de simples autorização.

O conceito de usos múltiplos é referenciado no Código de Águas ao se estabelecer que em todos os aproveitamentos de energia hidráulica seriam satisfeitas "exigências acauteladoras dos interesses gerais", a saber:

- Alimentação e necessidades das populações ribeirinhas;
- Salubridade pública;
- Navegação;
- Irrigação;
- Proteção contra as inundações;

- Conservação e livre circulação do peixe;
- Escoamento e rejeição das águas.

As condições de exploração do reservatório para outros usos ficavam limitadas, porém, ao se estabelecer que as reservas de água e de energia em proveito dos serviços públicos (União, Estados ou Municípios) não poderiam privar a usina hidrelétrica de mais de 30% da energia de que dispusesse. O Código de Águas previa ainda que as concessões caducariam, obrigatoriamente, se o concessionário reincidisse na utilização de uma descarga superior à que tivesse direito, desde que essa infração prejudicasse as quantidades de água reservadas a outros usos.

Em relação à competência dos Estados, para autorizar ou conceder o aproveitamento industrial das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica, o Código era afirmativo ao indicar que as atribuições que foram conferidas aos Estados, com relação a todas as fontes de energia hidráulica, seriam exercidas dentro dos respectivos territórios, excetuadas as existentes em cursos do domínio da União, as de potência superior a 10.000 kilowatts e as que, por sua situação geográfica, pudessem interessar a mais de um Estado (a juízo do Governo Federal). Adicionalmente, o Código previa a transferência aos Estados das atribuições da União, desde que o Estado interessado possuísse serviço técnico-administrativo adequado, inclusive uma seção técnica de estudos de regime de cursos d'água e avaliação do respectivo potencial hidráulico, além de uma seção de fiscalização e cadastro.



## 2.2 Constituição Federal

De acordo com a Constituição Federal de 1988<sup>14</sup>, estão entre os bens da União, os lagos, rios e quaisquer correntes de água em terrenos de seu domínio ou que banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, ou se estendam a território estrangeiro ou dele provenham, bem como os terrenos marginais, as praias fluviais e os potenciais de energia hidráulica. Incluem-se entre os bens dos Estados as águas superficiais ou subterrâneas, fluentes, emergentes e em depósito, ressalvadas, neste caso, na forma da lei, as decorrentes de obras da União.

Ainda segundo a Constituição Federal de 1988<sup>14</sup> é assegurada aos Estados, ao Distrito Federal e aos

Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica no respectivo território, ou compensação financeira por essa exploração.

A Constituição estabelece também que compete à União explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão, os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos d'água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos, ficando isento de autorização ou concessão o aproveitamento do "potencial de energia renovável de capacidade reduzida".

## 2.3 Legislação federal de recursos hídricos pertinente

A Lei nº 9.433, de 08 de janeiro de 1997<sup>23</sup>, institui a Política Nacional de Recursos Hídricos e cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos. Dentre os usos sujeitos à outorga de direito de uso de recursos hídricos, enumera o aproveitamento dos potenciais hidrelétricos e outros usos que alterem o regime, a quantidade ou a qualidade da água existente em um corpo de água.

A mesma Lei nº 9.433/97<sup>23</sup> estabelece que toda outorga está condicionada às prioridades de uso estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos, respeitando a classe em que o corpo de água estiver enquadrado, e à manutenção de condições adequadas ao transporte aquaviário, quando for o caso, devendo sempre preservar o uso múltiplo da água. A outorga efetivar-se-á por ato da autoridade competente do Poder Executivo Federal, dos Estados ou do Distrito Federal, podendo o Poder Executivo Federal delegar aos Estados e ao Distrito Federal competência para conceder outorga de direito de uso de recurso hídrico de domínio da União.

No tocante à operação dos reservatórios integrantes do sistema elétrico, a grande interface entre este setor usuário e a legislação de Recursos Hídricos,

além da garantia de atendimento aos múltiplos usos da água, reside no fato de que é um dos objetivos da Política Nacional a "prevenção e a defesa contra eventos hidrológicos críticos de origem natural ou decorrentes do uso inadequado dos recursos naturais". Dessa forma, os reservatórios do setor elétrico prestam, historicamente, relevante serviço à sociedade ao atuar no controle de cheias naturais. Com relação à expansão do setor elétrico, vale ressaltar que a Lei 9.433/97<sup>23</sup> define que é competência do Conselho Nacional de Recursos Hídricos "deliberar sobre os projetos de aproveitamento de recursos hídricos cujas repercussões extrapolem o âmbito dos Estados em que serão implantados".

Em relação à participação da União nos Comitês de Bacia Hidrográfica com área de atuação restrita a bacias de rios sob domínio estadual, a lei orienta que esta se dará "na forma estabelecida nos respectivos regimentos". Tendo em vista a relevância deste assunto em casos onde há a existência ou a previsão de instalação de usinas hidrelétricas, face à prerrogativa constitucional sobre a concessão para a exploração de potenciais hidráulicos, recomenda-se atentar para necessidade de uma participação ativa da União quando da elaboração do regimento do Comitê.

A Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000<sup>25</sup>, estabelece que compete a Agência Nacional de Águas – ANA, na interface com o setor elétrico, entre outras:

- outorgar, por intermédio de autorização, o direito de uso de recursos hídricos em corpos de água de domínio da União;
- fiscalizar os usos de recursos hídricos nos corpos de água de domínio da União;
- definir e fiscalizar as condições de operação de reservatórios por agentes públicos e privados, visando a garantir o uso múltiplo dos recursos hídricos, conforme estabelecido nos planos de recursos hídricos das respectivas bacias hidrográficas. A definição das condições de operação de reservatórios de aproveitamentos hidrelétricos será efetuada em articulação com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- promover a coordenação das atividades desenvolvidas no âmbito da rede hidrometeorológica nacional, em articulação com órgãos e entidades públicas ou privadas que a integram, ou que dela sejam usuárias;
- organizar, implantar e gerir o Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos.

Nas outorgas de direito de uso de recursos hídricos de domínio da União, incluindo os aproveitamentos hidrelétricos, serão respeitados os seguintes limites de prazos, contados da data de publicação dos respectivos atos administrativos de autorização:

- até dois anos, para início da implantação do empreendimento objeto da outorga;
- até seis anos, para conclusão da implantação do empreendimento projetado;
- até trinta e cinco anos, para vigência da outorga de direito de uso.

As outorgas de direito de uso de recursos hídricos para concessionárias e autorizadas de serviços públicos e de geração de energia hidrelétrica vigorarão

por prazos coincidentes com os dos correspondentes contratos de concessão ou atos administrativos de autorização. Os prazos para início e para conclusão da implantação do empreendimento projetado poderão ser ampliados quando o porte e a importância social e econômica do empreendimento o justificar, ouvido o Conselho Nacional de Recursos Hídricos. O prazo de vigência da outorga poderá ser prorrogado pela ANA, respeitando-se as prioridades estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos.

A Lei nº 9.984/2000<sup>25</sup> determina que, para licitar a concessão ou autorizar o uso de potencial de energia hidráulica em corpo de água de domínio da União, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL deverá promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica. Quando o potencial hidráulico localizar-se em corpo de água de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, a declaração de reserva de disponibilidade hídrica será obtida em articulação com a respectiva entidade gestora de recursos hídricos.

A declaração de reserva de disponibilidade hídrica será transformada, automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de direito de uso de recursos hídricos à instituição ou empresa que receber da ANEEL a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica.

De acordo com a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2005<sup>27</sup>, compete à EPE, dentre outras atribuições estabelecidas na citada lei, a obtenção da licença prévia ambiental e da declaração de disponibilidade hídrica, necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica selecionados pela empresa.

Após a publicação da Portaria MME nº 328, de 29 de julho de 2005, resta claro que, dentre as funções da EPE, está o cadastramento e a habilitação técnica de empreendimentos de geração para participação nos leilões de energia, sendo esses, empreendimentos hidrelétricos, incluindo PCHs, usinas termelétricas, fontes alternativas, parte de empreendimento existente, objeto de ampliação, ou aqueles habilitados pela ANEEL, conforme Art. 22 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

A Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH, de 8 de maio de 2001, que estabelece diretrizes gerais para outorga de direito de uso de recursos hídricos, também define que a ANEEL deverá obter a declaração de reserva de disponibilidade hídrica para licitar a concessão ou autorizar o uso do potencial de energia hidráulica, e que esta declaração será transformada em outorga de direito de uso de recursos hídricos. Adicionalmente, a Resolução nº 37 do CNRH, de 26 de março de 2004, estabelece diretrizes mais específicas para a outorga de recursos hídricos para a implantação de barragens em corpos de água de domínio dos Estados, do Distrito Federal ou da União. Para efeito de aplicação da resolução, define:

- vazão de restrição: vazão que expressa os limites estabelecidos para que haja o atendimento satisfatório aos múltiplos usos dos recursos hídricos e que orienta a operação do reservatório;
- plano de contingência: conjunto de ações e procedimentos que define as medidas que visam a continuidade do atendimento aos usos múltiplos outorgados, observando as vazões de restrição;
- plano de ação de emergência: documento que contém os procedimentos para atuação em situações de emergência, bem como os mapas de inundação com indicação do alcance de ondas de cheia, e respectivos tempos de chegada, resultantes da ruptura da barragem;
- manifestação setorial: ato administrativo emitido pelo setor governamental competente.

A resolução nº 37 do CNRH destaca ainda que o interessado, na fase inicial de planejamento do empreendimento, deverá solicitar à respectiva autoridade outorgante a relação de documentos e o conteúdo dos estudos técnicos exigíveis para análise do correspondente requerimento de outorga de recursos hídricos e que a autoridade outorgante definirá o conteúdo dos estudos técnicos, considerando as fases de planejamento, projeto, construção e operação do empreendimento, formulando termo de referência que considere as características hidrológicas da bacia hidrográfica, porte da barragem,

a finalidade da obra e do uso do recurso hídrico. A autoridade outorgante indicará ao interessado a necessidade e o momento da apresentação de documentos como, por exemplo, licenças ambientais, manifestações setoriais e planos de ação de emergência do empreendimento. Ressalta-se que a ausência da manifestação setorial, devidamente justificada, não poderá constituir impeditivo para o encaminhamento do requerimento e análise de outorga de recursos hídricos, cabendo à autoridade outorgante adotar medidas que forem adequadas para a continuidade da tramitação do processo.

As regras de operação dos reservatórios, o plano de ação de emergência e o plano de contingência poderão ser reavaliados pela autoridade outorgante, e mais especificamente pela ANA no que lhe couber, considerando-se os usos múltiplos, os riscos decorrentes de acidentes e os eventos hidrológicos críticos. Além disso, a resolução dispõe que o usuário deverá implantar e manter monitoramento do reservatório (montante e jusante), encaminhando à autoridade outorgante os dados observados ou medidos, na forma definida no ato de outorga.

A Resolução ANA nº 131, de 11 de março de 2003, dispõe sobre procedimentos referentes à emissão de declaração de reserva de disponibilidade hídrica e de outorga de direito de uso de recursos hídricos, para uso de potencial de energia hidráulica superior a 1 MW em corpo de água de domínio da União. Esta Resolução lista os documentos que a ANEEL deverá encaminhar à ANA para obtenção da referida declaração, limita o seu prazo de validade em até 3 anos, o qual pode ser renovado por igual período e dispensa os detentores de concessão e de autorização de uso de potencial de energia hidráulica, expedidas até 11 de março de 2003, da solicitação de outorga de direito de uso de recursos hídricos.

Finalizando, no tocante à regulamentação do uso múltiplo dos reservatórios do setor elétrico, vale a pena citar o decreto nº 4.895, de 25 de novembro de 2003<sup>34</sup>, que dispõe sobre a autorização de uso de espaços físicos de corpos d'água de domínio da União para fins de aquicultura, incluindo os reservatórios de companhias hidroelétricas.



## 2.4 Legislação ambiental pertinente

A legislação ambiental brasileira é composta por instrumentos repressivos/corretivos, preventivos e de promoção, incentivo e fomento, apresentando importantes avanços, mesmo se considerado o âmbito internacional, já que tem caminhado na direção de incentivo às ações voluntárias e às ações de planejamento ambiental e prevenção, rompendo o limite das ações corretivas e mitigadoras.

A Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981<sup>17</sup>, instituiu a Política Nacional de Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação. Esta lei constituiu o Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA e instituiu o Cadastro Técnico Federal de Atividades e Instrumentos de Defesa Ambiental. Estabeleceu, dentre os instrumentos da Política:

- o estabelecimento de padrões de qualidade ambiental;
- o zoneamento ambiental;
- a avaliação de impactos ambientais;
- o licenciamento e a revisão de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras.

Esta Lei estabelece que a construção, instalação, ampliação e funcionamento de estabelecimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, considerados efetiva e potencialmente poluidores, bem como os capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental, dependerão de prévio licenciamento de órgão estadual competente, integrante do Sistema Nacional do Meio Ambiente - SISNAMA, e do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, em caráter supletivo, sem prejuízo de outras licenças exigíveis. Já no caso de atividades e obras com significativo impacto ambiental, de âmbito nacional ou regional, o licenciamento compete ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA.

O licenciamento ambiental e a avaliação de impacto ambiental destacam-se como instrumentos de planejamento e de prevenção, sendo o processo

de licenciamento das atividades que afetam o meio ambiente regulamentado, a partir de 1986, por meio da Resolução CONAMA-001, de 23 de janeiro de 1986. Esta resolução estabelece as responsabilidades, os critérios básicos e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente. Esta resolução define que o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, tais como usinas de geração de eletricidade, qualquer que seja a fonte de energia primária, acima de 10 MW, dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental - EIA e respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão competente.

Estabelece, ainda, que os relatórios dos estudos ambientais (RIMA) deverão estar acessíveis ao público e prevê a realização de audiências públicas para sua discussão e informação sobre o projeto e seus impactos ambientais, sempre que julgado necessário. Essas audiências foram disciplinadas pela Resolução CONAMA-009/87, e constituem o primeiro canal formal de participação da sociedade nas decisões sobre projetos, sejam eles governamentais ou privados, funcionando como instrumento favorável para a discussão de projetos importantes e para o conhecimento/divulgação prévio de suas consequências no meio ambiente.

A Resolução CONAMA nº 006, de 16 de setembro de 1987, edita regras gerais para o licenciamento ambiental de obras de grande porte, especialmente aquelas nas quais a União tenha interesse relevante, com o intuito de harmonizar conceitos e linguagem entre os diversos intervenientes no processo. Assim, desde a análise de sua viabilidade na fase inicial de estudos até sua implantação e operação, os empreendimentos hidrelétricos estão condicionados a uma sequência de estudos e procedimentos, tendo em vista a concepção de projetos mais adequados ambientalmente.

O processo de licenciamento ambiental requer as seguintes licenças ambientais nas várias

etapas de implantação de novos empreendimentos hidrelétricos:

- Licença Prévia (LP) – concedida na fase de planejamento do empreendimento, aprovando sua localização e concepção, atestando a sua viabilidade ambiental e estabelecendo requisitos e condicionantes a serem atendidos nas fases de localização, instalação e operação, observados os planos municipais, estaduais ou federais de uso do solo;
- Licença de Instalação (LI) - visa autorizar o início da construção de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental, e demais condicionantes;
- Licença de Operação (LO) - autoriza a operação do empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinadas para a operação. Desta forma, a concessão da LO vai depender do cumprimento daquilo que foi examinado e deferido nas fases de LP e LI.

As licenças ambientais poderão ser expedidas isolada ou sucessivamente, de acordo com a natureza, as características e fase do empreendimento ou atividade.

O EIA e o RIMA são o suporte para a concessão da Licença Prévia e devem ser elaborados na fase preliminar do planejamento do empreendimento, contendo os requisitos básicos ou essenciais, orientações, recomendações e limitações que deverão ser atendidas nas etapas de planejamento, instalação e operação do empreendimento. O projeto definitivo deverá atender às recomendações contidas no EIA/RIMA.

A Constituição Federal de 1988<sup>14</sup> impõe ao poder público a incumbência de “*exigir, na forma da lei, para a instalação de obra ou atividade potencialmente causadora de significativa degradação ao meio ambiente, estudo prévio ambiental, a que se dará publicidade*” (Art. 225, §1º, VI), consolidando o papel dos estudos de impacto ambiental como instrumento

preventivo da Política Nacional de Meio Ambiente e conferindo ao Ministério Público papel essencial na proteção do meio ambiente no Brasil.

Deve ser destacada a preocupação com a questão indígena manifestada na Constituição que, em seu artigo 49, define como competência exclusiva do Congresso Nacional a autorização para a exploração e aproveitamento dos recursos hídricos em terras indígenas. No artigo 231, parágrafo 3, ao reconhecer aos índios os direitos originários sobre as terras que tradicionalmente ocupam, ratifica que “*o aproveitamento dos recursos hídricos, incluídos os potenciais energéticos, a pesquisa e a lavra das riquezas minerais em terras indígenas só podem ser efetivados com a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades afetadas, ficando-lhes assegurada participação nos resultados da lavra, na forma da lei.*”, garantindo os direitos destas populações.

A Resolução CONAMA 237/97 altera a Resolução 001/86, dispondo sobre o licenciamento ambiental. Esta resolução traz, dentre outros tópicos relevantes, a lista de empreendimentos sujeitos ao licenciamento ambiental, ratificando que o licenciamento dependerá de EIA/RIMA, para os empreendimentos capazes de causar degradação ambiental, e estudos ambientais pertinentes, para os não potencialmente causadores de degradação. Além disso, define não só as competências dos órgãos ambientais das diversas esferas federativas, mas também que os empreendimentos serão licenciados em um único nível de competência.

Além das modificações e acréscimos à Resolução CONAMA nº 001/1986, a Resolução CONAMA nº 237/1997 detalhou a competência dos órgãos ambientais, anteriormente mencionada na Lei nº 6.938/1981<sup>17</sup>.

O Art. 4º da citada resolução traz as hipóteses em que a competência para o licenciamento ambiental cabe ao órgão ambiental federal, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA, sendo essas as atividades e empreendimentos com significativo impacto ambiental de âmbito nacional ou regional, a saber:

- localizadas ou desenvolvidas conjuntamente no Brasil e em País limítrofe; no mar territorial; na plataforma continental; na zona econômica exclusiva; em terras indígenas ou em unidades de conservação do domínio da União.
- localizadas ou desenvolvidas em dois ou mais Estados;
- cujos impactos ambientais diretos ultrapassem os limites territoriais do País ou de um ou mais Estados;
- destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN;
- bases ou empreendimentos militares, quando couber, observada a legislação específica.

Diante da crise de energia elétrica no ano de 2001 e atendendo, em especial, à demanda por celeridade no processo de licenciamento ambiental de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, a Resolução CONAMA nº 279/01 veio estabelecer procedimentos

para o “licenciamento ambiental simplificado” de empreendimentos elétricos com pequeno potencial de impacto ambiental.

A resolução nº 15 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 22 de novembro de 2002, criou um Grupo de Trabalho para propor procedimentos e mecanismos visando assegurar que todos os empreendimentos destinados à expansão da oferta de energia elétrica disponham da Licença Prévia Ambiental, como condição para serem autorizados ou licitados, a partir de 2004. Nesse sentido, destaca-se que a Lei nº 10.487/2004 que autoriza a criação da EPE, define entre suas competências a obtenção da licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações de empreendimentos de geração hidrelétrica, selecionados pela EPE.

Por fim, cumpre destacar que além destes instrumentos legais e normativos de caráter geral, no desenvolvimento dos estudos e projetos do setor elétrico deve ser especialmente considerada a legislação ambiental, nos níveis federal, estadual e municipal, tanto para licenciamento ambiental como para os diversos temas específicos relativos ao meio físico, biótico ou socioeconômico, tratados nos estudos ambientais.



Aervo TDA



## 2.5 Legislação setorial específica

### Evolução histórica da legislação setorial

Possivelmente, a primeira grande iniciativa governamental para a organização e modernização do setor elétrico no Brasil tenha sido a constituição das “Centrais Elétricas Brasileiras S. A.” – ELETROBRÁS, pela Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961<sup>16</sup>. Concentrando nesta empresa e em suas subsidiárias a realização de estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras e linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica em todo o País, criava-se uma estrutura centralizada responsável pela Operação do Sistema Elétrico e pelo Planejamento de sua Expansão, uma vez que a Lei previa a existência de um “Plano Nacional de Eletrificação”, e, até a aprovação deste, a ELETROBRÁS, empresa de economia mista sob o comando estatal, estava encarregada de executar empreendimentos com o objetivo de reduzir a falta de energia elétrica nas regiões em que a demanda efetiva ultrapassasse as disponibilidades da capacidade firme dos sistemas existentes, ou estivesse em vias de ultrapassá-la.

Durante mais de três décadas, a ELETROBRÁS assumiu o papel de alavancar a expansão da infraestrutura elétrica do País por mãos estatais. Foram criados o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas - GCPS e o Grupo Coordenador da Operação Interligada – GCOI para cumprirem, de forma articulada entre si e com os diversos agentes de geração, transmissão e distribuição regionais, a missão de manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia no País.

Entretanto, o quadro do setor começa a mudar a partir da década de 90, com o reconhecimento da queda da capacidade de investimento estatal na infraestrutura elétrica do País e as evidências de que a expansão da oferta de energia não mais conseguia acompanhar o ritmo acelerado de evolução da demanda. Desta forma, a solução encontrada na época apontava para a necessidade de buscar os investimentos necessários na iniciativa privada, iniciando o processo de desestatização (ver Lei no 8.031, de 12 de abril de 1990). A inclusão das empresas estatais de eletricidade no “Programa

Nacional de Desestatização” e o conseqüente impedimento legal de investimento, por parte dessas empresas, é apontada por especialistas como uma das principais causas da crise de expansão da oferta no País, que culminou com o racionamento de energia elétrica no ano de 2001.

A Lei no 8.987, de 13 de fevereiro de 1995<sup>20</sup>, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no Art. 175 da Constituição Federal, dentre os quais se enquadram os serviços de geração de energia elétrica, por meio da exploração do potencial de energia hidráulica. Traz vários conceitos importantes, como “concessão de serviço público” (precedida ou não da execução de obra pública) e “permissão de serviço público”. Ambas tratam da delegação de prestação de serviço, feita pelo poder concedente por meio de licitação, por conta e risco do interessado que demonstre capacidade para seu desempenho, mas diferenças residem no fato de que a concessão é dada à pessoa jurídica ou consórcio de empresas por prazo determinado, ao passo que a permissão pode ser dada à pessoa física também, mas a título precário (sem prazo determinado).

No tocante ao ato licitatório, a Lei no 8.987/95<sup>20</sup> é taxativa ao afirmar que os estudos, investigações, levantamentos, projetos, obras e despesas ou investimentos já efetuados, vinculados à concessão, de utilidade para a licitação, realizados pelo poder concedente ou com a sua autorização, estarão à disposição dos interessados, devendo o vencedor da licitação ressarcir os dispêndios correspondentes, especificados no edital. Complementa dizendo que é assegurada a qualquer pessoa a obtenção de certidão sobre atos, contratos, decisões ou pareceres relativos à licitação ou às próprias concessões.

A Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995<sup>21</sup>, veio complementar a Lei no 8.987/95<sup>20</sup>, estabelecendo normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, dentre outras disposições. Ela determina que “as concessões de geração de energia elétrica anteriores a 11 de dezembro de 2003 terão o prazo necessário à

amortização dos investimentos, limitado a 35 anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado por até 20 anos, a critério do Poder Concedente, observadas as condições estabelecidas nos contratos”. Destaca-se, explicitamente, a necessidade de observação do poder concedente das seguintes determinações, dentre outras: garantia da continuidade na prestação dos serviços públicos; atendimento abrangente ao mercado, sem exclusão das populações de baixa renda e das áreas de baixa densidade populacional inclusive as rurais (entendida como a “Universalização dos Serviços”, traduzida atualmente sob a forma do Programa “Luz para Todos”, sob responsabilidade da Eletrobrás); e, em especial, uso racional dos bens coletivos, inclusive os recursos naturais.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996<sup>22</sup>, instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com funções de regulação e fiscalização, e disciplinou o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

Pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996<sup>22</sup>, cabe ao Poder Concedente, diretamente ou mediante delegação à ANEEL, autorizar o aproveitamento de potencial hidráulico superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica. Os critérios atuais para o enquadramento de aproveitamento hidrelétrico na condição de pequena central hidrelétrica - PCH são definidos na resolução ANEEL nº 652, de 09 de dezembro de 2003.

Os aproveitamentos hidrelétricos com potência acima de 1MW destinados a execução de serviço público e os acima de 30MW ou que não atendam estes critérios de PCH, no caso de produção independente e autoprodução, são objeto de concessão, por meio de licitação. No caso de concessão para exploração de usinas com potência superior a 30 MW, a Lei nº 9.074/95<sup>21</sup>, estabelece que o Relatório Final do Estudo de Viabilidade pode constituir a base técnica para a licitação da concessão de projetos de geração de energia hidrelétrica.

Os aproveitamentos com potência igual ou inferior a 1MW estão dispensados de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

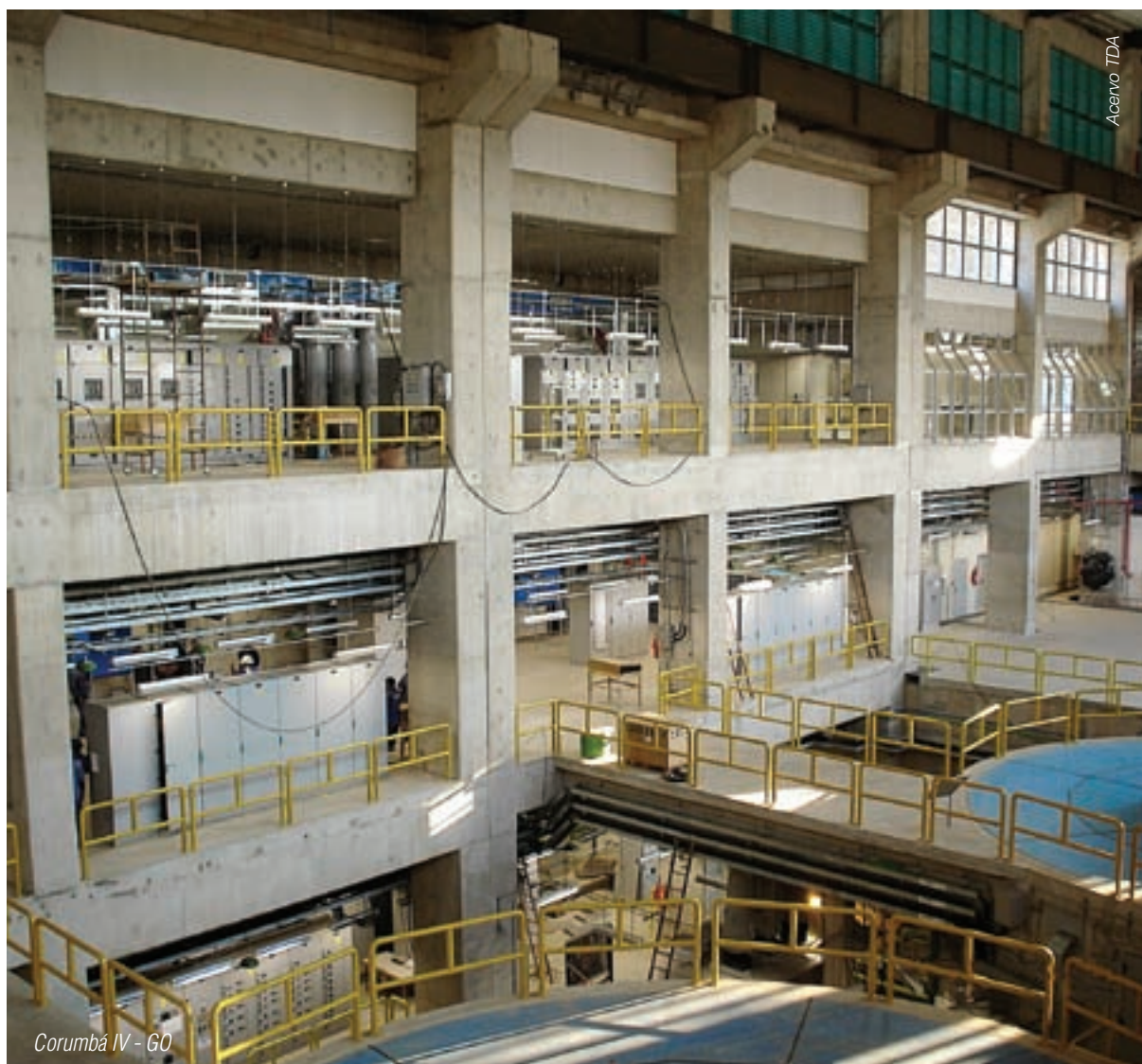
Ainda segundo a Lei 9.074/95<sup>21</sup>, nenhum aproveitamento hidrelétrico pode ser licitado sem a definição do “aproveitamento ótimo” pelo poder concedente, podendo ser atribuída ao licitante vencedor a responsabilidade pelo desenvolvimento dos projetos básicos e executivo. Considera-se “aproveitamento ótimo” todo potencial definido em sua concepção global pelo melhor eixo do barramento, arranjo físico geral, níveis d’água operativos, reservatório e potência, integrante da alternativa escolhida para divisão de quedas de uma bacia hidrográfica.

