

**ANEXO B - Experiências de
Implantação de Projetos Hidrelétricos e
de Outros Setores de Infraestrutura em
Regiões pouco Antropizadas referente
ao relatório 7953/2016**

INDICE

Lista de Tabelas	4
Lista de Figuras	5
I - Apresentação.....	7
II - Experiências internacionais de implantação de empreendimentos hidrelétricos.....	9
II.1- UHEs e meio ambiente em países desenvolvidos: o caso do Canadá e dos Estados Unidos	9
II.1.1- Canadá.....	9
II.1.1.1 – O Setor Elétrico.....	9
II.1.1.2 – A Hidroeletricidade e os Povos Indígenas no Canadá.....	11
II.1.1.3 – A Hidroeletricidade e a Ocupação de Áreas Pouco Antropizadas.....	14
II.1.1.4 – Licenciamento Ambiental: legislação e governança.....	15
II.1.1.4.1 - A Agência de Avaliação Ambiental Canadense	15
II.1.1.4.2 - A Lei de Proteção ao Meio Ambiente e a Lei de Avaliação Ambiental.....	17
II.1.1.4.3 - Participação dos Grupos Aborígenes no âmbito do CEEAc.....	23
II.1.1.5 – A Experiência de Empresas de Energia Elétrica no Canadá.....	24
II.1.1.5.1 – BC Hydro	24
II.1.1.5.2 – Manitoba Hydro	26
II.1.1.5.3 – Hydro Quebec	27
II.1.1.6 – Análise de Empreendimentos Hidrelétricos Selecionados	39
II.1.1.6.1 – Site C Clean Energy Project (Site C), British Columbia: o empreendimento e o licenciamento ambiental.....	39
II.1.1.6.2 – Complexo Hidrelétrico Eastmain -1-A/Sarcelle, Hydro Quebec: o empreendimento e o licenciamento ambiental.....	49
II.1.2 –Estados Unidos	54
II.1.2.1 – O Setor Elétrico.....	55
II.1.2.2 – Licenciamento Ambiental: legislação e governança.....	57
II.1.2.3 – O Complexo Tapoco: o empreendimento e o licenciamento ambiental	65
II.2 – UHEs e meio ambiente em países em desenvolvimento selecionados	70
II.2.1 – China.....	70
II.2.1.1 - O Setor Elétrico	70
II.2.1.2. Licenciamento Ambiental: legislação e governança.....	73
II.2.1.3 – A UHE de Three Gorges Dam (TGD): o empreendimento e o licenciamento ambiental	78
II.2.2 – Vietnã.....	82

II.2.2.1 - O Setor Elétrico	84
II.2.2.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança	87
II.2.2.3 - A UHE de Trung Son: o empreendimento e o licenciamento ambiental	91
II.2.3 - Laos	97
II.2.3.1 - O Setor Elétrico	97
II.2.3.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança	101
II.2.3.3 – A UHE de Nam Theun 2: o empreendimento e o licenciamento ambiental	108
II.2.4 - Costa Rica	118
II.2.4.1 - O Setor Elétrico	119
II.2.4.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança	123
II.2.4.3 – A UHE de Reventazón: o empreendimento e o licenciamento ambiental	127
II.2.5 - Peru.....	132
II. 2.5.1 - O Setor Elétrico	133
II.2.5.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança	135
II.2.5.3 – A UHE de Chaglla: o empreendimento e o licenciamento ambiental	140
II.3. Considerações	148
III – Experiências de implantação de projetos de outros setores de infraestrutura em áreas pouco antropizadas no Brasil	155
III.1 - Urucu	155
III.1.1 - Breve caracterização da região e do empreendimento.....	155
III.1.2 – Os Impactos Ambientais	160
III.1.3 – A Gestão Ambiental	162
III.2 - Grande Carajás	167
III.2.1 - Breve caracterização da região e do empreendimento.....	167
III.2.2 – Os Impactos Ambientais	169
III.2.3 - A Gestão Ambiental.....	176
III.3 - Trombetas	190
III.3.1 - Breve caracterização da região e do empreendimento.....	190
III.3.2 – Os Impactos Ambientais	191
III.3.3 – A Gestão Ambiental	197
III.4 – Considerações	204
IV – Algumas estratégias e boas práticas internacionais para a implantação de empreendimentos hidrelétricos.....	209
IV.1 - Agências multilaterais	209

IV.1.1 – Banco Mundial	209
IV.1.1.1 - Atuação em Projetos de Barragens	209
IV.1.1.2 - Políticas de Salvaguarda	215
IV.1.2 – PNUMA	218
IV.1.2.1 - Atuação em Projetos de Barragens	219
IV.1.2.2 - Exemplos de boas práticas	225
IV.1.2.2.1 - O caso da consulta a Aldeia Baan, Tailândia	225
IV.1.2.2.2 - O caso do desvio do rio Rupert, James Bay, Canadá	226
IV.1.2.2.3 – Outros Casos de Sucesso	227
IV.2 - Organizações Não Governamentais	239
IV.2.1 – – The Nature Conservancy	239
IV.2.1.1 - Hydropower by Design	239
IV.2.1.2 - Smart Infrastructures – Infraestruturas Inteligentes	247
IV.2.2 - Associação Internacional de Hidroeletricidade (IHA)	251
IV.2.2.1 – O Protocolo de Avaliação da Sustentabilidade Hidrelétrica	251
IV.2.3 - World Wildlife Fund (WWF)	258
IV.2.3.1 – A WWF Dams Initiative	259
IV.2.3.2 – A Certificação	261
V – Conclusões	262
Referências Bibliográficas	266

Lista de Tabelas

Tabela 1: Construção de Barragens no Canadá segundo o Propósito	10
Tabela 2: Maiores Aproveitamentos Hidrelétricos no Canadá.....	11
Tabela 3: Principais Tratados e Acordos de Reivindicação de Terras e Projeto Hidrelétricos no Canadá	13
Tabela 4: Geração Hidrelétrica em diferentes Províncias do Canadá	14
Tabela 5: Número de Projetos Hidrelétricos e Áreas Florestais Intactas no Canadá	15
Tabela 6: Potencia Hidrelétrica Instalada na Província de Manitoba.....	26
Tabela 7: Características do Parque Hidrelétrico da Hydro Quebec	28
Tabela 8: Acordos Firmados entre a Hydro Quebec e Povos Aborígenes First Nations	32
Tabela 9: Maiores usinas hidrelétricas no território dos Estados Unidos	57
Tabela 10: UHEs em Operação e em Construção	72
Tabela 11: Balanço da energia hidrelétrica projetado para 2025	86
Tabela 12: Geração de energia por hidrelétricas no Laos	100
Tabela 13: Cronograma das atividades de NT2.....	111
Tabela 14: Resumo dos principais impactos durante a construção e suas medidas de mitigação propostas	115
Tabela 15: Índice de cobertura elétrica (julho de 2014).....	120
Tabela 16: Principais impactos socioambientais do PH Reventazón	130
Tabela 17: Status das ações requeridas (2012).....	131
Tabela 18: Alguns projetos que constam no planejamento do setor elétrico do Peru..	134
Tabela 19: Crescimento demográfico de algumas cidades no entorno do PGC.....	171
Tabela 20: Áreas protegidas criadas no entorno do Projeto Grande Carajás	181
Tabela 21: Distância entre Porto Trombetas e as principais cidades da região.....	192
Tabela 22: Conflitos e Unidades de Conservação no entorno da MRN.....	197
Tabela 23: Lista de exemplos que foram identificados, com base do processo nessa análise.	228
Tabela 24: Projetos analisados na publicação “Compendium of Relevant Practices: Stakeholder Participation”	236
Tabela 25: Perguntas indicativas que podem exigir a participação dos interessados nas principais etapas de um projeto	237
Tabela 26: Mecanismos de participação dos <i>stakeholders</i> nos projetos analisados.....	238
Tabela 27: Conjunto de Tópicos de Cada Fase do Protocolo.....	254
Tabela 28: Projetos que Empregaram o Protocolo do IHA	257

Lista de Figuras

Figura 1: Processo de Licenciamento Ambiental Canadá	25
Figura 2: Parque Hidrelétrico da Hydro Quebec	30
Figura 3: Localização do Projeto.....	41
Figura 4: Etapas do processo	42
Figura 5: Diversos projetos do Complexo de Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert.....	50
Figura 6: Localização do Complexo de Estamain-1-A/Sarcelle/Rupert	51
Figura 7: Localização das Comunidades Indígenas Afetadas	52
Figura 8 : Geração de hidrelétrica no Estados Unidos	57
Figura 9: Localização dos empreendimentos do complexo Tapoco.....	66
Figura 10: Capacidade instalada, 2013.....	72
Figura 11: Fluxograma da hierarquia das instituições na China	74
Figura 12: A UHE TGD – localização	78
Figura 13: UHEs no rio Yangtze	82
Figura 14: Mapa da área do Projeto.....	93
Figura 15: Localização do empreendimento	108
Figura 16: Desenho esquemático do empreendimento.....	109
Figura 17: Linha do Tempo do empreendimento	110
Figura 18: Áreas protegidas no Planalto de Nakai	112
Figura 19: Províncias da Costa Rica e respectivos percentuais de cobertura elétrica..	120
Figura 20: Localização da hidrelétrica Reventazón	127
Figura 21: Distribuição espacial de projetos que constam no planejamento do setor elétrico do Peru com possibilidade de exportação para o Brasil	135
Figura 22: Localização da UHE de Chaglla	141
Figura 23: Aspectos do rio Huallaga no local próximo a UHE Chaglla.	142
Figura 24: Unidades de Conservação próximas a Coari.....	157
Figura 25: Mapa Ilustrativo de Localização de Urucú na Bacia Hidrográfica do Rio Solimões	158
Figura 26: Planta Esquemática da Província de Urucu	159
Figura 27: Mapa de Hidrografia e Localização das Instalações da BOGPM no entorno do Polo Arara.....	160
Figura 28: Área de abrangência do Projeto Grande Carajás e principais depósitos minerais.	168
Figura 29: Localização da TI Xikrin do Catete	171

Figura 30: Localização da TI Mãe Maria e o traçado da ferrovia de Carajás	173
Figura 31: O núcleo urbano de Carajás no interior da FLONA e o adensamento urbano da cidade de Parauapebas.	176
Figura 32: Localização do bloco de UCs de Carajás na Amazônia Legal com destaque para a estrada de ferro Carajás.....	180
Figura 33: Localização do bloco de UCs de Carajás no ano de 1985	182
Figura 34: Localização do bloco de UCs de Carajás no ano de 2014	183
Figura 35: Subprogramas e projetos do programa de proteção	186
Figura 36: Localização do município de Oriximiná na Amazônia Legal com destaque para a localidade de Porto Trombetas	191
Figura 37: Vista aérea da localidade de Porto Trombetas	193
Figura 38: Unidades de conservação, minas, infraestrutura da MRN e áreas quilombolas.	196
Figura 39: Fase de exploração da mina, processos e mitigação de impactos	199
Figura 40: Zonas de mineração no interior da FLONA de Saracá-Taquera.....	200
Figura 41: FLONA Saracá-Taquera e unidades de conservação no entorno	202
Figura 42: Evolução das práticas de gestão das comunidades atingidas por barragens	214
Figura 43: Países em que foram realizados os estudos de casos	225
Figura 44: Planejamento integrado da hidroeletricidade e conservação	241
Figura 45: Classes de Sistemas Ecológicos Aquáticos (A) e Unidades Ecológicas de Drenagem (B) na Bacia do Rio Tapajós.....	244
Figura 46: Conservation Blueprint da Bacia do Tapajós.....	245
Figura 47: Etapas do Plano Trienal	248
Figura 48: Bacia Coatzacoalcas: planejamento inicial vs Hydropower by Design.....	250
Figura 49: Ferramentas de avaliação do Protocolo e principais pontos de decisão	253
Figura 50: Procedimento de Enquadramento do Nível de um dado Projeto	256
Figura 51: Distribuição dos Casos e Treinamentos do Protocolo de Sustentabilidade do IHA	257

I - Apresentação

O presente Relatório apresenta o resultado parcial da Etapa 3 do projeto “Contribuição ao Termo de Referência sobre Metodologia para o Desenvolvimento de Usinas Hidroelétricas Usando o Conceito de Usina-Plataforma”. De acordo com o estabelecido na Proposta, no Contrato COPPE/CEPEL e no Termo Aditivo, apresenta, portanto, os resultados da atividade “Análise de experiências internacionais de planejamento integrado, construção e operação de aproveitamentos hidrelétricos”.

O objetivo central desta atividade consiste na análise de experiências que, de alguma maneira, possam fornecer subsídios para a formulação de propostas objeto do presente projeto.

Para tanto, além desta apresentação, o relatório aborda tres temáticas: experiências internacionais de implantação de empreendimentos hidrelétricos (Capítulo II), experiências de implantação de projetos de outros setores de infraestrutura em áreas pouco antropizadas no Brasil (Capítulo III) e algumas estratégicas e boas práticas internacionais para a implantação de empreendimentos hidrelétricos (Capítulo IV).

No que tange o Capítulo II, selecionaram-se para análise dois países desenvolvidos, Canadá e EUA, com dimensões territoriais semelhantes ao Brasil, longa tradição em implantação de hidrelétricas de grande porte e legislação ambiental consolidada desde longa data, além de um conjunto de países em desenvolvimento que possuem contextos naturais sensíveis e pouco antropizados, tem, via de regra, legislação ambiental mais recente e cuja implantação de empreendimentos hidrelétricos tem crescido nos últimos anos. São estes China, Vietnã e Laos na Asia e Costa Rica e Peru na America Latina. Em cada um destes países buscou-se apresentar um quadro sintético do setor elétrico no que tange a hidroeletricidade e da legislação e procedimentos relativos ao licenciamento ambiental. Visando complementar e aprofundar a análise foram também selecionados no âmbito de cada país casos de empreendimentos hidrelétricos atualmente em fase de implementação.

Já no Capítulo III selecionaram-se alguns casos de empreendimentos, relacionados a atividades exploratórias na região amazônica que foram desenvolvidos

em áreas pouco ou nada antropizadas com o intuito de identificar as práticas adotadas bem como as medidas ambientais implementadas no decorrer de seu ciclo de vida. Os casos selecionados foram a exploração de petróleo e gás em Urucu no Estado do Amazonas, os projetos Grande Carajás, cuja área se situa nos Estados do Maranhão, Pará e Tocantins, e Trombetas no Estado do Pará.

Embora não fizesse parte do escopo original da atividade objeto do presente relatório, no Capítulo IV são apresentadas as iniciativas de algumas instituições (agências multilaterais e ONGs) que tem atuado direta ou indiretamente na indução de boas práticas ambientais na implantação de empreendimentos hidrelétricos. Na realidade existem hoje muitas instituições envolvidas com esta problemática, no entanto, o objetivo deste capítulo é apenas registrar que além de governos e empresas existem hoje diversos atores cuja atuação tem influenciado, em graus diferenciados de intervenção, a implantação desta tipologia de empreendimentos. Cabe destaque nos casos das agências multilaterais para o Banco Mundial e o PNUMA, incluindo as iniciativas da Comissão Mundial de Barragens, e para o caso de organizações não governamentais a The Nature Conservancy (TNC), a International Hydropower Association (IHA), com o respectivo Protocolo de Avaliação da Sustentabilidade Hidrelétrica, e o World Wildlife Fund (WWF).

Finalmente o Capítulo V de Conclusões resgata as experiências e considerações apresentadas no decorrer do relatório.

II - Experiências internacionais de implantação de empreendimentos hidrelétricos

II.1- UHEs e meio ambiente em países desenvolvidos: o caso do Canadá e dos Estados Unidos

II.1.1- Canadá

O Canadá é uma federação, que apresenta como forma de governo a monarquia constitucional e como sistema político a democracia parlamentar. O governo é dirigido por um primeiro-ministro, sendo a Rainha Elizabeth II do Reino Unido mantida como chefe de Estado do país, o que representa um símbolo dos laços históricos do Canadá com o Reino Unido.

As divisões administrativas do Canadá são constituídas por dez províncias e três territórios. As dez províncias, British Columbia, Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontário, Quebec, New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island, e Newfoundland Labrador, possuem autonomia em relação ao governo federal para administração da educação, justiça, instituições municipais, propriedade e códigos civis dentro dos limites provinciais. Já os três territórios, Yukon, Northwest Territories e Nunavut, possuem um grau de autonomia menor do que as províncias, sendo que muitos serviços públicos de responsabilidade provincial, são de responsabilidade do governo federal nestes territórios.

O país possui regionalismos fortes, uma ampla gama de interesses políticos e socioeconômicos e múltiplas camadas jurisdicionais complexas e superpostas, que podem diferir significativamente de uma província e território para outro (World Bank, 2008).

No que tange a proteção ao meio ambiente, cada esfera de governo possui poderes e atribuições. Esta competência ambiental comum garante a cooperação entre os governos federal, das provinciais, dos territórios e grupos aborígenes (CEAA, 2004).

II.1.1.1 – O Setor Elétrico

O Canadá é o segundo maior país produtor de hidroeleticidade do mundo, com cerca de 12% da produção mundial de eletricidade. Em termos nacionais, a

hidroeletricidade compõe cerca de 60% das fontes primárias na matriz elétrica nacional.

A área total alagada por reservatórios (para todos os tipos de usos) no Canadá é de 60.221 km², sendo que 581 grandes barragens cobrem cerca de 58.015 km². Do total anterior, 271 barragens são para finalidade de geração hidrelétrica (Lee et al, 2012).

As principais províncias produtoras de hidroeletricidade no Canadá são: Québec com 87 plantas (32% do total), seguido por Ontario com 57 plantas (21% do total) e Colúmbia Britânica com 40 plantas (15% do total). As três províncias juntas representam 68 % do número de plantas do país.

Em termos de potência instalada, a província de Quebec é a primeira, com cerca de 36 GW de potência, seguida pela Colúmbia Britânica, com cerca de 12 GW. As duas províncias juntas somam cerca de 83% da potência nominal hidrelétrica no Canadá.

A principal área geográfica produtora de hidroeletricidade é a região da Baía James no norte da província do Quebec, que inclui um total de 8 hidrelétricas construídas, com potência somada de 15,24 GW, cinco reservatórios e cerca de 11.900 km² de área alagada.¹ A tabela 1 apresenta as principais barragens² por finalidade de construção e a tabela 2 os principais aproveitamentos hidrelétricos no Canadá segundo a sua potência.

Tabela 1: Construção de Barragens no Canadá segundo o Propósito

Propósito	Até 1969	Entre 1970 e 1975	Entre 1976 e 1983	Entre 1983 e 2002	Total até 2002
Irrigação	48	0	4	12	64
Hidrelétrica	267	64	110	185	626
Controle de Cheias	18	1	1	23	43
Suprimento de Água	38	2	3	27	70
Recreacional	4	1	0	3	8
Outros	48	4	0	70*	122*
Total	432	72	118	320	933

* incluem barragem para armazenamento de rejeitos

Fonte: Lee et al., 2012

¹ São 8 hidrelétricas e cinco reservatórios pois existem dois reservatórios que tem duas casas de força e são tratados como hidrelétricas diferentes. No caso brasileiro, denominamos complexo hidrelétrico ao invés de usina hidrelétrica.

² Estão incluídas todos os tipos de barragens, sem distinção de porte (pequena, média e grande).

Tabela 2: Maiores Aproveitamentos Hidrelétricos no Canadá

Colocação	Nome do Empreendimento	Potência (MW)	Província	Empresa
1.	Robert-Bourassa	5,616	Quebec	Hydro-Québec
2.	Churchill Falls Generating Station	5,428	Newfoundland and Labrador	Churchill Falls (Labrador) Corporation
3.	La Grande-4	2,779	Quebec	Hydro-Québec
4.	Gordon M. Shrum Generating Station	2,730	British Columbia	BC Hydro
5.	Revelstoke Dam	2,480	British Columbia	BC Hydro
6.	La Grande-3	2,417	Quebec	Hydro-Québec
7.	La Grande-2-A	2,106	Quebec	Hydro-Québec
8.	Beauharnois	1,911	Quebec	Hydro-Québec
9.	Mica Dam	1,805	British Columbia	BC Hydro
10.	Manic-5	1,596	Quebec	Hydro-Québec
11.	Sir Adam Beck II Generating Station	1,499	Ontario	Ontario Power Generation
12.	La Grande-1	1,436	Quebec	Hydro-Québec

Fonte: http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_generating_stations_in_Canada, acesso junho 2015

II.1.1.2 – A Hidroeletricidade e os Povos Indígenas no Canadá

O Canadá, desde o século XVIII, respeita a soberania dos povos aborígenes e nativos e empreendeu uma série de tratados com estes povos, que, de alguma maneira, propiciaram a sociedade o acesso aos recursos que se encontravam nestas áreas.

O termo “povo aborígene” no Canadá está relacionado somente aos povos Inuit, Metis e o *First Nations* (grupo de compõe cerca de 50 diferentes grupos, com tradições e linguagens distintas) (Fortin, 2001).

No Canadá, as comunidades aborígenes podem, em alguns casos, exercer o veto sobre grandes projetos e empreendimentos, ou podem causar atrasos significativos aos mesmos, caso haja falta de colaboração e acordo com relação à proposta do empreendimento (World Bank, 2008).

Segundo o Banco Mundial (op.cit.), tal fato justifica serem as questões aborígenes/indígenas consideradas antes do estabelecimento de diferentes tipos de acordos com governos e/ou proponentes de projeto. Ainda segundo o Banco Mundial, a antecipação destas questões, na verdade, é uma estratégia para reduzir os riscos relacionados a aspectos imprevistos que detêm os projetos, a custos ou atrasos dentro do processo de licenciamento.

As relações entre o setor hidrelétrico canadense e os povos aborígenes iniciaram-se tendo em vista três razões básicas (Fortin, 2001):

- A maioria dos projetos hidrelétricos localizam-se em áreas habitadas pelos aborígenes, com impactos que estendem até as suas comunidades;
- O Ato Canadense de Avaliação Ambiental (*Canadian Environmental Assessment Act*) obriga que nos casos de empreendimentos hidrelétricos, as comunidades sejam ouvidas e garantidas a participação pública no processo, sendo que os empreendedores são obrigados a incluir as preocupações dos povos locais no processo;
- A população aborígene é a parte da população canadense que mais cresce, representando hoje em dia cerca de 4% da população, sendo que em algumas províncias pode chegar a 12 % da população total, e, representará, em um futuro próximo, uma fatia significativa de novos consumidores e de força de trabalho.

Cerca de 20% do território canadense são controlados por povos aborígenes. Da área total do país, 222 milhões de hectares são controlados pelos povos Inuit (antigos esquimós), ou seja, cerca de 20% do seu território (Toledo, 2001).

Os tratados e os acordos sobre áreas, bem como a governança autônoma obtida em certas áreas do país e as decisões judiciais que redefiniram o papel dos aborígenes na economia canadense, são os fatores impulsionadores para a força política obtida por estes povos no país.

A indústria da hidroeletricidade percebeu que para atingir o desenvolvimento de determinados projetos seria necessário proporcionar algum tipo de compensação aos povos aborígenes, como por exemplo: efetuar a inclusão destes povos nas decisões sobre os projetos, dar condições de treinamento e emprego, criar oportunidades de negócios e formas de renda de longo prazo, garantidas por prazo relativamente longo (Fortin, 2001). Muitas empresas abriram, no âmbito de sua organização, departamentos específicos de relacionamentos com os povos aborígenes.

Os acordos e tratados firmados entre o governo do Canadá e os nativos/aborígenes, de uma forma geral, foram o mecanismo possível para que os

recursos naturais das áreas controladas pelos povos pudessem ser exploradas e de alguma maneira, a inclusão dos benefícios sociais e econômicos auferidos por estas populações.

Entre os principais tratados e acordos territoriais com os povos aborígenes no Canadá podem-se destacar (Lee et al, 2012):

1. *Robinson Superior* 1850 (envolve 14 plantas hidrelétricas e 0,46 milhões de hectares);
2. *Upper Canada Area* (envolve 15 plantas hidrelétricas);
3. *Treaty 7* (envolve 11 plantas hidrelétricas);
4. *The James Bay and Northern Québec Agreement Area* (1,39 milhões de hectares);
5. *The Treaty 5 Area* (0,77 milhões de hectares);

A tabela 3 traz maiores informações sobre o número de hidrelétricas que foram construídas com base em cada um dos tratados firmados.

Tabela 3: Principais Tratados e Acordos de Reivindicação de Terras e Projeto Hidrelétricos no Canadá

Tratado ou Acordo de Reivindicação de Terras	Número de hidrelétricas	Capacidade de Geração Total (MW)	Área Total dos Reservatórios das Hidrelétricas (km ²)
Peace and Friendship (7 tratados entre 1725-1799)	28	1.231,60	334
Upper Canadá (22 tratados entre 1781-1836)	15	1.319,98	330
Robinson Superior, 1850	14	597,80	4.652
Robinson Huron, 1850, 1854	8	778,09	261
Treaty 1, 1871	1	55,57	21
Treaty 2, 1871	0	-	-
Treaty 3, 1873	9	781,50	1.015
Treaty 4, 1874	1	187,50	383
Treaty 5, 1875, 1908-10	8	4.440,67	7.660
Treaty 6	4	996,56	402
Treaty 7	11	325,30	73
Treaty 8	6	3.465,06	1.763
Treaty 9	9	1.081,35	953
Treaty 10	1	102,60	4.750
Treaty 11	3	25	153
Willian Treaties, 1923	4	443,21	128
James Bay and Northern Quebec Agreement, 1975	8	16.527,55	13.948
First Nation of Haco Hyak Dun, 1993	1	5,40	4
Total	131	32.352,41	30.470

Fonte: Lee et al., 2012

II.1.1.3 – A Hidroeletricidade e a Ocupação de Áreas Pouco Antropizadas

De 1.000 bacias hidrográficas existentes no Canadá, 19% delas, ou seja, 190 bacias apresentam alguma área ocupada por reservatórios de hidrelétricas.

A tabela 4 traz as províncias do Canadá com o número total de barragens, de reservatórios hidrelétricos, sua potência e área alagada total.

Tabela 4: Geração Hidrelétrica em diferentes Províncias do Canadá

Província	Número Total de Grandes Barragens	Grandes Barragens¹ em Reservatórios Hidrelétricos	Potência Hidrelétrica Instalada nas Grandes Barragens (MW)	Área Total dos Reservatórios (km²)
Alberta	57	16	780	166
Colúmbia Britânica	93	48	12.454	4.589
Saskatchewan	44	11	855	6.348
Manitoba	40	4	5.029	7.136
Ontário	114	75	7.676	7.370
Quebec	325	286	37.100	24.108
Newfoundland e Labrador	85	0	6.642	7.500
News Brunswick	16	8	886	97
Prince Edward Island	0	0	0	0
Nova Escócia	34	26	346	240
Yukon	4	2	45	5
Territórios do Nordeste	5	5	43	162
Nunuvat	0	0	0	0
Total	817	581 ³	71.857	58.015

Fonte: adaptado de Lee et al, 2012

Nota: 1 - O Registro Mundial de Barragens, da Comissão Internacional de Grandes Barragens (CIGB/ICOLD), considera uma grande barragem a barragem que possua altura de 15 metros (independentemente do volume de água armazenável em seu reservatório) ou também a que possua altura entre 10 e 15 metros desde que tenha capacidade de armazenar mais de três milhões de metros cúbicos de água em seu reservatório.

Segundo levantamento feito pela ONG Global Forest Watch Canada, 35 % dos reservatórios hidrelétricos existentes estão localizados no bioma Taiga e 47,6 % na Floresta Boreal. Dos 80% dos projetos hidrelétricos propostos e 90% do potencial

³ Este total diverge do número da Tabela 1 (626 barragens para finalidade hidrelétrica) pois nesta tabela são reportadas apenas grandes barragens para finalidade hidrelétrica.

hidrelétrico inventariado⁴ estariam localizados em regiões de paisagens intactas (Lee et al. 2012).

Muitos dos aproveitamentos, a serem instalados futuramente no Canadá, devem se localizar em regiões de florestas intactas. Paisagens de florestas intactas são definidas como um mosaico contínuo de ecossistemas naturais em uma ecozona florestal, essencialmente não perturbadas pela influência humana, incluindo áreas arborizadas e não arborizadas que pode ser grande o suficiente para conter e suportar a biodiversidade natural e os processos ecológicos, e prover um amortecimento contra os distúrbios humanos de áreas adjacentes” (Lee et al, 2012).

A tabela 5 traz um quantitativo numérico de cada estágio de desenvolvimento de hidrelétricas em relação às áreas florestais intactas no Canadá.

Tabela 5: Número de Projetos Hidrelétricos e Áreas Florestais Intactas no Canadá

Situação do Projeto	Número Total	Número de Hidrelétricas distando 5 km das áreas florestais intactas	Número de Hidrelétricas a menos de 5 km dos acessos existentes
Proposto	28	23	10
Potencial	102	92	51
Não desenvolvido	329	279	131

Fonte: Adaptado de Lee et al., 2012

II.1.1.4 – Licenciamento Ambiental: legislação e governança

II.1.1.4.1 - A Agência de Avaliação Ambiental Canadense

A Agência de Avaliação Ambiental Canadense (*Canadian Environmental Assessment Agency*– CEAA) é um órgão do governo federal que se reporta, através de seu presidente, ao Ministro do Meio Ambiente.

A Agência funciona de forma independente de qualquer outro departamento ou agência. A CEAA foi criada, em 1992, pelo *Canadian Environmental Assessment Act*, (CEAAc, artigo 61, 1992) como órgão federal responsável por administrar o processo de avaliação ambiental federal (*environmental assessments* - EA) (CEAA, 2011).

A Agência é responsável por conduzir todo o processo de EA no âmbito federal. Suas atribuições foram definidas no artigo 62 do CEAAc (1992) e distribuídas nas

⁴ Compõe-se do potencial de usinas em diferentes níveis de estudo - inventário, viabilidade e projeto básico - e do potencial de usinas já em construção e em operação na bacia em estudo;

seguintes categorias principais, conforme abaixo descrito: administração, coordenação, pesquisa e desenvolvimento, conformidade, promoção e garantia da qualidade, participação pública e povos aborígenes.

- Administração: administrar o processo de avaliação ambiental e outros procedimentos estabelecidos pela CEAAC.
- Coordenação: negociar acordos com outras jurisdições para promover a harmonização e eficiência na EA, e evitar a duplicação de avaliações ambientais; agir como coordenador de avaliação ambiental federal, caso um projeto seja sujeito a uma EA multi-jurisdicional ou a um estudo mais abrangente, ajudar as partes na construção de um consenso e resolver disputas, caso solicitada.
- Pesquisa e Desenvolvimento: apoiar a pesquisa em matéria de avaliação ambiental. A Agência tem um papel de incentivar o desenvolvimento de técnicas e práticas de avaliação ambiental, isoladamente ou em cooperação com outras agências ou organizações.
- Conformidade, promoção e garantia da qualidade: promover a avaliação ambiental de acordo com os propósitos da Lei e seus regulamentos. Para tanto, a Agência realiza treinamento para facilitar a realização das avaliações ambientais. A Agência tem responsabilidade de monitorar a qualidade das avaliações realizadas no âmbito da Lei.
- Participação pública: garantir a participação do público em tempo hábil no processo de avaliação ambiental, proporcionar oportunidades de participação, financiar a participação, manter o sítio eletrônico da Secretaria de Avaliação Ambiental do Canadá acessível ao público.
- Povos Aborígenes: promover e coordenar a comunicação entre as autoridades e os aborígenes com relação à avaliação ambiental. A Agência coordena as atividades de consulta aos grupos aborígenes em projetos que possam impactar os direitos aborígenes.

II.1.1.4.2 - A Lei de Proteção ao Meio Ambiente e a Lei de Avaliação Ambiental

A Lei de Proteção ao Meio Ambiente (*Canadian Environmental Protection Act*, 1999), é o regulamento legal que rege a proteção do meio ambiente no Canadá. Esta Lei, entrou em vigor em 2000, tendo por objetivo prevenir a poluição e proteger o meio ambiente e a saúde humana, sendo aplicada à água, ao ar e ao solo (CEAA, 2004).

Além de definir os deveres do governo do Canadá na administração da própria lei, ela estabelece a aplicação do princípio da precaução em áreas onde haja o risco de danos mais sérios ou irreversíveis ao meio ambiente. Esta lei determina as obrigações dos governos federal, provincial e territorial do Canadá com relação ao Meio Ambiente, considerando a proteção do ar, da água, do solo e da saúde humana.

A Lei de Avaliação Ambiental Canadense (*Canadian Environmental Assessment Act*, CEAAc, S.C. 2012, c. 19, s. 52) é o regulamento legal que define o processo de avaliação ambiental (*environmental assessment* – EA) de projetos⁵, estabelecendo para tanto, atribuições e procedimentos para a realização da EA que envolvam a tomada de decisão no âmbito federal. Esta Lei, que entrou em vigor em julho de 2012, revogou a Lei anterior, de 1992⁶. Assim, o CEAAc em vigor é de 2012 e sua última alteração ocorreu em dezembro de 2014.

Os principais objetivos do CEAAc (2012, artigo 4) são:

- Proteger os componentes do meio ambiente dos impactos resultantes de um projeto,
- Promover a cooperação e coordenação entre os governos federal e da província;
- Promover a comunicação e cooperação com os povos aborígenes;
- Garantir oportunidades de participação do público;
- Certificar que as avaliações ambientais sejam concluídas em tempo hábil.

⁵ A CEAAc se aplica apenas a projetos. No caso de políticas, planos e programas, deve ser realizada Avaliação Ambiental Estratégica (AAE), que apesar de não ser regulamentada, existe uma Diretiva de Gabinete para a sua realização (CEAA, 2011).

⁶ O *Canadian Environmental Assessment Act* foi instituído em 1992. Sua última alteração ocorreu em 2010.

Com a entrada em vigor da Lei de 2012, estabeleceu-se um período de transição, onde parte dos processos de avaliação ambiental que estavam em andamento foram concluídos com base na nova Lei e parte com base na legislação anterior, seja a Lei (CEAAc, 1995) seja os regulamentos⁷.

Assim, sempre de acordo com o CEAAc (2012), a etapa inicial do processo de avaliação ambiental é denominada *Screening* (CEAAc, 2012, artigos 8 a 12). Após o *screening*, o processo pode seguir dois caminhos: Avaliação Ambiental por uma Autoridade Responsável (*Environmental Study by a Responsible Authority*, CEAAc, 2012, artigos 21 a 27) ou Avaliação Ambiental por um Painel de Revisores (*Environmental Assessment by Review Panel*, CEAAc, 2012, artigos 38 a 56), conforme apresentado a seguir.

A) Screening

O *Screening* é a etapa inicial do processo de avaliação ambiental. O CEAAc (2012) requer que o proponente do projeto apresente à CEAA um documento contendo a descrição do projeto (DP). A DP deve ser feita com base em regulamentação estabelecida pelo Ministro do Meio Ambiente (CEAAc, 2012, artigo 8), qual seja, *Prescribed Information for the Description of a Designated Project Regulations* (SOR/2012-148, alterada em janeiro de 2014)⁸. Esta regulamentação apresenta as etapas e informações a serem apresentada na DP.

A CEAA tem o prazo de dez dias para analisar o DP, contados a partir de sua entrega pelo proponente do projeto, podendo solicitar complementações, caso necessário. Se a CEAA concluir que a DP atende a regulamentação (SOR/2012-148),

⁷ O CEAAc (1995) definiu 3 tipos de avaliação ambiental: *screening*, estudo abrangente e painel de revisores. As EA em andamento foram concluídas conforme abaixo apresentado (<http://www.ceaa-acee.gc.ca>):

- A. Avaliações do tipo *screening* devem ser concluídas em até 365 dias da entrada em vigor da CEAAc (2012).
- B. Estudos abrangentes: continuidade com base na Lei de 1995. Os estudos iniciados depois de julho de 2010 devem respeitar os prazos estabelecidos no *Establishing Timelines for Comprehensive Studies Regulations* (SOR/2011-139). Os estudos iniciados antes de julho de 2010, devem ser submetidos ao Ministro do Meio Ambiente em até seis meses após a entrada em vigor do CEAAc (2012).
- C. Painel de Revisão (*review panel*): continuidade com base nas disposições da Lei de 2012.

⁸ Esta regulamentação substituiu a regulamentação *Establishing Timelines for Comprehensive Studies Regulations* – (SOR/2011-139), cujo Anexo apresenta o conteúdo do documento de descrição do projeto.

deve publicar na internet um resumo da DP, dando ao público o prazo de 20 dias para se manifestar. Quarenta e cinco dias após a DP ter sido postada na internet, a CEAA realiza o *screening*.

Ao final do *screening* compete a CEAA decidir se será necessário ou não a realização da avaliação ambiental (EA)(CEAAc, 2012, artigo 10). A decisão da CEAA deve ser publicada na internet (CEAAc, 2012, artigo 12). Caso a CEAA decida que não é necessária a realização da avaliação ambiental, o projeto tem continuidade para outras decisões e estudos.

B) Avaliação Ambiental por uma Autoridade Responsável

A Avaliação Ambiental (*Environmental Assessment*- EA) é realizada para projetos específicos (*designated projects*) conforme estabelecido na regulamentação *Regulations Designating Physical Activities* (SOR/2012-147)⁹ (CEAAc, 2012, artigo 13 e 14).

A Autoridade Responsável por conduzir a EA, de acordo com a tipologia do projeto, pode ser (CEAAc, artigo 15): a Comissão de Segurança Nuclear Canadense, o Conselho Nacional de Energia ou a CEAA.

Conforme mencionado anteriormente, a regulamentação *Regulations Designating Physical Activities* (SOR/2012-147) identifica as atividades consideradas "projetos designados" (*designated projects*), que devem atender ao CEAAc (2012), para as quais deve ser realizado a EA. A regulamentação divide as atividades por autoridade competente para coordenar a EA, quais sejam a Comissão de Segurança Nuclear Canadense, o Conselho Nacional de Energia ou a CEAA. Assim, o anexo da regulamentação (SOR/2012-147) apresenta para cada um destes três órgãos as respectivas atividades¹⁰.

⁹ A Lei anterior, *Comprehensive Study List Regulation* (SOR/94-638, alterada em 2014) apresenta uma lista de tipologias de projeto que deveriam realizar o denominado estudo abrangente (*comprehensive study*) e proceder para a Avaliação Ambiental por uma Autoridade Responsável ou Avaliação Ambiental por um Painel de Revisores.

Outra regulamentação que deve ser destacada é a *Exclusion List Regulation* - SOR/2007-108, que apresenta as tipologias de projetos que são isentas da obrigação de realizar uma avaliação ambiental.

¹⁰ A regulamentação anterior – *Comprehensive Study List Regulation* (SOR/94-638, alterada em 2014) apresenta, em seu anexo, os projetos para os quais é necessário a realização do estudo abrangente, e consequentemente a EA, no caso de geração de energia hidrelétrica: construção, descomissionamento ou abandono de estação geradora de energia hidrelétrica de 200 MW ou mais, expansão de estação

No caso de geração de energia hidrelétrica, a regulamentação supracitada, atribui a CEAA a competência, dentre outras, para:

- Construção, operação, desativação e abandono, em uma área de vida selvagem ou santuário de aves migratórias, de uma nova instalação de geração de energia elétrica ou linha de transmissão elétrica;
- Construção, operação, desativação e abandono de uma nova instalação de geração hidrelétrica com capacidade de produção de 200 MW ou mais.
- A expansão de uma instalação hidrelétrica existente que aumente sua capacidade de produção em 50% ou mais ou capacidade total de produção de 200 MW ou mais.
- A construção, operação, desativação e abandono de uma nova barragem ou dique que resulte na criação de um reservatório com uma área de superfície que exceda a área anual média da superfície de um corpo de água natural em 1.500 ha ou mais.
- A expansão de uma barragem ou dique existente que resulte num aumento na área de superfície do reservatório existente em 50% ou mais e um aumento de 1.500 ha ou mais da área anual média da superfície.

A EA tem início quando a autoridade responsável, no caso de projeto hidrelétricos a CEAA, publica na internet a notícia de seu início (*notice of commencement*) (CEAAc, artigo 17). Conforme artigo 22 do CEAAc (2012), a autoridade responsável deve assegurar que a avaliação ambiental do projeto designado seja conduzida e que um relatório final seja preparado, assegurando a participação do público no processo. Para tanto, deve ser elaborado um rascunho do relatório da EA, que deve ser publicado na internet e uma nota convidando o público a apresentar comentários/ observações sobre o relatório (CEAAc, artigo 25). Com base nos comentários recebidos do público, a CEAA conclui o relatório da EA e a submete ao Ministro do Meio Ambiente.

geradora de energia hidrelétrica que aumente a capacidade de produção em 50% ou mais ou 200 MW ou mais e construção de represas que resultem na criação de reservatórios ou na transposição de rios, dependendo da área/superfície afetada. A regulamentação não divide as atividades por autoridade competente.

O Ministro tem o prazo de 365 dias a partir da publicação na internet do início da EA para a tomada de decisão (CEAAC, artigo 27). Dentro deste prazo o Ministro do Meio Ambiente emite uma declaração contendo sua decisão (*decision statement*) sobre a continuidade do projeto. A declaração apresenta a decisão do Ministro relativo a significância dos impactos ambientais do projeto e respectivas medidas mitigadoras ou programa de monitoramento que o Ministro considere pertinente. A CEAA apresenta, então, ao proponente do projeto as diretrizes (termo de referência) para realização do EIS (Environmental Impact Statement).

O Ministro do Meio Ambiente, pode, no prazo de 60 dias da notificação do início da EA referendar a avaliação a um painel de revisores (CEAAC, artigo 38).

C) Avaliação Ambiental por um Painel de Revisores

O painel de revisores (*review panel*) é formado por um grupo de especialistas nomeado pelo Ministro do Meio Ambiente, quando este julgar ser do interesse público, para rever e avaliar, de forma imparcial e objetiva, um projeto capaz de resultar em impactos adversos significativos ao meio ambiente (CEAAC, artigo 42).

Assim, conforme mencionado anteriormente, o Ministro do Meio Ambiente, pode, em até 60 dias, após a notificação do início da EA referendar a avaliação ambiental à um painel de revisores (CEAAC, artigo 38). O prazo de atuação do painel é de até 24 meses, nos quais estão incluídos a submissão do relatório final e a decisão final proferida pelo ministro.

A decisão do Ministro para referendar o EA a um painel de revisores é dada com base nos seguintes fatores (CEAAC, artigo 38):

- Possibilidade de o projeto causar impactos ambientais adversos significativos;
- Interesse público relacionado aos impactos ambientais adversos significativos resultantes do projeto; e
- Oportunidades de cooperação com qualquer jurisdição que tenha poderes, deveres ou funções em relação a EA.

Ainda segundo o artigo 38 do CEAAc (2012), o Ministro não pode referendar o projeto a um painel de revisores caso a autoridade competente seja a Comissão de Segurança Nuclear Canadense ou o Conselho Nacional de Energia.

O Painel pode ser realizado de forma conjunta (*join review panel- JRP*), quando duas jurisdições, por exemplo, o governo federal e da província, devem avaliar um determinado projeto (CEAAs, 2012, artigo 40).

Segundo o Banco Mundial (World Bank, 2008), as partes, o governo federal e da província, firmam um acordo/convênio, com base na legislação federal e da província e estabelecem os níveis de cooperação. Os acordos são estabelecidos de forma específica para um determinado projeto. O acordo firmado deve ser publicado na internet antes do início das audiências públicas conduzidas pelo painel (CEAAc, artigo 40).

O artigo 43 do CEAAc (2012) apresenta as competências do painel de revisores: realizar a EA do projeto com base no termo de referência elaborado pelo ministro do meio ambiente, garantir que as informações sejam disponibilizadas ao público, realizar audiências públicas garantindo a qualquer parte interessada a oportunidade de participar, preparar um relatório sobre a EA, contendo conclusões, recomendações, medidas de mitigação e programa de monitoramento e a síntese dos comentários recebidos do público em geral, incluindo as partes interessadas, submeter o relatório ao Ministro, sob solicitação do ministro esclarecer qualquer dúvida em relação as conclusões e recomendações do relatório.

Ao término de suas avaliações, o painel deve elaborar um relatório contendo sua análise. Este relatório é apresentado à autoridade responsável, no caso, o ministro do Meio Ambiente, que, em seguida, disponibiliza o relatório ao público (CEAAc, artigo 46). Após a análise do relatório, o ministro profere sua decisão (*decision statement*) (CEAAc, artigo 47).

Ao decidir, o Ministro deve considerar se mesmo com as medidas de mitigação o projeto é suscetível a causar impactos ambientais adversos significativos. Se positivo, deve então consultar o Conselho de Governo (*governor in council*) que decidirá se os impactos adversos são justificáveis ou não (CEAAc, artigo 52). Em caso positivo, o

Ministro deve estabelecer condicionantes a serem atendidas pelo proponente do projeto. Finalmente, o Ministro redige um documento ao proponente do projeto proferindo sua decisão, que deve ser publicada na internet (CEAAc, artigo 54 e 55).

Para que a comunidade tenha acesso ao EA e notificar quanto a prazos e notificações, a Lei (CEAAc, 2012) define a criação de um “registro” denominado *Canadian Environmental Assessment Registry*, que consiste em um site na internet, onde os arquivos relativos ao projeto são disponibilizados (CEAAc, artigo 78).

Com relação a participação do público compete a CEAA administrar um fundo de participação (*Participant Funding Program*) do público (comunidade, ONGs aborígenes) nas diferentes etapas da EA (CEAAc, 2012, artigos 57e 58). O regulamento - *Cost Recovery Regulations* (SOR/2012-146) estabelece que o proponente do projeto deve ressarcir à CEAA certos custos incorridos durante a realização da EA.