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998<sup>24</sup>, altera uma série de dispositivos de leis anteriores relacionadas ao setor elétrico e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias de forma a se adaptar ao novo quadro institucional.

Além disso, a Lei nº 9.648/98<sup>24</sup> estabelece que as atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados passam a ser executadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, mediante autorização da ANEEL.

O Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997<sup>32</sup>, constitui a ANEEL e elege, dentre suas atribuições, a emissão de outorgas de direito de uso de recursos hídricos para fins de aproveitamento de potenciais de energia hidráulica, em harmonia com a Política Nacional de Recursos Hídricos. Com Lei nº 9.984/00<sup>25</sup> esta atribuição deixou de pertencer a ANEEL, que ficou responsável por solicitar a Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica junto à ANA ou aos órgãos estaduais de recursos hídricos.

A Resolução ANEEL nº 393, de 04 de dezembro de 1998, estabelece os procedimentos gerais para registro e aprovação dos Estudos de Inventário Hidrelétrico de bacias hidrográficas e a Resolução ANEEL nº 398, de 21 de setembro de 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 à seleção no caso de estudos concorrentes.

Entre os procedimentos especificados na Resolução ANEEL nº 393, de 1998, consta que os titulares de registro de estudos de inventário deverão formalizar consulta aos órgãos ambientais para definição dos estudos relativos aos aspectos ambientais e aos órgãos responsáveis pela gestão dos recursos hídricos, nos níveis Estadual e Federal, com vistas na definição do aproveitamento ótimo e da garantia do uso múltiplo dos recursos hídricos.

A resolução ANEEL nº 395, de 04 de dezembro de 1998, estabelece os procedimentos gerais para

Registro e Aprovação de Estudos de Viabilidade e Projeto Básico de empreendimentos de geração hidrelétrica, assim como para a autorização para exploração de centrais hidrelétricas até 30 MW. Na avaliação dos estudos de viabilidade e de projeto básico, será considerada a articulação com os órgãos ambientais e de gestão de recursos hídricos, nos níveis Federal e Estadual, bem como outras instituições com interesse direto no empreendimento, quando for o caso, visando à definição do aproveitamento ótimo e preservando o uso múltiplo.

A crise de energia elétrica no País motivou a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE) pelo Decreto Presidencial de 15 de maio de 2001, e de sua sucessora, a Câmara de Gestão do Setor Elétrico (CGSE). O Comitê de Re-



vitalização do Modelo do Setor Elétrico, subordinado a essas Câmaras, executou importantes trabalhos, como os resultantes do grupo de trabalho “Revisão dos Certificados de Energia Assegurada”, ou Garantia Física conforme denominado pela Portaria MME nº 303 de 18/11 de 2004, documento que foi criado tendo como principal atribuição definir metodologia de cálculo e regras para as revisões das garantias físicas, especialmente no que tange ao tratamento a ser dado a eventos externos ao setor, por exemplo, novas restrições quanto ao uso da água, que resultou na nota técnica “Metodologia de cálculo da energia firme de sistemas hidrelétricos levando em consideração usos múltiplos da água” (ANA, 2002)<sup>1</sup>.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002<sup>26</sup> dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial e a universalização do serviço público de energia elétrica, além de criar o Programa de Incentivo

às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A Resolução nº 005 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 21 de julho de 2003, aprovou as diretrizes básicas para a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico, reconhecendo que o modelo até então vigente não havia obtido resultados favoráveis no tocante à modicidade tarifária, à continuidade e à qualidade da prestação dos serviços prestados, mencionando a crise de abastecimento enfrentada no período 2001/2002. Dentre as principais ações, o documento destacou a necessidade premente de “Restauração do Planejamento da Expansão do Sistema”.

Como resultado dos esforços na busca pelo novo modelo do setor elétrico, a resolução nº 9 do CNPE, de 10 de dezembro de 2003, aprovou o relatório conclusivo e a proposta de encaminhamento das



Arquivo ANA

Barragem do Paranoá - DF



Usina Hidrelétrica de Tucuruí - PA

medidas legais pertinentes e necessárias para a implementação do novo modelo, destacando que a formulação das propostas apresentadas contemplou os “aspectos de natureza estratégica, ambiental, regulatória, macroeconômica e legal”.

A Resolução nº 16 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 22 de novembro de 2002, determinou que o Ministério de Minas e Energia adotasse providências imediatas para a criação de um órgão de apoio às atividades de planejamento do setor elétrico, preliminarmente chamado de Centro de Estudos e Planejamento Energético - CEPEN. Cerca de 1 ano e meio depois, a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004<sup>27</sup>, autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Entre suas competências, incluem-se:

- realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- elaborar e publicar o balanço energético nacional;
- identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;
- dar suporte e participar das articulações relativas ao aproveitamento energético de rios compartilhados com países limítrofes;
- realizar estudos para a determinação dos aproveitamentos ótimos dos potenciais hidráulicos;
- obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE;
- elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos;
- desenvolver estudos de impacto social, viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica e de fontes renováveis;
- efetuar o acompanhamento da execução de projetos e estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados;
- desenvolver estudos para avaliar e incrementar a utilização de energia proveniente de fontes renováveis;
- promover estudos e produzir informações para subsidiar planos e programas de desenvolvimento energético ambientalmente sustentável, inclusive, de eficiência energética.

No parágrafo único do Art. 4º, a Lei estabelece que “os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiarão a formulação, o planejamento e a

implementação de ações do Ministério de Minas e Energia, no âmbito da política energética nacional”.

Os esforços no sentido de mudança do modelo vigente para o setor elétrico culminaram com a publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004<sup>28</sup>, que versa sobre a comercialização de energia elétrica no País, criando a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização.

Considerando-se ainda o Planejamento do Setor Elétrico, deve-se destacar a Resolução nº 001/2004 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, de 17 de novembro de 2004, que define que o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema interligado seja baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia em cada um dos subsistemas, fixando seu limite máximo em 5%. Adicionalmente, a resolução trata do cálculo das garantias físicas de energia e potências de um empreendimento de geração de energia elétrica, base para a elaboração dos contratos de fornecimento de energia, estabelecendo que os modelos utilizados neste procedimento adotem o mesmo risco de 5%.

### Financiamento do Setor Elétrico e Reversão para Compensação pelo Uso dos Recursos Hídricos

Com o intuito de fornecer uma visão geral do intrincado fluxo financeiro do Setor, são discriminados na sequência os principais encargos assumidos pelos agentes de geração:

- contribuição para a Reserva Global de Reversão – RGR;
- compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH);
- pagamento pela utilização de recursos hídricos;
- rateio da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;

- contribuição à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE;

- contribuição ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA ;

- Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica.

A Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, que dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, cria a Reserva Global de Reversão – RGR, com a finalidade de prover recursos para os casos de reversão e encampação de serviços de energia elétrica. A quota de reversão de 3% é calculada sobre o valor do investimento e computada como componente do curso do serviço, sendo o fundo criado administrado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS.

A RGR deve ser utilizada inclusive para a concessão de financiamento, mediante projetos específicos de investimento para instalações de produção a partir de fontes alternativas (inclusive pequenas centrais hidrelétricas), além de estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, como os de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos, realizados mediante projetos específicos de investimento, ou por intermédio do Ministério de Minas e Energia (ao qual se destinam 3% da RGR). A Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993<sup>19</sup>, dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extinguindo o regime de remuneração garantida e fornecendo nova redação a alguns artigos da lei 5.655/71 no que tange à RGR.

A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), de que trata a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989<sup>18</sup>, é o valor que agentes de geração pagam pela utilização dos recursos hídricos para exploração de potencial hidráulico para produção de energia elétrica, correspondendo a 6,75% do valor da energia elétrica produzida, calculado utilizando uma taxa de referência. Originalmente as usinas com capacidade igual ou inferior a 10MW estavam isentas des-



te pagamento. Esta isenção foi estendida às usinas com potência igual ou inferior a 30MW, destinadas a produção independente ou autoprodução, desde que mantidas as características de pequena central hidrelétrica.

Os recursos correspondentes ao percentual de 6% são destinados aos municípios atingidos pelas barragens e aos Estados onde se localizam as represas, na proporção de 45%, para cada um; cabendo a União os 10% restantes, o qual é dividido entre o Ministério do Meio Ambiente (3%); o Ministério de Minas e Energia (3%) e para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (4%), administrado pelo Ministério da Ciência e Tecnologia.

Os recursos correspondentes aos 0,75% constituem pagamento pelo uso de recursos hídricos e são receitas da ANA para aplicação na implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002<sup>26</sup>, criou a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, visando o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, a promover a universalização do serviço

de energia elétrica em todo o território nacional e garantir recursos para atendimento à subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda.

Os recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE são provenientes dos pagamentos anuais realizados a título de uso de bem público, das multas aplicadas pela ANEEL a concessionários, permissionários e autorizados e, a partir de 2003, das quotas anuais pagas por todos os agentes que comercializem energia com consumidor final, mediante encargo tarifário, incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição. A CDE deve ter a duração de 25 anos, devendo ser regulamentada pelo Poder Executivo e movimentada pela ELETROBRÁS.

Por fim, a Lei nº 9.427/1996<sup>22</sup>, que instituiu a ANEEL, também definiu que sua principal fonte de financiamento viria da cobrança de “Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica”, equivalente a cinco décimos por cento do valor do benefício econômico anual auferido pelas empresas, que é recolhida diretamente à ANEEL, em duodécimos, e diferenciada em função da modalidade e proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado.







*Usina Hidrelétrica de Ilha Solteira - SP*

## 3 PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO

### 3.1 Caracterização do Sistema Elétrico Brasileiro

O Brasil possui um sistema elétrico de grande porte baseado na utilização de energia hidráulica. A razão de se ter priorizado a implantação de usinas hidrelétricas deve-se, primordialmente, ao vasto potencial hidrelétrico existente no País e à competitividade econômica que esta fonte apresenta. O parque termelétrico nacional tem caráter complementar, destinando-se a melhorar a confiabilidade do sistema no caso de ocorrência de eventos hidrológicos críticos, conforme se verificou no ano de 2001.

Atualmente o Brasil possui em torno de 1.600 empreendimentos em operação, totalizando uma capacidade instalada de 96.322.098 kW de potência. (ANEEL, 2007 a)

A figura 3.1 e a tabela 3.1 apresentam a participação no contexto nacional, em fevereiro de 2007, das diversas fontes de geração de energia elétrica utilizadas no Brasil, isto é, a atual matriz de energia elétrica.

Observa-se a predominância hidrelétrica e a participação complementar de unidades termelétricas convencionais. As demais fontes ainda apresentam participação apenas residual.

A partir de 1990, houve um decréscimo na participação relativa da energia de origem hidrelétrica, em virtude, principalmente, do advento do gás natural e dos incentivos à co-geração. Destacam-se, nesta linha, a manutenção de um programa nuclear mínimo e a implantação do gasoduto Brasil – Bolívia. A hidroeletricidade, entretanto, continua sendo a fonte largamente dominante.

Cerca de 96% da capacidade de produção de eletricidade está dentro do sistema interligado, e está presente em todas as regiões do Brasil. O restante é atendido por meio de sistemas isolados localizados predominantemente nos Estados do Norte do País. A seguir a descrição destes sistemas.

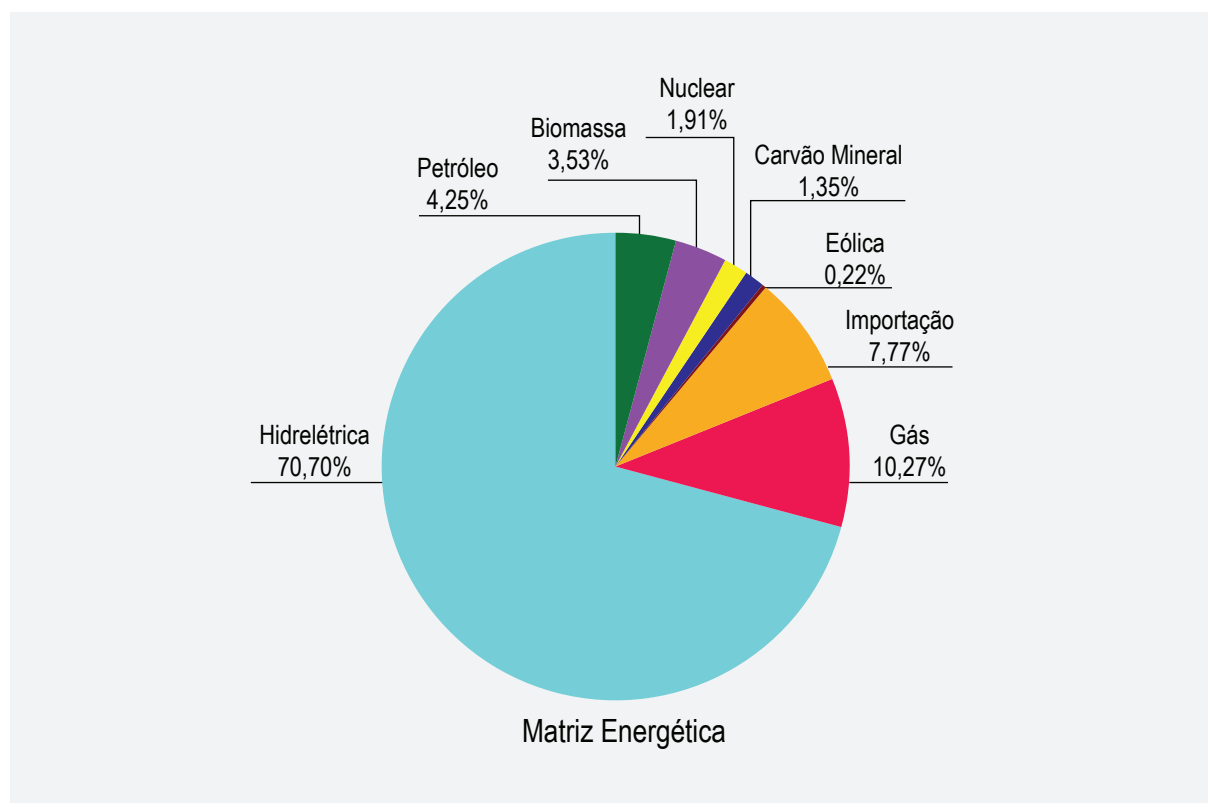


Figura 3.1 - Capacidade Instalada em fevereiro de 2007. (ANEEL, 2007b)<sup>12</sup>



**Tabela 3.1 Capacidade Instalada em fevereiro de 2007. (ANEEL, 2007b)<sup>12</sup>**

Empreendimentos em Operação							
Tipo	Capacidade Instalada				Total		
	Nº de Usinas	(kW)	%		Nº de Usinas	(kW)	%
HIDRO	639	74.333.757	70,7		639	74.333.757	70,7
GÁS	NATURAL	74	9.859.913	9,38	101	10.798.471	10,27
	PROCESSO	27	938.558	0,89			
PETRÓLEO	ÓLEO DIESEL	546	3.058.784	2,91	566	4.466.294	4,25
	ÓLEO RESIDUAL	20	1.407.510	1,34			
BIOMASSA	BAGAÇO DE CANA	226	2.677.361	2,55	269	3.713.385	3,53
	LICOR NEGRO	13	785.262	0,75			
	MADEIRA	26	224.332	0,21			
	BIOGÁS	2	20.030	0,02			
	CASCA DE ARROZ	2	6.400	0,01			
NUCLEAR		2	2.007.000	1,91	2	2.007.000	1,91
CARVÃO MINERAL	CARVÃO MINERAL	7	1.415.000	1,35	7	1.415.00	1,35
EÓLICA		15	236.850	0,22	15	236.850	0,22
IMPORTAÇÃO	PARAGUAI		5.650.000	5,46		8.170.000	7,77
	ARGENTINA		2.250.000	2,17			
	VENEZUELA		200.000	0,19			
	URUGUAI		70.000	0,07			
TOTAL		1.599	105.140.757	100	1.599	105.140.757	100

### Sistemas Isolados.

Os Sistemas Isolados Brasileiros, predominantemente térmicos, atendem a uma área de 45% do território e a cerca de 3% da população nacional, ou seja, a aproximadamente 1,3 milhão de consumidores (ELETROBRÁS, 2007b)<sup>44</sup>.

Existe atualmente cerca de 300 sistemas isolados e o Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON, coordenado pela Diretoria de Engenharia da Eletrobrás, é responsável pelo Planejamento e Acompanhamento da Operação dos Sistemas Isolados da Região Norte. Esses sistemas estão descritos mais detalhadamente no item 4.1.1.

### Sistema Interligado.

O Sistema Interligado Nacional – SIN é um sistema hidrotérmico de produção e transmissão de energia elétrica com forte predominância de usinas hidrelétricas. O Operador Nacional do Sistema - ONS tem como missão executar as atividades de coordenação

e controle da operação da geração e transmissão (ver Base Legal). Para cumprimento de sua missão, o ONS tem como atribuição o planejamento, a programação, a supervisão e o controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais. O ONS opera o SIN por delegação dos agentes (empresas de geração, transmissão e distribuição de energia), seguindo regras, metodologias e critérios codificados nos Procedimentos de Rede, aprovados pelos próprios agentes e homologados pela ANEEL.

A operação centralizada do SIN está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão no atendimento ao mercado. A utilização coordenada dos recursos hidrelétricos e térmicos permite a maximização da disponibilidade e o aumento da confiabilidade do suprimento de energia e, ao mesmo tempo, a redução de custos.

Uma importante peculiaridade do sistema brasileiro é a existência de reservatórios com capacidade de regularização plurianual das vazões dos rios de maior potencial hidrelétrico, onde alguns reservatórios podem estocar água para sua utilização até quatro ou cinco anos à frente, atenuando bastante o efeito da variabilidade das aflúências naturais.

Essa característica acentua o amplo potencial de benefícios econômicos proporcionado pela operação interligada no sistema elétrico brasileiro. Em regra geral, a interligação de sistemas tem um efeito sinérgico, pois a capacidade combinada dos sistemas operando em paralelo é superior à soma das capacidades individuais de cada um. Sistemas interligados melhoram a confiabilidade do serviço, proporcionam ajuda mútua em casos de emergência e favorecem a instalação de unidades maiores e mais econômicas.

A interligação de sistemas elétricos no Brasil tornou possível o aproveitamento da diversidade hidrológica entre bacias vizinhas, graças à operação coordenada dos reservatórios. Esta operação coordenada dos reservatórios e a progressiva ampliação da malha de integração eletroenergética propiciaram a otimização da produção hidrelétrica, a transferência de grandes blocos de energia entre regiões e a continuidade do suprimento de eletricidade em momentos críticos.

Na verdade, os intercâmbios de energia, a substituição de energia térmica por energia hidráulica e outras formas de otimização energética dependem, essencialmente, dos recursos de transmissão disponíveis. As linhas de transmissão viabilizam a otimização do sistema e a garantia da máxima oferta de energia do conjunto das usinas. Dependendo dos limites de transmissão entre áreas e regiões, a energia elétrica poderá ser produzida, preferencialmente, onde houver maior abundância relativa de água.

O Sistema Interligado Nacional é responsável pelo atendimento de cerca de 98% do mercado brasileiro de energia elétrica. Ao final de 2005, a capacidade instalada no SIN alcançou a potência total de 84.177 MW, dos quais 70.014 MW em usinas hidrelétricas (incluindo 7.000 correspondentes a 50% da

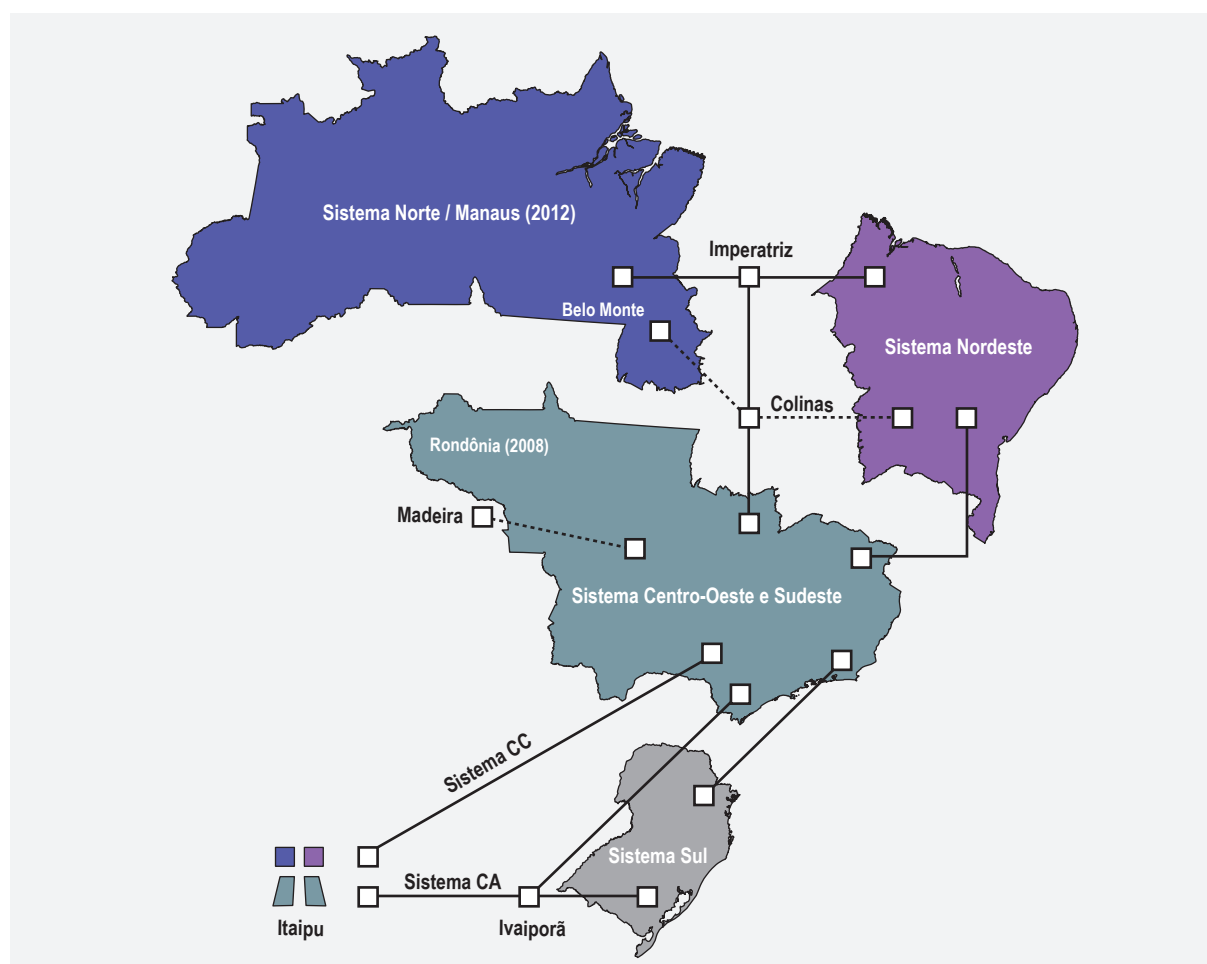
capacidade instalada de Itaipu destinada ao mercado brasileiro) e 14.163 MW em usinas térmicas (incluindo 2.007 MW de origem nuclear e 786 MW de usinas emergenciais). A capacidade de produção total disponível correspondeu a 90.447 MW, devido à agregação de 2.192 MW de disponibilidade de importação da Argentina e 4.078 MW de Itaipu, contratados à ANDE/Paraguai. (ONS, 2006a)<sup>68</sup>.

O SIN está dividido em quatro regiões interligadas - Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste (fig. 3.2), assim constituídas:

- Sul (S): Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná;
- Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO): Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso e Mato Grosso do Sul;
- Norte (N): Pará, Tocantins e Maranhão.
- Nordeste (NE): Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.

A figura 3.2, a seguir, mostra a representação esquemática considerada para as interligações entre os subsistemas nacionais, mostrando a forma como estão sendo previstas no final do horizonte - 2015, para fins de simulação energética a subsistemas equivalentes. As interligações e subsistemas representados em traços pontilhados são previstas para se incorporarem ao SIN durante o período analisado (2006-2015). Estes estudos levaram em consideração restrições operativas de caráter estrutural existentes no sistema, como as de vazões mínimas a jusante dos reservatórios para proteção da ictiofauna e da morfologia fluvial, ou para captação de água para as populações, ou ainda para manutenção da navegação, que têm que ser consideradas. Cita-se como exemplo, a vazão mínima de 1.300 m<sup>3</sup>/s a jusante da UHE Sobradinho, no rio São Francisco, e o volume máximo operativo do reservatório de Porto Primavera. Todas estas restrições foram consideradas no estudo.

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste possui uma capacidade instalada total de 39.716 MW, considerando 50% da capacidade instalada da UHE Itaipu



**Figura 3.2 – Interligação entre os Subsistemas do SIN (MME 2006)**

(6.300 MW), sendo 32.712 MW em usinas hidrelétricas, 4.997 MW em usinas termelétricas a óleo combustível e gás natural, além das usinas nucleares de Angra I e Angra II que totalizam 2.007 MW. O subsistema Sul possui uma capacidade instalada de 13.595 MW, sendo 11.264 MW em usinas hidrelétricas e 2.331 MW em usinas termelétricas (ONS, 2004)<sup>56</sup>.

A interligação entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul permite um intercâmbio de energia com característica sazonal, com fluxos no sentido Sudeste/Centro-Oeste no período maio a novembro (seco) e no sentido Sul durante o período de dezembro a abril (chuvoso).

O subsistema Nordeste possui uma capacidade instalada da ordem de 14.653 MW, sendo 10.718 MW de hidráulicas (73,1%) e 3.875 MW de

térmicas (26,4%), com a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia do rio São Francisco. O parque gerador da região Nordeste apresenta um crescimento de 29%, no período de 2006 - 2015, com uma participação de 12% na evolução da capacidade geradora do Brasil. O incremento da capacidade instalada na região corresponde a cerca de 1.200 MW em usinas hidrelétricas e 3.150 em usinas térmicas. Devido ao quase esgotamento do potencial hidrelétrico competitivo nessa região, prevê-se nos próximos dez anos uma maior participação da geração termelétrica a gás natural nesse subsistema, associada à expansão das interconexões elétricas com outros subsistemas, principalmente com o subsistema Norte. Os pequenos aproveitamentos hidrelétricos e as usinas eólicas são alternativas também previstas para serem implantadas na região nos próximos anos. Nesta região hidrográfica,



a UHE Três Marias, apesar de participar da regularização de vazões na cascata do rio São Francisco, possui interligação elétrica com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

O subsistema Norte possui uma capacidade instalada da ordem de 9.890 MW, sendo 8.344 MW de usinas hidrelétricas e 1.509 MW de térmicas, com a maior parte dos aproveitamentos hidrelétricos localizados na bacia do rio Tocantins e das usinas térmicas no estado do Amazonas. A expansão do parque gerador da região Norte no período de 2006 a 2015 se dará com a entrada em operação das últimas unidades da UHE Tucuruí II e, nos anos finais do período estudado, das UHEs Belo Monte (11.182 MW) e Serra Quebrada (1.328 MW). (MME 2006).

A interligação entre os Subsistemas Norte e Nordeste permite um intercâmbio de energia com característica sazonal, com fluxos na direção Nordeste no primeiro semestre do ano, aproveitando-se dos excedentes de água da Região Norte, que possibilitam uma geração elevada de energia na UHE Tucuruí. No segundo semestre, quando as vazões do Tocantins se reduzem e o reservatório da UHE Tucuruí apresenta um deplecionamento acentuado, a Região Nordeste envia energia para a Região Norte, invertendo-se o fluxo entre as regiões (ONS, 2004)<sup>56</sup>. Convém destacar que a UHE Serra da Mesa (maior reservatório do SIN em volume útil), apesar de regularizar vazões para toda a cascata do rio Tocantins, possui interligação elétrica com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste.

A futura integração das usinas do rio Madeira ao SIN, independentemente da alternativa selecionada para a transmissão da potência dessas usinas para as regiões Sudeste e Centro-Oeste, deverá contemplar uma interconexão com o sistema regional Acre/Rondônia. A partir da instalação desta interconexão, prevista para 2011, o subsistema Acre/Rondônia se estabelece como importante região exportadora de energia elétrica. Antes da entrada das usinas do rio Madeira, no período 2008-2010, esse subsistema se caracteriza como importador de energia elétrica da região Sudeste/

Centro-Oeste, podendo também operar como exportador, caso se concretize a disponibilidade de gás natural na região. (MME, 2006)<sup>53</sup>

O subsistema Norte também se encontra interligado ao subsistema Sudeste/Centro-Oeste por meio da Interligação Norte-Sul. Esta interligação aumentou a confiabilidade da operação do Sistema Interligado e prevê-se sua ampliação após a entrada em operação da segunda etapa da UHE Tucuruí, e com a entrada do terceiro circuito, prevista para 2008, entre Imperatriz e Serra da Mesa, o que aumentará ainda mais os benefícios advindos das interconexões regionais entre os diversos sistemas elétricos.