II.1.1.4.3 - Participação dos Grupos Aborígenes no âmbito do CEEAc

Com base nos direitos dos grupos aborígenes garantidos pelo artigo 35 da Constituição canadense (1982)¹¹, toda vez que uma ação puder, potencialmente, impactar um grupo aborígene este deverá ser previamente consultado. A coordenação da consulta aos grupos aborígenes no âmbito do *Canadian Environmental Assessment Act* (2012) compete a CEAA (CEAAc, 2012, artigo 105).

Os direitos dos grupos aborígenes estão expressos nos objetivos do ato (CEAAc, 2012, artigo 4): promover a comunicação e cooperação com os grupos aborígenes no que diz respeito às avaliações ambientais, que devem incorporar o conhecimento destes grupos (CEAAc, 2012, artigo 19).

A CEAA compete:

- Identificar os grupos aborígenes cujos direitos podem ser adversamente afetados pelo projeto proposto,
- Consultar os grupos aborígenes sobre a EA,

¹¹ Artigo 35 da Constituição do Canada (1982): “*The existing aboriginal and treaty rights of the aboriginal peoples of Canada are hereby recognized and affirmed*”. Este artigo reconhece e afirma os direitos dos grupos aborígenes, porém, não define quais são estes direitos. Os direitos foram definidos pela suprema corte canadense no âmbito cultural, social, político e econômico (*Government of Canada*, 2011).

- Fornecer aos grupos aborígenes informações sobre o projeto proposto e sobre o processo de EA,
- Financiar a participação dos grupos aborígenes na consulta pública com recursos do *Participant Funding Program*,
- Considerar os comentários /observações dos grupos aborígenes durante o processo de consulta, antes que qualquer decisão seja tomada, e
- Identificar medidas de mitigação que possam ser necessárias relativas a questões identificadas durante a consulta aos grupos.

Todo o processo de avaliação ambiental conforme o CEAAc (2012) conduzido pela CEAA está sintetizado na figura 1.

II.1.1.5 – A Experiência de Empresas de Energia Elétrica no Canadá

II.1.1.5.1 – BC Hydro

A British Columbia Hydro é uma empresa na qual 90% do seu parque gerador é constituído por hidrelétricas. A empresa possui 31 plantas hidrelétricas, divididos entre as diferentes bacias hidrográficas da província: Região de Colúmbia (13 plantas com 5,9 GW de potência), Ilha de Vancouver (6 plantas com 459 MW de potência), Região de Peace (2 plantas com 3,4 GW), Lower Mainland and Coast (10 plantas hidrelétricas e 1 termelétrica com 1,9 GW).

Em 1992 a empresa BC Hydro criou um departamento de relacionamento com povos aborígenes, onde mantêm uma série de programas voltados para a inserção destas populações, como empregos e oportunidades de negócios.

No ano de 1998, o governo da província da Colúmbia Britânica solicitou que a empresa estatal BC Hydro implementasse um Plano de Uso da Água nas Bacias Hidrográficas onde estivessem localizados reservatórios da companhia, assegurando que o uso da água fosse compartilhado com outros usuários dentro de cada bacia (Fortin, 2001). Segundo o relato da experiência, estes planos deveriam refletir além dos aspectos tradicionalmente já contemplados, o conhecimento dos povos aborígenes.

PROCESSO DE AVALIAÇÃO AMBIENTAL CEEA

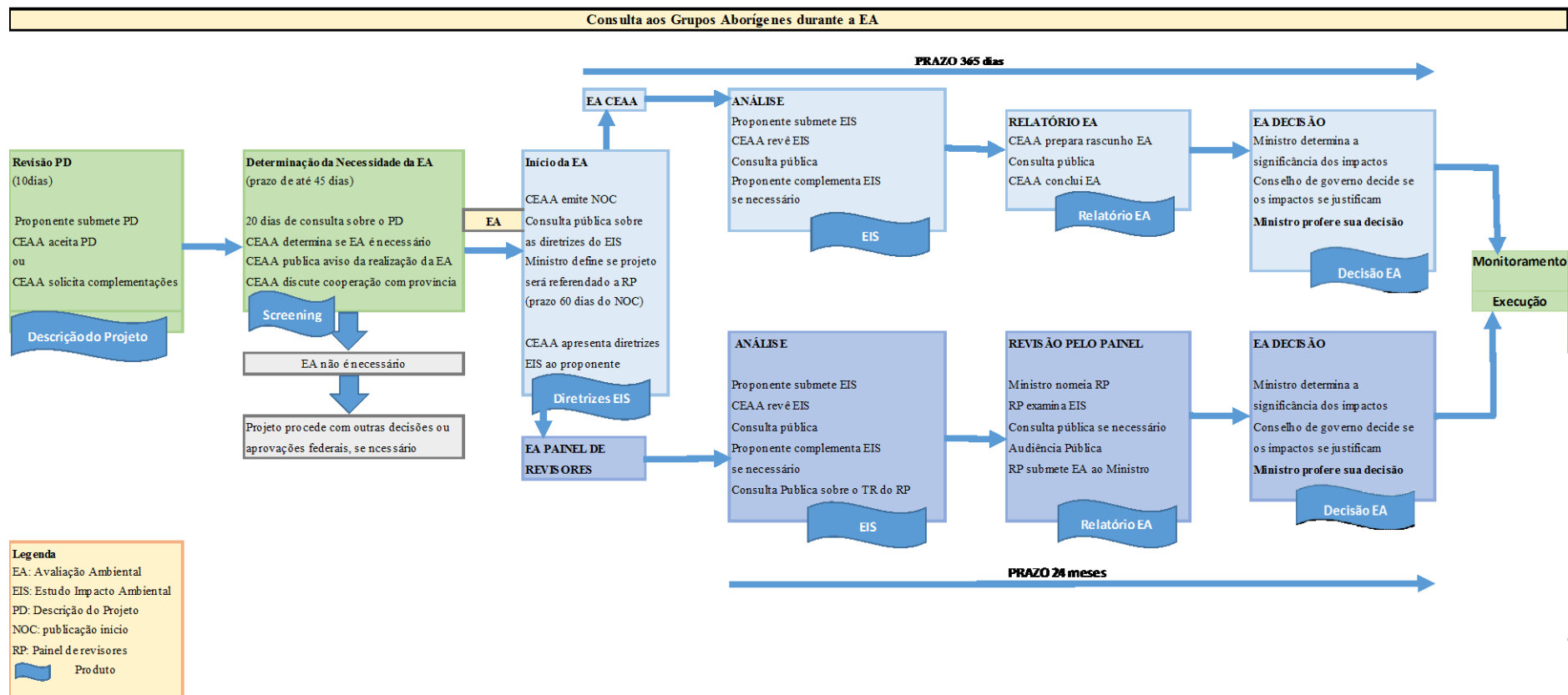


Figura 1: Processo de Licenciamento Ambiental Canadá

Fonte: Elaboração Própria com base em <http://www.ceaa-acee.gc.ca>

Baseado na experiência prática e no reconhecimento de que os reservatórios hidrelétricos promovem impactos ao estilo de vida dos povos aborígenes, a companhia criou a “*BC Aboriginal Fisheries Commission*” em 2007 para rever os planos de utilização de recursos hídricos editados pela empresa.

De forma a congregar as diferentes posições dos povos aborígenes foi criada também o “*First Nations Water Use Planning Committee*” (FNWUPC) que fornece uma visão mais unificada do problema do uso compartilhado da água nas bacias hidrográficas ao longo do território da província. Também é uma forma de fazer valer os direitos destes povos no Comitê de Gerenciamento do Uso da Água em cada bacia.

II.1.1.5.2 – Manitoba Hydro

A Manitoba Hydro é uma empresa que produz cerca de 96% da sua eletricidade a partir de 14 plantas hidrelétricas, situadas nas bacias hidrográficas dos rios Nelson, Winnipeg, Saskatchewan, Burntwood e Laurie. A tabela 6 traz os nomes dos aproveitamentos, bem como a potência instalada e a respectiva potência instalada.

Tabela 6: Potencia Hidrelétrica Instalada na Província de Manitoba

Empreendimento	Potência (MW)	Bacia Hidrográfica	Ano de Operação
Grand Rapids	479	Sakatchewan	1968
Great Falls	129	Winnipeg	1928
Jenpeg	129	Nelson	1979
Kelsey	250	Nelson	1961
Kettle	1.220	Nelson	1974
Laurie I & II	10	Laurie	1968
Limestone	1.340	Nelson	1990
Long Spruce	1.010	Nelson	1979
McArthur	55	Winnipeg	1955
Pine Falls	88	Winnipeg	1952
Pointe du Bois	75	Winnipeg	1926
Seven Sisters	165	Winnipeg	1952
Slave Falls	67	Winnipeg	1948
Wuskwatim	200	Burntwood	2012

Fonte: https://www.hydro.mb.ca/corporate/facilities/generating_stations.shtml, acesso junho 2015.

A empresa Manitoba Hydro tem se preocupado com as questões relacionadas ao meio ambiente e aos povos aborígenes, e, tal qual a BC Hydro, tem programas institucionais de apoio e desenvolvimento de atividades destes povos.

Cerca de 22% da força de trabalho da empresa é composta por povos aborígenes e há programas de aceleração da inserção destes povos no mercado formal de trabalho. Há uma tendência de se acentuar esta participação a cada ano que passa.

Desde o ano de 1990, a empresa firmou mais de 800 contratos de trabalho com os povos aborígenes, que representam um total de mais de 100 milhões de dólares canadenses.

Os planos de expansão de projetos hidrelétricos são sempre discutidos com os povos da província. Atualmente, há uma discussão sobre o planejamento dos aproveitamentos de *Wuskwatim, Notigi, and Gull Rapids*. Os três projetos estão dentro da área de influência da Nação Cree. Todos projetos estão sob jurisdição do acordo *Northern Flood Agreement*, celebrado entre os governos federal, provincial, as nações indígenas e a própria empresa produtora de energia (<https://www.hydro.mb.ca>, acesso em junho 2015).

No ano de 2000, a empresa firmou um outro acordo com a Nação *Cree of Split Lake*, pela qual dá ao Povo Tataskweyark Cree *Nation* até 25% da participação no projeto hidrelétrico Gull Rapids. Apesar do acordo ter sido firmado em 2000, até então o empreendimento não foi construído.

II.1.1.5.3 – Hydro Quebec

A Hydro Quebec tem uma potência hidrelétrica instalada de 36.100 MW em 61 plantas operadas pela empresa. A maioria da capacidade geradora instalada é de plantas hidrelétricas. A tabela 7 e a figura 2 trazem o parque hidrelétrico da Hydro Quebec em operação, contendo algumas características importantes dos empreendimentos.

Na província do Quebec, a empresa Hydro Quebec tem dois projetos hidrelétricos que foram comissionados mais recentemente: o Complexo Hidrelétrico de Romaine (comissionado em 2014) com 1.550 MW e o Complexo Hidrelétrico de Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert (comissionado em 2013) com 918 MW.

Após o ano de 2015 estão previstos a construção de mais 6 projetos: Complexo Hidrelétrico de Magpie (Magpie 1 e 2) com 835 MW, a Hidrelétrica de Saint-Marguerite-3 (882 MW), o Complexo Hidrelétrico de Petit-Mecatina (Petit Mecatina 3 e 4 com 1.200 MW), a Hidrelétrica de Tabaret (132 MW), a Hidrelétrica de Manic-2 (1.041 MW) e o Complexo Hidrelétrico de Manic-3.

Tabela 7: Características do Parque Hidrelétrico da Hydro Quebec

Hidrelétrica	Bacia Hidrográfica	Rio	Tipo	Capacidade Instalada (MW)	Data de Comissionamento *
Robert-Bourassa	La Grande	Grande Rivière	Reservatório	5.616	1979–1981
La Grande-4	La Grande	Grande Rivière	Reservatório	2.779	1984–1986
La Grande-3	La Grande	Grande Rivière	Reservatório	2.417	1982–1984
La Grande-2-A	La Grande	Grande Rivière	Reservatório	2.106	1991–1992
Beauharnois	Fleuve Saint-Laurent	Lac Saint-François and canal Beauharnois	Fio d'água	1.853	1932–1961
Manic-5	Manicouagan	Manicouagan	Reservatório	1.596	1970–1971
La Grande-1	La Grande	Grande Rivière	Fio d'água	1.436	1994–1995
René-Lévesque (Manic-3)	Manicouagan	Manicouagan	Fio d'água	1.326	1975–1976
Bersimis-1	Betsiamites	Betsiamites	Reservatório	1.178	1956–1959
Jean-Lesage (Manic-2)	Manicouagan	Manicouagan	Fio d'água	1.229	1965–1967
Manic-5-PA	Manicouagan	Manicouagan	Reservatório	1.064	1989–1990
Outardes-3	Aux Outardes	Aux Outardes	Fio d'água	1.026	1969
Sainte-Marguerite-3	Sainte-Marguerite	Sainte-Marguerite	Reservatório	882	2003
Laforge-1	La Grande	Laforge	Reservatório	878	1993–1994
Bersimis-2	Betsiamites	Betsiamites	Fio d'água	869	1959–1960
Outardes-4	Aux Outardes	Aux Outardes	Reservatório	785	1969
Eastmain-1-A	La Grande	Rivière Eastmain	Reservatório	768	2011-2012
Carillon	Outaouais (lower)	Outaouais	Fio d'água	753	1962–1964
Toulnostouc	Manicouagan	Toulnostouc	Reservatório	526	2005
Outardes-2	Aux Outardes	Aux Outardes	Fio d'água	523	1978
Eastmain-1	La Grande	Rivière Eastmain	Reservatório	480	2006
Brisay	La Grande	Caniapiscou	Reservatório	469	1993
Pérignonka	Pérignonka	Pérignonka	Fio d'água	385	2007–2008
Laforge-2	La Grande	Laforge	Fio d'água	319	1996
Trenche	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	302	1950–1955
La Tuque	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	294	1940–1955
Beaumont	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	270	1958–1959
McCormick⁴	Manicouagan	Manicouagan	Fio d'água	235	1952
Rocher-de-Grand-Mère	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	230	2004
Paugan	Outaouais (lower)	Gatineau	Fio d'água	226	1928–1956
Rapide-Blanc	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Reservatório	204	1934–1955
Shawinigan-2	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	200	1911–1929
Shawinigan-3	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	194	1948–1949
Manic-1	Manicouagan	Manicouagan	Fio d'água	184	1966–1967

Rapides-des-Îles	Outaouais (upper)	Outaouais	Fio d'água	176	1966–1973
Chelsea	Outaouais (lower)	Gatineau	Fio d'água	152	1927–1939
La Gabelle	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	131	1924–1931
Première-Chute	Outaouais (upper)	Outaouais	Fio d'água	131	1968–1975
Rapides-Farmer	Outaouais (lower)	Gatineau	Fio d'água	104	1927–1947
Les Cèdres	St. Lawrence River	Saint-Laurent	Fio d'água	113	1914–1924
Rapides-des-Quinze	Outaouais (upper)	Outaouais	Fio d'água	103	1923–1955
Grand-Mère	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	67	1916–1930
Chute-des-Chats	Outaouais (lower)	Outaouais	Fio d'água	92	1931
Rapide-des-Cœurs	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	76	2008–2009
Rapide-2	Outaouais (upper)	Outaouais	Fio d'água	67	1954–1964
Rapide-7	Outaouais (upper)	Outaouais	Reservatório	67	1941–1949
Chute-Allard	Saint-Maurice	Saint-Maurice	Fio d'água	62	2008–2009
Bryson	Outaouais (lower)	Outaouais	Fio d'água	56	1925–1949
Mercier	Outaouais (lower)	Gatineau	Reservatório	55	2007
Hart-Jaune	Manicouagan	Hart-Jaune	Reservatório	51	1960
Rivière-des-Prairies	St. Lawrence River	Rivière-des-Prairies	Fio d'água	54	1929–1930
Chute-Hemmings	Saint-François	Saint-François	Fio d'água	29	1925
Hull-2	Outaouais (lower)	Outaouais	Fio d'água	27	1920–1969
Sept-Chutes	Sainte-Anne	Sainte-Anne	Fio d'água	22	1916–1999
Lac-Robertson⁵	Véco	Véco	Reservatório	22	1995
Drummondville	Saint-François	Saint-François	Fio d'água	16	1919–1925
Saint-Narcisse	Batiscan	Batiscan	Fio d'água	15	1926
Chute-Bell	Outaouais (lower)	Rouge	Fio d'água	10	1915–1999
Mitis-1	Mitis	Mitis	Fio d'água	6	1922–1929
Mitis-2	Mitis	Mitis	Fio d'água	4	1947
Romaine-2	Romaine	Romaine	Reservatório	640	2014

Fonte: Hydro Quebec, 2015

*Datas diferentes representam duas fases do comissionamento

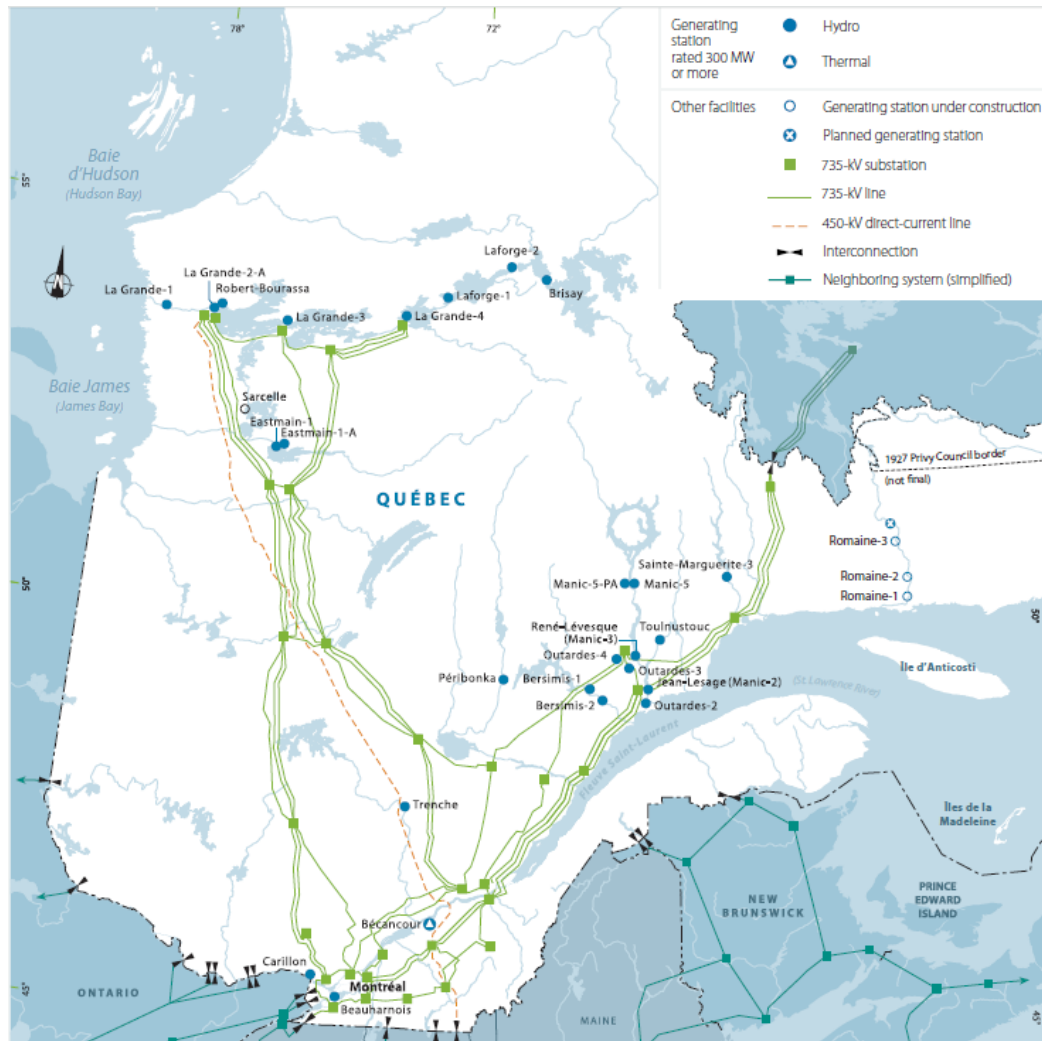


Figura 2: Parque Hidrelétrico da Hydro Quebec

Fonte: Hydro Quebec, 2015

Desde o ano de 1972 a empresa Hydro Quebec conta com uma unidade específica para tratar das questões ambientais. A partir do ano de 2002 a empresa vem publicando Relatórios de Sustentabilidade anuais, que descrevem as principais atividades relacionadas ao assunto (Hydro Quebec, 2013).

De 1972 a 2001, a Hydro Quebec despendeu cerca de 1 bilhão de dólares canadenses em atividades ligadas ao meio ambiente (Hydro Quebec, 2001).

No ano de 1975, como resultado das preocupações emanadas dos acordos assinados, foram criadas duas corporações (sem fins lucrativos) para dar seguimento as atividades relacionadas ao tema sócio ambiental na região da Baía James “The La Grande Complex Remedial Works Corporation (SOTRAC) e o Caniapiscaw-Koksoak Joint Study Group (GECCK) (Hydro Quebec, 2001).

A SOTRAC passou a ser o fórum onde as divergências de debates sobre as principais questões relacionadas à implantação das obras hidrelétricas na região da Baía James.

Segundo Roux et al (2012) a empresa Sotrac foi criada para estudar, planejar, avaliar, autorizar e realizar as várias medidas corretivas necessárias para atingir os seguintes objetivos:

- Facilitar o exercício de atividades tradicionais dos nativos;
- Aliviar os impactos negativos dos projetos hidrelétricos;
- Facilitar o uso pela nação Cree da área afetada pelos projetos;
- Preservar a produtividade, bem como a qualidade biológica e visual do ambiente;
- Restaurar habitats de vida selvagem.

No ano de 1984 foi introduzida na empresa a política de meio ambiente, revista no ano de 1988, em função de exigências do mercado (Hydro Quebec, 2001).

No ano de 1993 a política ambiental é ampliada, com questões de desenvolvimento regional e dos povos aborígenes. No ano de 1994 a empresa institui um programa de auditorias de conformidade ambientais em todos os projetos.

Segundo o Plano Estratégico da empresa, três condições básicas são essenciais para se implementar um novo projeto (Égré et al 2007):

- O projeto deve ser lucrativo em condições de mercado;
- O projeto deve ser aceitável para o meio ambiente, de acordo com a os princípios do desenvolvimento sustentável; e,
- O projeto deve ser bem recebido pelas comunidades locais.

Segundo a literatura (Fortin, 2001), a prática de negociação entre as empresas de energia elétrica e os povos aborígenes, através de acordos entre as partes, teve início no ano de 1975, com os acordos de James Bay e Northern Quebec, citados anteriormente, promovidos entre a Hydro Quebec e os povos Cree, Inuit e Naskapis, com uma compensação de cerca de 220 milhões de dólares canadenses no horizonte de 20 anos.

A tabela 8 traz os principais tratados assinados entre a Hydro Quebec e os Povos Aborígenes “First Nations”.