Assim sendo, ao se considerar as características dos subsistemas que integram o SIN, usualmente o subsistema da região Norte é exportador de energia durante os oito meses iniciais do ano e importador no restante do período. O subsistema da região Nordeste é praticamente importador ao longo de todo o ano e os subsistemas das regiões Sul e SE/CO são complementares, conforme o comportamento sazonal de suas bacias, cabendo destacar que, geralmente, a região Sul importa energia nos períodos de janeiro a abril e de novembro a dezembro. (ONS, 2005)<sup>57</sup>

O Sistema Interligado Nacional, ao final de 2005, apresentou uma potência instalada de 83.391 MW, com um aumento de capacidade de 2.985 MW, no decorrer desse ano. Houve também um aumento de 3.042 km de linhas no sistema de transmissão que integra a Rede Básica, com destaque para a antecipação da LT 500 kV Londrina-Assis-Araquara, que possibilitou um aumento nos limites de transferência de energia entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, de 1300 MWmed no sentido Sul-SE/CO e de 600 MWmed no sentido SE/CO-Sul, proporcionando maior flexibilidade para a otimização energética conjunta desses subsistemas, e provendo maior segurança operativa para o SIN. (ONS, 2005)<sup>57</sup>

Em 2005, dez novos aproveitamentos hidrelétricos iniciaram o enchimento de seus respectivos reservatórios (Aimorés, Barra Grande, Campos Novos,

Capim Branco I, Corumbá IV, Fundão, Irapé, Ourinhos, Picada e Santa Clara – PR). Em cada caso, foram realizados estudos desses enchimentos, em que foram avaliadas as condições eletroenergéticas e hidrológicas do sistema como um todo e, em particular, da bacia afetada pelo novo aproveitamento, tendo em vista manter a garantia do suprimento durante o processo, respeitando as restrições ambientais. Em especial, destaca-se o início do enchimento, em julho, do reservatório de Barra Grande, na bacia do rio Uruguai. Ao final do ano, esse reservatório atingiu 38,5% de seu volume útil, acrescentando 407 MWmed à capacidade de armazenamento do Sul. (ONS, 2005)<sup>57</sup>

A Figura 3.3, mostra o balanço energético do SIN em 2005 (ONS, 2005)<sup>57</sup>.

### Perspectivas de expansão para os próximos anos

Em relação ao uso da água para geração de energia elétrica, seu predomínio na matriz energética nacional permanece muito significativo nos planos de expansão do setor. O maior potencial hidrelétrico remanescente encontra-se localizado na região Amazônica.

Nos próximos anos estima-se uma maior participação da geração termelétrica no atendimento do mercado de energia elétrica, motivada pela disponibilidade do gás natural (combustível consideravelmente mais competitivo do que os derivados do petróleo) e por incentivos à prática da co-geração, e de outras fontes alternativas por meio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Geração de Energia Elétrica – PROINFA

O PROINFA tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira e a busca por soluções de cunho regional com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, a partir do aumento da participação da energia elétrica produzida com base naquelas fontes.

Esse Programa, que foi instituído pela Medida Provisória nº 14, de dezembro de 2001, aprovada

depois pelo Congresso Nacional, na forma de Projeto de Lei de Conversão e transformada em Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002<sup>26</sup> e revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003. Inicialmente o PROINFA promoveria a implantação de 3.150 MW de capacidade, mas o PDEE 2006-2015 efetuou uma nova análise de sensibilidade em relação ao total do potencial disponibilizado nesse programa, avaliando-se o efeito de uma redução de 20% em relação ao previsto, ou seja, uma redução da capacidade instalada de 3.150 MW para um valor em torno de 2.500 MW. De acordo com o Programa, é assegurada pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A - ELETROBRÁS, a compra da energia a ser produzida, no período de 20 anos, dos empreendedores que preencherem todos os requisitos de habilitação descritos nos Guias e tiverem seus projetos selecionados de acordo com os procedimentos da Lei.

Com relação à implantação de novas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, é importante que sejam analisados os rebatimentos sobre outros usos dos recursos hídricos que, embora de menores vultos, podem ser ainda significativos, pelo grande número de empreendimentos e pelos eventuais sinergismos desfavoráveis que eles possam ter, quando concentrados em uma mesma região, em um mesmo rio ou em uma mesma bacia. Há vários destes projetos previstos para o Sul e Centro-Oeste do País, áreas de expansão agrícola, o que pode levar a futuras disputas pelo uso da água entre estes setores usuários (geração de energia e irrigação).

Dentro dos objetivos deste documento, que busca mostrar a evolução do comportamento do Setor Elétrico com foco específico na expansão do aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica, é necessário conhecer todos os aspectos relativos ao planejamento do setor. Com isso nos próximos itens serão descritos os procedimentos adotados pelo Setor Elétrico em seu planejamento, seja na operação ou na expansão do sistema elétrico brasileiro.

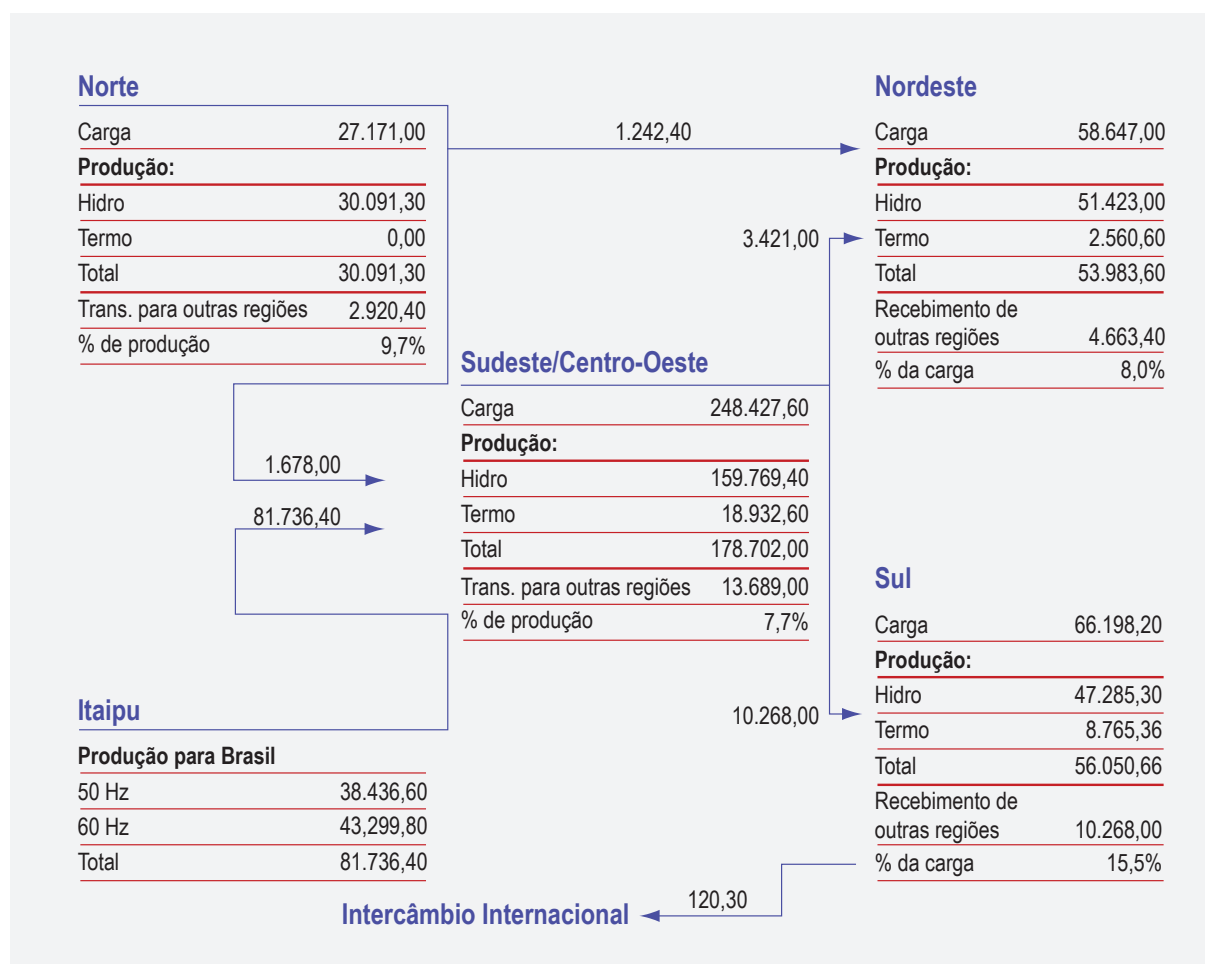


Figura 3.3 – Balanço de energia do SIN em 2005 (GWh)

## 3.2 Planejamento da operação e expansão do Setor Elétrico

A utilização adequada e otimizada dos recursos hídricos disponíveis exige um cuidadoso planejamento da expansão e da operação do sistema, que deve considerar as interligações elétricas entre diferentes bacias hidrográficas, visando o aproveitamento da diversidade hidrológica de um País com as dimensões do Brasil. A seguir a descrição do processo de planejamento da operação do SIN e da expansão do Setor Elétrico.

### Planejamento da Operação do Setor Elétrico

A elaboração do planejamento da operação energética é realizada com base no módulo 7 dos Procedimentos de Rede (ONS, 2003a)<sup>54</sup>. Neste item, serão destacados alguns pontos relacionados ao planejamento anual e ao programa mensal da operação do SIN.

### O Planejamento Anual da Operação Energética

tem como objetivo apresentar a análise das condições de atendimento ao mercado de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, e propicia o estabelecimento de estratégias de médio prazo para utilização na operação energética do sistema interligado. O Planejamento Anual da Operação Energética deverá fornecer resultados e estratégias para um cenário esperado e recomendações baseadas na análise dos rebatimentos de cenários alternativos, provendo subsídios aos Agentes Setoriais para que estes adotem as providências pertinentes às suas responsabilidades (ONS, 2003a)<sup>54</sup>. Este processo abrange um horizonte de análise de cinco anos com detalhamento em base mensal. Sua periodicidade é anual, com atualizações quadrimestrais.



O ONS utiliza uma cadeia de modelos e programas computacionais para definir o planejamento e as regras de operação do SIN. Nesta cadeia de modelos, o NEWAVE é o modelo utilizado para determinar para cada estágio do período de planejamento tanto os valores de geração associados aos subsistemas, e às usinas termelétricas, quanto os intercâmbios entre os subsistemas eletricamente conectados.

O NEWAVE é um modelo de planejamento da operação a médio prazo de subsistemas hidrotérmicos interligados, que trabalha no horizonte de cinco anos discretizados em períodos mensais, utilizando a técnica de otimização Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE). Esta técnica computacional agrega todos os reservatórios por subsistemas equivalentes e objetiva definir o planejamento ótimo para a utilização dos recursos hidráulicos e térmicos na operação do sistema mês a mês, baseado em um comportamento probabilístico das afluições.

Como produtos, o Planejamento Anual da Operação Energética apresenta (ONS, 2003a)<sup>54</sup>:

- Funções de custo futuro a serem usadas na otimização da operação do sistema e no cálculo dos Custos Marginais de Operação;
- Elaboração das Curvas de Aversão ao Risco, segundo diretrizes da ANEEL;
- Estimativas dos montantes de geração térmica, que servem como base para a composição da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis do Sistema Interligado - CCC, para subsidiar a ANEEL;
- Análise do atendimento à carga própria de energia e demanda, incluindo índices estatísticos de confiabilidade;
- Recomendações de adequação de cronogramas de manutenção, visando o atendimento à ponta do sistema e a otimização da operação;
- Estimativas dos benefícios marginais de interligações; estimativas para intercâmbios internacionais;

estimativas de intercâmbios entre regiões; estimativas de evolução dos custos marginais de operação; análise da evolução da capacidade instalada no Sistema Interligado Nacional; produtividade média a ser utilizada no cálculo das energias naturais afluentes.

O **Programa Mensal da Operação Energética – PMO** tem como objetivo principal estabelecer as diretrizes energéticas de curto prazo da operação coordenada do SIN, assegurando a otimização dos recursos de geração disponíveis (ONS, 2003a)<sup>54</sup>. O PMO é elaborado pelo ONS com a participação dos Agentes, sendo os estudos realizados em base mensal, discretizados em etapas semanais e por patamar de carga, sendo revisto semanalmente. O PMO estabelece metas e diretrizes a serem seguidas pelos órgãos executivos da Programação Diária da Operação e da Operação em Tempo Real.

As atividades de recursos hídricos, necessárias para o planejamento, programação, supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais obedecem a procedimentos estabelecidos no módulo 9 dos Procedimentos de Rede, que está dividido nos seguintes sub-módulos (ONS, 2003b)<sup>55</sup>:

- Sub-módulo 9.2 - **Acompanhamento da Situação Hidroenergética** - apresenta os procedimentos para recebimento e atualização dos dados operativos hidráulicos, em base diária, de interesse para a operação hidroenergética, os procedimentos para a reconstituição de vazões naturais, para a definição ou revisão da metodologia utilizada, para o cálculo das energias naturais afluentes e armazenadas ao longo do sistema elétrico, tendo em vista o acompanhamento da situação hidroenergética, e os procedimentos para elaboração dos relatórios necessários para o referido acompanhamento e para a atualização das séries históricas de vazões naturais médias diárias, semanais e mensais;
- Sub-módulo 9.3 - **Elaboração do Plano Anual de Prevenção de Cheias** - apresenta os procedimentos para o estabelecimento dos sistemas de reservatórios para operação de controle de cheias e a definição dos volumes de espera a serem implementados nos reservatórios destes sistemas,

envolvendo também as informações de restrições operativas hidráulicas e as eventuais mudanças nas características físicas das usinas;

- Sub-módulo 9.4 - **Estabelecimento das Regras de Operação em Situação de Cheia** - apresenta os procedimentos que devem descrever a forma de utilização dos volumes de espera, em caso de situação de cheia, bem como a forma de operar os reservatórios que estão sujeitos a restrição de nível devido a remanso provocado a montante;

- Sub-módulo 9.5 - **Previsão de Vazões** - apresenta os procedimentos para a previsão de vazões naturais médias semanais e mensais a partir dos dados hidrológicos disponíveis no Banco de Dados do Sistema;

- Sub-módulo 9.6 - **Disponibilização de Informações Meteorológicas e Climáticas** - apresenta os procedimentos para disponibilização destas informações, que darão suporte às tomadas de decisão no planejamento, programação, coordenação e controle da operação do sistema interligado;

- Sub-módulo 9.7 - **Atualização da Base de Dados Atemporais dos Aproveitamentos Hidrelétricos** - apresenta os procedimentos atualização desta base de dados para dar suporte à elaboração das atividades de planejamento, programação e operação em tempo real dos aproveitamentos hidrelétricos despachados centralizadamente;

- Sub-módulo 9.8 - **Quantificação da Evaporação Líquida** - apresenta os procedimentos para a quantificação da evaporação líquida (diferença entre a evaporação de lago atual e a evapotranspiração dessa área antes de ser inundada) para serem considerados na reconstituição das séries de vazões naturais, e nas simulações da operação hidráulica dos reservatórios nos estudos energéticos;

- Sub-módulo 9.9 - **Atualização de Restrições Operativas Hidráulicas de Reservatórios** - apresenta os procedimentos para a atualização de restrições operativas hidráulicas de reservatórios, referentes às vazões máximas e mínimas em seções e trechos de rio, limitações de descargas máximas

em usinas, limites para os níveis máximos e mínimos nos reservatórios e, ainda, taxas máximas de variação de defluências.

### Planejamento da Expansão do Setor Elétrico

- Estudos para o planejamento da expansão do setor elétrico.

O tempo requerido para maturação dos aproveitamentos hidrelétricos, que constituem a base da oferta de energia no País, leva a que o planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro venha sendo feito mediante uma seqüência de estudos que considera horizontes temporais abrangentes e aproximações sucessivas até a tomada de decisão efetiva. Além disso, a grande diversidade hidrológica entre as diferentes regiões do País permite que, por interligações regionais, os centros de consumo em diversas regiões do País possam ser atendidos por diferentes bacias hidrográficas. Estes estudos vêm sendo desenvolvidos em duas etapas: Estudos de Longo Prazo (Plano Nacional de Energia - PNE) e Estudos de Curto Prazo (Plano Decenal de Energia Elétrica - PDEE), que têm as seguintes características:

- **Plano Nacional de Energia - PNE**, com horizonte de até 30 anos, com periodicidade de 5 a 6 anos, onde se procura analisar as estratégias de desenvolvimento do sistema energético nacional para diferentes cenários de crescimento da demanda e da conservação de energia, otimizando-se, então, a composição futura do parque gerador, compreendendo todas as principais fontes primárias de geração disponíveis em cada região do País, assim como a capacidade dos principais troncos de transmissão e redes de gás. Com base nos resultados obtidos, estabelece-se um programa de desenvolvimento tecnológico e industrial e de estudos de inventário das bacias hidrográficas. Nestes estudos são definidas as diretrizes para os estudos de curto prazo e determinados os custos marginais de expansão em longo prazo;

- **Plano Decenal de Energia Elétrica - PDEE**, com horizonte de 10 anos, com periodicidade anual, onde são apresentadas as decisões ótimas relativas ao planejamento integrado da expansão da geração

e da transmissão de energia elétrica, selecionando-se o conjunto de aproveitamentos hidráulicos, térmicos e de fontes alternativas mais adequadas, com sua correspondente alocação temporal. Para esta configuração, são realizadas análises probabilísticas das condições de suprimento e calculados os custos de expansão e de operação resultantes. Ficam definidas então metas físicas e financeiras, compatíveis com o programa global de investimentos em geração, transmissão, distribuição e instalações gerais.

O objetivo do PDEE tem sido apresentar, de forma indicativa, um elenco de aproveitamentos e datas estimadas para as respectivas implantações, considerando diferentes cenários de mercado, de modo a orientar futuras ações governamentais e dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro. Este plano tem natureza estrutural, e tem como critério para estabelecimento do plano de obras, o menor custo total (investimento e operação) e também aproveitamentos com menor complexidade sócio-ambiental. Este plano de obras considera também, sem deixar de lado a busca do programa de expansão que caracterizaria o “ótimo” no sentido clássico, o interesse da iniciativa privada em implantar um empreendimento que, à luz dos critérios clássicos, não seria considerado adequado para a data pretendida pelo investidor (MME, 2002a)<sup>50</sup>. Com isso, o Plano orienta a respeito dos estudos de viabilidade de projetos de geração hidrelétrica que farão parte de futuras licitações.

Na formulação das alternativas de expansão da geração, de acordo com cada cenário considerado, o plano decenal identifica um conjunto de projetos de geração passíveis de entrar em operação nos próximos 10 anos, e para os quais existem diferentes graus de possibilidades de implementação, divididos em 2 grupos principais. O primeiro representa, na prática, um programa determinativo da expansão de geração, tal o grau de certeza de sua execução, bem como dos respectivos empreendedores responsáveis. Com respeito a aproveitamentos hidrelétricos, o primeiro grupo inclui usinas divididas em (MME, 2002a)<sup>50</sup>:

- aproveitamentos hidrelétricos em construção ou em motorização, onde uma avaliação dos cronogramas

físico-financeiros permite identificar as datas de entrada em operação dos aproveitamentos;

- aproveitamentos hidrelétricos com concessão ou autorização - são aquelas usinas hidrelétricas que quando da elaboração do plano ainda não tinham iniciadas suas obras civis, mas que já detinham a concessão ou autorização da ANEEL. Nesse caso, os prazos e a capacidade a ser instalada estão definidos no ato da concessão ou autorização, pela ANEEL;

- aproveitamentos hidrelétricos aguardando outorga de concessão - são as usinas hidrelétricas cujas concessões já foram licitadas ou que já tiveram seus projetos aprovados pela ANEEL, mas que ainda não tinham obtido outorga de concessão ou autorização até o fechamento do plano.

Em um segundo grupo são identificados projetos de geração passíveis de entrarem em operação no período de 10 anos, mas com um grau de certeza de implementação inferior ao dos projetos do primeiro grupo, que são denominados projetos indicativos, a saber:

- projetos indicativos de UHE em processo de licitação, que são as usinas hidrelétricas com viabilidade já concluída e com licitação programada;
- demais projetos indicativos de UHE, representam os projetos que, embora ainda não tenham concessão ou autorização outorgada pelo poder concedente, ou não estejam previstos no Programa de Licitação do Governo, já possuem estudos/projetos em estágios que os credenciam para serem indicados como alternativas possíveis de ampliação da oferta de energia no horizonte de 10 anos.

Com relação aos aspectos ambientais, os planos decenais de expansão do setor elétrico, a partir de 2001, já adotam uma metodologia baseada em pressupostos da Avaliação Ambiental Estratégica, levando em consideração os impactos relacionados ao conceito de sustentabilidade, na interação entre políticas públicas, como por exemplo, as implicações do PDEE com a Política Nacional de Recursos Hídricos, a Política Nacional de Meio Ambiente,



além da consideração dos efeitos cumulativos e sinérgicos de conjuntos de projetos sobre uma determinada região. As avaliações vêm sendo conduzidas para (MME, 2002a)<sup>50</sup>:

- orientar a sistematização do conhecimento sobre as principais questões ambientais na área de estudo e sobre os projetos candidatos;
- fornecer subsídios para a formulação de alternativas da expansão da geração e da transmissão de energia elétrica;
- influenciar na concepção e na viabilização dos projetos;
- fornecer informações para a avaliação ambiental do plano como um todo.

A metodologia adotada na avaliação consiste (MME, 2002a)<sup>50</sup>:

- na **análise da viabilidade ambiental**, que remete à avaliação dos impactos associados aos projetos e conjuntos de projetos, objetivando conhecer a complexidade dos aspectos ambientais relacionados à sua implantação e operação;
- na **análise processual**, que verifica a situação de cada projeto com relação ao atendimento aos procedimentos previstos na legislação ambiental e de recursos hídricos para obtenção de licenças, outorgas e autorizações. Para essa análise deve ser levado em consideração a cronologia e os requisitos do processo de licenciamento ambiental e de outorga de recursos hídricos, bem como as datas previstas para entrada em operação.

Estas análises representam um grande passo na direção da incorporação da dimensão ambiental no planejamento do setor objetivando a redução de incertezas relacionadas à implantação dos aproveitamentos já estudados. Entretanto, estes procedimentos não impedem que aproveitamentos sejam inviabilizados após várias etapas do seu desenvolvimento terem sido ultrapassadas. É necessário, portanto, que nos primeiros estágios do desenvolvimento do planejamento, as questões relacionadas

a recursos hídricos e ao meio ambiente sejam equacionadas em articulação com os órgãos responsáveis de cada setor.

### Cálculo da Energia Assegurada dos empreendimentos de geração

Dentre as atribuições dos planejadores do setor elétrico encontra-se a determinação da garantia física de energia e de potência dos empreendimentos de geração hidrelétricos e termelétricos.

A cada usina é atribuído um Certificado de Energia Assegurada (ou Garantia Física), – CEA (CGF), que é o respaldo físico (“lastro”) para sua contratação, e que deve refletir a sua capacidade de produção física sustentada (BARROS, 2002)<sup>13</sup>. O Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998<sup>30</sup>, em seu artigo 21, parágrafo 4º, dispõe que de 5 em 5 anos, ou na ocorrência de fatos relevantes, os valores da energia assegurada (garantia física) de cada usina sejam revisados. O parágrafo 5º deste mesmo artigo estabelece que, em cada revisão, a energia assegurada (garantia física) de cada usina pode ser reduzida em, no máximo, 5% por ajuste e em até 10% do valor de base constante no contrato de concessão durante a sua vigência.

O cálculo das energias asseguradas vem sendo realizado desde aquela data. Atualmente o cálculo dos montantes de garantia física, os lastros físicos limites com vistas a comercialização, dos empreendimentos segue a Portaria nº 303, do Ministério de Minas e Energia – MME, de 18 de novembro de 2004, que foi estabelecida considerando a Portaria MME nº 282, de 28 de outubro de 2004, que disponibilizou a metodologia para o cálculo das garantias físicas dos empreendimentos de geração; a resolução CNPE nº 01, de 2004, e a Portaria MME nº 288, de 12 de novembro de 2004, que estabeleceu critérios para a definição da garantia física das unidades de geração termelétrica movidas a gás natural.

### Etapas de desenvolvimento de aproveitamentos hidrelétricos

Os estudos de planejamento guardam estreita relação com aqueles necessários para o desenvolvimento de um projeto específico, ou seja, para o caso dos aproveitamentos hidrelétricos, desde os

estudos de inventário, onde é definida sua concepção inicial tendo em vista o melhor aproveitamento do potencial hidrelétrico da bacia hidrográfica, passando pela análise de sua viabilidade para subsidiar o processo de licitação da concessão, até a aprovação do seu projeto básico e projeto executivo para orientar a construção (PIRES, 2001)<sup>59</sup>. A figura 3.3 esquematiza a seqüência de estudos do setor elétrico e as etapas de desenvolvimento de projetos hidrelétricos.

A seguir serão descritas as etapas de desenvolvimento de aproveitamentos hidrelétricos, onde serão identificadas e discutidas as suas interfaces com os setores de recursos hídricos e ambiental.

#### - Estimativa do Potencial Hidrelétrico

É a etapa dos estudos em que se procede a análise preliminar das características da bacia hidrográfica, especialmente quanto aos aspectos topográficos,

hidrológicos, geológicos e ambientais, no sentido de verificar sua vocação para geração de energia elétrica (ELETROBRÁS, 1997a)<sup>37</sup>. Essa análise, exclusivamente pautada nos dados disponíveis, é feita em escritório e permite a primeira avaliação do potencial e estimativa de custo do aproveitamento da bacia hidrográfica e a definição de prioridade para a etapa seguinte, sendo classificado em função do tipo de estudo em (MME, 2002a)<sup>50</sup>:

- **Potencial Remanescente** - É o resultado de estimativa realizada em escritório, a partir de dados existentes, sem qualquer levantamento complementar, considerando um trecho do curso d'água, via de regra situado na cabeceira, sem determinar os locais de implantação dos aproveitamentos;

- **Potencial Individualizado** - É o resultado de estimativa realizada em escritório para um determinado local, a partir de dados existentes ou levantamentos expeditos, sem um levantamento detalhado.

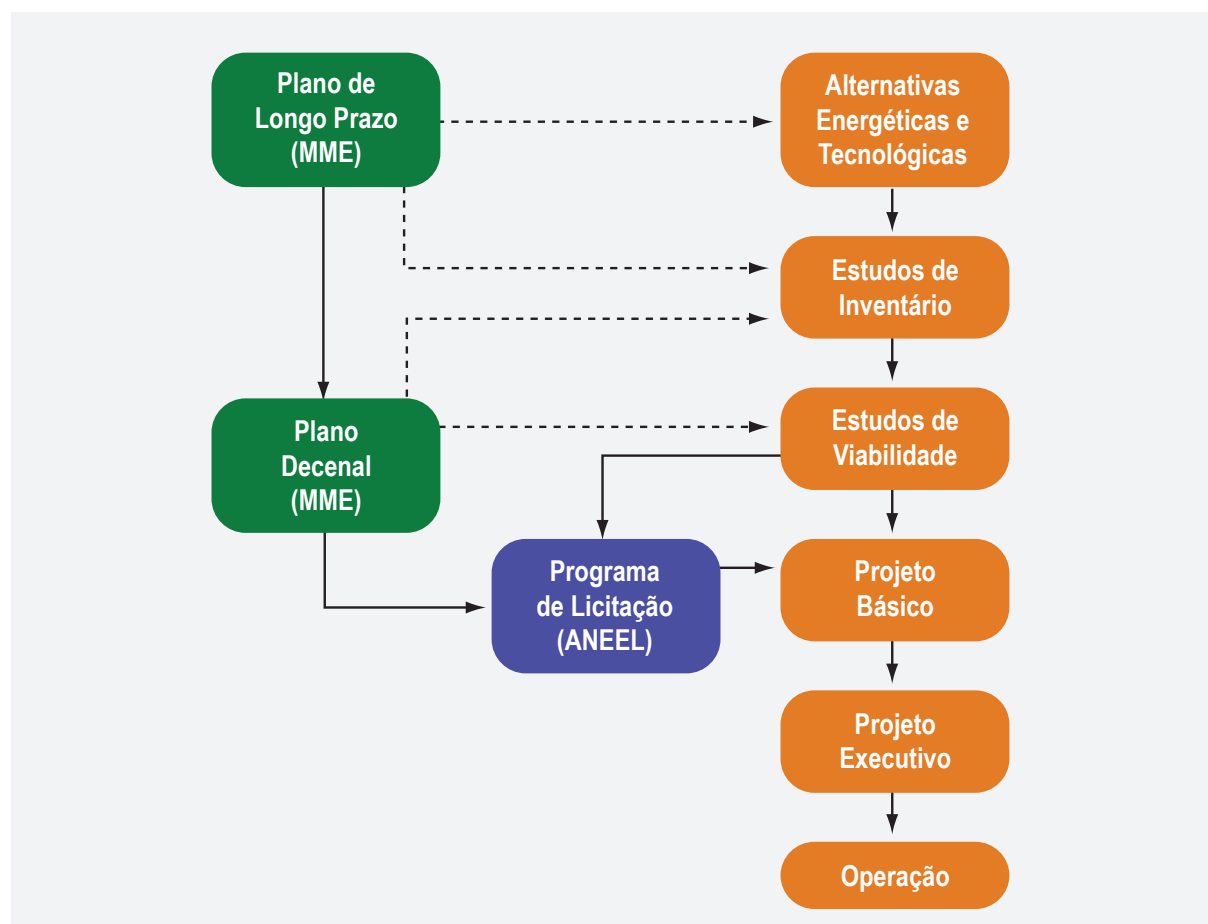


Figura 3.4 - Planejamento do Setor Elétrico e as etapas de desenvolvimento de novos aproveitamentos

#### - Estudo de Inventário Hidrelétrico

Nos estudos de inventário, são analisadas as alternativas locais de um empreendimento em uma mesma bacia hidrográfica. É nesta etapa que se determina “aproveitamento ótimo” de que tratam os § 2º e 3º do Art. 5º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995<sup>21</sup>, ou seja, o potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica e se estabelece a melhor divisão de queda, mediante a identificação do conjunto de aproveitamentos que propiciem um máximo de energia ao menor custo, aliado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente (ELETROBRÁS, 1997a)<sup>37</sup>. A Resolução ANEEL nº 393/98, estabeleceu os procedimentos gerais para registro e aprovação dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias hidrográficas.