Tabela 8: Acordos Firmados entre a Hydro Quebec e Povos Aborígenes First Nations

Acordo	Ano	Projeto	Nação Aborígene
James Bay and Northern Quebec Agreement	1975	Complexo La Grande	Cree e Inuit
Northeastern Quebec Agreement	1978	Complexo La Grande	Naskapi
Chisasibi Agreement	1978	Complexo La Grande	Cree
Sakami Lake Agreement	1979	Complexo La Grande	Cree
La Grande (1986) Agreement	1986	Complexo La Grande	Cree
Mercury Agreement (1986) C.Q.-H.Q.	1986	Complexo La Grande	Cree
Kuuujuaq (1988) Agreement	1988	Complexo La Grande	Inuit
La Grande (1992) – Opimiscow Agreement	1993	Complexo La Grande	Cree

Fonte: Lee et al., 2012

Uma questão importante a ser destacada sobre a viabilidade dos acordos firmados com os povos aborígenes é a alteração da tradição nômade de sustento destes povos, baseada na caça e na pesca, que mudou drasticamente nos últimos 40 anos, tendo os povos aborígenes optado por se fixar em comunidades e tomar parte de atividades econômicas tradicionais (Hydro Quebec, 2001).

Diversas comunidades aborígenes isoladas foram interconectadas, através de um sistema de rodovias aos principais entroncamentos rodoviários existentes e os sítios hidrelétricos em construção, de forma a permitir aos povos a integração à economia tradicional da província (comunidades de Fort George, Eastmain, Wemindji e Waskaganish).

No âmbito dos acordos de James Bay e Northern Quebec foi instituído um Programa de Seguridade de Renda aos pescadores e caçadores, que comprovadamente exerciam esta atividade como fonte de subsistência por um período maior do que 120 dias ao ano.

Fruto dos programas sociais implementados, a população aborígene mais que dobrou entre 1971 e 1988, com o aumento da expectativa de vida, declínio da mortalidade infantil e a expansão de serviços públicos.

Égre et al (2007) ao estudar uma série de casos de projetos hidrelétricos relacionou as principais modalidades de repartição de benefícios financeiros derivados da sua implantação com as comunidades afetadas:

- Renda diretamente transferida para as comunidades – parte da renda é redistribuída para os governos regionais ou locais na forma de royalties vinculados à geração de energia elétrica ou da utilização dos recursos hídricos;

- Fundos de desenvolvimento - proporcionar capital inicial para promover o desenvolvimento econômico na área afetada pelo projeto. A duração do fundo deve ser negociada caso a caso e a aplicação dos recursos pode ou não ser direcionada a projetos específicos.
- A participação no capital ou a propriedade plena – especialmente no Canadá esta modalidade vem sendo estimulada e desde 1998 várias parcerias vem sendo implementadas.
- Impostos pagos às autoridades regionais e locais – existem dois tipos de taxação: sobre o valor total do empreendimento ou como uma porcentagem das vendas do projeto ou do lucro líquido.
- Tarifas preferenciais de eletricidade e outras taxas relacionadas com a água - as autoridades locais ou regionais poderão negociar energia livre ou preferencial tarifas de energia elétrica.

A) A Hydro Quebec e o Povo Cree

De acordo com (Hydro Quebec, 2011), o conhecimento das comunidades indígenas no Canadá é muito respeitado. A etnia Cree atua proativamente no planejamento dos empreendimentos da Hydro Quebec e nos estudos de acompanhamento e planejamento da maior parte das obras ambientais. Esta conduta proporciona uma melhor compreensão do ambiente e ajuda a garantir que as medidas de mitigação ou compensação implementadas vão atender às necessidades e preocupações dos usuários das áreas na medida do possível.

Um exemplo desta seriedade foi o Acordo Boumhounan, assinado em conexão com o projeto Eastmain 1-A/Rupert/Sarcelle, que trouxe fundos especiais, para as medidas corretivas substanciais e benefícios econômicos para a comunidade, tais como formação profissional, emprego, contratos, garantias ambientais, e outro compromissos com a empresa.

Embora este acordo dê ênfase clara na concepção e implementação de medidas corretivas, é notável a sua preocupação com o meio ambiente na medida em que também fornece mecanismos para criar e financiar um grupo de estudo conjunto para realizar a avaliação de impacto ambiental e social (Hydro Quebec, 2013).

Para ser mais eficiente, o grupo de estudo conjunto do Acordo de Boumhounan conta com a participação ativa dos coordenadores Cree e representantes contratados nas comunidades Cree afetadas pelo projeto, bem como centros de informação e de trabalho totalmente equipados nas comunidades.

De acordo com o Certificado Provincial de Autorização para o projeto Eastmain-1-A/Rupert, a Hydro-Québec fica obrigada a trabalhar com o Comitê de Revisão de Avaliação de Impacto Ambiental e Social (Environmental and Social Impact Review Committee, Review Committee – COMEX)¹². Através da criação de um processo de consulta, a população Cree opina para determinar o ponto de vista especificamente sobre a eficácia das medidas de mitigação implementadas.

A maioria das comunicações com os Crees passam pelo COMEX. Esta atividade implica fornecer às seis comunidades Cree as informações sobre as medidas de mitigação ambientais. Em 2011, o Comitê de Monitoramento do Projeto Estmain-1-A realizou duas turnês de informação pública uma no inverno, outra no verão).

Neste projeto especificamente, outros métodos também foram usados para informar a população Cree em geral sobre o progresso do projeto, incluindo o programa de rádio Hydlo & Friends, transmitidos a cada duas semanas durante a Rede Cree Radio e publicado na revista The Nation.

No ano de 2004, no âmbito da viabilização dos projetos de Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert foi criada uma empresa chamada de Niskamoon Corporation, responsável por viabilizar os acordos firmados entre os povos nativos e a Hydro Quebec.

Desde agosto de 2004, a Autoridade Regional tem membros Cree participando na administração e gestão de acordos entre os Crees e Hydro-Québec na Niskamoon Corporation.

No âmbito desta organização três principais mecanismos foram criados:

¹² O COMEX foi criado em 1975, conforme seção 22 do James Bay and Northern Quebec Agreement (JBNQA). Esse acordo estabeleceu quatro comitês: James Bay Advisory Committee on the Environment (JBACE), Evaluating Committee (COME), the Environmental and Social Impact Review Committee (Review Committee – COMEX) e federal Review Panel (COFEX).

- Um Comitê de Monitoramento com representantes de cada comunidade afetada e as autoridades regionais, juntamente com pesquisadores da Hydro Quebec e administradores, com o objetivo de:
 - 1- Validar os termos de referência dos estudos ambientais;
 - 2- Comentar e revisar relatórios de estudos antes de serem publicados;
 - 3- Discutir a definição e a implementação de medidas de mitigação dos impactos;
 - 4- Ser o responsável por problemas relacionados ao monitoramento ambiental e medidas de mitigação;
- As medidas de mitigação são negociadas e implementadas juntamente com as populações diretamente afetadas pelas ações derivadas da implantação da obra;
- Guias e políticas são constituídas para encorajar a participação dos nativos Crees em diferentes níveis de realização dos estudos.

Segundo Roux et al., desde 1999, antes mesmo de um acordo formal vinculado as partes envolvidas no projeto Eastmain, a Hydro-Québec informou e deu prestação de contas de suas atividades aos povos afetados. Este canal de comunicação se deu mais fortemente na elaboração dos termos de referência para os estudos ambientais e sociais e na realização destes estudos, ao passo que foi dada particular atenção a essas pessoas e comunidades que foram diretamente afetadas pelo desenvolvimento de seus projetos.

Em cooperação contínua com Hydro-Québec, a etnia Cree participou das três etapas principais do processo de estudo de impacto ambiental de Eastmain-1-A/Rupert/Sarcelle, proporcionando, entre outros, conhecimento tradicional local, através de:

- Concessão dos termos de referência para o programa de estudo ambiental;
- Recolhimento de dados e informações;
- Análise dos resultados, bem como as conclusões.

Assim, durante os últimos cinco anos, os Crees foram aprimorando o conhecimento sobre o projeto Estamain 1/Rupert.

Como outro exemplo, a Nação Cree do Quebec, sob os termos do Acordo “Paix des Braves”, recebe pagamentos anuais de pelo menos 70 milhões de dólares canadenses ao

longo de um período de 50 anos para cobrir as suas necessidades de desenvolvimento econômico e comunitário. Este valor é reajustado de acordo com o grau de extração e/ou utilização dos recursos naturais da região.

Outra experiência interessante realizou-se no ano de 2000 quando a Hydro Quebec empreendeu uma iniciativa pioneira ao criar um estudo de avaliação de impacto ambiental na área de influência do Reservatório de La Grande 4, contando com a participação direta do povo Cree na determinação dos impactos sócio ambientais e de ocupação do solo (Hydro Quebec, 2001).

B) A Hydro Quebec e os Inuits

Em 1999 a empresa Hydro Quebec e o povo Innu-Montagnais of Betsiamites firmaram um acordo entre as duas partes, referendado por 80% dos integrantes desta etnia, para o estudo, o planejamento e a construção de novos empreendimentos hidrelétricos. Segundo este acordo, os indígenas entram com 17,5% dos investimentos (acionistas) nas obras de desvio do rio Saint Lawrence para produção de energia elétrica (desvios de Portneuf, Sault-aux-Cochons and Manouane) (Fortin, 2001).

Entre outras obrigações, a empresa tem de remunerar os indígenas na mesma proporção dos investimentos e empregar no mínimo 12,5% dos povos indígenas no estudo e na construção da obra. Para dar operacionalidade a este acordo, a Hydro Quebec criou uma empresa específica para gerir fundos e implementar medidas de correção de problemas ligados a implementação de seus projetos nas regiões dos povos Inuit, promover impactos positivos nas regiões e estimular as atividades tradicionais (*Remedial Works Corporation*).

Segundo Hydro Quebec (2008) no caso do planejamento da implantação do empreendimento de Romaine foram organizadas 36 reuniões públicas com a comunidade Inuit no planejamento do aproveitamento.

As discussões abordaram os seguintes temas: as principais características técnicas do projeto; os temas e resultados de estudos e pesquisas de campo; possibilidade de desenvolvimento econômico, emprego e formação; saúde pública e contaminação por mercúrio; impactos sobre a fauna; alterações no fluxo migratório do salmão; arqueologia.

Um comitê de planejamento regional foi criado, com representantes e membros Inuit e de organizações ativas na economia regional.

C) Acordos Firmados com a Hydro Quebec e os Benefícios Socioambientais Auferidos pelos Povos Indígenas

1) Acordo Uashat Mak Mani-Utenam – UHE Sainte-Marguerite-3

O Acordo Uashat Mak Mani-Utenam, assinado em 1994 com a Comunidade Indígena Innu de Uashat-Maliotenam, prevê no período de 50 anos a aplicação de 20,9 milhões de dólares canadenses em remuneração a ser paga aos povos afetados. Esta compensação está sendo depositada ao longo do tempo depositada em dois fundos: o Fundo Innu Aitun para apoiar atividades de caça e captura, um aspecto fundamental da cultura inuítas; e outro fundo destinado a promover o desenvolvimento econômico e comunitário. Além disso, 10 milhões de dólares canadenses foram orçados para medidas corretivas durante a construção. A responsabilidade por estas atividades corretivas é da Sotrac/Sainte-Marguerite, entidade criada em conjunto pelos Innus e a Hydro-Québec. O acordo também inclui medidas para maximizar o emprego de Inuits na construção e operação e em contratos com a empresa (Roux e Seelos, 2015).

2) Acordo Pesamit – Projeto Betsiamites e Toulnostouc

O Acordo Pesamit foi assinado em Setembro de 1999 pela Hydro-Québec e a comunidade Innu de Betsiamites.

O acordo foi submetido à aprovação através de um referendo em toda a comunidade. Da comunidade de cerca de 2.600 habitantes votaram cerca de 80% em favor do acordo.

Segundo o acordo, a comunidade de Betsiamites pode investir 17,5% do total dos custos de construção de três desvios de rios parciais na região para abastecer um reservatório hidrelétrico. Os custos desses desvios são estimados em 82 milhões de dólares canadenses.

A comunidade poderia, portanto, investir cerca de 14,3 milhões de dólares. Em troca, a comunidade pode se beneficiar com receitas equivalentes ao valor de 17,5% do total de energia produzida pelos desvios de rios, menos as despesas correspondente aos custos operacionais, ambientais e de acompanhamento da obra.

Nos termos do Acordo Pesamit, a Hydro a Québec contribuirá com:

- 10,4 milhões de dólares canadenses para à criação de um Fundo de Desenvolvimento da Comunidade Betsiamites;
- 11 milhões de dólares canadenses para mitigação ambiental e desenvolvimento socioeconômico e cultural através de programas para a comunidade, a ser gerido através de uma empresa conjunta entre os Betsiamites/Hydro-Québec - "SOTRAC2";
- Criação de emprego para a comunidade Innu de Betsiamites fixado em 12,5% do total pessoas-anos em emprego relacionadas com os estudos e construção dos projetos.

3) Projeto Minashtuko – UHE Minashtuko

O Acordo de Minashtuko foi assinado em 2001 e financiado e pertence a Minashtuko Limited Partnership Company. O Conselho da Montagnais de Lac Saint-Jean é o acionista majoritário da empresa com mais de 50% das ações. A Hydro-Québec possui o restante das ações da empresa. Como parte de sua parceria na empresa, a Hydro-Québec concordou em comprar toda a eletricidade gerada pelo projeto num contrato de 20 anos. O contrato é renovável por mais 20 anos. Os acionistas (comunidade e Hydro Quebec) investiram diretamente cerca de 25% do custo total do projeto, sendo o restante do projeto financiado através de um empréstimo bancário de longo prazo. Foi fundada a empresa Hydro-inuïtes, uma empresa integralmente pertencente ao Conselho dos Montagnais de Lac Saint-Jean, com mandado para conduzir os estudos de viabilidade, obter todas as autorizações governamentais, e o desenvolvimento de um projeto a ser construído sob um contrato turnkey e operar as instalações. Minashtuko é o primeiro projeto desenvolvido pela Hydro-inuïtes, e também o primeiro esquema de energia hidrelétrica no interior da província de Québec, que foi desenvolvido e liderado por uma Comunidade Indígena.

4) Acordo Mashteuinasth – UHEs Bersimis-1 and Bersimis-2

No Acordo Mashteuiatsh de 2001, a comunidade Innu de Mashteuiatsh criou uma agência comunitária de desenvolvimento chamada "Développement Piekuakami Ilnuatsh inc.". Esta corporação é de propriedade do Conselho dos Nativos e atua como interessado na gestão de negócios locais. Os objetivos do conselho são:

- Maximizar as oportunidades de emprego para a comunidade;

- Aumentar a realização de mandatos através de empresas locais;
- Favorecer a transferência de know-how e expertise para o trabalho e de negócios habilidades de administração local;
- Desenvolver contratos que beneficiarão a comunidade local.

O desvio parcial do rio Manouane para o reservatório Pipmuacan começou em 21 de setembro de 2003. A água turbinada por Bersimis-1 e Bersimis-2 irá proporcionar um ganho líquido de energia de cerca de 291 GWh por ano.

5) Acordo ManituKapatakan – UHE Péribonka

Este acordo foi assinado com o povo Pekuakamiulnuatsh. Na obra de Péribonka são empregados mais de 1.000 trabalhadores das comunidades indígenas. O Acordo foi assinado em 2003 e irá fornecer a comunidade de Mashteuiatsh com um total de:

- 100 milhões de dólares canadenses para os fundos de desenvolvimento da comunidade ao longo dos próximos 50 anos;
- 11 milhões de dólares canadenses para os fundos dedicados à aplicação de medidas corretivas do projeto;
- 2 milhões para um fundo especial para promover atividades tradicionais.

II.1.1.6 – Análise de Empreendimentos Hidrelétricos Selecionados

II.1.1.6.1 – Site C Clean Energy Project (Site C), British Columbia: o empreendimento e o licenciamento ambiental

O “*Site C Clean Energy Project (Site C)*” é a terceira usina hidrelétrica (UHE) a ser construída no rio “Peace” na região nordeste da província de British Columbia (B.C.)¹³ (JRP Report, 2014). O projeto, construção e operação do empreendimento são de responsabilidade da empresa *British Columbia Hydro and Power Authority* (BC Hydro)¹⁴. A UHE Site C terá capacidade instalada de 1.100 MW e irá produzir cerca de 5.100 GWh de energia por ano (JRP Report, 2014).

¹³ As duas outras UHEs são *Bennett Dam* (1968, capacidade de geração 2.730 Mw) e *Peace Canyon Dam* (1980, capacidade de geração 700Mw).

¹⁴ A *British Columbia Hydro and Power Authority* (BC Hydro) é uma empresa da “coroa” de propriedade da Província de *British Columbia* subordinada ao Ministério de Energia e Minas. A empresa opera um sistema integrado com 31 UHEs e 3 termelétricas, um total de 12.000 MWs de capacidade instalada (JRP Report, 2014).

O projeto proposto é objeto de avaliação ambiental realizada de acordo com o *B.C. Environmental Assessment Act* (BCEAA), e com o *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA) (BC Hydro, 2011). Neste sentido, o projeto deve receber aprovação ambiental dos governos do Canada e da província de British Columbia, fato que ocorreu em outubro de 2014 (ME, October 2014). Em dezembro do mesmo ano o projeto da UHE Site C recebeu, de ambos os governos, autorização para proceder para a etapa de construção, com previsão de início no verão de 2015 (BC Hydro, 2015).

O projeto vem sendo desenvolvido no Distrito Regional de Peace River, em terras pertencentes a coroa, a empresa BC Hydro e a particulares. A região do vale do rio Peace é uma região pouco antropizada. O rio Peace nasce na região centro norte de BC, flui para a direção leste da cidade de Alberta, e junta-se aos rios Athabasca e Mackenzie, drenando para o oceano Ártico. Esta região, devido ao seu micro-clima, é um habitat para a vida selvagem, além de ser utilizada para a agricultura, pecuária e para a recreação (turismo, pesca, caça, camping) (BC HYDRO, 2002). O uso residencial se restringe a ranchos e a fazendas e o uso industrial à exploração de gás e ao beneficiamento de cascalho. Existem ainda minas de carvão. Oito por cento da área impactada se destina atividade de silvicultura.

Outras municipalidades no entorno do empreendimento são o Distrito de Taylor, o Distrito de *Hudson's Hope*, o Distrito de *Chetwynd* e a cidade de *Dawson Creek*. Segundo BC Hydro (2011) na área do empreendimento não existem terras pertencentes ao governo federal ou reservas indígenas. Na região do entorno do empreendimento existem algumas reservas indígenas – *Treaty 8 First Nations*¹⁵ – T8FN (*Saulteau First Nation, West Moberly First Nation, Halfway River First Nation, Blueberry River First Nations, Doig River First Nation*) que utilizam a área do empreendimento para atividades tradicionais como caça, pesca, extrativismo, além de sítios culturais, como sítios funerários e locais para encontros e cerimônias. Apesar de todas as reservas acima elencadas estarem localizadas a 50 km ou mais do empreendimento, os aborígenes possuem direitos à área e ao entorno da área

¹⁵ *Treaty 8*: Tratado assinado, em 1899, pela rainha Victoria e várias nações aborígenes (*first nations*). A população aborígene da Columbia Britânica, que faz parte do *Treaty 8*, é de aproximadamente 2500 a 3000 índios. Os chefes de cada nação aborígene estão organizados em um único corpo político. O objetivo desta aliança é de proteger e preservar os direitos do Tratado e os direitos aborígenes. O empreendimento – Site C - está localizado em uma área na qual os T8FN exercem direitos garantidos pela constituição, conforme definido no *Treaty N.º 8*. Assim, a Coroa tem a obrigação de consultar e acolher o T8FNs sobre os potenciais impactos do empreendimento sobre os direitos assegurados pelo Tratado. A BC Hydro funciona como uma representante da Coroa, e assim responde por suas obrigações

proposta para a UHE Site C (BC Hydro, 2011). Estes direitos datam de 1899, quando foi assinado um Tratado (*Treaty*) entre a rainha Victoria e várias nações aborígenes (*First Nations*). O empreendimento, as demais UHEs no rio Peace, municipalidade e reservas indígenas estão apresentadas na figura 3.

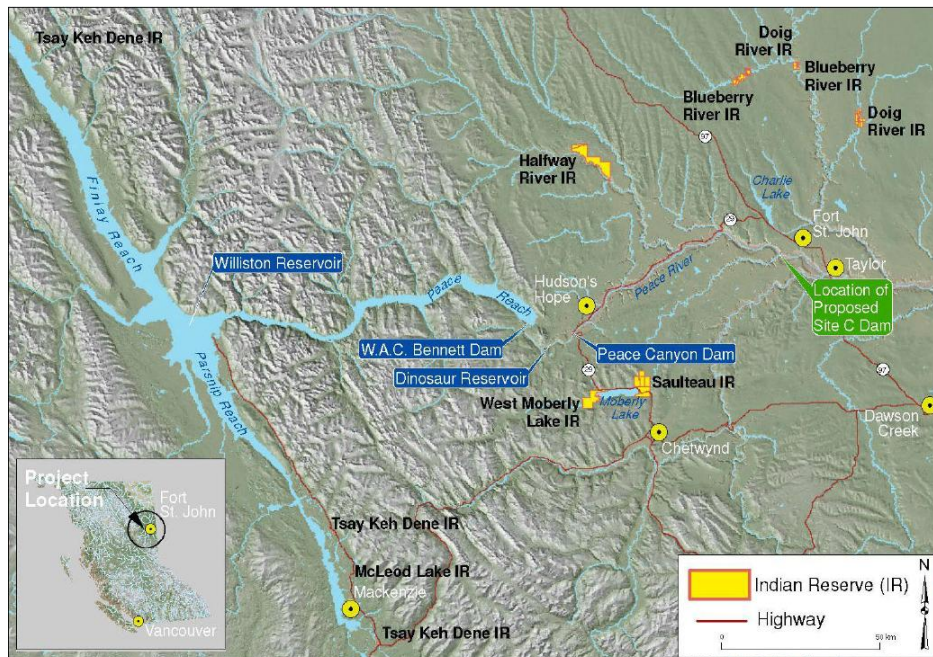


Figura 3: Localização do Projeto

Fonte: BC HYDRO, 2011

A ideia de construir a UHE Site C data do final da década de 50. Nesta época cinco alternativas locais, todas no rio Peace foram identificadas (sites A, B, C, D e E) (BC HYDRO, 2011 & JRP Report, 2014). No início da década de 70 os estudos se concentraram nas alternativas Site C e Site E. Em 1978, Site C foi finalmente selecionado. Os documentos analisados não especificam como esta seleção foi feita, apenas mencionam questões topográficas e de engenharia.

Após a seleção locacional, ao final da década de 70 e início da década de 80 a BC Hydro começou a adquirir diversas propriedades no Vale do rio Peace, no local aonde viria a ser construído a UHE Site C. Na época, os donos de terra que seriam impactados pelo empreendimento tinham a opção de vender ou não suas terras à BC Hydro. Caso o empreendimento não fosse construído, os proprietários poderiam readquirir suas terras da BC Hydro. Até 2001, a BC Hydro já havia adquirido 7.000 acres de terras (28,4 km²). Estas aquisições geraram insegurança local, resultando em um baixo desenvolvimento socioeconômico da região (BC Hydro, 2002).