Em virtude dos potenciais hidráulicos serem bens da União, devem necessariamente ter garantida a sua plena utilização em benefício da sociedade. Do ponto de vista estritamente setorial, o inventário hidroelétrico assume um papel central na determinação da boa qualidade da expansão do setor no sentido da economicidade e da exequibilidade, já que nesta etapa são analisadas as múltiplas implicações dos diferentes aproveitamentos sem ainda ter ocorrido o comprometimento de recursos técnicos e financeiros em qualquer projeto específico.

Do ponto de vista ambiental, é o momento no qual podem ser identificados os impactos socioambientais de cada aproveitamento e do conjunto de aproveitamentos sobre a bacia hidrográfica, os efeitos cumulativos e as sinergias entre os diferentes projetos, e as restrições impostas aos demais usos dos recursos hídricos, e buscados os meios de equacioná-los ou minimizá-los.

Por outro lado, nesta fase podem ser mais bem avaliadas as interações com os interesses dos demais agentes usuários da água na bacia hidrográfica em estudo, pela coincidência entre as unidades de planejamento destes empreendimentos e da gestão de recursos hídricos, ressaltando-se neste aspecto a necessidade de articulação com os Planos de Recursos Hídricos.

O Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas da ELETROBRÁS (1997a) estabelece um conjunto de critérios, procedimentos e instruções para a realização do inventário do potencial hidrelétrico de bacias hidrográficas.

Os estudos são realizados a partir de dados secundários, complementados com informações de campo, e pautada em estudos básicos hidrometeorológicos, energéticos, geológicos, ambientais e de outros usos d'água. Desse estudo, resulta um conjunto de aproveitamentos, suas principais características, estimativas de custo, índices custo-benefício e índices ambientais.

Nesta fase, os estudos hidrológicos precisam conter todas as informações consistentes e homogeneizadas para toda bacia, discriminando e detalhando satisfatoriamente, a base de dados e a metodologia utilizada para obtenção dos elementos relacionados à estimativa do potencial energético, como séries de vazões médias mensais nos barramentos propostos, vazões de cheia, curva de permanência, curvas-chave, dados de evaporação e evapotranspiração, bem como precipitação. Esses estudos hidrológicos são o ponto de partida para identificação do potencial energético da bacia, por isto devem estar bem embasados para não comprometerem estudos futuros.

Os usos múltiplos dos recursos hídricos são tratados no Manual de Inventário Hidrelétrico como condicionantes à formulação de alternativas de divisão de queda na construção do cenário-base, que considera informações relacionadas a planos diretores de desenvolvimento integrado e a planos setoriais procurando-se obter um retrato realista, objetivando compatibilizar as possibilidades de desenvolvimento da bacia, especificando para cada trecho de rio da bacia hidrográfica em estudo, as parcelas de vazão e queda comprometidas com os outros usos da água que limitam a geração de energia, em relação ao qual os benefícios energéticos das alternativas serão avaliados (ELETROBRÁS, 1997a). Entretanto, os potenciais impactos positivos e negativos das atividades de “usos múltiplos” não são computados na avaliação, pois os



mesmos devem ser objeto das avaliações setoriais correspondentes.

Os estudos ambientais desenvolvidos nesta fase têm como objetivo promover o conhecimento das principais questões ambientais da bacia hidrográfica e avaliar os efeitos da implantação do conjunto de aproveitamentos, tendo em vista subsidiar a formulação das alternativas de divisão de queda e a tomada de decisão (ELETROBRÁS, 1997a)<sup>37</sup>. Para a comparação entre as alternativas, em termos de seus impactos ambientais, são atribuídos valores e pesos aos aspectos ambientais envolvidos, como Ecossistemas Terrestres, Ecossistemas Aquáticos, Modos de Vida, Populações Indígenas, Organização Territorial e Base Econômica, na definição dos aproveitamentos possíveis, buscando incorporar estas variáveis no processo decisório. Entretanto, o manual estabelece que os valores e pesos sejam definidos pela equipe técnica responsável pelos estudos, baseado nos contatos com os diversos setores atuantes na bacia.

De acordo com o Manual de Inventário, a participação dos setores envolvidos na região é inserida no processo de avaliação em todas as etapas do estudo, seja de forma indireta nas etapas iniciais pelo levantamento e análise dos diferentes atores envolvidos, ou de forma mais objetiva subsidiando a tomada de decisão, quando serão selecionadas as melhores alternativas. Dentro da atual estrutura institucional do setor de recursos hídricos, o Comitê de Bacias Hidrográficas deve ser um fórum privilegiado para uma efetiva institucionalização desses procedimentos participativos, em que já existe um grau adequado de articulação intersetorial, e desta forma permitir a ampliação do enfoque de restrição dos critérios relativos aos usos múltiplo das águas, de modo que esses usos possam ser considerados de forma mais ampla na seleção das alternativas de divisão de queda.

#### - Estudo de Viabilidade

É a etapa de definição da concepção global de um dado aproveitamento da melhor alternativa de divisão de queda estabelecida na etapa anterior,

para sua otimização técnico-econômica e ambiental e a avaliação de seus benefícios e custos associados (ELETROBRÁS, 1997b)<sup>38</sup>.

Essa concepção compreende o dimensionamento, as obras de infra-estrutura local e regional necessárias à implantação do aproveitamento, o seu reservatório e respectiva área de influência, os outros usos da água e as ações ambientais correspondentes.

A análise para esta etapa consiste na verificação da sua compatibilidade com os estudos anteriores, atualização dos dados e melhor detalhamento das informações relacionadas à segurança e vida útil do empreendimento e suas interferências com outros usos da água na bacia hidrográfica.

O documento "Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos" (ELETROBRÁS, 1997b)<sup>38</sup> estabelece orientações para programação, contratação, elaboração, controle da execução e verificação, qualidade dos estudos de viabilidade, constituindo basicamente um termo de referência, que contém as atividades que devem ser desenvolvidas para comprovação da viabilidade técnica, econômica e ambiental de aproveitamentos hidrelétricos.

Nesta fase, têm início os estudos ambientais para atender aos requisitos do processo de licenciamento, com a elaboração do EIA/RIMA para obtenção da Licença Prévia. Esta licença, conforme estabelecido na resolução CONAMA 237/97 é "*concedida na fase preliminar do planejamento do empreendimento aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação*". Esses estudos têm importância significativa para a concepção de projetos ambientalmente adequados, devendo ser conduzidos de forma integrada com os estudos de engenharia, de modo a subsidiar efetivamente a definição do projeto.

Os estudos de viabilidade e os EIA/RIMA são documentos que subsidiam também a obtenção da

Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH) para o empreendimento pelos órgãos de recursos hídricos.

As questões relativas aos usos múltiplos do reservatório deverão ser tratadas cuidadosamente nesta etapa, sendo considerados os usos atuais e potenciais, bem como a existência de conflitos com usuários da água. Neste sentido, devem ser observadas as prioridades de uso estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos das bacias, bem como as metas e programas de racionalização de uso dos recursos hídricos. É importante a articulação com outros setores/agentes envolvidos em ações de desenvolvimento na bacia.

A Resolução ANEEL nº 395/98 estabelece, entre outros aspectos, os procedimentos gerais para registro, seleção e aprovação de estudos de viabilidade e projeto básico de empreendimentos de geração hidrelétrica. A ANEEL pode conceder mais de um registro ativo, permitindo que haja mais de um estudo de viabilidade e projeto relacionado com o mesmo aproveitamento, possibilitando que múltiplos agentes desenvolvam estudos paralelos.

Segundo a Lei nº 10.847/2004<sup>27</sup>, compete à EPE desenvolver estudos de viabilidade técnico-econômica e socioambiental para os empreendimentos de energia elétrica, bem como efetuar o acompanhamento da execução de projetos e de estudos de viabilidade realizados por agentes interessados e devidamente autorizados.

No caso de aproveitamentos enquadrados na condição de pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, que são os aproveitamentos com potência superior a 1 MW e igual ou inferior a 30 MW, com área total de reservatório igual ou inferior a 3 km<sup>2</sup>; conforme especificado na resolução ANEEL nº 652/03; não é realizada esta etapa dos estudos, passando-se diretamente dos estudos de inventário para o projeto básico.

#### - Projeto Básico

É a etapa em que o aproveitamento é detalhado e tem definido seu orçamento, com maior precisão, de forma a permitir à empresa ou ao grupo vencedor da licitação de concessão a implantação do empreendimento diretamente ou por meio de contratação de outras companhias para a execução das obras civis e do fornecimento e montagem dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos (ELETROBRÁS, 1999a)<sup>39</sup>.

Nesta etapa, é elaborado, também, o Projeto Básico Ambiental, em que são detalhados os programas socioambientais definidos nos Estudos de Viabilidade. Trata-se, portanto, de aprofundar o conhecimento sobre as medidas necessárias à prevenção, mitigação ou compensação dos impactos identificados, até o nível de projeto, preparando-os para a imediata implantação.

#### - Projeto Executivo

É a etapa em que se processa a elaboração dos desenhos de detalhamento das obras civis e dos equipamentos hidromecânicos e eletromecânicos, necessários à execução da obra e à montagem dos equipamentos. Nesta etapa, são tomadas todas as medidas pertinentes à implantação do reservatório (ELETROBRÁS, 1997b)<sup>38</sup>.







## 4 POTENCIAL NO PAÍS E NAS REGIÕES HIDROGRÁFICAS

O potencial hidrelétrico brasileiro representa o somatório das potências de todos os aproveitamentos estudados. A análise desse potencial considera as etapas de estudo e implantação dos aproveitamentos, conforme as definições tradicionalmente adotadas no setor elétrico já descritas anteriormente. Os aproveitamentos nos estágios de inventário, viabilidade ou projeto básico só são considerados no cômputo do potencial se os respectivos estudos obtiverem sua aprovação no órgão regulador. Os números que traduzem o conhecimento do potencial hidrelétrico brasileiro são objeto de atualizações periódicas, em função do aprofundamento dos estudos do potencial já investigado e de novos levantamentos efetuados.

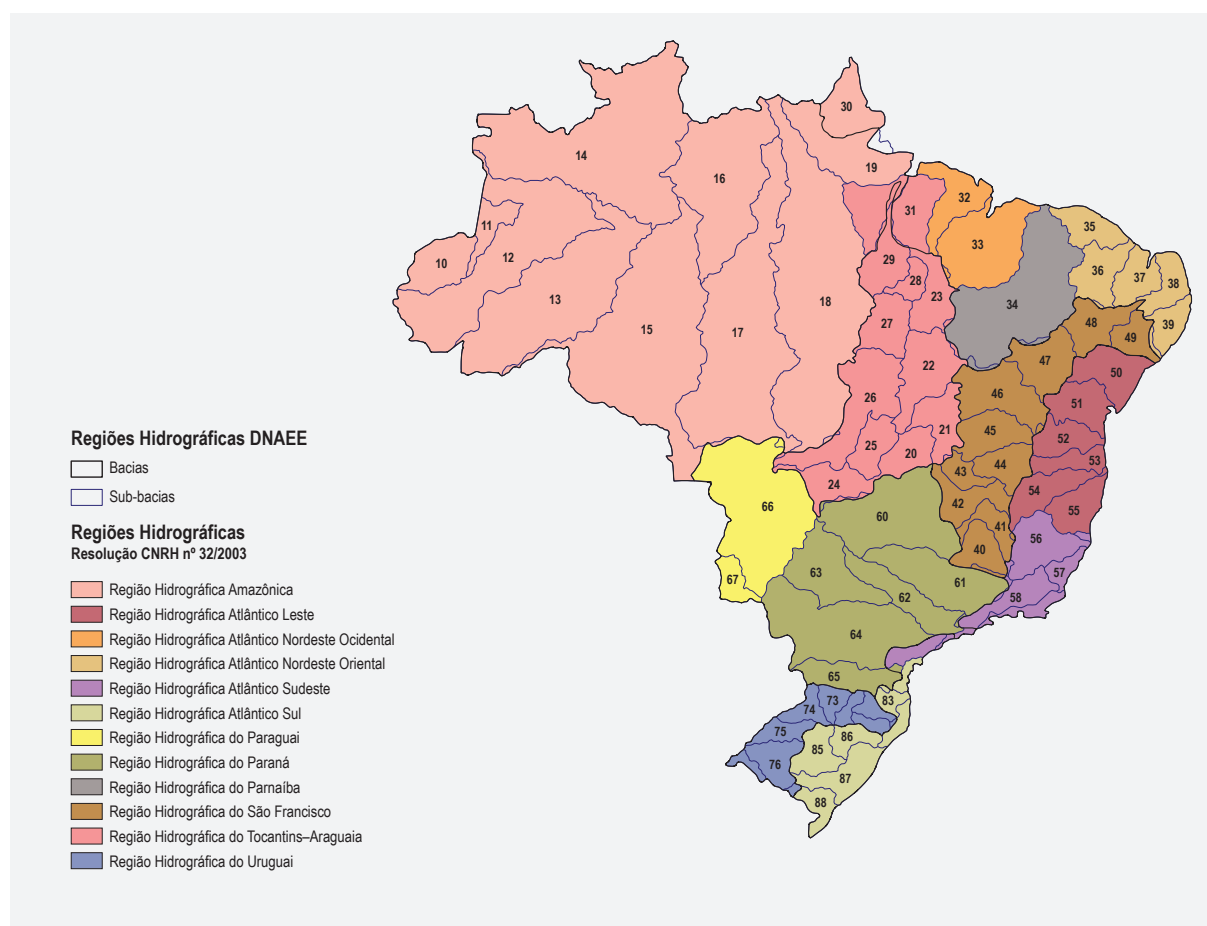
Segundo o SIPOT (jun/2005), atualmente, o potencial hidrelétrico total do Brasil é de aproximadamente 260 GW, dos quais cerca de 26% encontra-se em operação, distribuído nas diversas regiões hidrográficas do País.

O setor elétrico tradicionalmente adota a divisão das regiões hidrográficas estabelecida pelo Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica - DNAEE. Entretanto, com a finalidade de orientar, fundamentar e implementar o Plano Nacional de Recursos Hídricos, o CNRH instituiu, por meio da Resolução nº 32, de 15 de outubro de 2003, uma nova Divisão Hidrográfica Nacional. A figura 4.1, a seguir, mostra a divisão aprovada pelo CNRH e a figura 4.2 compara esta divisão à adotada pelo DNAEE. Em função disto, este estudo busca agregar os aproveitamentos hidrelétricos, instalados em operação, em construção, com concessão e em estudo, de acordo com a divisão estabelecida pelo CNRH.

A tabela 4.1 mostra o potencial atual por Região Hidrográfica, nos seus diversos estágios de desenvolvimento. Cabe destacar o valor elevado do potencial estimado para a Região Hidrográfica Amazônica, que supera em muito o potencial inventariado, indicando a demanda de novos estudos para aquela região.



Figura 4.1 - Regiões Hidrográficas do Brasil – divisão aprovada pelo CNRH



**Figura 4.2 - Regiões Hidrográficas do Brasil – divisão aprovada pelo CNRH e divisão DNAEE**

Grande parte do potencial hidrelétrico encontra-se na região Amazônica (41%), entretanto, em termos de potencial já instalado no País, esta região participa com apenas 1% deste, e, considerando ainda a importância dos aspectos ambientais dessa região, caracterizada pela presença de unidades de Conservação e de Terras Indígenas, é possível que grande parte do potencial estimado não seja ambientalmente viável.

Por outro lado, a maior parte do potencial existente no Sudeste do País, mais especificamente na Região Hidrográfica do Paraná, já foi explorado. Observa-se que quase 60% da potência total instalada no País estão concentrados na região do Paraná. A região do São Francisco responde por 15% do total, enquanto a do Tocantins-Araguaia é responsável por 10% da potência total instalada. Nas demais regiões, os percentuais são pouco significativos.

Esta tendência no aproveitamento do potencial hidrelétrico no Brasil com uma forte concentração

das UHEs nas regiões Sudeste e Centro-sul do País, ocorreu em função principalmente do relevo mais favorável ao aproveitamento de seus potenciais hidrelétricos, conjugado com o processo de ocupação do território brasileiro e do desenvolvimento socioeconômico do País (ANEEL, 2002)<sup>6</sup>. A figura 4.3 mostra como vem sendo a evolução do processo de instalação de novas usinas hidrelétricas.

Observa-se pela figura 4.3, a seguir, que, na primeira metade do Século XX, a grande maioria dos projetos hidrelétricos foi instalada na Região Sudeste. Já no período de 1945 a 1970, as usinas se espalharam mais em direção ao Sul e ao Nordeste, com destaque para os Estados do Paraná e Minas Gerais.

Entre 1970 e meados dos anos 1980, espalharam-se por diversas regiões do País, graças ao aprimoramento de tecnologias de transmissão de energia elétrica em grandes blocos e distâncias, verificando-se, também, uma forte concentração de projetos na zona de transição entre as regiões Sudeste

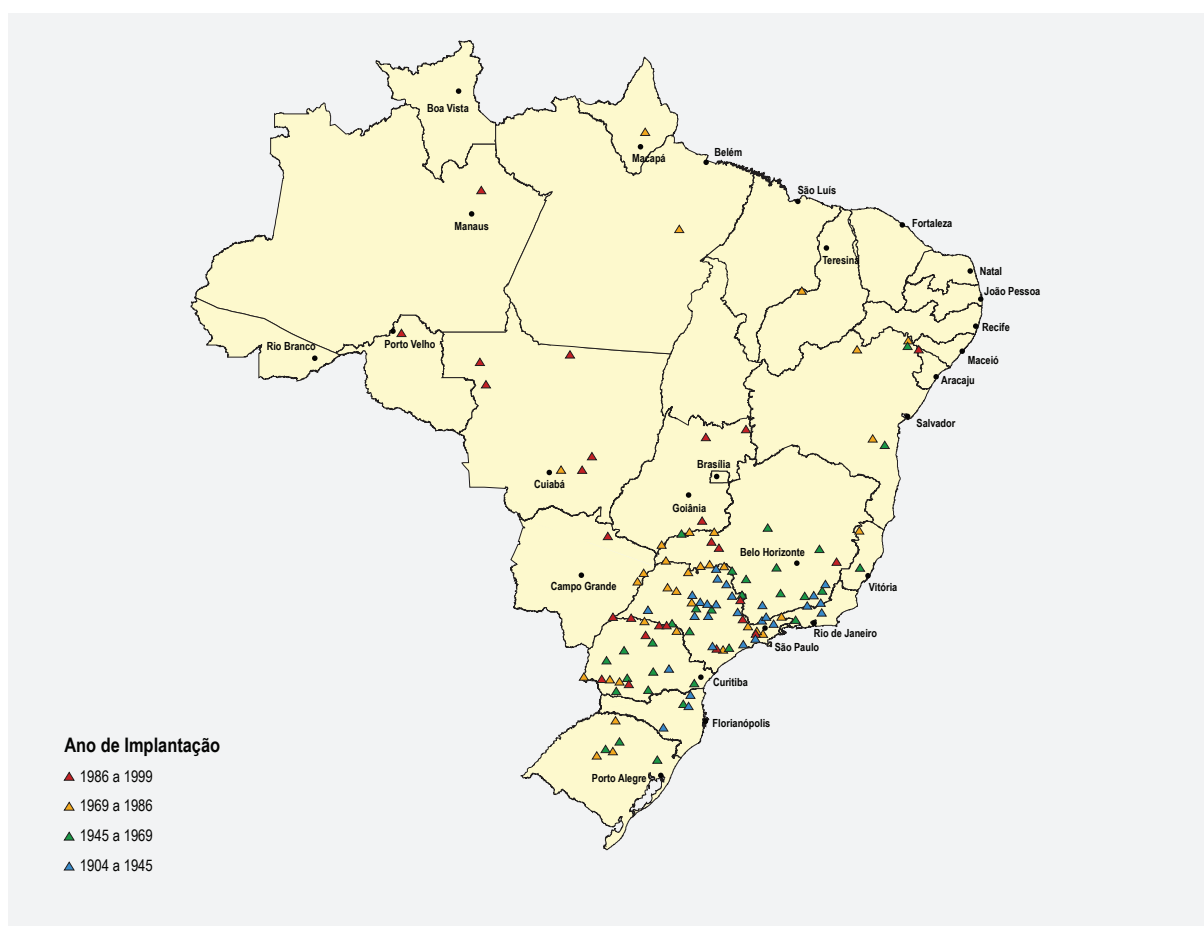


Figura 4.3 - Usinas hidrelétricas por ano de instalação

Tabela 4.1 – Potencial por Região Hidrográfica (MW)											
Região Hidrográfica	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
AMAZÔNICA <sup>1</sup>	19.395	45.129	64.524	21.102	18.912	1.792	63	748	2	42.619	107.143
TOCANTINS <sup>2</sup>	1.936	128	2.064	8.325	3.925	378	4.611	6.981	1	24.221	26.285
PARNAÍBA <sup>1</sup>	-	315	315	947	-	-	-	225	-	1.172	1.486
NORDESTE OCIDENTAL <sup>1</sup>	102	208	310	55	-	3	-	-	-	58	368
NORDESTE ORIENTAL <sup>1</sup>	-	23	23	43	-	18	-	8	-	69	91
SÃO FRANCISCO <sup>3</sup>	808	1.078	1.886	6.646	6.250	143	-	10.395	0	23.433	25.320
ATLÂNTICO LESTE <sup>1</sup>	257	506	763	1.455	130	382	545	564	1	3.077	3.840
ATLÂNTICO SUDESTE <sup>1</sup>	902	217	1.120	4.833	3.318	1.317	570	3.408	1	13.447	14.566
PARANÁ <sup>1</sup>	2.688	2.630	5.319	7.076	2.683	2.613	1.488	38.916	2	52.578	58.097
PARAGUAI <sup>1</sup>	1.060	697	1.756	266	-	328	205	594	1	1.394	3.150
URUGUAI <sup>1</sup>	12	1.140	1.152	4.634	2.366	1.007	1.587	2.880	-	12.453	13.605
ATLÂNTICO SUL <sup>1</sup>	942	1.124	2.066	1.316	218	593	142	1.160	-	3.429	5.495
TOTAL	28.102	53.195	81.297	56.699	37.802	8.573	9.210	65.858	8	178.149	259.447

<sup>1</sup> Baseados em dados do SIPOT – Junho/2004

<sup>2</sup> ANA/SUM, 2004<sup>6</sup>

<sup>3</sup> ANA/GEF/PNUMA/OEA, 2004<sup>4</sup>





e Centro-Oeste, onde estão duas importantes sub-bacias do Paraná (Grande e Paranaíba). Mais recentemente, existe uma tendência de que a expansão caminhe na direção do Norte e do Centro-Oeste do País.

Apesar da participação crescente de outras fontes energéticas na geração de energia elétrica, a hidroeletricidade continua sendo muito importante na expansão do setor elétrico brasileiro.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), caracterizadas por possuírem potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW, com reservatórios de área não superior a 3 km<sup>2</sup> para a cheia centenária, representam um tipo de expansão hidráulica amplamente utilizado.

A atratividade destas usinas fundamenta-se, principalmente, por suas características de menor impacto ambiental, menor volume de investimentos, prazo de maturação mais curto e tratamento diferenciado por parte da regulamentação vigente. Nesse sentido, uma característica das PCHs é a dispensa de licitação para obtenção da concessão, bastando o empreendedor obter autorização da ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Outras características atrativas são:

isenção de pagamento de Uso de Bem Público (UBP), taxa de compensação financeira aos Estados e Municípios; isenção da obrigação de aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico; isenção relativa à compensação financeira pela utilização de recursos hídricos; possibilidade de comercializar de imediato a energia elétrica produzida com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e a redução de no mínimo 50% no pagamento dos encargos por uso das redes de transmissão e distribuição.

Atualmente, existem no Brasil 253 PCHs em operação, somando 1.277 MW ao Sistema Interligado Nacional. O Estado com maior concentração de PCHs é Minas Gerais, com 77 usinas em operação, somando 398 MW. Levando em consideração o número de usinas em operação, construção e outorga, há cerca de 2.450 MW de potência instalada apenas com pequenas centrais hidrelétricas. (MME 2006).

A seguir será feito o detalhamento do potencial hidrelétrico no País, sua distribuição nas regiões hidrográficas brasileiras, e o planejamento do Setor Elétrico no curto prazo para expansão da geração hidrelétrica em cada região hidrográfica.

## 4.1 Região Hidrográfica Amazônica

### Situação atual

O potencial total da Região Hidrográfica Amazônica, considerando-se a soma do potencial estimado e o inventariado, apresenta um potencial total de 107.143 MW.

Nesta Região Hidrográfica, destaca-se a sub-bacia do rio Xingu, com aproximadamente 14% do potencial inventariado no País. Outras sub-bacias desta região, cujos potenciais totais são significativos, são a do rio Tapajós, a do rio Madeira e a do rio Negro. A tabela 4.2 apresenta a distribuição deste potencial em cada sub-bacia hidrográfica desta região.

Apesar do grande potencial hidrelétrico, aspectos como a grande dispersão entre os poucos centros

urbanos da Região Hidrográfica, as grandes distâncias entre os potenciais e os principais centros consumidores nas demais regiões do País, além do passivo ambiental resultante de áreas alagadas, fazem que a região Amazônica tenha a predominância da geração térmica em sua matriz energética.

Os Estados do Norte do País são atendidos basicamente por sistemas isolados que atendem às capitais Manaus, Porto Velho, Macapá, Boa Vista e Rio Branco. Nos sistemas de Manaus, Porto Velho, Boa Vista e Macapá, a geração de eletricidade provém de sistemas hidrotérmicos, ao passo que, em Rio Branco, o suprimento é puramente termelétrico. A grande maioria dos sistemas isolados do interior é suprida por unidades dieselétricas de pequeno porte, embora existam, também,

**Tabela 4.2 – Potencial na Região Hidrográfica Amazônica (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
12	Rio Solimões, Juruá, Japurá e outros.	261	218	479	-	-	-	-	-	-	-	479
13	Rio Solimões, Purus, Coari e outros.	1.942	2.254	4.196	213	-	-	-	-	-	213	4.409
14	Rio Solimões, Negro, Branco e outros.	7.746	4.312	12.058	600	351	7	-	-	-	958	13.016
15	Rio Amazonas, Madeira, Guaporé e outros.	3973	8.154	12.127	8.415	517	425	53	366	2	9.779	21.906
16	Rio Amazonas, Trombetas e outros.	292	460	752	4.943	350	700	-	255	-	6.248	7.000
17	Rio Amazonas, Tapajós, Juruena e outros.	2.407	25.823	28.230	1.272	-	417	10	26	-	1.725	29.955
18	Rio Amazonas, Xingu, Iriri, Paru	2.336	2.806	5.142	4.994	17.628	136	-	32	-	22.789	27.931
19	Rio Amazonas, Jarí, Pará e outros.	78	1.102	1.180	-	60	100	-	-	-	160	1.340
30	Rios Oiapoque, Araguari e outros.	360	-	360	665	6	8	-	68	-	747	1.107
TOTAL		19.395	45.129	64.524	21.102	18.912	1.792	63	748	2	42.619	107.143

Fonte: SIPOT – Junho/2004.

**Tabela 4.3 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica Amazônica**

ID	Código	Usina	Rio	Estado <sup>1</sup>	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	15072000	Guaporé	Guaporé	MT	120
2	15459080	Samuel	Jamari	RO	216
3	16070980	Balbina	Uatumã	AM	250
4	18118080	Curuá-Una	Curuá-Una	PA	30
5	30400080	Coaracy Nunes	Araguari	AP	68
TOTAL (MW)					684

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.4 - Usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica Amazônica**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
6	15552200	Rondon II	Comemoração	RO	74
7	19150080	Santo Antônio	Jarí	AP/PA	167
8	15745010	Dardanelos	Aripuanã	MT	256
TOTAL MW					497

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.5 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica Amazônica**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
9	15400100	Jirau	Madeira	RO	3.300
10	15400200	Santo Antônio	Madeira	RO	3.150
11	18900080	Belo Monte	Xingu	PA	11.182
12	17091700	Cachoeirão	Juruena	MT	64
13	19091100	Juruena	Juruena	MT	46
TOTAL MW					17.742

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.

algumas pequenas centrais hidrelétricas – PCH, nos Estados de Rondônia, Roraima (MME, 2002a).

Em 2007, na região deverá haver um aumento na oferta de geração devido à previsão de entrada em operação das PCH Primavera (no município de Rolim de Moura), contribuindo para o atendimento ao sistema Porto Velho – Rio Branco, e a PCH Apertadinho (em Vilhena), contribuindo para atendimento ao sistema Vilhena – Colorado. (ELETROBRÁS, 2007a)<sup>43</sup>.

As cinco principais usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica Amazônica possuem uma potência instalada de 684 MW, que corresponde a

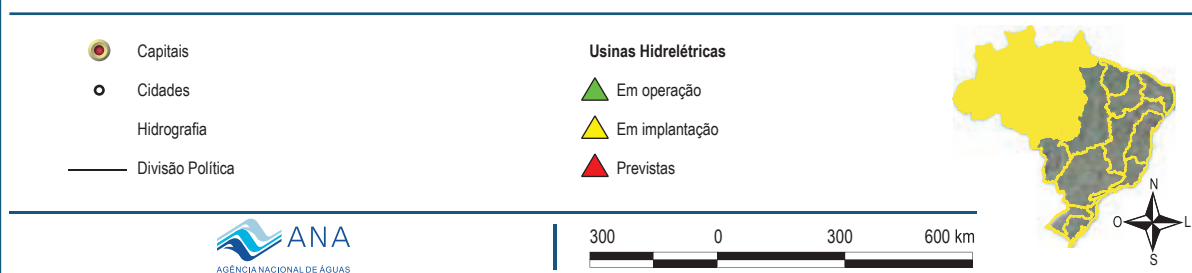
cerca de 1% da capacidade instalada de geração de energia elétrica nacional. A tabela 4.3 apresenta as usinas hidrelétricas em operação na região.

#### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A Região Hidrográfica Amazônica tem grandes aproveitamentos hidráulicos inventariados para geração de energia. A tabela 4.4 relaciona as usinas hidrelétricas em implantação na região.

Dentre os novos aproveitamentos previstos na Região Hidrográfica Amazônica, destacam-se Santo Antônio, com potência instalada de 3.150 MW (informação do MME) e Jirau, com potência





instalada de 3.300 MW, ambos no rio Madeira. Estas usinas têm suas implementações consideradas estratégicas pelo governo federal, para ampliação da capacidade de oferta e de energia nos próximos anos.

Outro aproveitamento que merece destaque é Belo Monte no rio Xingu, cujo estudo de Viabilidade encontra-se em análise na ANEEL, com potência prevista de 11.182 MW. Esta é considerada também uma obra estratégica para o Setor Elétrico Brasileiro, porque da mesma forma que as do rio Madeira,

proporcionará a integração entre bacias hidrográficas com diferentes regimes hidrológicos, resultando em um ganho da energia garantida no Sistema Interligado Nacional - SIN. A tabela 4.5 relaciona as usinas previstas e a figura 4.4, os empreendimentos existentes e previstos nesta Região Hidrográfica.

Para a Região Hidrográfica está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada – AAI na bacia do rio Tapajós, no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para a geração de energia

## 4.2 Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia

### Situação atual

A Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia tem sido objeto de diversos estudos, a partir da década de 1960, orientados inicialmente para uma definição das potencialidades existentes com referência a recursos minerais, potencial agrícola, navegação, hidroeletricidade e atividades industriais ligadas às atividades extrativas. O grande potencial hidrelétrico da região e sua localização frente aos mercados consumidores da Região Nordeste, colocam a Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia como prioritária para a implantação de aproveitamentos hidrelétricos.

O potencial total da Região Hidrográfica Tocantins/Araguaia, considerando-se a soma do potencial estimado e o inventariado, apresenta valor total de 26.285 MW. Nesta região, destaca-se a sub-bacia do rio Tocantins. A tabela 4.6 apresenta a distribuição do potencial em cada sub-bacia hidrográfica desta região.

O potencial hidrelétrico instalado da Região Hidrográfica totaliza 6.981 MW, distribuídos em 28 centrais hidrelétricas. Entre as hidrelétricas des-

tacam-se a usina de Tucuruí, localizada no baixo Tocantins, e as usinas Serra da Mesa, Cana Brava, Peixe Angical e Luis Eduardo Magalhães (Lajeado), localizadas no alto Tocantins. A tabela 4.7 apresenta as usinas hidrelétricas desta região, que integram o Sistema Interligado Nacional.

A tabela 4.8 apresenta as usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia.

### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A tabela 4.9 relaciona as usinas previstas na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia.

Nesta Região Hidrográfica, um estudo de Avaliação Ambiental Integrada –AAI está sendo elaborado, no sentido de subsidiar estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

A figura 4.5 apresenta os empreendimentos existentes, em implantação e previstos nesta região hidrográfica.

## 4.3 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental

Esta Região Hidrográfica não possui um grande potencial hidráulico para geração de energia. Não existe nenhum aproveitamento significativo planejado

nesta região. A tabela 4.10 apresenta resumo do potencial da região.

**Tabela 4.6 – Potencial na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
20	Rio Tocantins, Maranhão, Almas e outros.	332	-	332	754	-	37	-	1.277	-	2.068	2.400
21	Rio Tocantins, Paraná, Palma e outros.	907	-	907	680	280	98	34	511	1	1.604	2.511
22	Rio Tocantins, M. Alves, Sono e outros.	323	-	323	1.409	-	-	452	934	-	2.795	3.117
23	Rio Tocantins, M. Alves, Grande.	123	-	123	967	2.415	-	-	1	-	3.384	3.507
24	Rio Araguaia, Caiapó, Claro e outros.	124	-	124	681	150	111	-	3	-	945	1.069
25	Rio Araguaia, Crixás-Açu, Peixe.	57	-	57	-	-	-	-	-	-	-	57
26	Rio Araguaia, Mortes, Javaés e outros.	7	-	7	396	-	132	-	13	-	541	548
28	Rio Araguaia, Muricizal, Lontra.	-	-	-	960	1.080	-	-	3	-	2.043	2.043
29	Rio Tocantins, Itacaiúnas e outros.	-	128	128	2.478	-	-	4.125	4.240	-	10.843	10.971
31	Rio Meruú, Acará, Guama e outros.	63	-	63	-	-	-	-	-	-	-	63
TOTAL		1.936	128	2.064	8.325	3.925	378	4.611	6.981	1	24.221	26.285

Fonte: ANA/SUM, 2004<sup>1</sup>.**Tabela 4.7 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	20920080	Serra da Mesa	Tocantins	GO	1.275
2	21050080	Cana Brava	Tocantins	GO	472
3	22490070	Luis Eduardo Magalhães (Lajeado)	Tocantins	TO	903
4	29680080	Tucuruí I	Tocantins	PA	4.200
5	22041080	Peixe Angical	Tocantins	TO	452
TOTAL (MW)					7.302

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.



**Tabela 4.8 - Usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>1</sup>
6	21360000	São Salvador	Tocantins	GO/TO	241
7	23700080	Estreito	Tocantins	TO/MA	1.087
8	29680081	Tucuruí II	Tocantins	PA	4.125
9	24105080	Couto Magalhães	Araguaia	MT/GO	150
10	28544080	Santa Isabel	Araguaia	PA/TO	1.087
TOTAL MW					6.690

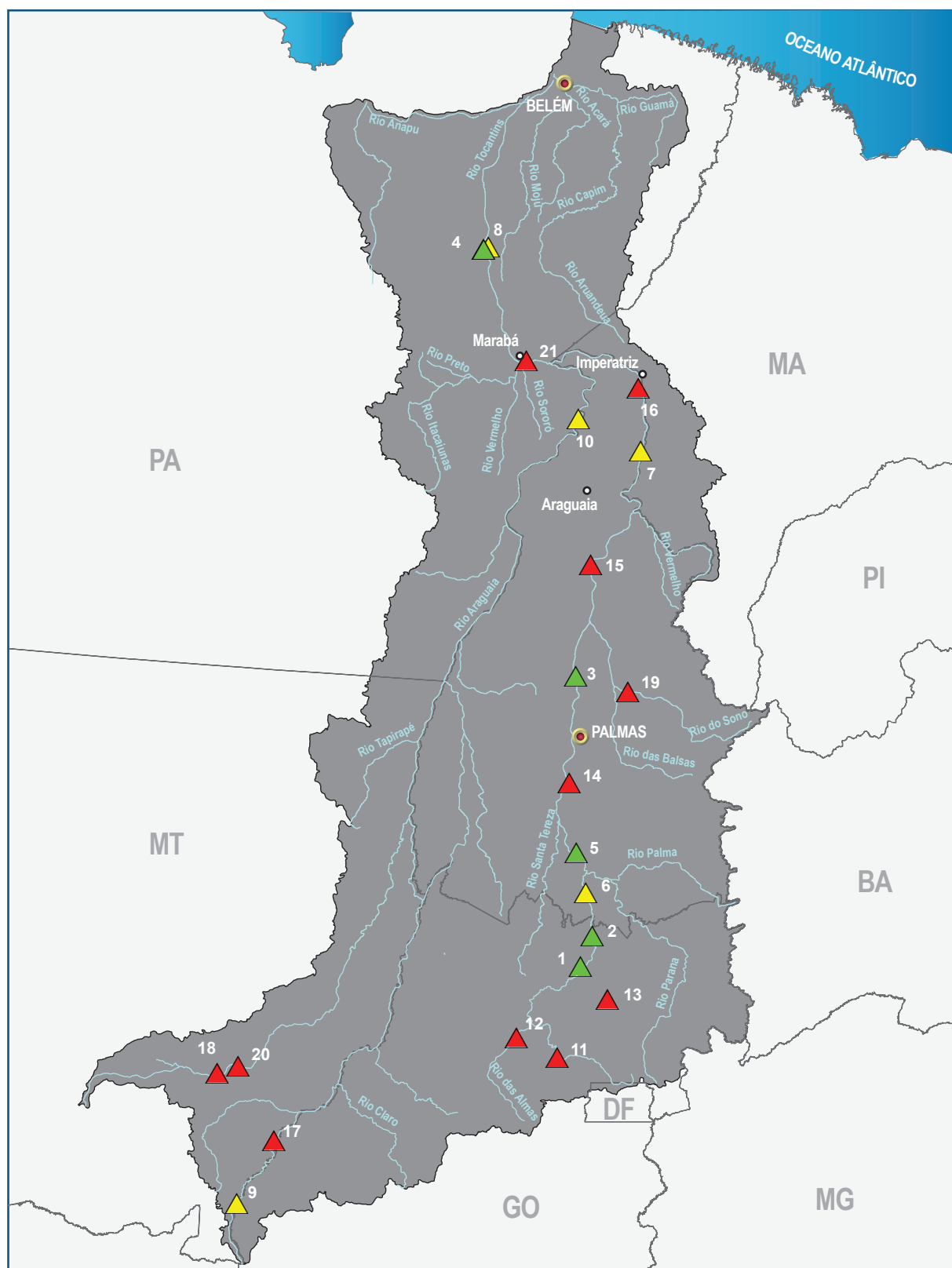
Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.9 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>1</sup>
11	20050080	Maranhão	Maranhão	GO	125
12	20489060	Buriti Queimado	Almas	GO	142
13	20895080	Mirador	Tocantinzinho	GO	106
14	22300050	Tocantins	Tocantins	TO	480
15	23150000	Tupirantins	Tocantins	TO	620
16	23800000	Serra Quebrada	Tocantins	TO/MA	1.328
17	24199080	Torixoréu	Araguaia	MT/GO	408
18	26052000	Água Limpa	Mortes	MT	320
19	22680100	Novo Acordo	Sono	TO	160
20	26071000	Toricoejo	Das Mortes	MT	76
21	29030080	Marabá	Tocantins	PA	2.160
TOTAL MW					5.925

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.10 – Potencial na Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Ocidental (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
32	Rios Gurupi, Turuaçu e outros.	37	26	63	-	-	-	-	-	-	-	63
33	Rios Mearim, Itapecuru e outros.	65	182	247	55	-	3	-	-	-	58	305
TOTAL		102	208	310	55	-	3	-	-	-	58	368

Fonte: SIPOT – Junho/2004.



**Figura 4.5 – Usinas Hidrelétricas Existentes e Previstas na Região Hidrográfica do Tocantins/Araguaia**

- Capitais
- Cidades
- Hidrografia
- Divisão Política

**Usinas Hidrelétricas**

- Em operação
- Em implantação
- Previstas



## 4.4 Região Hidrográfica do Parnaíba

O potencial de geração de energia da Região Hidrográfica do Parnaíba é de 1.486 MW, dos quais 947 MW estão em fase de estudos de inventário. A tabela 4.11 mostra o resumo do potencial na região.

Nesta Região Hidrográfica, destaca-se o aproveitamento hidrelétrico de Boa Esperança, com uma potência instalada de 225 MW. Esta usina integra o sub-

sistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional. A tabela 4.12 apresenta os dados desta usina.

### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A tabela 4.13 relaciona as cinco novas usinas previstas na Região Hidrográfica do Parnaíba. A figura 4.6 mostra esta Região Hidrográfica e as usinas em operação e previstas, localizadas nesta região.

**Tabela 4.11 – Potencial na Região Hidrográfica do Parnaíba (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
34	Rio Parnaíba	-	315	315	947	-	-	-	225	-	1.172	1.486

Fonte: SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.12 - Usina hidrelétrica em operação na Região Hidrográfica do Parnaíba**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	34450000	Boa Esperança	Parnaíba	PI/MA	225
TOTAL (MW)					225

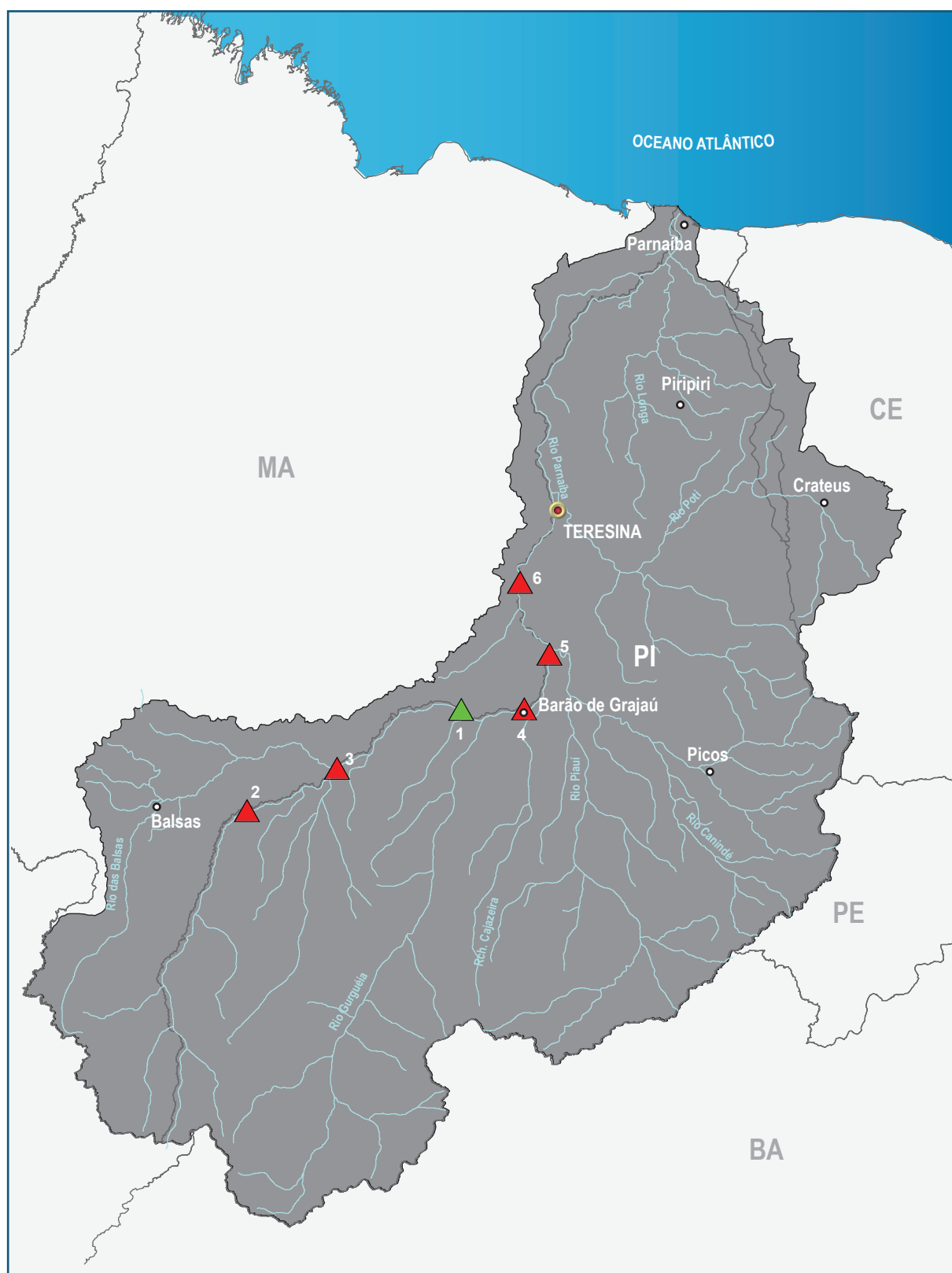
Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.

**Tabela 4.13 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica do Parnaíba**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
2	34100020	Ribeiro Gonçalves	Parnaíba	PI/MA	174
3	34100040	Uruçui	Parnaíba	PI/MA	164
4	34500010	Cachoeira	Parnaíba	PI/MA	96
5	34500020	Estreito	Parnaíba	PI/MA	88
6	34660000	Castelhano	Parnaíba	PI/MA	96
TOTAL MW					618

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.





**Figura 4.6 – Usinas Hidrelétricas em Operação e Previstas na Região Hidrográfica do Parnaíba**

- Capitais
- Cidades
- Hidrografia
- Divisão Política

**Usinas Hidrelétricas**

- Em operação
- Previstas



## 4.5 Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental

A Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental não possui um grande potencial hidráulico para geração de energia. O potencial instalado na região é de apenas aproximadamente 8 MW. Não existem

## 4.6 Região Hidrográfica do São Francisco

### Situação atual

O potencial hidrelétrico estimado da Região Hidrográfica do São Francisco é de aproximadamente 25.482 MW, sendo que deste total estão instalados 10.557 MW (16% do País). A tabela 4.15 mostra o resumo da distribuição do potencial na região.

Atualmente, existem 18 usinas em operação na bacia do rio São Francisco, das quais nove estão localizadas no próprio rio São Francisco. Destas usinas nove (considerando Paulo Afonso 1, 2 e 3) fazem parte do Sistema Interligado Nacional, e oito integram o subsistema Nordeste do SIN (a Usina de Três Marias faz parte do subsistema Sudeste-Centro-Oeste), tornando a bacia do rio São Francisco a principal fonte de energia para abastecimento deste subsistema. A tabela 4.16 apresenta as usinas

usinas significativas previstas para esta Região Hidrográfica. A tabela 4.14 mostra o resumo da distribuição do potencial na região.

hidrelétricas desta região, que integram o Sistema Interligado Nacional.

Uma grande parte dessas usinas em operação na bacia do rio São Francisco tem funções de múltiplos usos, ou seja, além da geração de energia, o reservatório tem outras funções, como de abastecimento humano e industrial, regularização de vazões, melhoria da navegabilidade do rio, controle de cheias, irrigação, turismo, recreação, empreendimentos de pesca, etc.

### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A tabela 4.17 relaciona as novas usinas previstas na Região Hidrográfica do São Francisco. A figura 4.7 mostra esta Região Hidrográfica e as usinas em operação e previstas localizadas nesta região.

Tabela 4.14 – Potencial na Região Hidrográfica do Atlântico Nordeste Oriental (MW)												
Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
35	Rios Acaraú, Piranji e outros.	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4	4
36	Rio Jaguaribe.	-	-	-	-	-	18	-	-	-	18	18
37	Rios Apodi, Piranhas e outros.	-	-	-	3	-	-	-	4	-	6	6
38	Rio Paraíba, Potengi e outros.	-	6	6	1	-	-	-	-	-	1	7
39	Rios Capibaribe, Mundaú e outros.	-	17	17	39	-	-	-	-	-	39	56
Total		-	23	23	43	-	18	-	8	-	69	91

Fonte: SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.15 – Potencial na Região Hidrográfica do São Francisco (MW)**

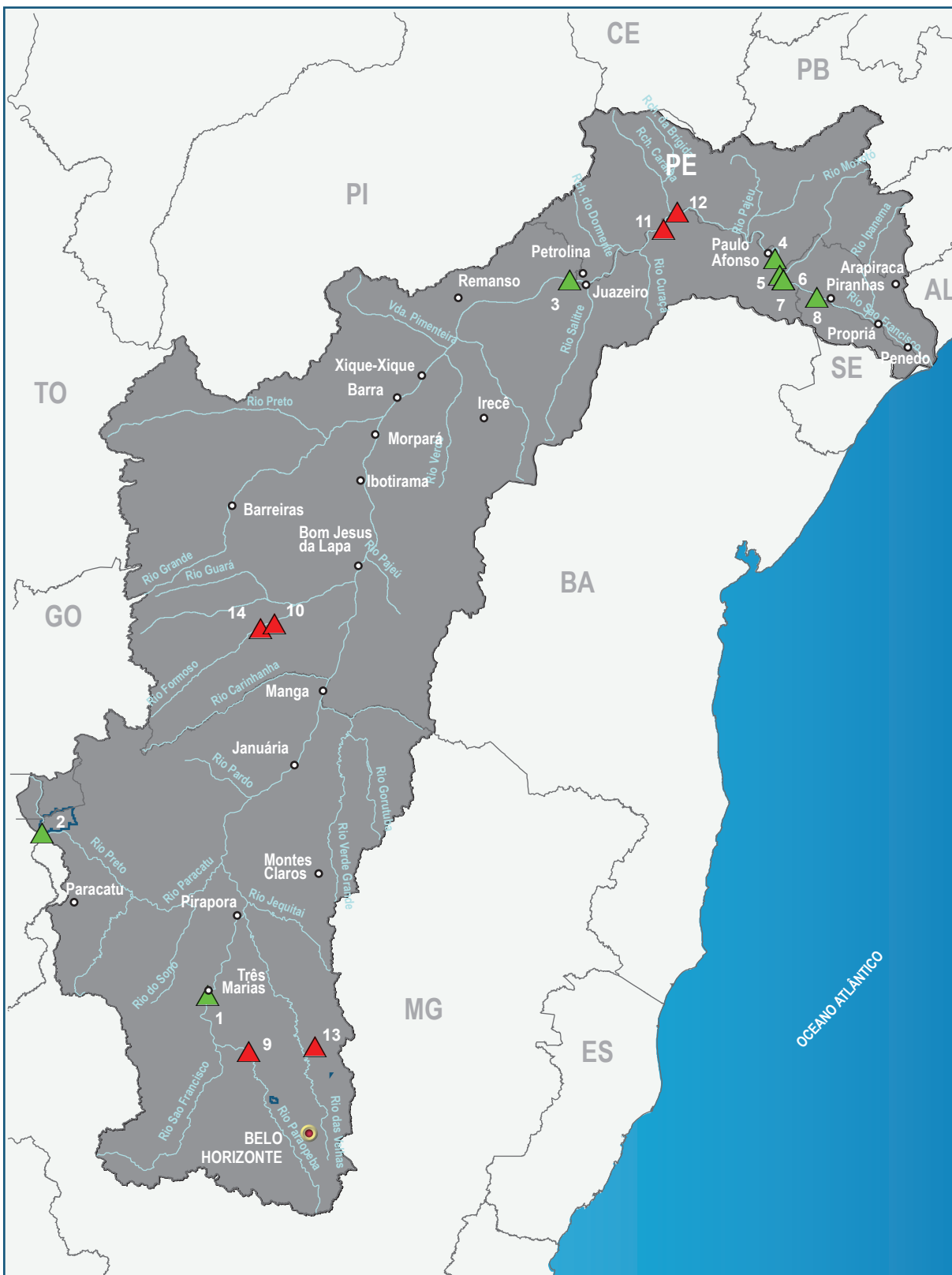
Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
40	Rio São Francisco, Paraopeba e Outros.	128	284	412	784	-	9	-	416	-	1.209	1.621
41	Rio São Francisco, Das Velhas.	36	263	299	517	410	13	-	13	0	953	1.252
42	Rio São Francisco, Paracatu e Outros.	500	322	822	105	-	44	-	105	-	254	1.076
43	Rio São Francisco, Urucuia e Outros.	38	98	136	475	-	-	-	-	-	475	611
44	Rio São Francisco, Verde, Grande.	106	3	109	380	-	-	-	4	-	384	493
45	Rio São Francisco, Carinhanha.	-	5	5	205	50	28	-	9	-	292	297
46	Rio São Francisco, Grande e Outros.	-	104	104	619	-	49	-	10	-	678	782
47	Rio São Francisco, Jacaré e Outros.	-	-	-	-	-	-	-	1.050	-	1.050	1.050
48	Rio São Francisco, Pajeú e Outros.	-	-	-	560	-	-	-	-	-	560	560
49	Rio São Francisco, Moxotó e Outros.	-	-	-	3.001	5.790	-	-	8.949	-	17.740	17.740
TOTAL		808	1.078	1.886	6.646	6.250	143	-	10.557	0	23.595	25.482

Fonte: SIPOT – junho/2004, ANEEL, 2004c e ANA/GEF/PNUMA/OEA, 2004<sup>4</sup>.**Tabela 4.16 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do São Francisco**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	40990080	Três Marias	São Francisco	MG	396
2	42459080	Queimado	Preto	MG/GO	105
3	47750080	Sobradinho	São Francisco	BA	1.050
4	49042580	Itaparica	São Francisco	PE/BA	1.500
5	49208080	Moxotó	São Francisco	AL/BA	400
6	49210080	Paulo Afonso 1, 2, 3	São Francisco	BA	1.425
7	49210084	Paulo Afonso 4	São Francisco	BA	2.460
8	49340080	Xingó	São Francisco	AL/SE	3.000
TOTAL MW					10.336

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.






**Figura 4.7 – Usinas Hidrelétricas Existentes e Previstas na Região Hidrográfica do Rio São Francisco**



## Usinas Hidrelétricas

 Em operação

 Previstas



**Tabela 4.17 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica São Francisco**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
9	40865180	Retiro Baixo	Paraopeba	MG	82
10	45860080	Sacos	Formoso	BA	50
11	48600100	Riacho Seco	São Francisco	PE/BA	240
12	48600200	Pedra Branca	São Francisco	PE/BA	320
13	41718080	Quartel 2	Paraúna	MG	30
14	45840000	Gatos	Formoso	BA	33
TOTAL MW					755

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.

## 4.7 Região Hidrográfica do Atlântico Leste

### Situação atual

A Região Hidrográfica do Atlântico Leste tem um potencial total de 3.840 MW, dos quais 564 estavam sendo utilizados em 2004. Atualmente, com a entrada em operação de novas usinas, este total passou para 1.203 MW. A tabela 4.18 apresenta um resumo da distribuição do potencial hidrelétrico na região.

A tabela 4.19 e a figura 4.8 apresentam as usinas hidrelétricas desta região, que integram o subsistema Nordeste do Sistema Interligado Nacional. Além destas usinas, destacam-se nesta região as usinas de Funil e Pedra, no rio das Contas, na Bahia com potências instaladas de 30 MW e 23 MW respectivamente.

**Tabela 4.18 – Potencial na Região Hidrográfica do Atlântico Leste (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
50	Rios Vaza-Barris, Itapecuru e Outros	-	11	11	-	-	-	-	-	-	-	11
51	Rios Paraguaçu, Jequiriça e Outros	-	174	174	1	3	304	160	-	-	467	641
52	Rio de Contas	-	29	29	63	-	-	-	53	1	117	146
53	Rio Pardo, Cachoeira e Outros	-	135	135	-	-	3	-	-	-	3	138
54	Rio Jequitinhonha	206	138	344	1.163	127	75	385	451	-	2.201	2.545
55	Rios Mucuri, São Mateus e Outros	51	19	70	229	-	-	-	60	-	289	359
TOTAL		257	506	763	1.455	130	382	545	564	1	3.077	3.840

Fonte: SIPOT – junho/2004.