No período compreendido entre 2001 e 2006, a BC Hydro desenvolveu diversos estudos visando identificar a melhor maneira de aproveitar o potencial hidroelétrico do rio Peace (JPP, 2014). Neste sentido, tendo em vista a dimensão do empreendimento, a BC Hydro adotou uma abordagem para o desenvolvimento do projeto em cinco etapas, conforme descrito a seguir e ilustrado na Figura 4 (BC Hydro, 2014):

- Etapa 1 – Revisão da viabilidade do empreendimento (2004 a 2007). Revisão dos estudos existentes relativos ao projeto, com o objetivo de determinar o potencial de endereçar todos os possíveis impactos resultantes do empreendimento e prosseguir para as etapas de planejamento e desenvolvimento.
- Etapa 2 – Definição do Projeto e Consulta (2007 a 2009). Consulta a comunidade, aborígenes e demais *stakeholders*. O processo de consulta aos aborígenes ocorreu em separado, mas em paralelo aos demais atores. Visitas de campo visando melhor compreender os aspectos físicos, biológicos e sócio econômicos locais. Identificação de aspectos técnicos e de engenharia relativos ao planejamento, construção e operação do empreendimento. O processo de consulta será apresentado adiante.
- Etapa 3 – Atendimento à Legislação / Avaliação Ambiental (2010 a 2014).
- Etapa 4 – Projeto Executivo e Engenharia
- Etapa 5 – Construção.

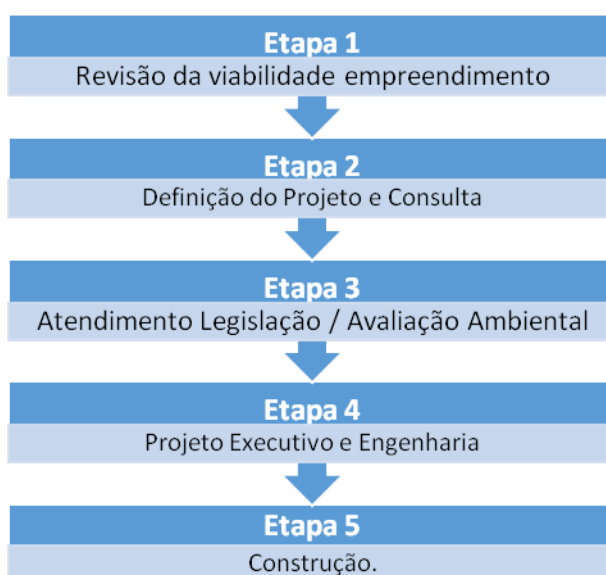


Figura 4: Etapas do processo

Fonte: BC HYDRO, 2009.

Assim, conforme observado, a etapa 1 foi concluída em 2007 e neste mesmo ano teve início a etapa 2 - Definição do Projeto e Consulta. Em abril de 2010 teve início a etapa 3 - Atendimento à Legislação / Avaliação Ambiental, concluída em 2014. Em maio de 2011, a BC Hydro submeteu a ambos os governos, federal e da província, a descrição do projeto. Em agosto do mesmo ano o documento foi aprovado e encaminhado ao Ministro do Meio Ambiente da província para definição do escopo, procedimentos e métodos para realização da avaliação ambiental (*environmental assessment* - EA) (JRP, 2014).

A avaliação ambiental (*environmental assessment* - EA) foi conduzida nas esferas federal e da província, respectivamente pela Agência de Proteção Ambiental Canadense (*Canadian Environmental Assessment Agency – CEAA*) e pelo Escritório de Avaliação Ambiental de British Columbia (*British Columbia Environmental Assessment Office - BCEAO*) e realizada de acordo com o *Canadian Environmental Assessment Act, 2012* (CEAA) e com o *B.C. Environmental Assessment Act* (BCEAA) (JRP, 2014). Para tanto foi firmado um acordo de cooperação entre os governos federal e de BC intitulado “*Agreement to Conduct a Cooperative Environmental Assessment, Including the Establishment of a Joint Review Panel, of the Site C Clean Energy Project (BC/Canada Agreement)*” (BC, May 2014). Cabe mencionar que este acordo foi submetido à consulta pública, seja à comunidade local, seja, aos aborígenes antes de ser firmado.

Em fevereiro de 2012 foi formado um grupo de trabalho¹⁶, com representantes dos governos (federal província e local), grupos aborígenes e comunidade com objetivo de rever as diretrizes para elaboração do EIS (*Site C Clean Energy Project Environmental Impact Statement Guidelines- EIS*) elaboradas pelo proponente do projeto, ou seja, pela BC Hydro. Em setembro do mesmo ano, após um período de revisão e consulta pública, o diretor da CEAA e o ministro do meio ambiente do Canada aprovaram as diretrizes para o EIS (JRP, 2014 & (BC Hydro, May 2014).

Em janeiro de 2013, a BC Hydro submeteu o EIS à CEAA e BCEAO. Por um período de quatro meses, o documento foi revisto pelos grupos aborígenes, agências governamentais pela comunidade no geral. Seis audiências públicas foram realizadas em BC e Alberta e três reuniões em Dawson Creek, Fort St. John e Peace River Alberta (JRP, 2014). Em julho de

¹⁶ A criação deste grupo de trabalho, assim como a revisão do EA por um painel de especialistas (*Join Review Panel – JRP*) foram definidos no acordo de cooperação pela CEAA e BCEAO (JCP, 2014).

2013, o documento foi entregue pela CEAA e BCEAO a BC Hydro para que fizesse as revisões necessárias. Em agosto, ambos os órgãos concluíram que o EIS estava satisfatório e que o mesmo deveria ser submetido pela BC Hydro ao painel de especialistas - JRP¹⁷ para análise. Após a revisão do documento, o painel procedeu para uma nova etapa de consulta pública (12/2013 a 01/2014).

O EIS foi elaborado em cinco volumes (BC HYDRO, July 2013). A questão dos direitos dos aborígenes, foi abordada no volume 5:

- a) Volume 1: sumário executivo e introdução, informações sobre o projeto e atividades de planejamento, justificativa para o projeto, processo de avaliação, e síntese das atividades de consulta pública.
- b) Volume 2: descrição da metodologia de avaliação de impactos, descrição dos aspectos ambientais, mudanças potenciais, avaliação de impacto em componentes ambientais prioritários. Vinte e dois componentes foram selecionados. Estes componentes foram categorizados em 5 pilares: ambiental, econômico, social, herança cultural, saúde. Os 22 componentes foram selecionados a partir do estudo de base desenvolvido pela BC Hidro e consultas realizadas aos grupos aborígenes, comunidade, academia e agências do governo.
- c) Volumes 3 e 4: avaliação de impactos em relação aos 22 componentes prioritários. Os impactos em potencial são descritos, assim como as respectivas medidas de mitigação.
- d) Volume 5: direitos dos aborígenes, direitos do T8FN, interesses aborígenes e requisitos de informação, resumo dos planos de gestão ambiental e exigências / demandas do governo Federal. Medidas de mitigação propostas, resumo dos impactos residuais do projeto, significância dos impactos residuais, programas de monitoramento, conclusão por parte da BC Hydro.

Conforme estabelecido nas diretrizes do EIS, o estudo deveria priorizar os impactos do empreendimento sobre 29 grupos aborígenes, dentre os quais os grupos Treaty 8 First

¹⁷ Atribuições do JRP: rever e analisar o EA. O painel apenas analisa custos e benefícios associados ao projeto. A aprovação do empreendimento compete a CEAA e ao BCEAO.

Nations (T8FN) e Métis em BC, Alberta e *Northwest Territories*, assim como sobre dois grupos não T8FN em B.C (BC Hydro, July 2013).

Em maio de 2014, o Relatório final do JRP foi submetido ao diretor executivo da BCEAO e ao ministro do meio ambiente do Canada, a partir do qual, estes teriam o prazo de seis meses para decidir sobre a continuidade ou não do empreendimento (BC Hydro, June 2014). Em outubro, o Projeto recebeu aprovação ambiental pelos governos federal e da província (BC). O comunicado (*Decision Statement*) foi proferido pela Ministra do Meio Ambiente, Ministra da Agência de Desenvolvimento Econômico do Norte do Canadá e Ministra do Conselho do Ártico. O empreendimento foi autorizado a seguir para a próxima etapa, Etapa 4 - Projeto Executivo e Engenharia, porém, 80 condicionantes foram definidas e devem ser atendidas pela BC Hydro ao longo da vida útil do projeto (MEEA, October 2014).

Antes do início da etapa de construção (etapa 5), outras licenças e autorizações são necessárias. A etapa final, etapa 5, construção, tem previsão de ser realizada em cerca de 7 anos, com um ano adicional para o comissionamento do projeto, recuperação da área e desmobilização (MEEA, October & December 2014).

Durante as etapas de planejamento da UHE Site C, a BC Hydro realizou ampla consulta pública, da qual participaram diversos atores, seja a comunidade, sejam os grupos aborígenes (JRP, 2014). A consulta, que teve início em dezembro de 2007, vem sendo realizada por uma empresa de consultoria contratada pela BC Hydro (BC Hydro, August 2013).

Assim, de 2007 a outubro de 2014, a equipe do projeto conduziu e/ou participou de várias reuniões e workshops. Durante este período, a BC Hydro respondeu a aproximadamente 3.000 questionamentos, recebidos via e-mail, telefone, fax e consulta realizada nos escritórios do empreendimento (BC Hydro, May 2014). As atividades de consulta foram documentadas, estão disponíveis em relatórios, podendo ser consultadas no sitio eletrônico do empreendimento (<https://www.sitecproject.com>). De acordo com informações constantes no site e nos documentos produzidos pela BC Hydro de 2007 a outubro de 2014, 60 grupos aborígenes já haviam sido consultados.

A consulta pública deste projeto merece uma análise mais detalhada por representar um importante processo de articulação com os atores envolvidos.

A consulta pública à comunidade e demais atores teve início na etapa 2 - Consulta e definição do projeto (BC Hydro, 2009). Durante esta etapa a consulta foi realizada em 3 fases: consulta prévia (de 12/2007 a 02/2008), consulta definição do projeto (fase 1 – de 05 a 06/2008) e consulta definição do projeto (fase 2 – de 10 a 12/2008). Conforme mencionado anteriormente, o processo foi realizado por uma empresa contratada pela BG Hydro.

- Consulta Prévia: objetivo consultar a comunidade local, regional e da província sobre como e sobre quais aspectos são relevantes a para serem considerados nas próximas etapas de consulta. Para tanto foram realizadas 48 reuniões em 12 comunidades, foram enviados formulários online, anúncios publicados em 10 jornais, foi criado escritório para consultas e sugestões, uma linha *toll free*.
- Consulta definição do projeto (fase 1): objetivo consultar a comunidade local, regional e da província sobre os principais impactos em potencial, benefícios e características do projeto Site C. A consulta buscava ainda feedback sobre os elementos de concepção do projeto, recreação, infraestrutura, impactos locais, usos e benefícios para a comunidade. Os resultados da consulta prévia foram incorporados a esta etapa. Para tanto foram realizadas 29 reuniões e 10 *open houses*, formulários online, anúncios publicados em 12 jornais, escritório para consultas e sugestões, linha *toll free*.
- Consulta definição do projeto (fase 2): objetivo consultar a comunidade local, regional e da província sobre os seguintes temas: Site C como uma opção de geração de energia, ponte e estradas de acesso a UHE, benefícios para a comunidade, preparação do reservatório, considerações sobre a etapa de construção, destino do solo e rochas resultantes da escavação do terreno, meio ambiente. Os resultados das demais consultas foram incorporados a esta etapa. Para tanto foram realizadas 29 reuniões e 7 *open houses*, formulários online, anúncios publicados em 12 jornais, escritório para consultas e sugestões, linha *toll free*.

Mais recentemente, durante a etapa 3 – Atendimento à Legislação / Avaliação Ambiental (2010 a 2014), a BC Hydro realizou nova etapa de consulta pública, desta vez em duas fases: primavera de 2012 e outono de 2013, na qual a comunidade foi informada sobre

aspectos relevantes do projeto, relativas as questões de planejamento e meio ambiente relacionadas a: linhas de transmissão, alojamento para os trabalhadores, uso do solo, abrangência dos impactos, realinhamento da autoestrada, recreação, novo uso para a zona industrial durante a construção da UHE (BC Hydro, 2012 & BC Hydro 2013). Nesta etapa, foram realizadas 18 reuniões e 5 *open houses* com a comunidade. Além disso, foram realizadas 72 reuniões com donos de terras.

Ainda durante a etapa 3, a BC Hydro criou um Programa denominado *Regional and Local Government Liaison Program* com o objetivo de incentivar a participação / contribuição do governo local na consulta pública e proporcionando um fórum para a discussão (BC HYDRO, 2011/2012). Este programa possui dois componentes:

- 1- Comitê de Ligação dos Governos Regional e Local (*Regional and Local Government Liaison Committee*, RLGC): Fórum formado por membros da BC Hydro e autoridades locais (prefeitos) para discutir interesses da comunidade, questões e benefícios relacionados ao projeto (benefícios para a comunidade, questões socioeconômicas, possíveis impactos, realinhamento da autoestrada, recreação, agricultura, entre outros).
- 2- Liga Técnica Local e Regional (*Local Government Technical Engagement - LGTE*): Fórum de discussão de questões técnicas relacionadas ao projeto, envolvendo a BC Hydro e representantes dos governos locais.

A consulta pública aos grupos aborígenes merece particular destaque e ocorreu em separado, porém simultaneamente aos demais atores. A consulta teve início na etapa 2 - Definição do Projeto e Consulta (BC HYDRO, 2009). A BC Hydro realizou, durante a etapa 2, consulta a 41 grupos aborígenes (T8FN em BC, grupos aborígenes em Alberta e Territórios Noroeste). O objetivo principal foi fornecer a esses grupos informações sobre o projeto, identificando seus interesses, preocupações, permitindo a esses grupos ter conhecimento sobre os impactos do empreendimento sobre os aborígenes, seus hábitos, sua cultura e identificar possíveis medidas de mitigação.

Nesta etapa oito acordos, representando 13 grupos aborígenes foram negociados e firmados (BC HYDRO, 2009). Um dos acordos firmado com o T8FNs, tinha por objetivo definir um processo de consulta estruturada, abrangendo os seguintes tópicos:

- Direitos coletivos e individuais dos T8FNs.
- Demandas dos T8FNs para que a província inicie um processo estruturado de consulta pública.
- Preocupações dos T8FNs em relação às cinco etapas do empreendimento proposto e os impactos potenciais do empreendimento sobre os direitos garantidos indígenas.

BC Hydro viabilizou financeiramente a participação da T8FN no processo de consulta pública. Durante a etapa 2 do processo de tomada de decisão ocorreram 31 reuniões, 100 cartas e 800 e-mails foram trocados entre as partes (BC Hydro, 2009).

Alguns pontos abordados durante a consulta foram (BC Hydro, October 2014):

- Desenvolvimento e implementação de planos de gestão ambiental.
- Desenvolvimento e implementação de medidas de mitigação.
- Licenças e autorizações.
- Atividades específicas de construção.

Até outubro de 2014, 60 grupos aborígenes já haviam sido consultados, com foco maior nas T8FN. Mais de U\$ 14 milhões foram gastos para que os aborígenes participassem das consultas, para o desenvolvimento de estudos específicos relativos a sua cultura, uso do solo pelos aborígenes, etc. (BC Hydro, October 2014).

Durante a etapa de construção do empreendimento (etapa 5), está prevista nova consulta aos grupos aborígenes, abrangendo os seguintes itens (BC Hydro, October 2014):

- Notificar os grupos aborígenes sobre as principais metas e atividades de construção do projeto.
- Discutir o projeto, incluindo visita ao local e oportunidades de monitoramento, quando apropriado.
- Promover visita ao sítio com os grupos aborígenes visando identificar e confirmar sítios relevantes (cultura, flora, fauna, etc).
- Estabelecer comitês de assessoramento formado por aborígenes para prestar consultoria sobre as iniciativas de mitigação específicas.

- Desenvolver programas para informar sobre o desenvolvimento de medidas de mitigação relacionadas ao uso atual do solo e dos recursos naturais para fins tradicionais.

II.1.1.6.2 – Complexo Hidrelétrico Eastmain -1-A/Sarcelle, Hydro Quebec: o empreendimento e o licenciamento ambiental

Um dos mais recentes projetos hidrelétricos construídos pelo Hydro Quebec foi o Complexo Hidrelétrico de Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert, na região da Baía James, ao norte do território da província do Quebec. O projeto foi proposto pela empresa *Société d'énergie de la Baie James*, subsidiária da Hydro Quebec.

O projeto licenciado compreende um complexo hidrelétrico contendo:

- Construção de casa de força de Eastmain-1-A com capacidade instalada de 768 MW, no reservatório de Eastmain-1;
- Construção da casa de força de Sarcelle com capacidade de 125 MW no reservatório de Opinaca;
- Construção de 474 m de barragem de 29 m de altura e crista de 9 metros no rio Rupert;
- Transposição de água do rio Rupert para o reservatório Eastmain-1;
- Construção de estrutura de controle de vazão (vertedouro) para a manter a vazão ecológica do rio Rupert;
- Construção de estruturas de controle hidráulico de forma a restaurar o fluxo de água ecológico nos rios Lemare, Nemiscau, Arques Creek and Kayechischekaw Creek;
- Construção de oito estruturas hidráulicas no rio Rupert para a manutenção dos usos a jusante da barragem e preservar 91% da fauna aquática;
- Construção de 2 linhas de transmissão de 315 kV ligando as duas casas de força a rede interligada;
- Oito acampamentos para trabalhadores;
- Construção de 255 km de estradas e aperfeiçoamento de 105 km de estradas existentes;

- Construção de uma estação de tratamento de água para a comunidade Waskaganish.

O projeto consumiu 5 bilhões de dólares canadenses. A potência instalada de Estmain-1-A é de 768 MW e Sarcelle 150 MW.

O projeto de derivação das águas do rio Rupert entrou em operação em 07 de novembro de 2007. As primeiras unidades de Eastmain-1-A entraram em operação em 2011 e o comissionamento para entrada em funcionamento de Sarcelle iniciou-se em 2012. A figura 5 traz os principais projetos do empreendimento.



Figura 5: Diversos projetos do Complexo de Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert

Fonte: Bérube, 2012

O projeto de Estmain-1-A/Sarcelle incorporou uma série de medidas de controle ambiental. O Observatório de Energias Renováveis (ObservER) considerou o projeto um dos mais avançados na área ambiental.

O projeto foi autorizado pela comunidade Cree em 2002, ao assinar o *Agreement Concerning New Relationship Between Gouvernement of Quebec and the Crees of Quebec (Paix des Braves)*. No entanto, um outro tratado subsequente (Boumhouan Agreement) foi assinado e detalhou melhor a estrutura do projeto. Neste novo tratado assinaram os Crees do Quebec, o Governo do Quebec e a Sociedade de Energia de James Bay (Hydro Quebec, 2004).

A figura 6 traz a localização do complexo hidrelétrico de Eastmain-1-A/Sarcelle/Rupert.



Figura 6: Localização do Complexo de Estamain-1-A/Sarcelle/Rupert

Fonte: <http://www.hydroquebec.com/sebj/en/eastmain-1-a-carte.html>, acesso em abril 2015

A região de estudo tem cerca de 28.647 habitantes, cerca de 40% deles vivendo em comunidades Cree. A principal municipalidade afetada é Chibougamau com cerca de 7.200 habitantes. A população Cree na região experimentou um grande aumento, passando de 4.732 em 1971 para 12.333 em 2001 (Hydro Quebec, 2004). A economia é baseada em atividades extrativistas como caça, pesca. Parte da população faz parte do programa de seguridade de renda implantados pelos acordos firmados com o governo canadense.

O projeto afetou as comunidades Cree: Mistissini, Nemaska, Waskaganish, Eastmain, Wemindji and Chisasibi. A figura 7 traz a localização detalhada das comunidades afetadas pelo empreendimento.

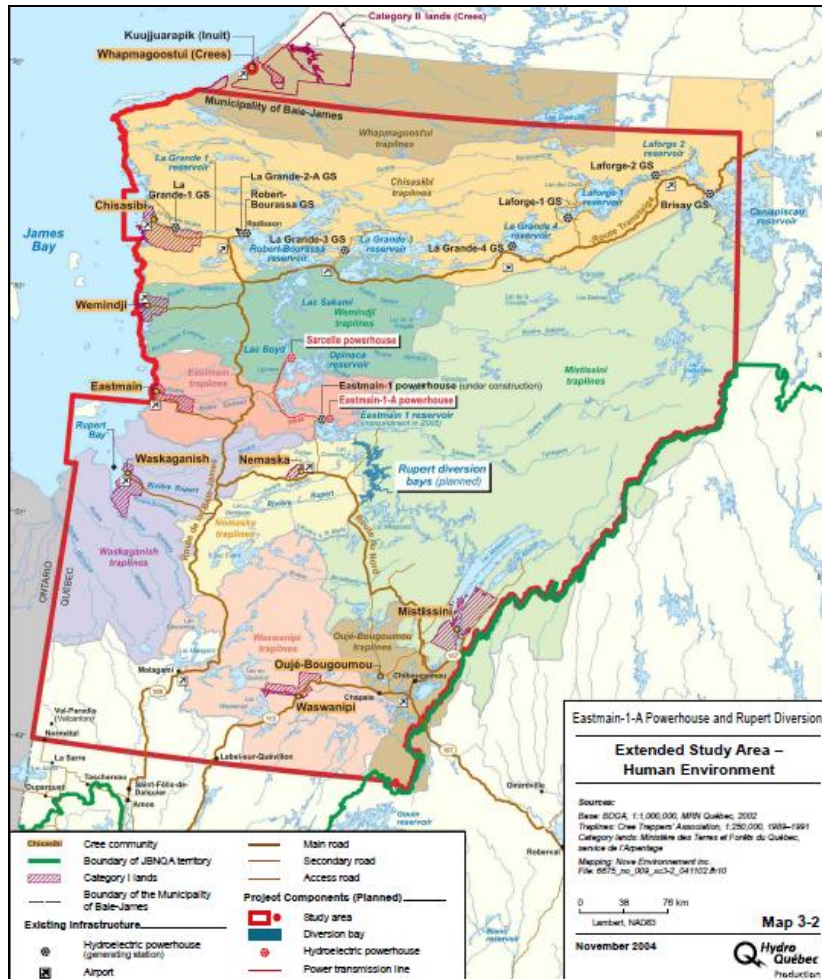


Figura 7: Localização das Comunidades Indígenas Afetadas

Fonte: Hydro Quebec, 2004

A etnia Cree participou de todos os estágios do empreendimento, desde a concepção do projeto até o acompanhamento das medidas de proteção ambiental.