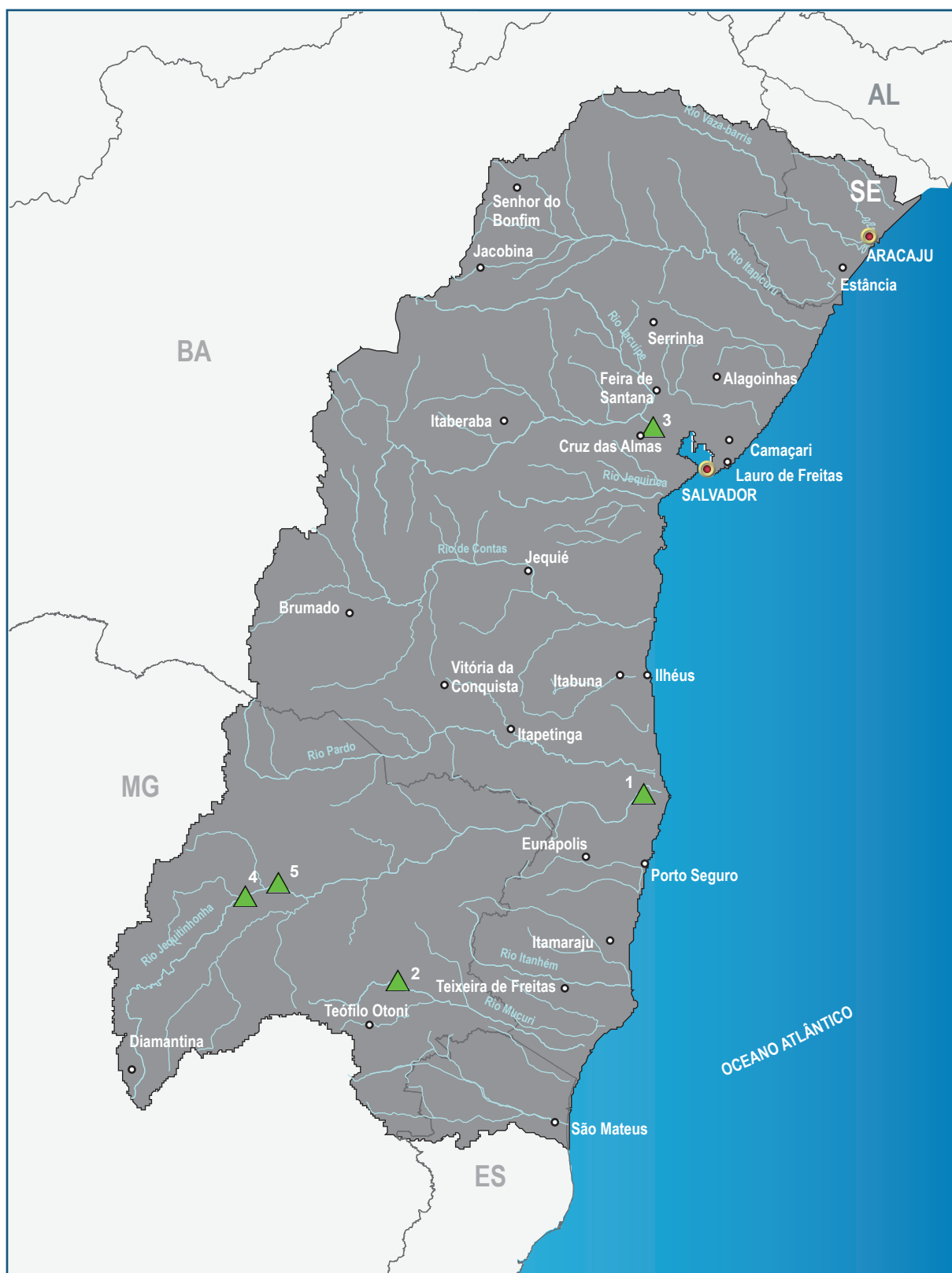


Figura 4.8 – Usinas Hidrelétricas Existentes na Região Hidrográfica do Atlântico Leste

- Capitais
- Cidades
- Hidrografia
- Divisão Política

- Usinas Hidrelétricas
- Em operação





**Tabela 4.19 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Atlântico Leste**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	54960080	Itapebi	Jequitinhonha	BA	450
2	55530000	Santa Clara	Mucuri	MG/BA	60
3	51490080	Pedra do Cavalo	Paraguaçu	BA	160
4	54145080	Irapé	Jequitinhonha	MG	360
5	54200080	Murta	Jequitinhonha	MG	120
TOTAL MW					1.150

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.

## 4.8 Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste

### Situação atual

O potencial hidrelétrico estimado da Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste é de 14.566 MW, sendo que deste total estão instalados 3.408 MW. A tabela 4.20 mostra a distribuição do potencial hidrelétrico na região.

Das usinas instaladas nesta região, 18 fazem parte do Sistema Interligado Nacional, sendo que 17 são integrantes do subsistema Sudeste / Centro-oeste do SIN, e 1 do subsistema Sul (Gov. Parigot de Souza), e estão listadas na tabela 4.21 a seguir.

### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A tabela 4.22 relaciona as usinas em implantação na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste

A tabela 4.23 relaciona as novas usinas previstas na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste. A figura 4.9 mostra esta Região Hidrográfica e as usinas em operação e previstas localizadas nesta região.

Nesta Região Hidrográfica, está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada – AAI na bacia do rio Paraíba do Sul, no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

**Tabela 4.20 – Potencial na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
56	Rio Doce.	-	98	98	2.672	340	467	470	649	-	4.598	4.696
57	Rio Itapemirim, Itabapoana e Outros.	57	119	177	238	-	153	25	134	-	550	727
58	Rio Paraíba do Sul.	383	-	383	1.291	738	576	74	631	1	3.311	3.694
59	Rio Macaé, São João e Outros.	359	-	359	318	60	40	-	635	-	1.053	1.412
80	Rio Itapanhaú, Itanhaém e Outros.	29	-	29	30	2.000	-	-	903	-	2.933	2.962
81	Rio Nhundiaquara, Itapocu e Outros.	74	-	74	284	180	82	-	457	-	1.002	1.076
TOTAL		902	217	1.120	4.833	3.318	1.317	570	3.408	1	13.447	14.566

Fonte: SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.21 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	56675085	Guilman-Amorim	Piracicaba	MG	140
2	56688085	Sá Carvalho	Severo	MG	78
3	56819085	Salto Grande	Santo Antônio	MG	102
4	56820075	Porto Estrela	Santo Antônio	MG	112
5	56992280	Mascareñas	Doce	ES	131
6	57760080	Rosal	Itabapoana	ES/RJ	55
7	58087780	Paraibuna	Paraíba do Sul	SP	85
8	58093080	Santa Branca	Paraíba do Sul	SP	58
9	58128180	Jaguari	Jaguari	SP	28
10	58240080	Funil	Paraíba do Sul	RJ	222
11	58521080	Sobragi	Paraibuna	MG	60
12	58651981	Ilha dos Pombos	Paraíba do Sul	RJ	183
13	59307080	Nilo Peçanha	Ribeirão das Lajes	RJ	380
14	59308182	Fontes	Ribeirão das Lajes	RJ	132
15	59309080	Pereira Passos	Ribeirão das Lajes	RJ	100
16	80310080	Henry Borden	Cubatão 1	SP	888
17	81301990	Parigot de Souza (Capivari-Cachoeira)	Capivari/Cachoeira	PR	260
18	56947777	Aimorés	Doce	MG	330
TOTAL MW					3.344

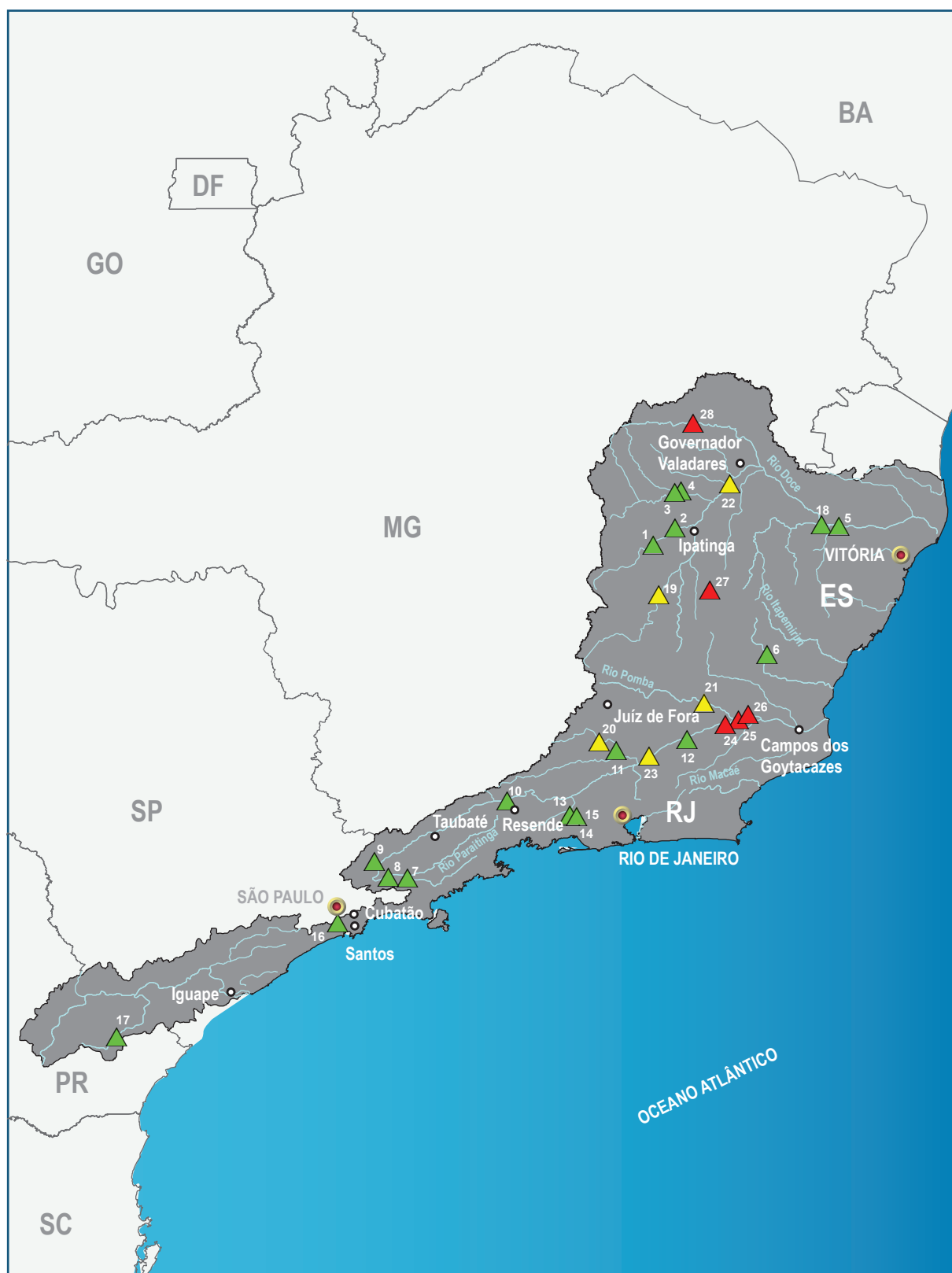
Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.22 - Usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
19	56337080	Baú I	Doce	MG	110
20	58512080	Picada	Peixe	MG	50
21	58780000	Barra do Braúna	Pomba	MG	39
22	56846075	Baguari	Doce	MG	140
23	58632080	Simplicio	Paraíba do Sul	MG/RJ	323
TOTAL MW					662

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.23 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
24	58678080	Itaocara	Paraíba do Sul	RJ	195
25	58800000	Barra do Pomba	Paraíba do Sul	RJ	70
26	58800500	Cambuci	Paraíba do Sul	RJ	50
27	56338075	Candonga	Doce	MG	140
28	56861085	Traíra II	Suaçuí Grande	MG	60
TOTAL MW					515

Fonte: Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.



**Figura 4.9 – Usinas Hidrelétricas Existentes e Previstas na Região Hidrográfica do Atlântico Sudeste**

Capitais

Cidades

Hidrografia

Divisão Política

Usinas Hidrelétricas

Em operação

Em implantação

Previstas



## 4.9 Região Hidrográfica do Atlântico Sul

### Situação atual

A maioria dos rios da Região Hidrográfica do Atlântico Sul apresenta pequeno potencial para produção de energia. Em termos de obras hidráulicas, as maiores estão relacionadas a aproveitamentos hidrelétricos e irrigação, embora existam também obras para navegação e controle de cheias (MMA, 2003)<sup>54</sup>. A tabela 4.24 mostra como o potencial hidrelétrico está distribuído nesta região.

A tabela 4.25 apresenta as usinas hidrelétricas desta região, que integram o Sistema Interligado Nacional.

### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A tabela 4.26 relaciona as usinas em implantação na Região Hidrográfica do Atlântico Sul. A figura 4.10 mostra as usinas em operação e previstas localizadas nesta região hidrográfica.

**Tabela 4.24 – Potencial na Região Hidrográfica do Atlântico Sul (MW)**

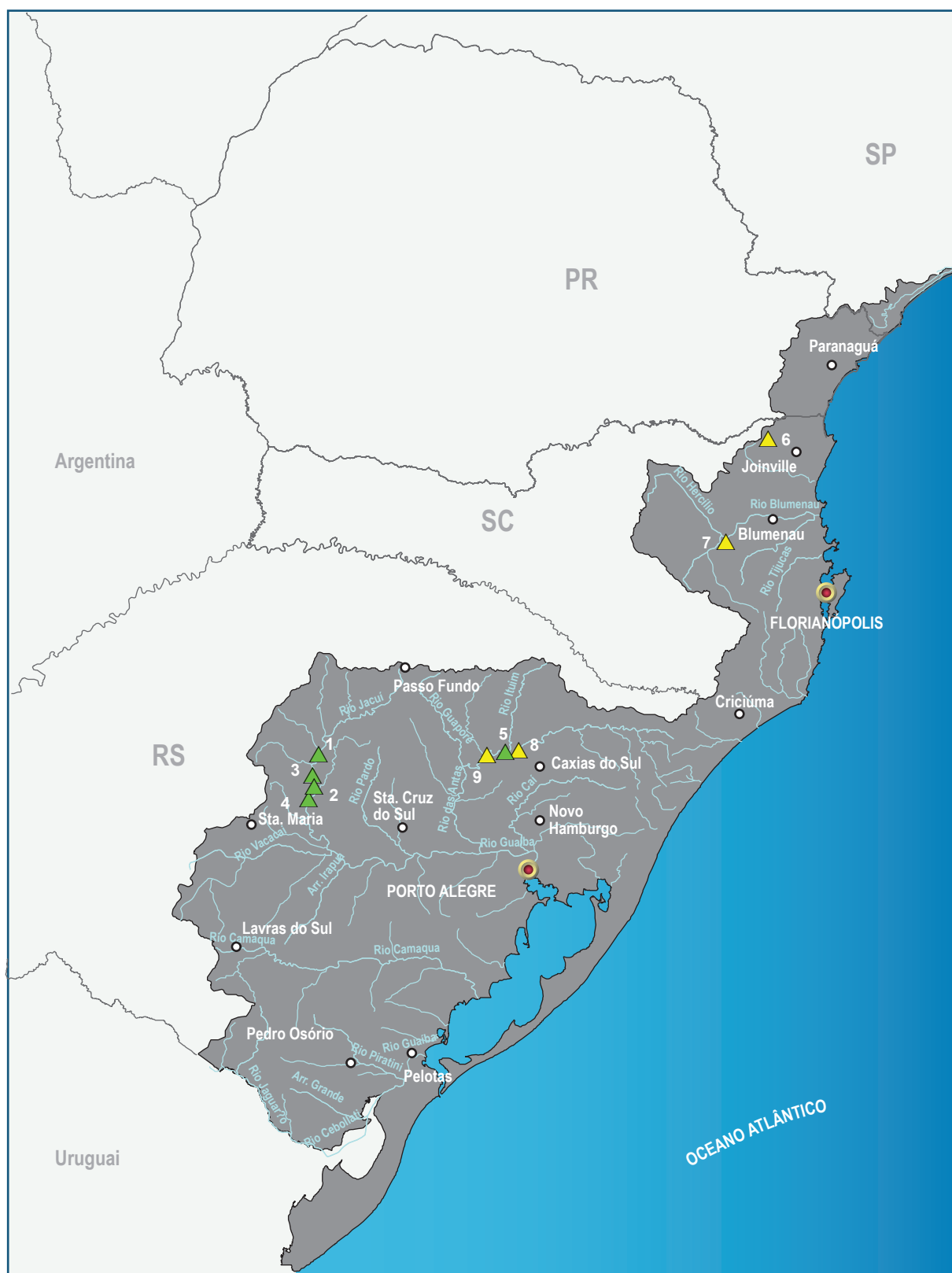
Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
82	Rio Itajaí-Açu.	255	-	255	85	38	45	-	81	-	249	504
83	Rio Itajaí-Açu.	20	78	98	226	180	73	-	53	-	531	629
84	Rio Tubarão, Ararangua e Outros.	136	-	136	65	-	2	12	-	-	79	215
85	Rio Jacuí.	180	336	516	80	-	3	-	963	-	1.046	1.562
86	Rio Taquari.	76	-	76	764	-	446	-	136	-	1.346	1.422
87	Lagoa dos Patos.	147	710	857	96	-	24	-	57	-	177	1.034
88	Lagoa Mirim.	128	-	128	-	-	-	-	-	-	-	128
TOTAL		942	1.124	2.066	1.316	218	593	12	1.290	-	3.429	5.495

Fonte: Adaptado de SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.25 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Atlântico Sul**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	85260001	Passo Real	Jacuí	RS	158
2	85300000	Salto Grande do Jacuí	Jacuí	RS	180
3	85365000	Itaúba	Jacuí	RS	500
4	85398000	Dona Francisca	Jacuí	RS	125
5	86440000	Monte Claro	Antas	RS	130
TOTAL MW					1.093

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.



**Figura 4.10 – Usinas Hidrelétricas Existentes e Previstas na Região Hidrográfica do Atlântico Sul**

Capitais

Cidades

Hidrografia

Divisão Política

Usinas Hidrelétricas

Em operação

Em implantação

**Tabela 4.26 - Usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica do Atlântico Sul.**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
6	82280000	Cubatão	Cubatão	SC	45
7	83304000	Salto Pilão	Itajaí	SC	182
8	86290000	Castro Alves	Antas	RS	130
9	86450000	14 de Julho	Antas	RS	100
TOTAL MW					457

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.

## 4.10 Região Hidrográfica do Uruguai

### Situação atual

No contexto do uso múltiplo dos recursos hídricos, a Região Hidrográfica do Uruguai apresenta um grande potencial hidrelétrico com uma capacidade total estimada de 13,6 GW. A tabela 4.27 mostra a distribuição do potencial hidrelétrico na região.

A tabela 4.28 apresenta as usinas da Região Hidrográfica do Uruguai que fazem parte do Sistema Interligado Nacional.

### Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região

A tabela 4.29 relaciona as usinas em implantação na Região Hidrográfica do Uruguai.

A tabela 4.30 relaciona as usinas previstas na Região Hidrográfica do Uruguai. A figura 4.11 mostra esta Região Hidrográfica e as usinas em operação e previstas localizadas nesta região.

Na parte nacional da bacia do rio Uruguai, está sendo elaborado um estudo de Avaliação Ambiental Integrada no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

## 4.11 Região Hidrográfica do Paraná

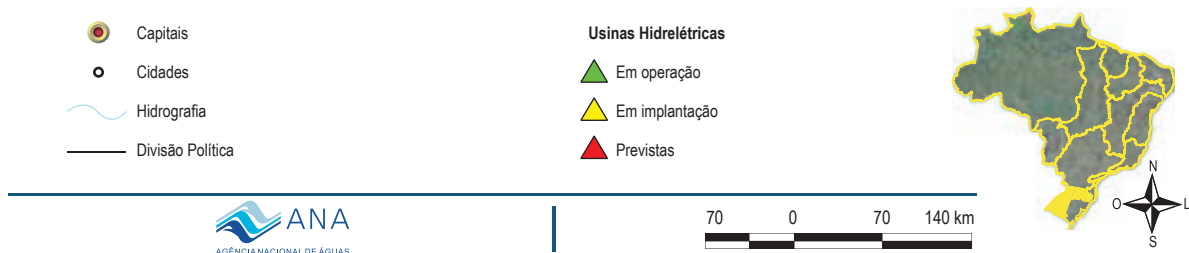
### Situação atual

A Região Hidrográfica do Paraná possui a maior capacidade instalada de energia do País (38.916 MW, aproximadamente 60% do total nacional), assim como a maior demanda (75% do consumo nacional) (ANEEL, 2002)<sup>6</sup>. Todas as sub-bacias desta região têm grande parte do seu potencial já instalado, com índices superiores a 50%. Praticamente não se dispõe mais de novas alternativas de aproveitamentos hidrelétricos de grande porte nos rios principais, ocorrendo atualmente uma tendência de desenvolvimento de projetos de pequenas centrais hidrelétricas em rios de menor porte.

A tabela 4.31 mostra a distribuição do potencial hidrelétrico na região.

Existem 179 usinas hidrelétricas instaladas na região, sendo 19 com potência instalada acima de 1.000 MW. A tabela 4.32 lista as usinas em operação integrantes do Sistema Interligado Nacional.

A potência instalada atual de Itaipu é de 12.600 MW (Brasil e Paraguai). A potência de 14.000 MW inclui a previsão de expansão de 1.400 MW, com a entrada da 19ª e 20ª unidades, em construção conforme Plano Decenal de Expansão 2003-2012.





**Tabela 4.27 – Potencial na Região Hidrográfica do Uruguai (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
70	Rio Pelotas.	-	204	204	225	292	37	690	0	-	1.244	1.448-
71	Rio Canoas.	-	16	16	528	4	-	880	14	-	1.426	1.442
72	Rio Uruguai, do Peixe e Outros.	-	628	628	65	-	16	-	1.145	-	1.227	1.855
73	Rio Uruguai, Chapecó e Outros.	-	-	-	1.475	910	117	-	1.691	-	4.192	4.192
74	Rio Uruguai, da Várzea e Outros.	12	120	132	1.616	1.160	37	8	4	-	2.824	2.956
75	Rio Uruguai, Ijuí e Outros.	-	-	-	352	-	793	-	5	-	1.150	1.150
76	Rio Uruguai, Ibicuí e Outros.	-	172	172	-	-	7	10	-	-	17	189
77	Rio Uruguai, Quaraí e Outros.	-	-	-	373	-	-	-	-	-	373	373
TOTAL		12	1.140	1.152	4.634	2.366	1.007	1.587	2.860	-	12.453	13.605

Fonte: SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.28 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Uruguai**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	72690081	Machadinho	Pelotas	RS/SC	1.140
2	73200080	Itá	Uruguai	RS/SC	1.450
3	73420080	Passo Fundo	Passo Fundo	RS	226
4	73600580	Quebra Queixo	Chapecó	SC	120
5	70840080	Barra Grande	Pelotas	RS/SC	690
6	71960080	Campos Novos	Canoas	SC	880
TOTAL MW					4.506

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.29 - Usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica do Uruguai**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
7	70450080	Pai Querê	Pelotas	RS/SC	292
8	73500080	Monjolinho	Passo Fundo	RS	67
9	73900080	Foz do Chapecó	Uruguai	RS/SC	856
10	75310100	São José	Ijuí	RS	51
11	75320100	Passo de São João	Ijuí	RS	77
TOTAL MW					1.343

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.



**Tabela 4.30 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica do Uruguai**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
12	71540080	São Roque	Canoas	SC	214
13	71810080	Garibaldi	Canoas	SC	150
14	73900580	Itapiranga	Uruguai	RS/SC	724
TOTAL MW					1.088

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Previsão da expansão do Setor Elétrico para a região**

A tabela 4.33 relaciona as usinas em implantação na Região Hidrográfica do Paraná.

A tabela 4.34 relaciona as novas usinas previstas na Região Hidrográfica do Paraná. A figura 4.10 mostra esta Região Hidrográfica e as usinas em operação e previstas localizadas nesta região.

Nesta região hidrográfica, está prevista a elaboração de estudo de Avaliação Ambiental Integrada – AAI na bacia do rio Verde e bacia do rio Tibagi, no sentido de subsidiar futuros estudos para o aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia.

**Tabela 4.31 – Potencial na Região Hidrográfica do Paraná (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
60	Rio Paranaíba.	1.222	995	2.217	1.692	568	552	609	7.190	2	10.612	12.829
61	Rio Grande.	88	661	749	791	64	353	-	7.722	-	8.930	9.680
62	Rio Paraná, Tietê e Outros.	77	122	199	100	8	14	15	5.384	-	5.520	5.719
63	Rio Paraná, Pardo e Outros.	97	297	394	640	48	87	-	3.161	-	3.936	4.330
64	Rio Paraná, Parana-panema e Outros.	709	258	968	2.797	637	1.455	744	8.767	-	14.400	15.367
65	Rio Paraná, Iguaçu e Outros.	495	298	793	1.056	1.358	153	120	6.693	-	9.380	10.173
TOTAL		2.688	2.630	5.319	7.076	2.683	2.613	1.488	38.916	2	52.778	58.097

Fonte: SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.32 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Paraná**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	60160080	Emborcação	Paranaíba	MG	1.192
2	60330080	Nova Ponte	Araguari	MG	510
3	60351080	Miranda	Araguari	MG	408
4	60460000	Corumbá I	Corumbá	GO	375
5	60610080	Itumbiara	Paranaíba	MG/GO	2.280
6	60625080	Cachoeira Dourada	Paranaíba	GO	658
7	60877080	São Simão	Paranaíba	MG/GO	1.710
8	61061080	Camargos	Grande	MG	46
9	61065080	Itutinga	Grande	MG	52
10	61146080	Funil-Grande	Grande	MG	180
11	61661000	Furnas	Grande	MG	1.312
12	61730080	Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	Grande	MG	478
13	61731080	Luiz Carlos Barreto Carvalho (Estreito)	Grande	SP/MG	1.104
14	61734080	Jaguará	Grande	SP/MG	424
15	61740080	Igarapava	Grande	SP/MG	210
16	61760080	Volta Grande	Grande	SP/MG	380
17	61796080	Porto Colômbia	Grande	MG	328
18	61811080	Caconde	Pardo	SP	80
19	61818080	Euclides da Cunha	Pardo	SP	109
20	61819080	Armando Salles de Oliveira (Limoeiro)	Pardo	SP	32
21	61941080	Marimbondo	Grande	SP/MG	1.488
22	61998080	José Ermírio de Moraes (Água Vermelha)	Grande	SP/MG	1.396
23	62020080	Ilha Solteira	Paraná	SP/MS	3.444
24	62729080	Barra Bonita	Tietê	SP	140
25	62744080	Alvaro Souza Lima	Tietê	SP	144
26	62790080	Ibitinga	Tietê	SP	131
27	62820080	Promissão (Mário Lopes Leão)	Tietê	SP	264
28	62829580	Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	Tietê	SP	347
29	62900080	Três Irmãos	Tietê	SP	808
30	63007080	Souza Dias (Jupia)	Paraná	SP/MS	1.551
31	63995079	Porto Primavera (Eng. Sérgio Motta)	Paraná	SP/MS	1.540
32	64215080	Armando A. Laydner (Jurumirim)	Paranapanema	SP	98
33	64219080	Piraju	Paranapanema	SP	80
34	64270080	Chavantes	Paranapanema	PR/SP	414
35	64332080	Lucas Nogueira Garcez	Paranapanema	PR/SP	72
36	64345075	Canoas II	Paranapanema	PR/SP	72
37	64345080	Canoas I	Paranapanema	PR/SP	83
38	64516080	Capivara	Paranapanema	PR/SP	643
39	64535080	Taquaruçu	Paranapanema	PR/SP	554
40	64571080	Rosana	Paranapanema	PR/SP	372
41	64918979	Itaipu (Brasil – Paraguai)	Paraná	PR	14.000
42	65774403	Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	Iguaçu	PR	1.676
43	65805010	Segredo	Iguaçu	PR	1.260
44	65883051	Salto Santiago	Iguaçu	PR	1.420
45	65894991	Salto Osório	Iguaçu	PR	1.078
46	65973500	Salto Caxias	Iguaçu	PR	1.240

Continua...



Continuação

47	60360080	Capim Branco II	Araguari	MG	240
48	60360085	Capim Branco I	Araguari	MG	210
49	60444000	Corumbá IV	Corumbá	GO	127
50	64278080	Ourinhos	Paranapanema	PR/SP	44
51	65824950	Santa Clara	Jordão	PR	120
52	65825500	Fundão	Jordão	PR	120
TOTAL MW					47.044

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.33 - Usinas hidrelétricas em implantação na Região Hidrográfica do Paraná.**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
53	60035000	Serra do Facão	São Marcos	GO	212
54	60446000	Corumbá III	Corumbá	GO	94
55	60878040	Caçu	Claro	GO	65
56	60878050	Barra dos Coqueiros	Claro	GO	90
57	60878210	Salto	Verde	GO	108
58	60878230	Salto Rio Verdinho	Verde	GO	93
59	60887100	Itumirim	Correntes	GO	50
60	60887200	Espora	Correntes	GO	32
61	60887400	Olho d'Água	Correntes	GO	33
62	63280080	São Domingos	Verde	MS	48
63	60029080	Paulistas	São Marcos	MG/GO	81
64	60878060	Itaguaçu	Claro	GO	130
65	60878070	Foz do Rio Claro	Claro	GO	72
TOTAL MW					1.108

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.**Tabela 4.34 - Usinas hidrelétricas previstas na Região Hidrográfica do Paraná.**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
66	65925600	São João	Chopim	PR	60
67	65925880	Cachoeirinha	Chopim	PR	45
68	64481900	Telêmaco Borba	Tibagi	PR	112
69	64491200	Mauá	Tibagi	PR	388
70	64504200	Cebolão	Tibagi	PR	152
71	64505995	Jataizinho	Tibagi	PR	155
72	65940000	Salto Grande	Chopim	PR	53
73	65983900	Baixo Iguaçu	Iguaçu	PR	340
74	60878030	Pontal	Claro	GO	99
75	60878200	Tucano	Verde	GO	157
76	61066080	São Miguel	Grande	MG	61
77	63005080	Porto Galeano	Sucuriú	MS	139
78	65955150	Salto Chopim	Chopim	PR	68
79	65960050	Volta Grande do Chopim	Chopim	PR	84
80	65961800	Paranhos	Chopim	PR	63
TOTAL MW					1.976

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.

## 4.12 Região Hidrográfica do Paraguai

### Situação atual

Pela sua configuração fisiográfica, a Região Hidrográfica do Paraguai não apresenta grande potencial para instalação de grandes usinas hidrelétricas. A tabela 4.35 apresenta um panorama do potencial nesta região.

A tabela 4.36 apresenta as usinas em operação na Região Hidrográfica do Paraguai que integram o subsistema Sudeste/Centro-oeste do Sistema Interligado Nacional.

**Tabela 4.35 – Potencial na Região Hidrográfica do Paraguai (MW)**

Sub-bacia	Rios	Remanescente	Individualizado	Subtotal Estimado	Inventário	Viabilidade	Projeto Básico	Construção	Operação	Desativado	Subtotal Inventariado	Total
66	Rios Paraguai, São Lourenço e Outros	1.060	697	1.756	266	-	328	205	594	1	1.394	3.150

Fonte: SIPOT – junho/2004.

**Tabela 4.36 - Usinas hidrelétricas em operação na Região Hidrográfica do Paraguai**

ID	Código	Usina	Rio	Estado	Potência (MW) <sup>2</sup>
1	66055000	Jaurú	Jaurú	MT	122
2	66099000	Itiquira I	Itiquira	MT	61
3	66099001	Itiquira II	Itiquira	MT	95
4	66240080	Manso	Manso	MT	210
5	66114500	Ponte de Pedra	Correntes	MT/MS	176
TOTAL MW					664

Fonte: ANA, 2007<sup>2</sup>.



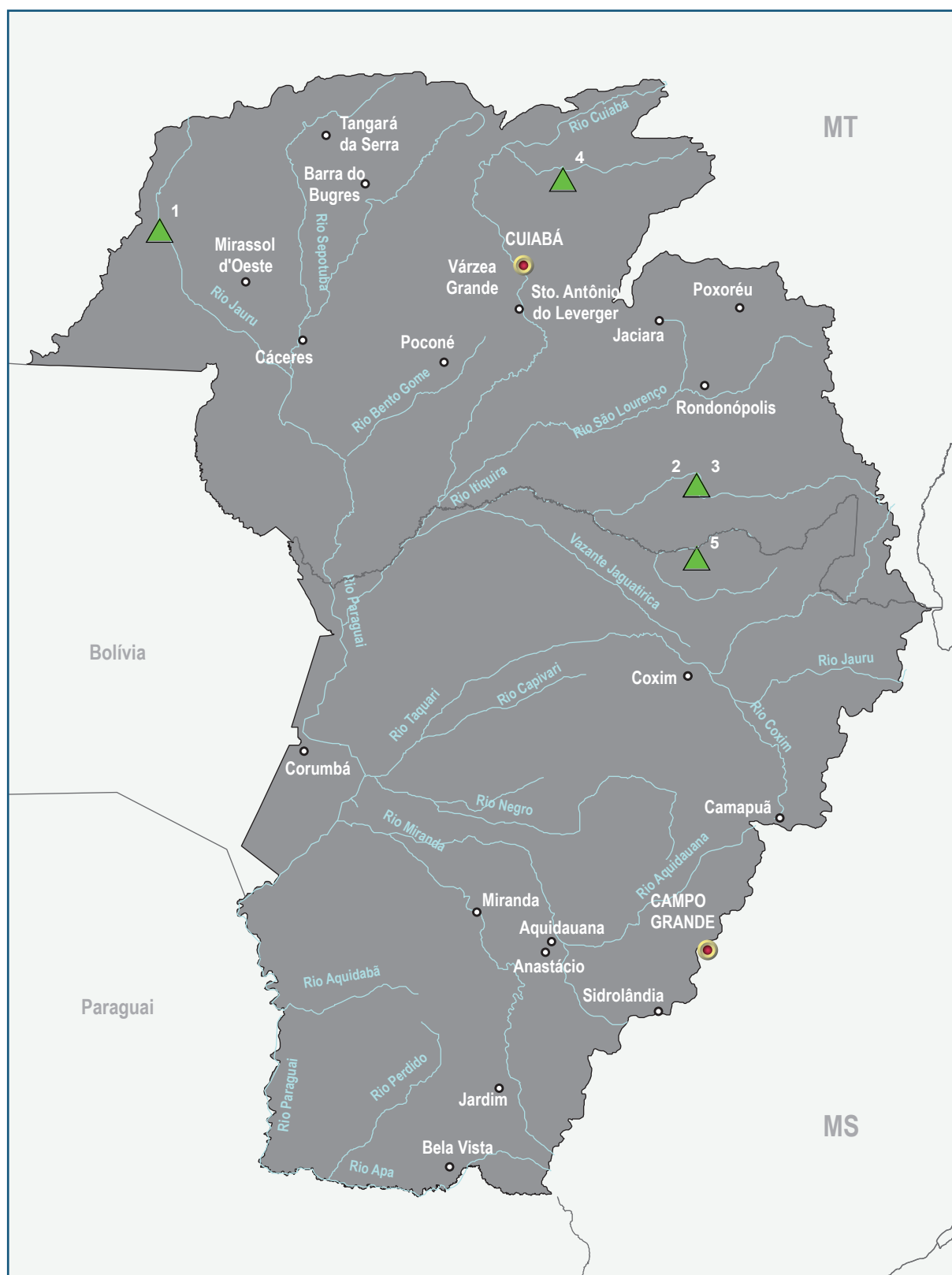



Figura 4.13 – Usinas Hidrelétricas Existentes na Região Hidrográfica do Paraguai

-  Capitais
-  Cidades
-  Hidrografia
-  Divisão Política

Usinas Hidrelétricas

-  Em operação







*Vista aérea da Represa de Xingó - rio São Francisco*







## 5 INTEGRAÇÃO DAS ETAPAS DE PLANEJAMENTO DO SETOR ELÉTRICO COM OS INSTRUMENTOS DAS POLÍTICAS DE RECURSOS HÍDRICOS E AMBIENTAL

### 5.1 Instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos

Neste item, serão descritos três instrumentos da Política Nacional de Recursos Hídricos, que são os Planos de Recursos Hídricos, a outorga dos direitos de uso dos recursos hídricos e o Sistema de Informações de sobre Recursos Hídricos.

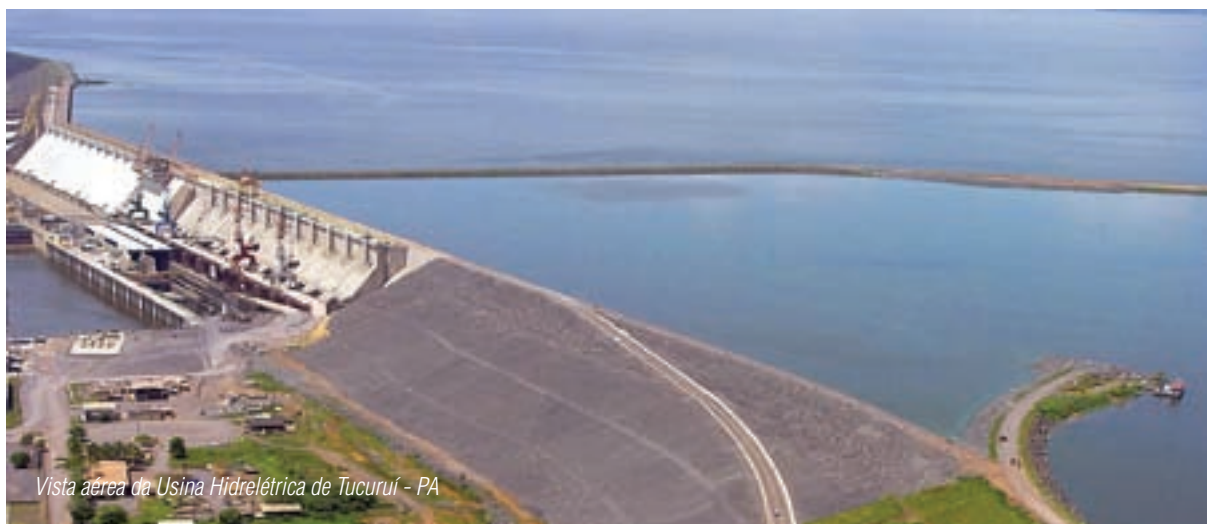
#### Planos de Recursos Hídricos

Os Planos de Recursos Hídricos são definidos pela Lei nº 9.433/97<sup>23</sup> como planos diretores que têm por objetivos fundamentar e orientar a implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e o gerenciamento dos recursos hídricos, devendo ser resultado de um processo participativo, que contemple objetivos, metas e ações de curto, médio e longo prazos, sendo considerado também como uma ferramenta de gestão do setor de recursos hídricos (GARRIDO, 2000)<sup>46</sup>. Em seu artigo 7º, a lei estabelece que os Planos de Recursos Hídricos devem incluir como conteúdo mínimo entre outros:

- Diagnóstico da situação atual dos recursos hídricos;
- Análise de alternativas de crescimento demográfico, de evolução de atividades produtivas e de modificações dos padrões de ocupação do solo;

- Balanço entre disponibilidades e demandas futuras dos recursos hídricos, em quantidade e qualidade, com identificação de conflitos potenciais;
- Metas de racionalização de uso, aumento da quantidade e melhoria da qualidade dos recursos hídricos disponíveis;
- Medidas a serem tomadas, programas a serem desenvolvidos e projetos a serem implantados, para o atendimento das metas previstas;
- Prioridades para outorga de direitos de uso de recursos hídricos;
- Diretrizes e critérios para a cobrança pelo uso dos recursos hídricos;
- Propostas para a criação de áreas sujeitas a restrição de uso, com vistas à proteção dos recursos hídricos.

A lei estabelece que os Planos de Recursos Hídricos serão elaborados por bacia (os planos de bacia), por Estado (os planos estaduais) e para o País (o Plano Nacional de Recursos Hídricos).



Vista aérea da Usina Hidrelétrica de Tucuruí - PA

O Conselho Nacional de Recursos Hídricos - CNRH, por meio da resolução CNRH nº 17, de 29 de maio de 2001, estabelece diretrizes complementares para a elaboração dos planos de recursos hídricos das bacias hidrográficas, entre as quais:

- “os Planos de Recursos Hídricos deverão levar em consideração os planos, programas, projetos e demais estudos relacionados a recursos hídricos existentes na área de abrangência das respectivas bacias” (Art. 2º, parágrafo único);
- “os Planos de Recursos Hídricos devem estabelecer metas e indicar soluções de curto, médio e longo prazos, com horizonte de planejamento compatível com seus programas e projetos, devendo ser de caráter dinâmico, de modo a permitir a sua atualização, articulando-se com os planejamentos setoriais e regionais e definindo indicadores que permitam sua avaliação contínua, de acordo com o Art. 7º da Lei nº 9.433/97” (Art. 7º);
- “os Planos de Recursos Hídricos, no seu conteúdo mínimo, deverão ser constituídos por diagnósticos e prognósticos, alternativas de compatibilização, metas, estratégias, programas e projetos, contemplando os recursos hídricos superficiais e subterrâneos, de acordo com o Art. 7º da Lei nº 9.433/97” (Art. 8º), “avaliação do quadro atual e potencial de demanda hídrica da bacia, em função da análise das necessidades relativas aos diferentes usos setoriais e das perspectivas de evolução dessas demandas, estimadas com base na análise das políticas, planos ou intenções setoriais de uso, controle, conservação e proteção dos recursos hídricos” (Art. 8º, § 1º, inciso II).

A alocação das águas de uma bacia é um componente do plano de recursos hídricos que objetiva a garantia de fornecimento de água aos atuais e futuros usuários de recursos hídricos, respeitando-se as necessidades ambientais em termos de vazões mínimas a serem mantidas nos rios. Depois de definida a alocação de água, a autorização ao acesso a cada usuário ocorre por meio do instrumento da outorga.

### Outorga de direitos de uso de recursos hídricos

O regime de outorga de direitos de uso de recursos hídricos tem como objetivos assegurar o controle quantitativo e qualitativo dos usos da água e o efetivo exercício dos direitos de acesso à água. O “aproveitamento dos potenciais hidrelétricos”, de acordo com a legislação em vigor, está sujeito à outorga de direitos de uso de recursos hídricos pelo Poder Público. A Legislação também determina que a outorga e a utilização de recursos hídricos, para fins de geração de energia elétrica, estará subordinada ao Plano Nacional de Recursos Hídricos, e que a outorga estará condicionada “as prioridades de uso estabelecidas nos Planos de Recursos Hídricos”, preservando o uso múltiplo destes (ver Capítulo 2).

Para licitar a concessão ou autorizar o uso de potencial de energia hidráulica em corpo de água de domínio da União, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (agora a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004)<sup>27</sup>, deve promover, junto à ANA, a prévia obtenção de declaração de reserva de disponibilidade hídrica, sendo que quando o potencial hidráulico localizar-se em corpo de água de domínio dos Estados ou do Distrito Federal, esta declaração será obtida em articulação com a respectiva entidade gestora de recursos hídricos. Quando a instituição ou empresa receber do Poder Concedente a concessão ou a autorização de uso do potencial de energia hidráulica, a declaração de reserva de disponibilidade hídrica será transformada automaticamente, pelo respectivo poder outorgante, em outorga de direito de uso de recursos hídricos. De acordo com a legislação em vigor, as outorgas de direito de uso de recursos hídricos para concessionárias e autorizadas de serviços públicos e de geração de energia hidrelétrica vigorarão por prazos coincidentes com os dos correspondentes contratos de concessão ou atos administrativos de autorização.

A ANA emitiu a Resolução ANA nº 131, de 11 de março de 2003, que dispõe sobre procedimentos referentes à emissão de declaração de reserva de disponibilidade hídrica e de outorga de direito de uso de recursos hídricos, para uso de potencial de



energia hidráulica superior a 1 MW em corpo de água de domínio da União (ver Capítulo 2).

Na análise do pedido de declaração de reserva de disponibilidade hídrica é verificada a compatibilidade do projeto face aos usos múltiplos na bacia. A base destes estudos é a alocação de água e prioridades para outorgas de uso estabelecidas no plano de recursos hídricos da bacia, quando este existir. Esta resolução estabelece ainda que os detentores de concessão e autorização de uso de potencial de energia hidráulica expedidas até a data desta resolução, ou seja, 11 de março de 2003, ficam dispensados da solicitação de outorga de direito de uso dos recursos hídricos.

É importante destacar que no processo de análise para emissão da declaração de reserva de disponibilidade hídrica, a ANA e os órgãos gestores de recursos hídricos estaduais e do Distrito Federal devem se articular para garantir os usos múltiplos na bacia hidrográfica. Essa articulação compreenderá consulta sobre os usos de recursos hídricos nos rios de domínio federal, estadual ou do Distrito Federal que poderão afetar o empreendimento ou por este serem afetados.

A declaração de reserva de disponibilidade hídrica oferece condições para que o processo de concessão do empreendimento hidrelétrico se inicie com a

certeza de que a empresa vencedora tenha a garantia da obtenção da outorga.

### Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos

O Sistema de Informações sobre Recursos Hídricos - SNIRH foi estabelecido pela Lei nº 9.433/97<sup>23</sup> tendo como princípios básicos, a descentralização da obtenção e a produção de dados e informações, a coordenação unificada do sistema e o acesso aos dados e às informações garantidos à sociedade.

O SNIRH foi concebido como uma rede de diversos bancos de dados e informações, para acesso aos usuários, cuja alimentação está a cargo de entidades públicas, federais, estaduais e municipais, relacionadas à gestão dos recursos hídricos, sendo coordenado de forma unificada. Entre seus objetivos destacam-se a divulgação de dados e informações sobre a situação qualitativa e quantitativa dos recursos hídricos no Brasil e o fornecimento de subsídios para a elaboração dos Planos de Recursos Hídricos.

A disponibilidade energética brasileira está fortemente vinculada à afluência nos reservatórios hidrelétricos, o que torna de grande importância o conhecimento dos regimes hidrológicos para o planejamento da operação e da expansão do sistema elétrico brasileiro, bem como para mediar futuros conflitos gerados pelo uso múltiplo das águas.



## 5.2 Instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente

Dentre os instrumentos da Política Nacional de Meio Ambiente, o licenciamento ambiental tem sido motivo de preocupações dos agentes do Setor Elétrico Brasileiro, seja pela necessidade de aprimoramento dos estudos ambientais seja pelos trâmites administrativos para a obtenção das licenças. O licenciamento ambiental deve ser entendido como um instrumento de controle e de gestão ambiental, que visa, prioritariamente, assegurar a consecução dos objetivos e diretrizes da Política Nacional de Meio Ambiente.

Ao longo do processo de licenciamento ambiental são expedidas, isoladas ou sucessivamente, de acordo com a natureza, características e fase do empreendimento ou atividade, as seguintes licenças: Licença Prévia (LP); Licença de Instalação (LI) e a Licença de Operação (LO) (ver Capítulo 2).

A Licença Prévia é o momento mais importante de todo o processo de licenciamento, pois é a etapa em que é demonstrada a viabilidade ambiental do empreendimento, e em que praticamente todos os aspectos relacionados às intervenções são definidos. As demais etapas são basicamente um

detalhamento e execução do que foi definido no licenciamento prévio. Esta licença é emitida com base nos Estudos de Impacto Ambiental – EIA e no Relatório de Impacto Ambiental - RIMA do empreendimento, e deve conter os requisitos básicos ou essenciais, orientações, recomendações e limitações que deverão ser atendidas nas etapas de planejamento, instalação e operação do empreendimento. A legislação (ver Capítulo 2) determina que para os empreendimentos hidrelétricos, respeitadas as peculiaridades de cada caso, o requerimento da Licença Prévia (LP) deverá ocorrer no início do estudo de viabilidade da Usina; a obtenção da Licença de Instalação (LI) deverá ocorrer antes da realização da Licitação para construção do empreendimento e a Licença de Operação (LO) deverá ser obtida antes do fechamento da barragem.

Ao final de 2002, ficou definido que a autorização ou licitação de concessões de empreendimentos hidrelétricos será realizada somente depois de comprovada a sua viabilidade ambiental mediante a obtenção da Licença Prévia no órgão ambiental competente, por meio de resolução do CNPE (ver Capítulo 2).

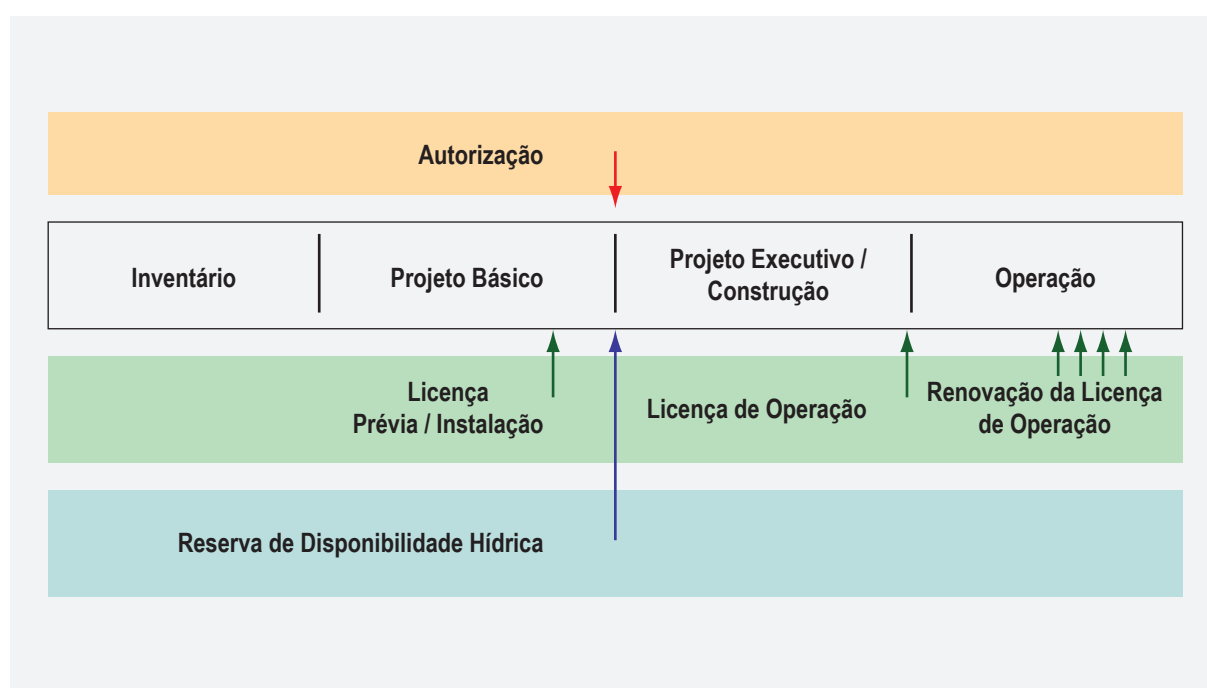
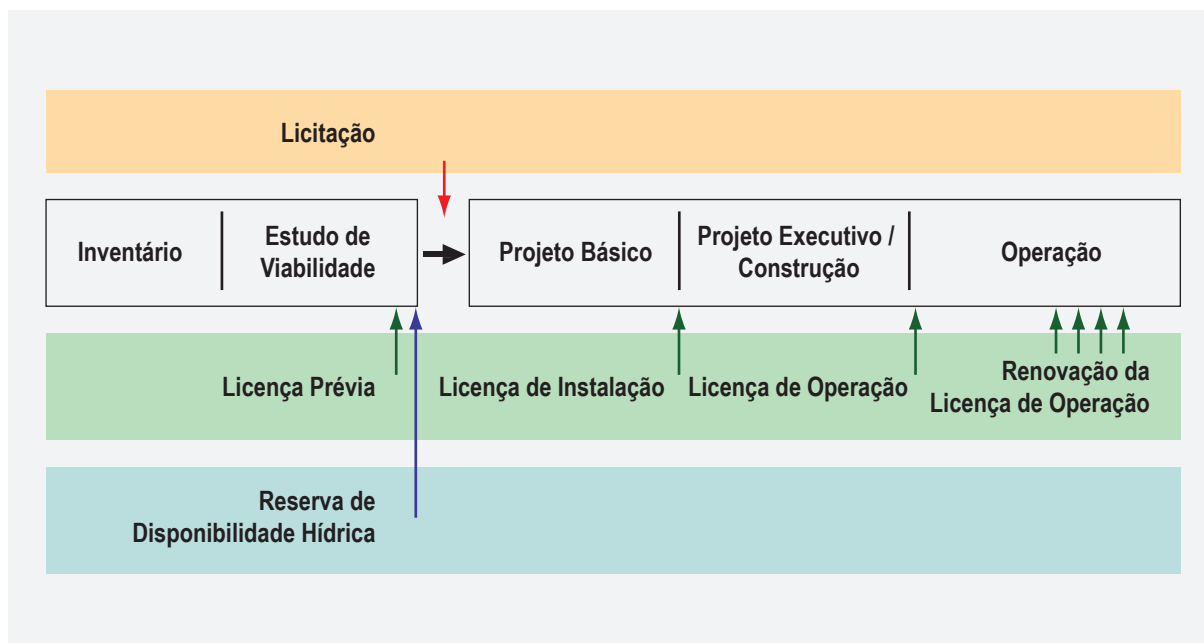


Figura 5.1 – Procedimentos para implantação de aproveitamentos hidrelétricos com potência entre 1 e 30 MW – PCHs



**Figura 5.2 – Procedimentos para implantação de aproveitamentos hidrelétricos com potência acima de 30 MW – UHEs**

### 5.3 Implantação de aproveitamentos hidrelétricos

A seguir serão descritos os processos de implantação de aproveitamentos hidrelétricos de acordo com a capacidade instalada e a interação com os instrumentos das políticas de recursos hídricos e de meio ambiente.

#### Aproveitamentos hidrelétricos com potência entre 1 MW e 30 MW – PCHs

A implantação de usinas com potência entre 1 e 30 MW e com área total de reservatório igual ou inferior a 3 km<sup>2</sup> (resolução ANEEL nº 652/03), depende de autorização do Poder Concedente. Para autorizar esses aproveitamentos deve ser obtida a LP/LI (como para estes aproveitamentos, não é necessária a elaboração de Estudos de Viabilidade, o processo de obtenção da LP e LI podem ser simultâneos) e a declaração de reserva de disponibilidade hídrica.

O início da construção do empreendimento está condicionado à apresentação da Licença de Instalação. O início da operação está condicionado à apresentação da Licença de Operação. A figura 5.1 mostra este processo.

#### Implantação de aproveitamentos com potência superior a 30 MW

A implantação de usinas com potência instalada maior que 30 MW ou até 30 MW que não se enquadram na condição de PCH são objeto de concessão, mediante licitação. Com base nos estudos de viabilidade, a ANEEL (até a instalação da EPE) solicita declaração de reserva de disponibilidade hídrica (DRDH) à ANA ou ao órgão gestor estadual, que será transformada em outorga de direito de uso de recursos hídricos após o recebimento da concessão ou da autorização. No modelo em vigor até o final de 2003, o processo para obtenção da Licença Prévia – LP era iniciado pelo interessado executor do estudo de viabilidade, não sendo pré-requisito para a aprovação do estudo, e tinha prosseguimento com o vencedor da licitação. Entretanto, a partir de 2004, esta Licença e a DRDH são requisitos para a habilitação técnica para a participação desses empreendimentos no leilão de compra de energia nova.

O início da construção do empreendimento está condicionado à aprovação do projeto básico, à apresentação da Licença de Instalação. O início da operação está condicionado à apresentação da Licença de Operação. A figura 5.2 apresenta processo para implantação de UHE.

### Aproveitamentos hidrelétricos com potência inferior a 1 MW – CGHs

No caso de aproveitamentos hidrelétricos de até 1 MW, é necessária apenas a comunicação a ANEEL, para fins de registro estatístico, não sendo objeto nem de autorização nem de concessão, devendo neste caso ser obtida a outorga de direito de uso de recursos hídricos diretamente ao órgão gestor dos recursos hídricos.



Acervo TDA

Corumbá IV - GO

## 5.4 Avaliação Ambiental Estratégica - AAE

A outorga de direitos de uso de recursos hídricos, a avaliação de impacto ambiental e o licenciamento de projetos de significativo impacto ambiental consolidaram-se como instrumentos de política de recursos hídricos e do meio ambiente. Contudo, estes instrumentos têm como objetivo subsidiar as decisões de aprovação de projetos de empreendimentos individuais e não os processos de planejamento e as decisões políticas e estratégicas que os originaram (MMA, 2002).

A Secretaria de Qualidade Ambiental nos Assentamentos Humanos (SQA/MMA) tem como uma das principais metas de atuação o aprimoramento do licenciamento ambiental e dos demais instrumentos de política e gestão ambiental. Uma das estratégias de trabalho definidas por esta Secretaria é o desenvolvimento de atividades que visam à implementação sistemática da Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) nas diferentes etapas de planejamento dos diversos setores do País.

A Avaliação Ambiental Estratégica - AAE, cuja aplicação está crescendo em vários países desenvolvidos e organizações internacionais nos últimos anos, vem sendo apresentada como uma forma de avaliação de impactos ambientais de ações estratégicas (políticas, planos e programas governamentais), que possibilita a consideração das questões ambientais, dentro do processo de planejamento e de tomada de decisão, de uma forma mais efetiva.

Partidário (1999) define a AAE como “um procedimento sistemático e contínuo de avaliação da qualidade e das consequências ambientais de visões e de intenções alternativas de desenvolvimento, incorporadas em iniciativas de política, planejamento e de programas, assegurando a integração efetiva de considerações biofísicas, econômicas, sociais e políticas, o mais cedo possível em processos públicos de tomada de decisões”. A AAE tem se mostrado um instrumento extraordinariamente flexível apresentando variações no quadro da sua aplicação efetiva e potencial. A seguir, alguns tipos de AAE citadas na literatura (Partidário, 1998):

- AAE (Avaliação Ambiental Estratégica) - termo genérico que identifica o processo de avaliação de impactos ambientais de políticas, planos e programas;
- AAE Regional (Avaliação Ambiental Regional) - processo de avaliação das implicações ambientais e sociais em âmbito regional de propostas de desenvolvimento multisetorial em uma dada área geográfica e durante um período determinado;
- AAE Setorial (Avaliação Ambiental Setorial) - processo de avaliação de políticas e de programas de investimento setoriais envolvendo subprojetos múltiplos; apóia também a integração de questões ambientais em planos de investimento em longo prazo.

Como o objetivo mais geral da AAE é contribuir para adoção de estratégias de desenvolvimento que atendam aos princípios da sustentabilidade, este procedimento deve ser conduzido em consonância com instrumentos derivados de outras políticas públicas que concorram para este mesmo objetivo. Considera-se, então, indispensável que sua aplicação ocorra dentro de uma estrutura onde os objetivos de sustentabilidade estejam definidos, acreditando-se que será tanto mais bem-sucedida quanto mais consiga se ajustar à natureza do processo de decisão característico do contexto em que se aplica (CEPEL, 2002).