Os investimentos no relacionamento com as comunidades, que demandam cerca de 1 a 2 anos de negociação com as comunidades locais, passaram por (Bérube, 2012):

- Reuniões preliminares com as autoridades municipais e as comunidades aborígenes com vista a obter aprovação do projeto;
- Identificação das expectativas básicas da comunidade afetada

Os acordos com as comunidades caminharam para uma pauta mínima de pontos a serem operacionalizados (Bérube, 2012):

- Minimização da área a ser alagada pelo reservatório;
- Manutenção do regime de vazão ecológica do rio Rupert;
- Criação de estrutura hidráulicas para proteger a comunidade de peixes e preservar a paisagem bem como a manutenção da navegação do rio Rupert;
- Manutenção dos níveis naturais dos lagos Mesgouez, Champion e Nemiscau;
- Suprimento de água potável para a comunidade de Waskaganish;

O Comitê Cree-Hydro Quebec de Monitoramento foi o canal de comunicação com as seis comunidades afetadas, responsável por repassar todas as informações necessárias entre as partes, de forma a aperfeiçoar o procedimento.

Segundo a literatura o processo de negociação não foi unânime por parte das comunidades indígenas e alguma resistência foi interposta ao avanço das negociações (Atkinson e Mulrennan, 2009)

O empreendimento foi objeto de duas avaliações de impacto e procedimentos de revisão associados: O Regime de Proteção Social e Ambiental da Província do Quebec com base no *James Bay and Northern Quebec Agreement* (JBNQA) and the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA) (<http://www.dfo-mpo.gc.ca/reports-rapports/eastmain/eastmain-eng.htm>)

A licença foi concedida no ano de 2006 através do certificado de autorização Ref. no.: 3214-10-17 de 24 de novembro de 2006. Foram requisitadas 35 condicionantes sobre o meio físico e biótico, 42 condicionantes sobre o meio humano e algumas outras de caráter geral (Quebec, 2006b).

De acordo com o Certificado de Autorização, a Hydro Quebec foi obrigada a trabalhar conjuntamente com a COMEX (Comitê de Revisão de Impactos Ambientais e Sociais), de forma a incluir o conhecimento tradicional dos povos Cree no processo de acompanhamento da efetividade das medidas (Quebec, 2011).

As principais atividades relacionadas ao meio ambiente poderiam ser divididas em três grandes áreas:

- Implementação das medidas de mitigação;

- Aplicação dos programas ambientais segundo as recomendações;
- Monitoramento das condições de trabalho de forma a assegurar as obrigações assumidas;

Segundo as informações obtidas (Hydro Quebec, 2011), as principais medidas de mitigação tomadas foram:

- Replântio das margens do rio Rupert para evitar a erosão no total de 163 ha;
- Programa de produção e estoque de esturjões entre 2008 a 2012, com cerca de produção de 7.400 indivíduos por ano;
- Construção de rodovias de acesso temporárias com revegetação daquelas consideradas pela comunidade como desnecessárias. Apenas as rodovias de acessos consideradas de utilidade pelas comunidades são mantidas;
- Instalação de sinalizadores para navegação nos rios e nos reservatórios, com confecção de cartas de navegação;
- Construção de 4 rampas para acesso de embarcações;
- Realocação de acampamentos de caça e pesca usado pelos Cree nas suas atividades tradicionais;
- Programa de realocação de mão de obra e integração de trabalhadores Cree de forma a facilitar integração dos nativos nas áreas de trabalho;
- Ações contra a proliferação de insetos;
- Recuperação de áreas não mais necessárias como alguns campi de trabalho bem como algumas áreas de serviços;

Desde 2004, a Autoridade Regional Cree e a Hydro Quebec agruparam todas as atividades de gerenciamento e acompanhamento da obra em uma única entidade chamada *Niskamoon Corporation*, já citada anteriormente.

II.1.2 –Estados Unidos

Os Estados Unidos da América (EUA) possuem uma população estimada em mais de 317 milhões de pessoas, com densidade demográfica de 33 pessoas por km², urbanização de

82,9%, expectativa de vida para homens 76,4 anos e para mulheres 81,2 anos. O país possui uma extensão territorial de cerca de 9.371.174 km². Os EUA possuem uma rica diversidade de clima que inclui, por exemplo, o clima polar do Alasca, o temperado que é característica da maior parte do país, o desértico que ocupa parte do meio oeste e o subtropical que aparece com destaque no estado da Florida. Seguindo essa variação climática o país também possui grande variedade de vegetação, com destaque para as florestas temperadas, de coníferas, pântanos e de plantas adaptadas aos climas polares e desérticos. Grandes rios cortam o território americano, com destaque para o Mississippi e o Missouri, com 3.734 e 3.767 km de comprimento respectivamente (UNdata, 2015).

Os EUA são formados por 50 Estados¹⁸, 7 territórios, 14 áreas insulares e 1 distrito federal. Os estados norte americanos se subdividem em condados¹⁹, e estes por sua vez em cidades²⁰ (*townships* ou *towns*, *cities*). Os estados americanos possuem diversos poderes e relativa autonomia em relação ao governo federal.

Sob a égide da lei americana, os estados são considerados entes soberanos, ou seja, seu poder emana do estado e não do governo federal. Nas áreas onde o governo federal tem atribuição para atuar, a lei Federal se sobrepõe a qualquer Lei estadual, porém sempre sujeita aos limites estabelecidos na Constituição dos Estados Unidos (MAGRINI *et al*, 2006).

II.1.2.1 – O Setor Elétrico

Segundo Dassie (2013), o total de capacidade instalada de geração de energia nos Estados Unidos é de 1.050,9 GW. As principais fontes primárias de energia para geração de eletricidade são: Térmico/Fóssil (786 GW), Nuclear (101 GW), Hidrelétrica (99 GW) e eólica (46 GW). A geração de eletricidade nos EUA, em 2011, foi de 4.100 TWh. Os EUA também importaram 52 TWh e exportou 15 TW h. Em 2011, a geração de eletricidade foi principalmente a partir das seguintes fontes: Térmico/ Fóssil (2.789 TWh), Nuclear (790

¹⁸ Estado é uma instituição organizada política, social e juridicamente ocupando um território definido, onde a lei máxima é a Constituição, dirigido por um governo, possuindo soberania reconhecida.

¹⁹ Os condados são subdivisões administrativas dos estados, com exceção do Alasca, onde tais divisões são chamadas de distritos, e da Louisiana, onde são chamadas de paróquias. As responsabilidades e os poderes dos condados variam de Estado para Estado, mas eles são sempre divisões administrativas do Estado em questão.

²⁰ Sub-divisão geográfica e política de um condado. Os condados de certos Estados podem ser divididos em subdivisões menores, chamadas de municipalidades (*municipalities*, *townships* ou *towns*, dependendo do Estado), hamlets e/ou *boroughs*. Enquanto que *towns* na maioria dos Estados americanos significam "cidade de importância secundária". Uma dada região recebe o estatuto de *town* quando possui uma população entre 500 a 2,5 mil habitantes, e o estatuto de *city* quando possui entre três mil a cinco mil habitantes ou mais

TWh), Hidrelétrica (319 TWh) e outras renováveis (194 TWh) (incluindo gás de aterro sanitário, energia geotérmica, solar e eólica).

Nos Estados Unidos, a energia hidrelétrica participa com cerca de dez por cento da oferta total de eletricidade. No entanto, dependendo da região, essa participação é maior, como por exemplo, no noroeste do Pacífico a energia hidroelétrica fornece cerca de dois terços do consumo de eletricidade da região (BEHRENS & GLOVER, 2011).

Atualmente, as instalações hidroelétricas nos EUA podem gerar energia suficiente para fornecer eletricidade para 28 milhões de famílias. Em 2010, a capacidade total de energia hidrelétrica nos Estados Unidos era 100 GW. A capacidade ainda a ser explorada é de aproximadamente 30 GW (EPA, 2013).

Segundo a IEA, em 2010 os EUA se situavam como o quarto maior produtor de hidroeletricidade do mundo (286 TWh ou 8,19% da produção total mundial). Mais da metade da capacidade hidrelétrica dos EUA está concentrada em três estados americanos: Washington, Califórnia e Oregon. Cerca de 30% do total de hidroeletricidade é gerada em Washington, onde está localizada a maior usina hidrelétrica do país, a *Grand Coulee Dam*, com capacidade de geração de 6,8 GW (PIAGENTINI & FAVARETO 2014).

A energia hidrelétrica é, de longe, a maior fonte de energia renovável nos Estados Unidos. Em 2012, haviam 1.426 usinas hidrelétricas (Figura 8) (VOX, 2012). A maioria das centrais hidrelétricas nos Estados Unidos não são recentes, por exemplo, a maior UHE do país, atualmente a sexta maior UHE do mundo, a *Gram Coulee* entrou em operação em 1942.

De acordo com a Tabela 9, a usina de grande porte que mais recentemente entrou em operação no país foi *Bath County PSP* no ano de 1985, com a adição de cerca de 3.000 MW na matriz elétrica do país.

As barragens do oeste do país fornecem uma quantidade de energia elétrica muito superior às demais regiões, com destaque para o estado de Washington, em cujo território estão presentes quatro das sete maiores UHEs dos EUA.

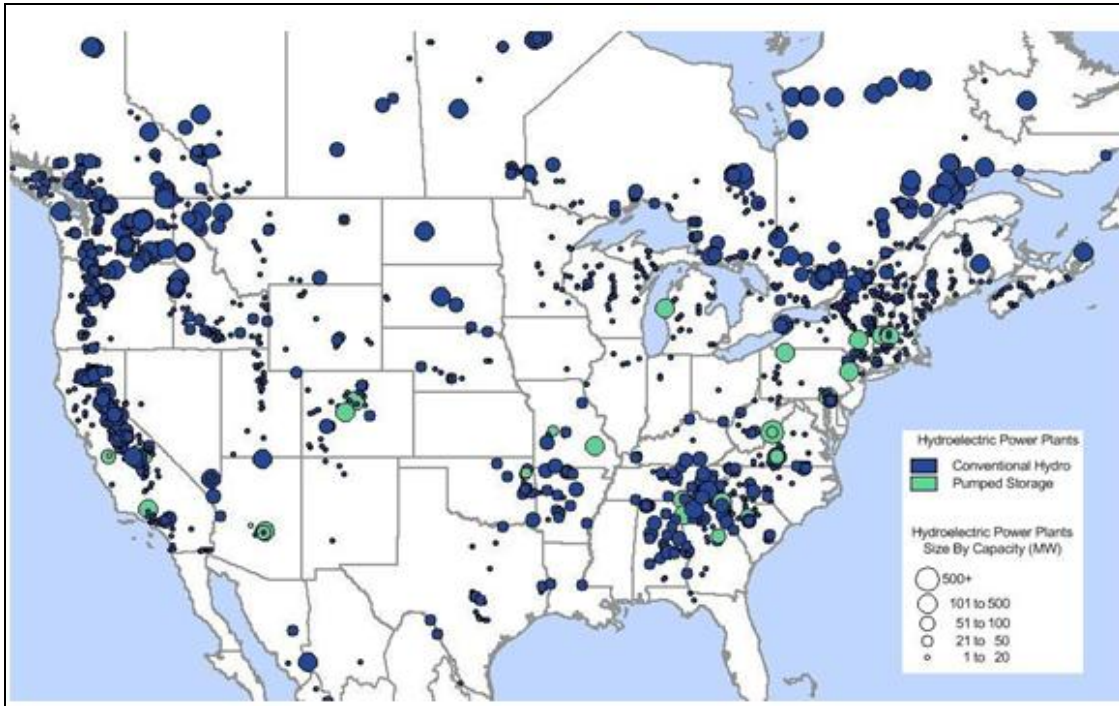


Figura 8 : Geração de hidrelétrica no Estados Unidos

Fonte: U.S Energy Information Administration (2011)

Tabela 9: Maiores usinas hidrelétricas no território dos Estados Unidos

	Nome da UHE	Estado	Entrada em operação	Capacidade (MW)
1	Grand Coulee	Washington	1942/1980	6.809
2	Bath County PSP	Virginia	1985	3.003
3	Chief Joseph Dam	Washington	1958/73/79	2.620
4	Robert Moses Niagara Power Plant	New York	1961	2.515
5	John Day Dam	Washington	1949	2.160
6	Hoover Dam	Arizona/Nevada	1936/1961	2.080
7	The Dalles Dam	Washington/Oregon	1981	2.038

Fonte: FERC, 2015

II.1.2.2 – Licenciamento Ambiental: legislação e governança

Os Estados Unidos foram os precursores na exigência de estudos ambientais para atividades modificadoras do meio ambiente, fruto do *National Environmental Policy Act of 1969* (NEPA), aprovada pelo congresso americano. Essa lei determinou que todas as atividades que apresentassem forte potencial de impacto ambiental, teriam que apresentar um documento chamado de “*Environmental Impact Statement*” (declaração de impacto ambiental). Desta forma, adotou-se o procedimento da AIA como um instrumento de política ambiental.

Uma das consequências da edição da NEPA (National Environmental Policy Act) foi à criação da Agência de Proteção Ambiental Americana (*United States Environmental Protection Agency* – USEPA) e do Conselho para a Qualidade Ambiental (*Council for Environmental Quality* – CEQ). O CEQ é a instituição responsável pela definição de programas, regras e procedimentos para a AIA, e tem a função de supervisionar a aplicação da NEPA, enviar relatórios diretamente ao Presidente da República e ao Congresso Nacional e avaliar programas federais estabelecidos nos objetivos da NEPA (Magrini, 1992; Ferreira, 2010).

Nos EUA, o processo de licenciamento engloba numa mesma licença as etapas de instalação e operação. Segundo Cardoso Jr (2014) o processo de licenciamento ambiental norte-americano aplicado a empreendimentos com potencial de impacto ambiental é conhecido como *Environmental Review* e seu rito será descrito a seguir.

Para questões de licenciamento ambiental, inicialmente o CEQ definiu cinco categorias que se traduzem em relatórios e estudos ambientais, a saber (Cardoso Jr, 2014):

- *Categorical Exclusion* (CATEX): caso a atividade a ser implantada seja de baixo risco ambiental, aplica-se a esta a *Categorical Exclusion* (CATEX), em português “Exclusão Categórica”, não sendo necessário o aprofundamento dos estudos ambientais como o caso da realização de *Environmental Impact Statement* (EIS) ou *Environmental Assessment* (EA).
- *Environmental Information Document* (EID): caso o empreendimento não se enquadre na configuração do CATEX e a EPA indique a necessidade de realização de estudos ambientais mais completos, se inicia a etapa seguinte do processo, que é a elaboração do *Environmental Information Document* (EID), em português “Documento de Informação Ambiental”.
- *Environmental Impact Statement* (EIS): em português “Declaração de Impacto Ambiental”, é a categoria que resulta em estudos ambientais mais completos. A realização do EIS é de responsabilidade da Agência Federal, com a colaboração do empreendedor, de forma a ser identificados e avaliados os impactos ambientais, bem como as medidas mitigatórias necessárias. Uma regra interessante para o EIS é que o mesmo deve ter aproximadamente 150 páginas, e em casos de atividades mais complexas, não deve ser superior a 300 páginas, ou seja, ele deve ser elaborado da

forma mais sucinta possível evitando-se textos prolixos como ocorre em outros países. O EIS deve conter uma análise benefício-custo das alternativas tecnológicas e locais propostas, pois a variável economicidade faz parte do processo decisório no EIS, podendo inclusive definir a alternativa mais coerente naquele momento.

- **Environmental Assessment (EA):** em português “Avaliação Ambiental” é um documento público, conciso, que pode ser produzido por uma Agência Federal responsável pela tipologia do empreendimento, ou pela própria EPA. A EA deve fornecer informações suficientes para a tomada de decisão do órgão ambiental (EPA), em função dos impactos ambientais da implantação e operação da atividade em relação à sensibilidade ambiental diagnosticada. Deve constar na EA alternativas tecnológicas e locais, bem como a listagem de agências e profissionais que colaboraram na realização do documento.
- ***Finding of no Significant Impact (FONSI):*** em português “Impacto Ambiental Significativo Não Encontrado”, é um documento produzido por uma Agência Federal com informações que delimitam resumidamente o motivo pelo qual determinada atividade não resultará em impacto ambiental significativo, não sendo necessário realizar EIS.

Segundo Piagentini e Favareto (2014), como os Estados Unidos atualmente não preveem em seu planejamento energético a construção de grandes projetos hidrelétricos, os estudos de avaliação de impacto mais recentes contemplam renovações de licenças já existentes (*relicensing*). Especificamente em relação a esses empreendimentos, a seguir são listadas as principais normas que regem esse processo nos Estados Unidos (Hydroreform, 2015).

A Lei Federal de Energia (*Federal Power Act*) aprovada pelo Congresso em 1935 foi o resultado de um longo debate sobre se o Governo Federal deveria permitir que a iniciativa privada desenvolvesse o potencial hidrelétrico das águas dos Estados Unidos, ou se deveria reservar essa prerrogativa unicamente para entes governamentais. A Lei Federal de Energia permitiu que ambos os setores pudessem atuar em obras de aproveitamento energético; com essa lei foi criada uma comissão independente (Comissão Federal de Energia - *Federal*

Energy Regulatory Commission ou FERC²¹), como a autoridade exclusiva para supervisionar e conceder licenças para que entidades privadas e públicas construam e operem projetos hidrelétricos, além de deter as prerrogativas de avaliação do licenciamento ambiental. A autorização para o projeto hidrelétrico se baseia no interesse público e deve ser "melhor adaptados a um plano abrangente para melhorar ou desenvolver um curso de água" e deve obrigatoriamente considerar os usos múltiplos da via navegável.

A Lei Federal de Energia foi alterada várias vezes ao longo de sua vigência. Dois conjuntos de alterações são particularmente relevantes até hoje. Em 1986 a lei de defesa do consumidor de energia elétrica (*Electric Consumers Protection Act* - ECPA), alterou a Lei de energia de três formas principais. Primeiro, revisitou o velho debate sobre poder público e privado, removendo uma normativa que havia dado preferência ao serviço público ao avaliar aplicações concorrentes de "relicenciamento". Em segundo lugar, passou a ser necessário a FERC emitir novas licenças para projetos existentes com prazo de pelo menos 30 anos. Terceiro foi a mudança do ponto de vista de proteção de rio, que foi uma resposta às preocupações da FERC de não se estar dando a relevância adequada às questões ambientais. Com a nova lei ECPA, o FERC foi obrigado a dar "igual consideração para efeitos de conservação de energia, proteção, mitigação dos danos e valorização dos peixes e animais selvagens (incluindo zonas de reprodução relacionados e habitat), manutenção de oportunidades de lazer, e preservação de outros aspectos da qualidade ambiental.

Em 2005, o ato de política energética (*Energy Policy Act*) contribuiu para dar maior ênfase ambiental aos fundamentos da Lei de energia abordando também preocupações da indústria de energia hidrelétrica sobre os custos associados aos licenciamento com condições obrigatórias impostas por outras agências federais. As agências têm o poder de impor condições que são obrigatórias de serem cumpridas no licenciamento a fim de proteger as reservas ambientais federais (por exemplo, o Serviço Nacional Florestal que protege uma floresta nacional) ou para garantir a passagem dos peixes (Hydroreform, 2015).

A NEPA requer que todas as agências federais possam analisar os impactos ambientais dos empreendimentos juntamente com alternativas a essas ações. Nesse caso é

²¹ Nos EUA aproximadamente metade é gerada por projetos não federais, os quais são licenciados e supervisionados pela FERC e a outra metade é derivada de projetos federais, os quais têm que ser autorizados diretamente pelo Congresso Nacional Americano (Banco Mundial, 2008).

necessário que a FERC prepare um documento analisando as consequências ambientais da emissão de uma licença para um projeto hidrelétrico, juntamente com alternativas para a minimização desses impactos.

Para os projetos de sua área de competência, a FERC geralmente prepara uma Avaliação Ambiental (EA) em vez de uma Declaração de Impacto Ambiental completa quando do relicenciamento de um projeto hidrelétrico existente, embora a escolha da EA ou EIS seja específica para cada caso e dependa da complexidade dos problemas ambientais a serem analisados (Banco Mundial, 2008).

A FERC normalmente analisa apenas três alternativas de forma completa em um documento ambiental: 1) a proposta do requerente, a alternativa preferida 2) alternativa da equipe da FERC, e 3) a alternativa de não-ação. Outras alternativas propostas para a ação são separadas em subcomponentes (por exemplo, alternativas de passagem de peixes ou regimes vazão ecológica) e analisados no contexto da alternativa preferida da equipe FERC.

Outras leis também merecem destaque no processo de licenciamento, de UHEs a saber: *Endangered Species Act*, *Clean Water Act*, *Coastal Zone Managemnt Act*, *Rivers and Harbors Act* e *Wild and Scenic Rivers Act*.

A Lei de Espécies Ameaçadas (ESA) foi criada para evitar a extinção de plantas e animais e ajudar na recuperação de espécies que foram listadas como sendo ameaçadas ou em perigo de extinção. Como uma agência federal, a FERC deve proteger e contribuir para a recuperação de todas as espécies ameaçadas e em perigo que possam ser afetadas por suas ações.

Durante o licenciamento de uma hidrelétrica a FERC deve consultar o Serviço Americano de Peixe e Vida selvagem (*U.S. Fish and Wildlife Service* - FWS) e o Serviço Nacional de Pesca Marinha (*National Marine Fisheries Service* - NMFS) para garantir que as suas decisões não irão comprometer a continuidade das espécies ameaçadas ou resultar em impactos negativos para as espécies listadas ou seu habitat.

Se o FWS ou o NMFS determinarem que um determinado projeto hidrelétrico pode causar perigo para uma espécie incluída ou afetar negativamente o habitat crítico, através da emissão de uma licença, estas instituições podem estabelecer alternativas razoáveis e prudentes ou medidas para proteger e recuperar as espécies listadas (EPW, 2002).

Segundo a *Clean Water Act* a FERC deve negar a emissão de uma licença para um projeto hidrelétrico até que o estado (ou estados) onde o projeto está localizado se certifique de que o projeto irá cumprir com as normas de qualidade de água estaduais aplicáveis.

O *Coastal Zone Management Act* requer que os interessados em obter uma licença aprovado pelo Estado devem assegurar que a construção e operação do projeto seja coerente com o programa de gestão da zona costeira do Estado afetado. A FERC não pode emitir uma licença, se o Estado, sujeito à aprovação da NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), determinar que o projeto é incompatível com esse programa.

O *Rivers and Harbors Act* foi promulgado em 1899 e exige que uma autorização seja obtida a partir do *US Army Corps of Engineers* (USACE) para a construção de qualquer estrutura, tais como barragens, dentro ou sobre qualquer águas navegáveis dos Estados Unidos (EPA, 2014).

O *Wild and Scenic Rivers Act* foi aprovado pelo Congresso em 1968 para servir como um controlador na construção de barragens, afim de proteger alguns dos maiores rios remanescentes considerados ainda selvagens. O WSRA proíbe estritamente a FERC de autorizar a construção de qualquer projeto dentro do limite de um rio que tenha sido designada nos termos da Lei ou que está em estudo para a designação de rio selvagem.

Dentro do processo de licenciamento de hidrelétricas nos EUA, quando estas impactam algum parque nacional, o *National Park Service* (NPS) fornece assistência técnica para a FERC durante o processo de licenciamento (FERC, 2015).