A Política Nacional de Recursos Hídricos tem como um de seus fundamentos a bacia hidrográfica como unidade territorial para a gestão e planejamento dos recursos hídricos. Da mesma forma, a bacia hidrográfica também é utilizada como unidade de planejamento de diversos setores usuários desses recursos, como é o caso do setor elétrico. No planejamento dos empreendimentos hidrelétricos é na etapa de inventário hidrelétrico que se define o “aproveitamento ótimo” do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica, devendo-se buscar uma perfeita articulação, tanto com o planejamento dos recursos hídricos, quanto com a gestão ambiental nessa fase.



Destaca-se que os Planos de Recursos Hídricos foram concebidos de modo a promover a “articulação do planejamento de recursos hídricos com o dos setores usuários e com os planejamentos regionais, estadual e nacional”. O Termo de Referência para elaboração do Plano Estratégico de Recursos Hídricos da Bacia Hidrográfica dos rios Tocantins e Araguaia prevê a adoção de técnicas de Avaliação Ambiental Estratégica, seguindo metodologia recomendada pela SQA/MMA para incorporação das variáveis ambientais nos processos de decisão de políticas, planos e programas.

A aplicação da AAE regional para bacias hidrográficas será tão mais estratégica quanto mais atender às seguintes funções (CEPEL, 2002):

- promover o conhecimento da situação ambiental da bacia hidrográfica, e subsidiar a definição de objetivos e metas de sustentabilidade da área de estudo;
- identificar e delimitar áreas que deverão ou não ser objeto de intervenção: zoneamento das restrições e das potencialidades;
- avaliar a situação ambiental da bacia com a implantação do conjunto de empreendimentos dos PPPs propostos (componentes ambientais mais afetados; efeitos cumulativos e sinérgicos mais prováveis);
- propiciar uma abordagem estratégica para o processo de licenciamento ambiental, permitindo a análise de conjuntos de empreendimentos propostos para a bacia hidrográfica; identificar necessidade de reforço dos órgãos ambientais para atender ao *timing* de implantação dos programas;
- identificar a necessidade de estudos integrados para determinadas interferências, com a finalidade de integrar as medidas compensatórias propostas por cada empreendimento;
- identificar oportunidades para potencializar os benefícios regionais e locais pela análise integrada de vários empreendimentos;

- identificar lacunas e deficiências na articulação entre os planos setoriais;
- subsidiar a concepção de projetos e elaboração de futuros EIAs (e outros estudos ambientais) nessas áreas;
- subsidiar a análise pelas agências ambientais de futuros EIAs de empreendimentos na mesma região;
- subsidiar a elaboração de futuros planos de investimento para a bacia estudada;
- subsidiar a integração da gestão ambiental com a gestão dos recursos hídricos;
- subsidiar a elaboração dos Planos de Recursos Hídricos;
- subsidiar a integração do planejamento e operação dos empreendimentos do setor elétrico com a gestão ambiental da bacia hidrográfica e com os Planos de Recursos Hídricos;
- subsidiar a concepção de projetos de geração de energia elétrica.

A utilização da Avaliação Ambiental Estratégica pode levar às seguintes vantagens (BURIAN, 2004):

- inserir empreendimentos hidrelétricos no contexto ambiental ao trazer os órgãos ambientais ao processo de tomada de decisão inicial a respeito da viabilidade de determinados empreendimentos;
- articulação para compatibilizar os aproveitamentos hidrelétricos com os usos múltiplos dos reservatórios, principalmente tendo em vista a bacia hidrográfica como um todo;
- identificação preliminar das questões de recursos hídricos e ambientais relevantes com o tratamento adequado da dimensão espacial;
- sedimentação da idéia de se adotarem procedimentos de análise e avaliação ambiental em todas

as etapas do processo de planejamento, assim como a efetiva incorporação da dimensão ambiental no planejamento.

O setor elétrico, ao longo dos últimos anos, realiza esforços para incorporar a dimensão ambiental de modo formal e sistemático desde as etapas iniciais do processo de planejamento. Como exemplos, podem ser citados os esforços já realizados na sistematização dos estudos ambientais na etapa de inventário bem como aqueles relacionados com a aplicação da AAE ao Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico.

Entretanto, em função da possibilidade de não participação adequada dos órgãos gestores ambientais, de recursos hídricos e da sociedade civil, na execução dos estudos de inventário, estes estudos, podem, por exemplo, resultar em divisões de quedas que podem não contemplar os requisitos ambientais e de recursos hídricos da bacia em questão.

Os processos para obtenção da outorga de usos dos recursos hídricos e de licenciamento ambiental se iniciam, respectivamente, com a solicitação da declaração de reserva de disponibilidade hídrica junto aos órgãos gestores de recursos hídricos e da solicitação da licença prévia junto ao órgão ambiental. Isso pode implicar na dificuldade de avaliação destas solicitações pelos órgãos em função do não conhecimento dos resultados dos estudos de inventário realizados, que resultaram na seleção do aproveitamento em questão, em função da não avaliação adequada dos efeitos cumulativos e sinérgicos, resultantes do conjunto de aproveitamentos hidrelétricos que constam nestes Estudos de Inventário.

Recentemente, definiu-se a realização de Avaliação Ambiental Integrada – AAI para aquelas bacias hidrográficas em que existem uma concentração de empreendimentos hidrelétricos em operação e planejados, com o objetivo de avaliar os efeitos acumulativos e sinérgicos do conjunto de aproveitamentos

na bacia hidrográfica, bem como delimitar as áreas de fragilidade ambiental e de conflitos, e identificar as potencialidades relacionadas aos aproveitamentos. Essas avaliações têm como finalidade principal compatibilizar geração de energia elétrica na bacia com a gestão ambiental e a gestão dos recursos hídricos e, ainda, com o desenvolvimento socioeconômico dessa região. Tais avaliações deverão subsidiar a definição de diretrizes ambientais para a concepção de novos projetos, integrando a dimensão ambiental ao processo de planejamento energético, articulando esse processo com o licenciamento ambiental.

A AAI difere da AAE Setorial basicamente pelo fato de considerar além de aproveitamentos já existentes, considerar diferentes elencos de aproveitamentos dentro de um horizonte temporal, subsidiando o Setor para redução dos efeitos cumulativos e sinérgicos referentes à implantação dos aproveitamentos já estudados. Já a AAI se caracteriza por considerar um elenco de aproveitamentos definido dentro de um horizonte de tempo (por exemplo, os aproveitamentos já aprovados em Estudos de Inventário, e aproveitamentos detentores de concessão, em construção e em operação).

Nesse sentido, pode-se afirmar que a Avaliação Ambiental Estratégica e a Avaliação Ambiental Integrada podem contribuir para subsidiar os diversos agentes envolvidos no planejamento do setor elétrico, na identificação dos impactos cumulativos e sinérgicos da implementação de um conjunto de aproveitamentos em uma determinada bacia e com isso identificar quais seriam os aproveitamentos mais viáveis de se prosseguir no processo de planejamento. Além disso, estas Avaliações proporcionam o suporte necessário aos órgãos gestores de recursos hídricos e de meio ambiente no processo de concessão de outorga de recursos hídricos e de licenciamento ambiental respectivamente.





Barragem de Sobradinho - rio São Francisco - BA

## 6 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O potencial hidrelétrico no País é estimado em 260 GW. Este potencial está distribuído principalmente nas regiões hidrográficas Amazônica (41%), Paraná (22%), Tocantins (10%), São Francisco (10%), Atlântico Sudeste (6%) e Uruguai (5%). Deste total, 73,6 GW já estão instalados, distribuídos principalmente nas regiões hidrográficas do Paraná (59%), São Francisco (15%), Tocantins (11%).

De acordo com a última avaliação do Plano Decenal de Expansão do Setor Elétrico 2006-2015, a situação atual da expansão da geração de energia de fonte hidrelétrica para os próximos 10 anos é:

- 16 usinas em construção;
- 20 usinas detentoras de concessão;
- 7 usinas a licitar no curto prazo;
- 4 usinas em fase de leilão;
- 32 usinas indicativas.

A fonte hidrelétrica constitui-se em uma das maiores vantagens competitivas do País, por se tratar de um recurso renovável e com possibilidade de ser implementado pelo parque industrial brasileiro com mais de 90% de bens e serviços nacionais. Além do mais, ao possuir uma das mais exigentes legislações ambientais do mundo, é possível ao Brasil garantir que as hidrelétricas sejam construídas atendendo aos ditames do desenvolvimento sustentável. Neste sentido, destaca-se a realização de vários estudos de Avaliação Ambiental Integrada em diversas bacias, que têm como objetivo identificar e avaliar os efeitos sinérgicos e cumulativos resultantes dos impactos ambientais ocasionados pelo conjunto de aproveitamentos hidrelétricos em uma bacia hidrográfica.

Conclui ainda o Plano Decenal 2006-2015 que a grande dificuldade no momento para se estabelecer cenários mais robustos para a expansão com usinas hidrelétricas é a falta de informações sobre o potencial ainda a explorar em termos de custos e desenvolvimento do aproveitamento ótimo dos recursos

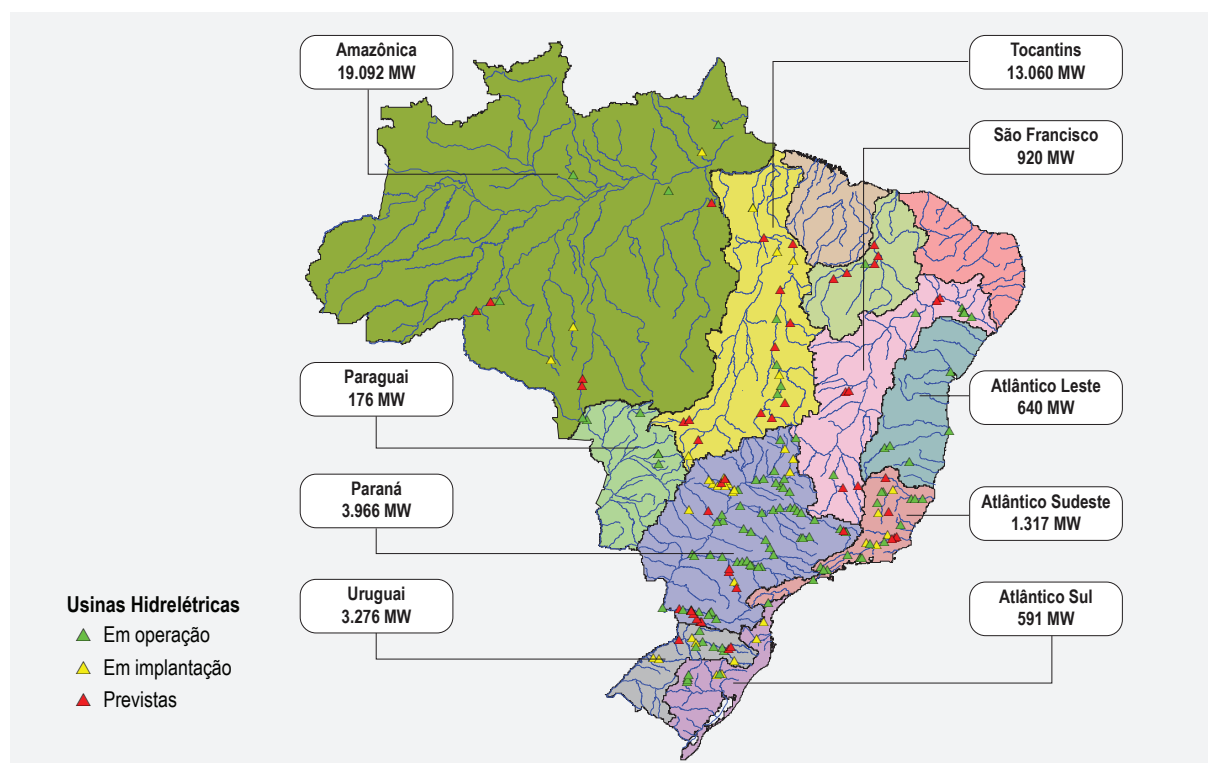


Figura 6.1 – Expansão da geração por região hidrográfica



hídricos. De fato, os estudos existentes estão desatualizados, em especial, no que diz respeito às novas exigências ambientais. Por outro lado, os estudos recém desenvolvidos nem sempre observaram a otimização do uso dos recursos naturais nacionais.

Estes fatos levaram a decisão de se realizar novos estudos de inventário para melhor avaliar o potencial hidrelétrico nacional. Ao mesmo tempo, também, demarcou-se a realização de estudos de viabilidade técnica, econômica e socioambiental para estabelecer novos paradigmas que deverão subsidiar a avaliação para obtenção de habilitação técnica de novos projetos a serem ofertados nos leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos de geração.

É importante destacar que o Plano Decenal do Setor Elétrico é revisado anualmente, podendo haver, em cada revisão, a inclusão ou exclusão de determinados aproveitamentos, principalmente em função da qualidade dos estudos ambientais e das questões ambientais que vem dificultando o licenciamento, como também em função do crescimento do mercado de energia elétrica.

A figura 6.1 mostra um resumo da expansão da geração hidrelétrica por região hidrográfica, para um horizonte de 10 anos. Esta relação de usinas mostra claramente a tendência da expansão do aproveitamento do potencial hidrelétrico de regiões hidrográficas com grande potencial a explorar, ou seja, Amazônica e a do Tocantins/Araguaia, cujos projetos somam um potencial de 19 GW e 13 GW respectivamente.

O estabelecimento da Política Nacional de Recursos Hídricos, em particular do fundamento de que a gestão dos recursos hídricos deve proporcionar o uso múltiplo das águas, conjugado ao momento de intensa transformação vivido pelo setor elétrico, faz crescer em importância o papel do agente planejador da expansão do parque gerador de energia elétrica do País, uma vez que ao realizar os estudos de longo e curto prazo, fundamental para a oferta de oportunidades de investimento na expansão do setor, deverá estar apto a oferecer cenários em que todos os riscos sejam conhecidos, sejam de ordem

estrutural, operacional ou ambiental, considerando ainda todos os aspectos inerentes a empreendimentos desta natureza.

Os planos decenais do setor elétrico, elaborados a partir de 2001, apesar de considerarem que já obtiveram avanços relativos à inclusão ambiental no seu planejamento, já têm manifestado a percepção de que algumas bacias hidrográficas vêm sofrendo transformações radicais no ambiente aquático, em decorrência da ocupação de grande extensão de seus cursos d'água. Em função disso, tais planos recomendam uma integração dos projetos ou conjuntos de projetos no contexto dos Planos de Recursos Hídricos, por meio da articulação com os Comitês de Bacias e demais instituições atuantes na bacia hidrográfica.

Kelman *et al.* (2001)<sup>48</sup> já menciona que, atualmente, em função da simultaneidade da forte reestruturação no setor elétrico no País, e da implantação do "Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, em que estão incluídos os "comitês de bacias" e "agências de água", torna-se preponderante realizar planejamento integrado de recursos. Nisto se insere a integração do planejamento de recursos hídricos e do planejamento setorial para aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia. Por outro lado, em regiões onde estas instituições ainda não existem, é necessário que seja desenvolvida uma adequada articulação, desde as fases iniciais de estudos de inventário, entre EPE, ANEEL e ANA, para a obtenção, para o setor, de "Reservas de Disponibilidade Hídrica" e de "Outorgas de direito de Uso dos Recursos Hídricos", e, além disso, que estes estudos sejam desenvolvidos, desde o início, em estreito contato com os órgãos federais e estaduais de meio ambiente e recursos hídricos, com a participação das comunidades envolvidas. Esta articulação é fundamental no sentido de compatibilizar o aumento dos outros usos dos recursos hídricos com o planejamento da operação de usinas existentes, no sentido de evitar potenciais conflitos pelo uso dos recursos hídricos.

Neste sentido, o Plano Nacional de Recursos Hídricos exercerá um papel articulador fundamental. Cumpre destacar que o Plano Nacional não é uma

mera reunião de planos regionais ou setoriais, uma vez que a necessidade de uma visão global deve, necessariamente, compatibilizar várias visões e trazer à tona conflitos potenciais ou mesmo trazer sugestões de soluções aos já existentes.

Em relação à geração de energia elétrica, recomenda-se levantamento cuidadoso das regiões onde a iminência de conflito se faz presente, principalmente em relação aos dois principais setores tradicionalmente concorrentes com a geração em grande escala: transporte aquaviário e irrigação. Atualmente, pode-se exemplificar a necessidade de medidas de mediação de conflitos com os casos de manutenção de níveis dos reservatórios de geração de energia para permitir a navegação na bacia do rio Tietê e a redução das vazões para geração de energia causada pela expansão da agricultura irrigada na bacia do São Francisco. Para o futuro, alerta-se para a necessidade de planejamento integrado, especialmente na bacia do rio Tocantins, onde a viabilidade da construção de novas barragens está ameaçada pela necessidade de instalação da hidrovía, e na região Centro-Oeste (Mato Grosso), região de expansão da geração, principalmente por pequenas centrais hidrelétricas, e onde o escoamento fluvial da safra de grãos deve ser considerada nos estudos de implantação de novos aproveitamentos.

Com respeito à implantação de novas Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, é importante que sejam analisados os rebatimentos sobre outros usos dos recursos hídricos que, embora de menores vultos, podem ser ainda significativos, pelo grande número de empreendimentos e pelos eventuais sinergismos desfavoráveis que eles possam ter, quando concentrados em uma mesma região, em um mesmo rio ou em uma mesma bacia.

No planejamento da expansão do setor elétrico, os estudos de inventário hidrelétrico desempenham importância fundamental. Em função disso, durante sua elaboração, tanto os aspectos energéticos quanto aos aspectos relacionados aos recursos hídricos e ambientais devem ser considerados não

apenas dentro da visão de setor elétrico, mas sim dentro de uma visão que reflita os aspectos de todos os atores atuantes na bacia hidrográfica em estudo. Portanto, é importante que no desenvolvimento dos estudos de planejamento do setor elétrico e, em particular dos estudos específicos de cada aproveitamento, o plano de recursos hídricos da bacia seja considerado, bem como a ANA e/ou órgãos gestores de recursos hídricos estaduais devam ser consultados a cerca de outros volumes e restrições a serem consideradas para atendimento dos usos múltiplos.

Para isso, é importante que a ANA e os órgãos gestores de recursos hídricos estaduais desenvolvam métodos e critérios que orientem os responsáveis pelo desenvolvimento de estudos de inventário e viabilidade, no sentido de que desenvolvam seus estudos considerando todos os critérios de preservação dos usos múltiplos que serão utilizados por estes órgãos no momento de analisar os pedidos de Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica para os projetos, de acordo com os processos legais vigentes.

Com relação às usinas já implantadas, é importante destacar que os detentores de concessão e de autorização de uso de potencial de energia hidráulica expedidos até 2002 estão dispensados da solicitação de outorga de direito de uso dos recursos hídricos, mas a ANA tem a competência de definir e fiscalizar as regras de operação dos respectivos reservatórios, podendo em função do interesse público e respeito ao uso múltiplo das águas, estabelecer restrições operacionais não identificadas na fase de projeto.

Em relação a estudos de inventário e viabilidade já realizados, torna-se necessário que sejam revisados, no sentido de atender aos resultados provenientes da elaboração dos planos de recursos hídricos (quando houver), no sentido de se verificar se não há conflito de uso múltiplo, se a disponibilidade de água considerada nos estudos energéticos destas usinas levou em conta os usos múltiplos atuais e futuros.



## 7 REFERÊNCIAS

- 1 AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Metodologia de cálculo da energia firme de sistemas hidrelétricos levando em consideração usos múltiplos da água**. Brasília: ANA, 2002.
- 2 \_\_\_\_\_. **Levantamento efetuado pelos técnicos da Agência Nacional de Águas, compilando as informações mais atualizadas existentes nos bancos de dados do MME, ANEEL, ONS, Eletrobrás, EPE**. 2007.
- 3 ANA/GEF/PNUMA/OEA. **Projeto de Gerenciamento Integrado das Atividades Desenvolvidas em Terra na Bacia do São Francisco, Sub-projeto 4.4 – Determinação de subsídios para procedimentos operacionais dos principais reservatórios da bacia do rio São Francisco**. Brasília: ANA, 2002. 63 p.
- 4 ANA/GEF/PNUMA/OEA. **Projeto de Gerenciamento Integrado das Atividades Desenvolvidas em Terra na Bacia do São Francisco, Sub-projeto 4.5C – Plano Decenal de Recursos Hídricos da Bacia do Rio São Francisco – PBHSF (2004-2013). Aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica na bacia do rio São Francisco. Estudo Técnico de Apoio nº 9**. Brasília: SUM/ANA, 2004. 57p.
- 5 ANA/SUM. **Aproveitamento do potencial hidráulico para geração de energia elétrica na bacia do rio São Francisco**. Nota Técnica. Brasília: SUM/ANA, 2004.
- 6 AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. ANEEL, Brasília: ANEEL, 2002.
- 7 \_\_\_\_\_. **Resumo geral dos novos empreendimentos de geração, situação 15/10/2004**. Brasília, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso: 19 de out. 2004
- 8 \_\_\_\_\_. **Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas situação 15/11/2004**. Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso: 18 de nov. de 2004.
- 9 \_\_\_\_\_. **Relatório de acompanhamento de estudos e projetos de usinas hidrelétricas situação 10/11/2004**. Brasília, 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 16 de nov. de 2004.
- 10 \_\_\_\_\_. ANEEL, 2007. **Relatório de Acompanhamento das Usinas Hidrelétricas em Construção**, versão 19/01/2007, Brasília. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=428&idPerfil=2>>. Acesso em: 22 de fev. de 2007,
- 11 ANEEL, 2007a. **BIG – Banco de Informações da Geração**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=15&idPerfil=2>>. Acesso em: 22 de fev. Brasília.
- 12 ANEEL, 2007b. **BIG – Banco de Informações da Geração**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.asp>. Acesso em: 22 de fev. de 2007, Brasília.
- 13 Barros, M.T.L. 2002. **Workshop operação do sistema hidroenergético brasileiro**. São Paulo: University – USP.
- 14 BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**: promulgada em 5 de outubro de 1988.
- 15 BRASIL. Lei nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961. **Autoriza a União a constituir a empresa Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS, e dá outras providências**.
- 16 BRASIL. Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971. **Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências**.
- 17 BRASIL. Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981. **Dispõe sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências**.



- 18 BRASIL. Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989. **Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CF).**
- 19 BRASIL. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. **Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.**
- 20 BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. **Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no Art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.**
- 21 BRASIL. Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995. **Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, e dá outras providências.**
- 22 BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. **Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.**
- 23 BRASIL. Lei nº 9.433 de 8 de janeiro de 1997. **Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, regulamenta o inciso XIX do Art. 21 da Constituição Federal, e altera o Art. 1º da Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, que modificou a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989.**
- 24 BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. **Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, 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, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.**
- 25 BRASIL. Lei nº 9.984, de 17 de julho de 2000. **Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas - ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências.**
- 26 BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. **Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências.**
- 27 BRASIL. Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004. **Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, e dá outras providências.**
- 28 BRASIL. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. **Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 9.991, de 24 de julho de 2000, nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.**
- 29 BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. **Decreta o Código de Águas.**
- 30 BRASIL. Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. **Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, de que trata a Lei nº 9.648 de 27.05.1998, revoga**

- os Decretos nº 73.102 de 07.11.1973 e nº 1.009 de 22.12.1993, e dá outras providências.
- 31 BRASIL. Decreto nº 99.274, de 6 de junho de 1990. **Regulamenta a Lei nº 6.902, de 27 de abril de 1981, e a Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981, que dispõem, respectivamente sobre a criação de Estações Ecológicas e Áreas de Proteção Ambiental e sobre a Política Nacional do Meio Ambiente, e dá outras providências.**
  - 32 BRASIL. Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997. **Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.**
  - 33 BRASIL. Decreto nº 3.942, de 27 de setembro de 2001. **Dá nova redação aos arts. 4º, 5º, 6º, 7º, 10 e 11 do Decreto nº 99.274, de 6 de junho de 1990.**
  - 34 BRASIL. Decreto nº 4.895, de 25 de novembro de 2003. **Dispõe sobre a autorização de uso de espaços físicos de corpos d'água de domínio da União para fins de aquicultura, e dá outras providências.**
  - 35 CNRH. **Estabelece diretrizes para elaboração dos Planos de Recursos Hídricos de Bacias Hidrográficas. Resolução nº 17 de 29 de maio de 2001.**
  - 36 CMEB-CENTRO DE MEMÓRIA DA ELETRICIDADE NO BRASIL. 2001. **Electric energy in Brazil.** Rio de Janeiro: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2001.
  - 37 ELETROBRÁS. 1997a. **Manual de Inventário Hidrelétrico de Bacias Hidrográficas da ELETROBRÁS.** Rio de Janeiro: Manual ELETROBRÁS.
  - 38 ELETROBRÁS 1997b. **Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos.** Rio de Janeiro: Manual, ELETROBRÁS.
  - 39 ELETROBRÁS 1999a. **Diretrizes para elaboração de projeto básico de usinas hidrelétricas.** Rio de Janeiro: Manual, ELETROBRÁS,
  - 40 ELETROBRÁS 1999b. **Diretrizes para estudos e projetos básicos de pequenas centrais hidrelétricas – PCH.** Rio de Janeiro: Manual, ELETROBRÁS.
  - 41 ELETROBRÁS. 2004a. **Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro – SIPOT, Versão Junho / 2004.** Rio de Janeiro.
  - 42 ELETROBRÁS. 2004b. **Planejamento de Operação dos Sistemas Isolados – Ano 2004.** Rio de Janeiro: Eletrobrás.
  - 43 ELETROBRÁS. 2007a. **Plano de Operação dos Sistemas Isolados – Ano 2007.** GRUPO TÉCNICO OPERACIONAL DA REGIÃO NORTE – GTON.
  - 44 ELETROBRÁS. 2007b. Disponível em: [http://www.elektrobras.gov.br/EM\\_Atualizacao\\_SistIsolados](http://www.elektrobras.gov.br/EM_Atualizacao_SistIsolados). Acesso em: 1 de fev. de 2007.
  - 45 FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS, CNO – Construtora Norberto Odebrecht. PCE – Projetos e Consultorias de Engenharia. 2002. **Inventário Hidrelétrico do Rio Madeira – Trecho Porto Velho.** Brasília: Abunã. Furnas.
  - 46 Garrido R.J.S. 2000. **Water resources national policy in Brazil – Contributing Paper, Brazil.** Disponível em: <http://www.damsreport.org/docs/kbase/contrib/ins226.pdf> >. Acesso em: 10 de jul. de 2004.
  - 47 GCE, 2002 – Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico – Relatório de Progresso no 2 – Documento de Apoio A – **Resumo do marco regulatório brasileiro.** Brasília: Câmara de Gestão da Crise de Energia- GCE.
  - 48 KELMAN, J.; VENTURA Filho, A., BAJAV, S.V.; PENNA J. C.; HADDAD, C.L.S. **Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica.** Brasília: Câmara de Gestão da Crise de Energia - GCE, 2001.
  - 49 KELMAN, J. Energia firme de sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos. ABRH, **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, vol. 9, 2004. pp 189-198.

- 50 MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME 2002a. **Plano decenal de expansão do setor elétrico 2001-2010**. Brasília: MME.
- 51 MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME 2002b. **Plano decenal de expansão do setor elétrico 2003-2012**. Brasília: MME.
- 52 MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME 2002c. **Plano de longo prazo – Projeção da matriz - 2022**. Brasília: MME/SEN.
- 53 MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA - MME 2006 - **Plano decenal de expansão de energia elétrica: 2006-2015**. Colaboração: Empresa de Pesquisa Energética – EPE. 2006.
- 54 MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA 2003. **Plano nacional de recursos hídricos – Documento básico de referência**. Brasília: MMA/SRH/ANA.
- 55 MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - MMA 2006. **Plano nacional de recursos hídricos – Caderno setorial de recursos hídricos: geração de energia hidrelétrica**. Brasília.
- 56 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, 2002. **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos**. Rio de Janeiro: ONS.
- 57 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. 2003a. **Procedimentos de rede**: módulo 7 – Planejamento da operação energética. Rio de Janeiro: ONS.
- 58 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. 2003b. **Procedimentos de rede**: módulo 9 – Hidrologia Operacional. Rio de Janeiro: ONS.
- 59 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. 2004. **Planejamento Anual da Operação Energética – Ano 2004**. Rio de Janeiro: ONS.
- 60 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, 2005. **Relatório anual - 2005**. Disponível em: [http://www.ons.org.br/download/biblioteca\\_virtual/relatorios\\_anuais/documentos/2005/relatorio2005.htm](http://www.ons.org.br/download/biblioteca_virtual/relatorios_anuais/documentos/2005/relatorio2005.htm).
- 61 OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, 2006a. **Operação do SIN em 2005 – Ano 2006**. Disponível em: [http://www.ons.org.br/conheca\\_sistema/resumo\\_operacao.aspx](http://www.ons.org.br/conheca_sistema/resumo_operacao.aspx) ONS. Rio de Janeiro.
- 62 Pires, S.H.M. **Planejamento ambiental da expansão da oferta de energia elétrica**: subsídios para a discussão de um modelo de desenvolvimento sustentável para Amazônia”. 2001. Parcerias Estratégicas-Ibid: pp 160-184









Produção:

**tda**comunicação  
an altran company



**Ministério do  
Meio Ambiente**



ISBN 978-85-89629-26-3