Especificamente em relação ao licenciamento de hidrelétricas, a legislação atual tem por base as revisões das regulamentações para licenciamento de hidrelétricas da FERC. A *Federal Energy Regulatory Commission* admite três tipos de processos de licenciamento no país: Processo de Licenciamento Integrado (ILP); Processo de Licenciamento Tradicional (TLP), e; Processo de Licenciamento Alternativo (ALP) (Banco Mundial, 2008).

O Processo de Licenciamento Integrado (ILP) é o processo de licenciamento padrão para a obtenção de uma licença de hidrelétrica. O ILP integra o desenvolvimento de pedido de licença e avaliação ambiental, e é coordenado pela FERC e outras agências reguladoras responsáveis pela fiscalização ambiental.

O Processo de Licenciamento Tradicional (TLP) é um processo simples que pode ser mais apropriado para projetos menos controversos ou com isenção de estudos ambientais mais complexos.

No Processo alternativo de Licenciamento (ALP) o solicitante integra as exigências de revisão ambiental do NEPA com processo de consulta pré-requisição. O objetivo do ALP é acelerar tanto o processo de elaboração dos estudos assim como a tramitação do mesmo e assim reduzir o tempo de processamento já que permite a realização simultânea da consulta pré-requisição e da avaliação ambiental.

O mais novo tipo de licenciamento é o ILP, estabelecido em 2003 e pelo qual determinados aspectos do sistema de licenciamento do FERC foram modificados. O objetivo da modalidade de licenciamento integrado (ILP) foi aumentar a eficiência e dar celeridade à elaboração e a tramitação das requisições de licenças de projetos hidrelétricos (FERC, 2003). Outros ganhos trazidos pelo ILP foram: aumento a participação pública na consulta pré-requerimento; melhora na coordenação entre os processos da FERC e de outros participantes; fornecimento de maior assistência a equipe durante a preparação do requerimento; estabelecimento de cronogramas para todos os participantes, incluindo a equipe da Comissão (Banco Mundial, 2008).

Antes de virar procedimento padrão, foi estabelecido um período de transição de 2 anos, durante o qual potenciais requisitantes de licenças poderão escolher entre o processo tradicional de licenciamento (TLP) ou o ILP – *Integrated Licencing Process*, ou solicitar autorização para utilizar um procedimento alternativo de licenciamento (*Alternative Licensing Process* - ALP).

A partir de 23 de julho de 2005, o ILP se tornou o processo de licenciamento padrão e a aprovação pela Comissão (FERC) se faz necessária para usar outros tipos de procedimentos como o TLP ou o ALP, que se configuram, desde então, em casos especiais.

Nos Estados Unidos a participação do público se dá praticamente no decorrer de todo o processo. Segundo Magrini (1992), nos EUA, a regulamentação estabelece uma primeira consulta do público na fase de “scoping”, quando então o público é chamado a participar dos aspectos ambientais a serem considerados na avaliação. Em seguida, após a

avaliação preliminar do estudo ambiental inicial, o público pode formular comentários e, finalmente participar de audiências ou reuniões públicas convocadas pelas Agências Federais.

Pimenta (2012) em trabalho de análise comparativa entre os procedimentos de avaliação de impacto ambiental adotado no Brasil, EUA e Portugal verificou que ao contrário do Brasil, a regulamentação americana não estabeleceu nenhuma lista de atividades ou projetos automaticamente excluídos do procedimento de avaliação ambiental, ou obrigatoriamente sujeitos a esta avaliação.

Quanto ao procedimento propriamente dito do processo de avaliação de impacto ambiental, este, inicia-se com a apresentação da proposta. Após a análise a proposta pode ser dispensada ou não da realização de avaliação de impacto ambiental. Se definindo o tipo de enquadramento do projeto: (*Categorical Exclusion* (CATEX); *Finding of no Significant Impact* (FONSI); *Environmental Information Document* (EID); *Environmental Assessment* (EA) *Environmental Impact Statement* (EIS). Caso seja verificado que o projeto apresenta significativo impacto (assim havendo necessidade de elaboração de um EA ou EIS), a FERC irá preparar uma avaliação ambiental preliminar para, assim, verificar quais são os impactos que podem vir a ocorrer. Em seguida a agência deverá preparar e apresentar um documento público que contém uma avaliação ambiental preliminar que determina o nível de significância dos impactos causados pela ação proposta. Tal documento serve para determinar se haverá ou não a necessidade de submissão do projeto à avaliação de impacto ambiental propriamente dita (Pimenta, 2012).

Após a publicação a agência analisa os diferentes interesses da proposta e determina a investigação dos impactos significativos. Esclarecimentos e estudos podem ser solicitados ao proponente da ação e uma reunião com várias partes interessadas é realizada para, então se produzir uma versão inicial do Relatório Ambiental. O relatório inicial é encaminhado para EPA, que fará a revisão do estudo e realização da Audiência Pública – AP. Outras agências são consultadas e após todos os comentários e análises, o relatório final é preparado pela agência responsável avaliação de impacto (*lead agency*). O relatório deve contemplar todos os impactos gerados, as alternativas possíveis, o parecer de vários especialistas e as ações de mitigação exigidas. A licença final é emitida (*Record of decision* – ROD). Após a emissão da licença (ROD), pode ou não haver um monitoramento da agência, sobre os impactos gerados.

Por fim, a análise de Pimenta (2012) ressalta que a análise de todas as alternativas ao projeto original é um ponto de extrema importância ao longo de todo o procedimento de avaliação de impacto ambiental. Isso porque, será com base nestes dados que a agência irá decidir qual é o melhor “caminho” a ser seguido quando da implantação do projeto. Por fim, é relevante anotar que cada uma das agências pode estabelecer seus próprios critérios e procedimentos para o processo, seguindo as diretrizes do NEPA e a regulamentação do CEQ.

Para Silva e Soares (2004), em síntese o processo de licenciamento de projetos hidrelétricos nos Estados Unidos se iniciou com a promulgação da NEPA e vem sofrendo constantes modificações com vistas a dar celeridade e desburocratizar o processo.

No tocante à redução das formalidades uma série de medidas foram previstas, dentre as quais pode-se citar: limitação do número de páginas; os estudos de impacto ambiental que devem ser concisos, não ultrapassando 150 páginas; obrigação de se utilizar uma abordagem analítica e não descritiva; utilizar o mais cedo possível o processo de *scoping* no sentido de determinar o conteúdo do estudo de impacto ambiental; utilizar uma linguagem simples e ter uma apresentação clara que evidencie os pontos problemáticos e que coloque em destaque as principais alternativas propostas e as conclusões; eliminar as repetições; as agências federais podem preparar os relatórios em conjunto com as agências estaduais ou administrações locais (Silva e Soares, 2004).

II.1.2.3 – O Complexo Tapoco: o empreendimento e o licenciamento ambiental

O nome Tapoco deriva de *Tallassee Power Company* que era um gerador de energia elétrica e fazia parte da APGI (*Alcoa Power Generating Inc.*) que por sua vez era de propriedade da ALCOA, Inc. O Projeto Tapoco foi concebido para gerar energia elétrica para operações de fundição de alumínio em um complexo localizado no estado Tennessee. O complexo da ALCOA foi uma das maiores instalações de fabricação de alumínio modernas do mundo e encerrou suas atividades em 2009 (Brookfield, 2015).

O complexo energético possui quatro empreendimentos hidrelétricos localizados ao longo dos rios Little Tennessee e Cheoah no leste do estado de Tennessee e Carolina do Norte. Os quatro empreendimentos denominam-se: Calderwood, Cheoah, Chilhowee, e Santeetlah.

A Cheoah Dam foi construída entre 1916-1919 e Santeetlah entre 1925-1928, ambas no rio Cheoah. Calderwood (1928-1930) e Chilhowee (1955 – 1957) foram erguidas no rio Little Tennessee (Figura 9).

Em 2012 a *Brookfield Renewable Energy Partners*, empresa canadense, pagou US\$ 600 milhões pelas quatro barragens, cerca de 140 km de linhas de transmissão, e 145 km². Com o novo proprietário a Tapoco APGI tornou *Brookfield Smoky Mountain Hydropower*.



Figura 9: Localização dos empreendimentos do complexo Tapoco

Fonte: GOOGLE, 2015

Do ponto de vista de suas características, a área total construída do projeto é de aproximadamente 83 km² (58 km² de água e 25 km² de terra). Há grande riqueza de pássaros e espécies vegetais nas florestas da região. A vegetação no entorno dos reservatórios consiste de floresta estacional decidual, floresta temperada ou sub-polar e campos (pastagem). A vegetação ao norte e ao sul do lago são compostas de florestas emergentes, arbusto-matagal, e zonas úmidas florestais. A área no entorno dos empreendimentos é habitada por cerca de 21 espécies raras ou espécies ameaçadas de extinção. Na região existe ainda cerca de quatorze espécies invasoras vegetais catalogadas que são consideradas motivos de preocupação ambiental (ALCOA, 2004).

A área das bacias dos rios Little Tennessee e Cheoah diretamente afetada pelo projeto soma 2598,4 km², grande parte dessa área encontra-se dentro ou *Smoky Mountains*

National Park (756 km² ou 29%) e da *Nantahala National Forest* (898 km² ou 35%). Dentro da bacia, o uso da terra é de aproximadamente 85% de floresta (49% federal, 36% privado), 6% urbano/desenvolvido, 3% pasto, 3% área plantada e 3% outros.

O Projeto está localizado perto de dois centros populacionais: as cidades vizinhas de Alcoa e Maryville, no estado do Tennessee, têm uma população combinada de aproximadamente 106.000 hab. (2000) e Robbinsville, na Carolina do Norte, que está localizada a cerca de 1,6 km ao sul de *Santeetlah* Dam e tem uma população de aproximadamente 747 hab. (2000).

Existem aproximadamente 20 áreas de terras tribais do povo Cherokee localizados nas imediações do Projeto, especificamente a leste e sul do Reservatório *Santeetlah*, que compreendem cerca de 17,4 km². As terras são cobertas em sua maior parte por floresta mas também apresentam uso agrícola. Não há terras tribais localizadas dentro do limite do projeto, apenas afetadas de maneira indireta (ALCOA, 2004).

O processo de licenciamento do empreendimento iniciou há muitos anos. A licença original para operar o Projeto Topoco foi emitida pelo FERC em 17 de março de 1955, com data de expiração de 28 de fevereiro de 2005. A FERC emitiu uma nova licença (relicenciamento) em 25 de janeiro de 2005. Essa nova licença com duração de 40 anos tornou-se efetiva a partir de 01 de março de 2005. Esse processo de renovação do licenciamento, devido à complexidade de atores e agências envolvidos, levou vários anos e apresenta importantes lições (ALCOA, 2004).

Após vários anos de consultas às populações e agências envolvidas, a APGI apresentou a FERC seu pedido de uma nova licença para o Projeto Tapoco em 21 de fevereiro de 2003. A abordagem utilizada foi a de licenciamento alternativo, que é indicado quando há necessidade de se melhorar a comunicação entre os vários intervenientes (desenvolvedor barragem/proprietário, agências reguladoras, comunidades locais, as ONGs, etc.). Esse tipo de licenciamento também costuma ser mais célere (UNEP, 2007).

O edital para avaliação da proposta apresentada pelo requerente foi emitido em 22 de setembro de 2003, iniciando assim os prazos para se apresentar comentários, intervenções e protestos. Os comentários vieram de diversas agências nos níveis estadual e federal, incluindo o *U.S. Forest Service*, *U.S. Department of the Interior's*, *Fish and Wildlife*

Service (FWS), National Park Service (NPS) e Bureau of Indian Affairs (BIA), bem como instituições localizadas nos estados envolvidos (Tennessee e Carolina do Norte), incluindo as ONGs *Nature Conservancy*, o *World Wildlife Fund*, e *Paddlers* (que inclui nove organizações que utilizam as águas locais para a canoagem) e que atuam na proteção das águas locais (NSP, 2004).

Em 15 de março de 2004 a FERC emitiu uma chamada para comentário do estudo ambiental, que avaliou os potenciais impactos ambientais da operação contínua do Projeto Tapoco. Comentários sobre o estudo foram novamente apresentado por várias partes interessadas, como listado acima.

Segundo a UNEP (2006c), em 7 de maio de 2004, após quase sete anos de colaboração com várias partes interessadas, a APGI apresentou um acordo de solução abrangente para o relicenciamento, que foi aprovado por todas as principais partes interessadas, com exceção dos *Paddlers*.

O acordo descreve principalmente o funcionamento dos mecanismos de proteção, mitigação e melhorias (PM&E) propostas para a operação do projeto. O acordo também incluiu as propostas feitas à APGI pela FERC para incorporar a cessão da nova licença.

Em 10 de setembro de 2004, a FERC emitiu parecer sobre a avaliação ambiental final do projeto, que levou em conta as observações e intervenções apresentadas, e concordou em emitir a licença com uma série de requisitos operacionais, especificamente as relativas às medidas de PM&E.

Entre as condições estabelecidas no acordo, estão obrigações da APGI em relação a preservação e melhoria dos habitats naturais de peixes, aprimorar as oportunidades de lazer e maior proteção dos recursos culturais da área.

Além dessas medidas, a APGI concedeu a *The Nature Conservancy*, sem nenhum custo, e de forma permanente áreas que cobrem aproximadamente 59 km² e de forma temporária (por um período de 40 anos) um adicional de 39,75 km² de terras de propriedade da ALCOA. As áreas cedidas apresentam importantes formações florestais para a bacia hidrográfica e fornecem habitats para muitas espécies raras ou ameaçadas de extinção. No acordo também houve a negociação para a proteção de uma zona tampão de cerca de 70 metros ao longo de todos os reservatórios (UNEP, 2007).

Outras medidas do acordo envolveram a proteção de cerca de 100 km² de áreas dentro do *Great Smoky Mountains National Park* para ajudar na restauração dos fluxos dos rios impactados, o estabelecimento de um fundo de conservação no valor de 5 milhões de dólares, inúmeras melhorias recreativas nas áreas afetadas, e geração de energia hidrelétrica continua ao longo da vida da nova licença que é de 40 anos que beneficiam tanto as comunidades afetadas quanto as unidades de conservação do entorno.

O Serviço Nacional de Parques recebeu uma doação de mais de 4 km² da ALCOA, além de ser um dos maiores beneficiados pelo fundo de mitigação. A cerimônia de assinatura do acordo contou com a presença de um Senador da República que ressaltou a relevância do acordo por agregar os diferentes níveis de governo, ONGs e indústria (NSP, 2004).

O acordo também abrangeu questões relacionadas aos níveis e fluxos de água, incluindo os seus impactos sobre a recreação e proteção de bacias hidrográficas. A questão ligada a esse tema foi o motivo principal para os *Paddlers* não terem assinado inicialmente o acordo. Os *Paddlers* alegavam uma série de preocupações focadas nos efeitos que a *Santeetlah Dam* teria sobre os fluxos a jusante da barragem, que, para o organização dos canoeiros, a modificação no fluxos do rio afetaria a recreação. O Acordo e a licença subsequente estabeleceram requisitos destinados a melhorar as liberações de fluxo de *Santeetlah Dam*.

A partir de 1º de setembro de 2005, em conformidade com os termos do contrato de licença, a APGI começou a liberar as vazões regulares a partir da barragem no rio a jusante. De acordo com o cronograma estabelecido na licença, essas vazões variam consoante a época, de forma a proteger, melhorar e restaurar as comunidades biológicas aquáticas e ribeirinhas do rio Cheoah, bem como os valores recreativos do reservatório *Santeetlah*.

O relicenciamento do Projeto Tapoco tem sido elogiado como uma iniciativa de sucesso (UNEP, 2007; UNEP, 2006 b), por conta do contínuo processo de consulta e interação com os atores envolvidos, o que resultou em um acordo que parece ter sido benéfico para quase todas as partes. A APGI foi capaz de manter o valor econômico de seus projetos hidrelétricos, enquanto as agências de recursos e ONGs foram capazes de aumentar significativamente os recursos ambientais da área.

Outra questão que pode ser destacada nesse relicenciamento é a certificação de baixo impacto hidrelétrico do Projeto Tapoco, iniciativa que recebeu a atenção positiva de grupos empresariais e ambientais. O Projeto Tapoco foi o primeiro a receber um certificado de baixo impacto válido (com critérios semelhantes à ISO 14000) por oito anos por cumprir os critérios de gestão de bacias hidrográfica (UNEP, 2007).

II.2 – UHEs e meio ambiente em países em desenvolvimento selecionados

II.2.1 – China

A República Popular da China é uma república socialista, governada pelo Partido Comunista Chinês, sob um sistema unipartidário, que tem jurisdição sobre vinte e duas províncias, cinco regiões autônomas, quatro municípios e duas regiões administrativas especiais. Os empreendimentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são 100% controlados pelo Governo chinês, que controla os recursos naturais, os meios de produção e toda a infraestrutura do país, como estradas, saneamento, geração e transmissão de energia elétrica, telecomunicações, habitações, etc. (Cardoso, 2014).

A China é um país que possui vários rios, que, em associação a suas condições geográfica e climática permite ser o primeiro país com maior potencial hidrelétrico do mundo (WEC, 2013). De fato, a China é o maior produtor mundial de hidroeletricidade e planeja aumentar sua capacidade de geração hidroelétrica em quase 2/3 nos próximos 5 anos (WEC, 2013).

Cabe mencionar que a China é atualmente a maior construtora e financiadora de usinas hidroelétricas no mundo (*International Rivers*, 2012). O país está envolvido em 375 projetos de usinas em 74 países, dos quais 267 são usinas hidrelétricas, sendo que apenas 17 são anteriores a 2000. Estes projetos vêm sendo desenvolvidos na África e no sudoeste da Ásia, em países como Burma, Laos, Filipinas, Malásia, Camboja, Vietnã e Sudão.

II.2.1.1 - O Setor Elétrico

A China, país com uma economia em rápida expansão, é o maior consumidor e produtor mundial de energia (EIA, 2015). O acelerado crescimento da indústria chinesa é o grande responsável pelo aumento da demanda de energia no país, sendo responsável por

78% do total da energia consumida (Ma,2015). Os demais setores residencial, comercial e transporte representam 22% da matriz.

O país é o primeiro importador de petróleo do mundo e o segundo maior consumidor. A produção e o consumo de gás natural vem aumentando no país (EIA,2015). Desde a década de 80, o país é o maior produtor, consumidor e importador do mundo de carvão (EIA, 2015). Em 2014, dados do governo chinês indicam que a produção e consumo de carvão diminuíram em quase 3%, o primeiro declínio da indústria do carvão em 14 anos (EIA,2015). Esta tendência reflete a crise econômica, particularmente nos setores carvão intensivos, como as indústrias do aço e do cimento, redução na demanda por energia elétrica, aumento na geração hidreletricidade, e regulamentação ambiental mais rigorosa, imposta às indústrias altamente poluentes, incluindo a indústria do carvão.

O setor da energia, em busca de uma maior eficiência energética, vem investindo em medidas de controle de poluição e em projetos de energia renovável, principalmente hidreletricidade, solar e eólica. A utilização da biomassa é relativamente pequena.

Quanto a eletricidade, a China se tornou o maior gerador de energia do mundo em 2011, ultrapassando os Estados Unidos (EIA, 2015). O carvão e a hidreletricidade são as principais fontes de geração de energia elétrica, representando respectivamente 63% e 22% da capacidade instalada (Figura 1).

O país vem investindo na diversificação de sua matriz elétrica, investindo em energia nuclear, em fontes renováveis (como a hidreletricidade, energia solar e eólica) e em gás natural. O investimento em projetos de energia renovável aumentou em 31% em 2014 em relação a 2013 (EIA, 2015). Apesar do aumento dos investimentos na diversificação da oferta de energia, o carvão continua a ser a principal fonte de geração. Tal fato é atribuído à grande quantidade de reservas nacionais.

A geração de energia elétrica é controlada por companhias estatais, embora algumas reformas implementadas pelo governo permitiram a abertura do setor para investimentos privados e estrangeiros. A figura 10 apresenta a capacidade instalada no país por fonte.

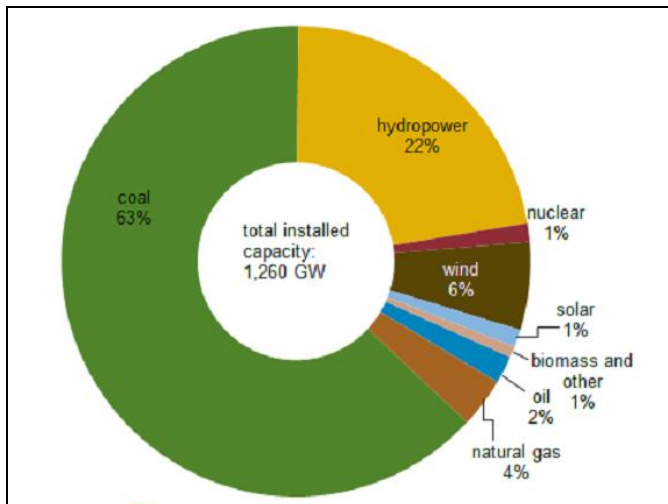


Figura 10: Capacidade instalada, 2013

Fonte: EIA, 2015

Quanto às fontes renováveis, a China tornou-se, em 2013, o maior produtor mundial de hidroeletricidade. A entrada em operação das UHEs de TGD, em 2012 e de Xiangjiaba, em 2013, ambas no rio Yangtze, contribuiu para isso.

Apesar da primeira UHE chinesa ter sido construída em 1912 (Shilong Dam) com capacidade instalada de 500 kW, o incentivo ao desenvolvimento de UHEs neste país teve início apenas no final do século XX. De acordo com EIA (2015), a capacidade de instalada de geração hidrelétrica era no final de 2013, de 280 GW, respondendo por mais de um quinto da capacidade de geração instalada no país. A tabela 10 apresenta algumas das maiores UHEs em operação e em construção na China, além de TGD²².

Tabela 10: UHEs em Operação e em Construção, além de TGD

UHE	Capacidade Total (MW)	Bacia	Término
Xiloudu	12600	Changjiang	2015
Longtan	5400	Pearl	2009
Laxiwa	4200	Yellow	2008
Xiaowan	4200	Mekong	2012
Ertan	3300	Changjiang	2000
Pitan	3000	Changjiang	2011
Gezhouba	271,5	Changjiang	1981
Lijiaxia	200	Yellow	1999
Longyangxia	128	Yellow	2001
Liuji Xia	122,5	Yellow	1974

Fonte: Gao, 2007

²² O artigo de Gao (2007) não elenca as UHEs de Baihetan, Wudongde e Xiangjiaba, todas no rio Yangtze, com projetos conduzidos pela ThreGorges Corporation.

A maior UHE em operação na China é a UHE Three Gorges Dam (TGD), com capacidade instalada de 18.200MW. Além de TGD outros projetos de UHEs a serem destacados neste país são: Jude Xiluodu (12.600 MW), Xiangjiaba (6.000 MW), Longtan (6.300 MW), Jinping II (4.800 MW), Xiaowan (4.200 MW), Laxiwa (4.200 MW), Jinping I (3.600 MW), Pubugou (3.600 MW), Dagangshan (3.600 MW) e Goupitan (3.000 MW) (WEC, 2013).

II.2.1.2. Licenciamento Ambiental: legislação e governança

A hierarquia das instituições chinesas responsáveis por gerenciar e fiscalizar a realização da Avaliação de Impacto Ambiental foram apresentadas e descritas por Cardoso (2014) conforme fluxograma da Figura 11.

- *National People's Congress – NPC* - Congresso Nacional, organização com poder supremo no Governo Chinês.
- *State Council – SC* - Conselho do Estado, com o objetivo de legislar e criar regulamentos relacionados à EIA na China.
- *Ministry of Environmental Protection – MEP*²³ - Ministério de Proteção Ambiental, criado pelo SC em 2008 a partir da Plano de Reforma de Instituições Governamentais. O MEP faz parte do SC e é a autoridade federal competente para a gestão ambiental, monitoramento da prevenção da poluição e controle ambiental. O MEP, na figura de seu Departamento de Avaliação de Impacto Ambiental (*Department of Environmental Impact Assessment*), é o responsável por examinar e aprovar os estudos de Avaliação de Impacto Ambiental dos projetos de construção a nível federal, e as Agências Locais de Proteção Ambiental (*Local Agencies of Environmental Protection Bureau*), ao nível regional e municipal.
- *Environmental Protection Bureau – EPB* - Gabinete de Proteção Ambiental, é a autoridade máxima sob sua jurisdição, normalmente para pequenas cidades, vilarejos, estando hierarquicamente sob a supervisão do MEP.

²³ O MEP substituiu a SEPA – *State Environmental Protection Agency*, responsável até então por conduzir o EIA.

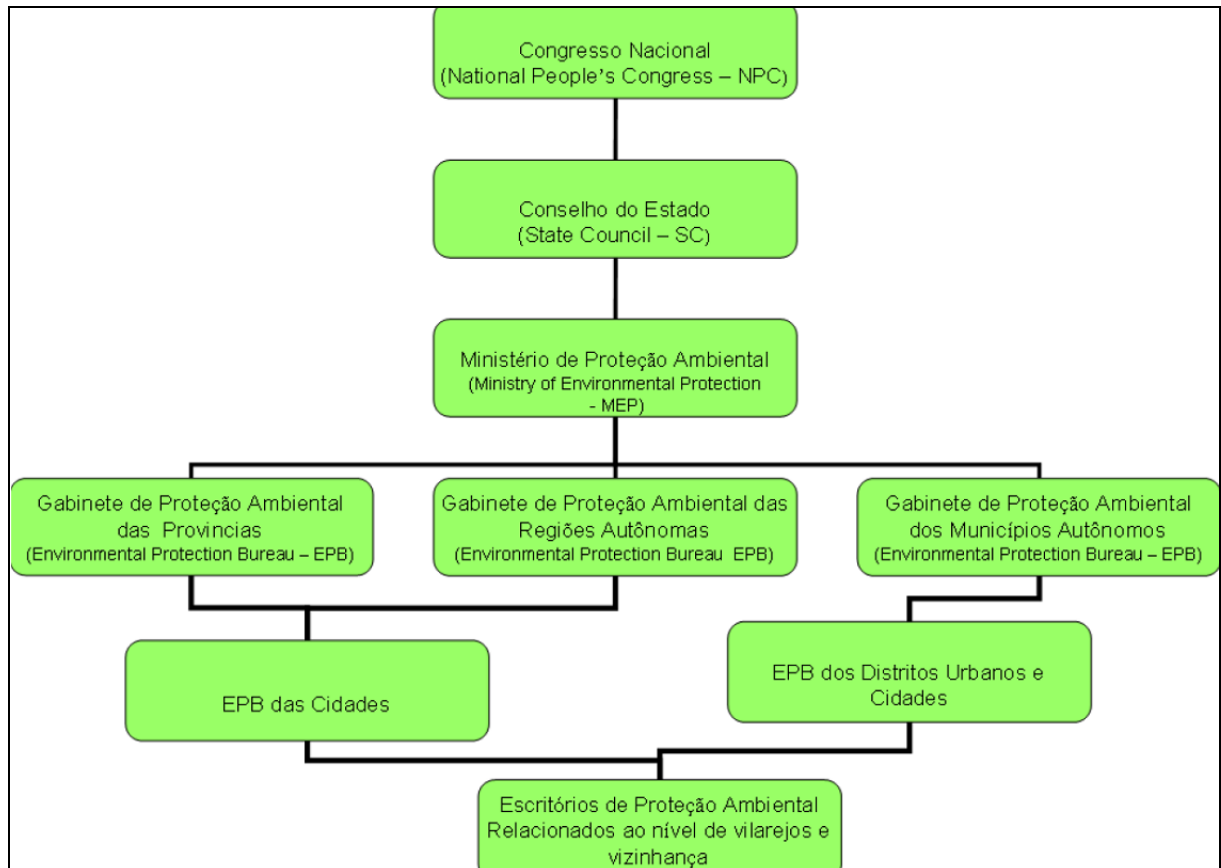


Figura 11: Fluxograma da hierarquia das instituições na China

Fonte: Cardoso, 2014, *apud* Zhu et al., 2009

A Lei maior que rege a proteção do meio ambiente na China é a Lei de Proteção Ambiental da República Popular da China (*Environmental Protection Law of the People's Republic of China, EPL*) promulgada em dezembro de 1989. Esta Lei foi recentemente alterada, em abril de 2014, durante a 8ª Seção Plenária do 12º Congresso Nacional da República Popular da China, tendo entrado em vigor em janeiro de 2015. A EPL tem por objetivos a proteção e melhoria da qualidade do meio ambiente, a prevenção e o controle da poluição, a proteção à saúde pública, promovendo a melhoria dos ecossistemas, permitindo o desenvolvimento sustentável sob os aspectos económico e social.

A EPL foi responsável por introduzir, na China, a Avaliação de Impacto Ambiental. De fato, o artigo 19 da referida Lei dispõe que planos de desenvolvimento e projetos cuja implantação e construção possam resultar em impactos ao meio ambiente devem realizar a avaliação de impacto ambiental (AIA). O artigo 56, por sua vez, dispõe sobre a obrigatoriedade de realização de audiências públicas. Segundo disposto no artigo, os responsáveis por projetos de construção sujeitos a realização de estudo de impacto

ambiental (EIA) devem “explicar as situações relevantes” à comunidade potencialmente impactada pelo empreendimento e solicitar suas “opiniões” durante a realização do estudo. O departamento do governo responsável pela avaliação e aprovação do EIA deve tornar público todos os documentos relativos ao estudo.

Em 2002, durante a 30ª Seção Plenária do 9º Congresso Nacional da República Popular da China, foi promulgada a Lei de Avaliação de Impacto Ambiental da República Popular da China (EIAL- *Environmental Impact Assessment Law of the People's Republic of China*), tendo entrado em vigor em 2003. Esta Lei tem por objetivo formalizar uma estratégia ao desenvolvimento sustentável, evitando impactos adversos sobre o meio ambiente resultantes da implementação de planos de desenvolvimento e projetos de construção. A referida Lei, nos capítulos II e III, dispõe, respectivamente, sobre a realização de EIA para planos de desenvolvimento e projetos de construção.

O artigo 10 da EIAL apresenta o conteúdo do EIA para os planos de desenvolvimento: análise, projeção e avaliação dos potenciais impactos ambientais resultantes da implementação do plano; medidas preventivas ou medidas para mitigar os impactos ambientais adversos e conclusões do EIA. Conforme disposto no artigo 11, o departamento responsável pela realização do EIA deve realizar audiências públicas.

Para os projetos de construção, o artigo 16 define três classes de estudos ambientais, que devem ser realizados de acordo com a extensão do impacto ambiental do empreendimento:

- *Environmental Impact Statement (EIS - Relatório de Impacto Ambiental)* – Aplicado a projetos suscetíveis de causar efeitos significativos ao meio ambiente;
- *Environmental Impact Form (EIF - Formulário de Impacto Ambiental)* – Aplicado a projetos suscetíveis de causar efeitos limitados ao meio ambiente;
- *Environmental Impacts Registration Table (EIRT - Formulário de Registro de Impacto Ambiental)* – Aplicado a projetos onde não se espera causar efeitos adversos ao meio ambiente.

Ainda segundo o artigo 16, o enquadramento de um projeto na classificação supra citada é definido pelo departamento responsável pela proteção do meio ambiente,

subordinado ao conselho de estado, de acordo com regulamentação. O artigo não menciona qual a regulamentação.

O artigo 17 da referida Lei apresenta o conteúdo do EIA para os projetos de construção: descrição do projeto, estado do meio ambiente no entorno do empreendimento (diagnóstico ambiental dos meios físico, biótico e socioeconômico); análise, projeção e avaliação dos impactos ambientais resultantes do projeto; definição de medidas de mitigação e respectivas justificativas técnicas e econômicas; análise de custo e benefícios do projeto em relação aos impactos ambientais; propostas de monitoramento e conclusões do EIA.

O mesmo artigo dispõe que, no caso do Formulário de Impacto Ambiental e Formulário de Registro de Impacto Ambiental, seu conteúdo deve ser definido pelo departamento responsável pela proteção do meio ambiente, subordinado ao conselho de estado.

O artigo 21 define a obrigatoriedade da realização de audiência pública para projetos de construção que realizem o EIS, antes de sua submissão ao departamento do governo responsável por sua avaliação e aprovação, qual seja o Ministério da Proteção Ambiental (*Ministry of Environmental Protection – MEP*), para empreendimentos a nível federal e as agências locais (*Local Agencies of Environmental Protection Bureau*), nos demais casos (Cardoso, 2014). Os comentários e sugestões resultantes da audiência, se adotados ou não, devem ser transcritos ao EIS.

McElwee (2008) apresenta os empreendimentos que são passíveis de serem avaliados e aprovados ao nível federal, ou seja, pelo MEP:

- Projetos com um investimento de US \$ 100 milhões ou mais (ou US \$ 50 milhões ou mais para projetos com capital estrangeiro, na categoria "restrito" do Catálogo de Diretrizes de Investimento Estrangeiro).
- Projetos de construção de "natureza especial", tais como instalações de energia nuclear, ou projetos cujos impactos ultrapassem os limites de uma província.

Os governos das províncias são responsáveis por avaliar e aprovar os demais EIAs, podendo delegar sua competência as autoridades das sub-províncias.

Quanto ao prazos para análise da documentação e tomada de decisão, o departamento responsável deve comunicar por escrito sua decisão no prazo de: 60 dias a partir do recebimento do EIS, 30 dias a partir do recebimento do EIF e 15 dias a partir do recebimento do EIRT (artigo 22).

Quanto aos custos, estes inexistem para as três modalidades de estudos, seja para análise da documentação seja para a tomada de decisão (artigo 22).

De acordo com Cardoso (2014), a *Ordinance of Environmental Management for the Construction Projects (OEMCP)*²⁴ em seu artigo 11º apresenta as atividades que são passíveis de realização de *Environmental Impact Report (EIR)*:

- Projetos de instalações nucleares ou de confidencialidade alta,
- Projetos que envolvem mais de uma província, região autônoma ou cidade (projetos que perpassam mais de uma unidade da federação),
- Projetos aprovados pelo *State Coucil*, com valor de mais de 20 milhões de yuans (\$ 3,3 milhões de dólares¹⁷),
- Projetos susceptíveis de produzir impactos ambientais além-fronteiras.

Cardoso (2014) apresenta outros regulamentos que foram promulgados na China a partir de 2003, ou seja, ano em que foi promulgada a EIAL:

- *Implementation Techniques* (Modelo de guia de implementação de boas práticas para a realização de *Environmental Impact Assessment 2003*);
- *Certification Management* (Modelo de certificação para gerar maior confiabilidade aos *Environmental Impact Assessment*, instituído em 2004);
- *Classification Management* (Classificação da tipologia do empreendimento, em relação à EIA, instituído em 2008);
- *Public Participation* (Realização de audiências públicas, instituído a partir de 2006).

De acordo com McElwee (2008), existem, na China, guias e documentos que orientam como o EIA deve ser realizado, além de diretrizes específicas para diversos setores industriais como por exemplo, o setor petroquímico - Diretrizes Técnicas para Avaliações de Impacto Ambiental: Projetos de Construção Petroquímicos (*Technical Guidelines for Environmental Impact Assessments: Petrochemical Construction Projects -HJ/T 89 – 2003*).

²⁴ OEMCP – Lei que regula a EIAL na China e define quais são as atividades passíveis de estudos ambientais.

II.2.1.3 – A UHE de Three Gorges Dam (TGD): o empreendimento e o licenciamento ambiental

A UHE de Three Gorges Dam (TGD), localizada no rio Yangtze²⁵, entre as cidades de Chongqing e Yichang, província de Hubei, China, é a maior UHE do mundo (Gao, 2007).

A ideia de construir uma UHE no rio Yangtze foi sugerida pela primeira vez em 1919, pelo então presidente da república da China Sun Yat-Sem, que propôs a construção de uma barragem em Three Gorges, visando a melhoria nas condições de navegação e o controle das cheias (<http://www.ctgpc.com>). Nas décadas de 30 e 40 foram realizadas pesquisas na área. Na década de 50, a construção da barragem foi colocada na agenda do governo. Porém, devido à complexidade do projeto de engenharia e ausência de recursos financeiros, o projeto foi aprovado pelo congresso chinês apenas em 1992. A construção da UHE TGD teve início em 1994, entrou em operação em 2009 e foi concluída em 2012 (Gao, 2007, Xu et al., 2013). A figura 12 apresenta a localização da UHE TGD.

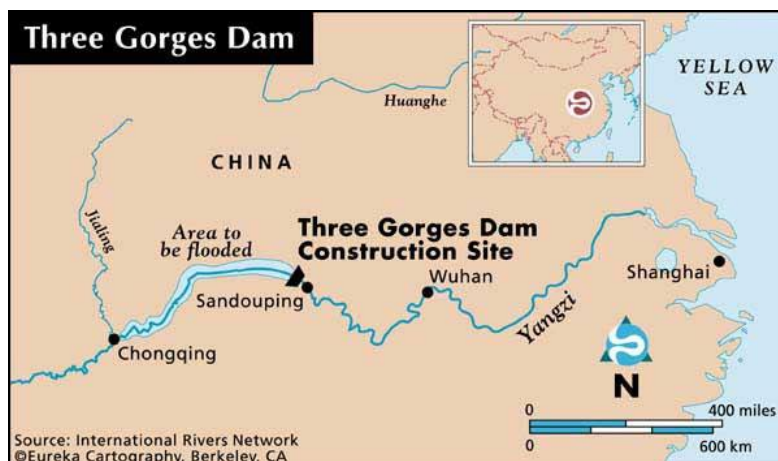


Figura 12: A UHE TGD – localização

Fonte: <http://www.ctgpc.com>

A UHE TGD, com custo de US\$ 31,8 bilhões, incluindo o custo de compensação pela realocação de 1,2 milhões de pessoas (US\$ 7,8 bilhões) foi financiada por empresas, agências

²⁵ O rio Yangtze é o terceiro maior rio do mundo, com comprimento de 6.300 Km e descarga anual de 960 bilhões de m³ no mar do Este da China. A área de drenagem do rio é de 1,8 milhões de km², com cheias a cada dez anos. Ele é responsável por abastecer um terço da população chinesa, 70% da cultura de arroz e 40% da atividade industrial (Tullos, 2008). O rio é também responsável por severas cheias, como as ocorridas em 1911, 1931, 1935 e 1954 que resultaram na morte de 300.000 pessoas. Mais recentemente, a cheia de 1981 resultou na morte de 3.000 pessoas e em 1998 na morte de 4.000 pessoas e o alagamento de uma área cultivada de 25.000 hectares (Tullos, 2008).

de crédito e bancos do Canadá, Suíça, Alemanha, França, Suécia e Brasil (Gao, 2007 & <http://www.ctgpc.com>).

A barragem é composta de três partes: a barragem, as eclusas e o elevador de navios (Shiplift). A barragem possui 2.309 m de comprimento e 181 m de altura, 1.3 milhas de diâmetro (Gao, 2007). As turbinas em número de trinta e duas turbinas, possuem cada uma capacidade instalada de 700 MW (<http://www.ctgpc.com.cn>). A capacidade total instalada da UHE TGD é de 18.200MW. O lago do reservatório possui 632 km², dos quais 245 km² são áreas de cultivo (fazendas) (<http://www.ctgpc.com.cn>).

As turbinas são capazes de gerar cerca de 84,7 TWH (<http://www.ctgpc.com.cn>). As eclusas, num total de duas, estão localizados em um dos lados da barragem, uma para o tráfego upstream e uma para o tráfego downstream. A terceira parte da barragem é a Shiplift, um elevador usado para elevar os navios menores sobre a represa.

Os principais fatores que motivaram o governo chinês a construir a UHE TGD são:

- *Controle de Cheias: ao longo de sua história, o rio Yangtze apresentou diversos episódios de cheias, responsáveis pela morte de milhares de pessoas e pela perda de milhões de dólares em danos.*
- *Geração de Energia: o uso de fonte hidroelétrica reduz a dependência do país em carvão.*
- *Navegação: o reservatório irá permitir a navegação de navios de grande porte, chegando a Shangai.*
- *Turismo: por ser a maior UHE do mundo, existe a expectativa de atração de turistas.*

Para Tullos (2008), os benefícios resultantes da construção da UHE TGD são inegáveis, assim como os impactos ambientais nos componentes do ecossistema do rio Yangtse. Segundo o autor, o projeto foi objeto de Estudo de Impacto Ambiental, realizado de acordo com as normas em vigor à época: *State Environmental Protection Act* (SEPA – 1979), *Water Pollution Prevention and Control Law* (1984) e *Environmental Impact Assessment Law* (2003).

O processo do EIA teve início em 1983, com o estudo preliminar de viabilidade, realizado pela *Yangtze Valley Planning Office* (YVPO), uma agência do Ministério de Recursos Hídricos e Energia, e foi concluído em 1985 (Tullos, 2008). Em 1986, o Governo Central

solicitou a revisão e complementação do estudo de viabilidade. Para tanto 14 grupos de trabalho foram organizados, sob coordenação da Canadian Yangtze Joint Venture (CYJV), uma parceria entre o Ministério de Recursos Hídricos e Energia e a Agência Internacional de Desenvolvimento do Canadá (CIDA), concluído em 1988²⁶. Este estudo, de dez volumes, concluiu pela viabilidade ambiental do projeto (Tullos, 2008).

Em 1990 o estudo foi submetido ao *Three Gorges Dam Approval Committee*, que ao final de 1991, em parceria com o Ministério dos Recursos Hídricos e Energia aprovou o estudo de viabilidade, submetendo o mesmo à aprovação pelo Conselho de Estado.

Em abril de 1992, a Quinta Seção Plenária do Sétimo Congresso Nacional da República Popular da China aprovou, através de Resolução, (*The Resolution on the Three Gorges Project*) o projeto da UHE TGD. No mesmo ano, a SEPA (*State Environmental Protection Administration*)²⁷, aprovou o estudo de viabilidade, destacando a necessidade de implementar medidas de mitigação para minimizar os impactos ambientais adversos, concluindo que “as questões ambientais não afetam a viabilidade do projeto” (Tullos, 2008).

Em janeiro de 1993, foi criado o *Three Gorges Project Construction Committee* (TGPPC), com a função de representar o Conselho de Estado nas decisões e regular questões essenciais (Allin, 2004). O comitê era subdividido em três áreas: diretoria administrativa, diretoria de desenvolvimento e reassentamento e *China Yangtze Three Gorges Project Development Corporation* (TGPPC). Em julho do mesmo ano, o projeto preliminar foi aprovado pela TGPPC, marcando o início do fase de construção do empreendimento. As obras propriamente ditas se iniciaram em 1994 e em 1995 teve início o programa de reassentamento da população. Segundo Gao (2007), construção da UHE TGD ocorreu em três fases: Fase I- 1993-1997 fechamento e desvio do rio, Fase II – 1998 – 2003, enchimento do reservatório, primeira etapa (135m); Fase III - 2004–2009, enchimento do reservatório segunda etapa (175m), conclusão de todo o projeto.

Devido à sua magnitude, o projeto da UHE Three Gorges foi objeto de questionamentos e controvérsias, tanto na China quanto internacionalmente (Gao, 2007).

²⁶ Segundo Gleick (2008-2009), em 1992 governo do Canada cancelou a cooperação para o desenvolvimento do projeto. Em 1993, os Estados Unidos (*U.S. Bureau of Reclamation*) suspendeu o acordo relativo a serviços técnicos tendo em vista os impactos ambientais e econômicos do empreendimento.

²⁷ A partir de 2008 Ministério da Proteção Ambiental (*Ministry of Environmental Protection of the People's Republic of China* - MEP).

Apesar dos fatores motivadores mencionados anteriormente, o projeto resultou em severos impactos ambientais e sociais. Gao (2007) destaca que as incertezas em relação aos impactos ambientais, principalmente, na área de influência da bacia hidrográfica ainda persistem.

Em 2013, Xu et al (2013) avaliaram os resultados dos principais impactos previstos no estudo de impacto ambiental (EIA) da UHE TGD, tais como: reassentamento da população e capacidade de suporte do meio para alocação da população, qualidade da água (eutrofização), sedimentação, erosão da cabeceira do rio, erosão do solo, atividades sísmicas e riscos geológicos. Os autores destacam que 1.25 milhões de pessoas foram reassentadas em 351 cidades, dos quais 15% residiam na zona rural, eram agricultores, muitos dos quais tiveram que mudar de atividade²⁸.

Cabe destacar que como parte da iniciativa para construir a UHE Three Gorges Project e gerir o rio Yangtze, foi criada, em 1997, após aprovação pelo Conselho de Estado, a Corporação *China Three Gorges Project* (<http://www.ctgpc.com>). Doze anos depois, em 2009, a corporação mudou seu nome para "*China Three Gorges Corporation*" (CTG). A CTG é uma empresa 100% de propriedade do governo. Suas principais atividades são: planejamento, construção, operação e gestão de hidroelétricas, produção de eletricidade e serviços técnicos relacionados.

Além da UHE de Three Gorges, a CTG é responsável pelas UHEs de Xiluodu, Xiangjiaba, Wudongde e Baihetan (em construção) e Gezhouba, todas localizadas no rio Yangtze, conforme demonstrado na Figura 13. As UHEs de Xiluodu e Xiangjiaba entraram em operação em 2014 e são, respectivamente a terceira e a sétima maiores UHEs em operação no mundo em termos de capacidade instalada (<http://www.ctgpc.com.cn>). Sempre de acordo com o site da CTG, as UHEs de Xiluodu, Xiangjiaba, Wudongde e Baihetan terão uma capacidade instalada total de 385 MW e irão produzir 175,3 TWh de eletricidade por ano.

Ainda segundo informações do site da CTG (<http://www.ctgpc.com.cn>), em 2014, a CTG foi responsável por 46,3 GW da capacidade total instalada de geração hidroelétrica,

²⁸ Segundo Gleick (2008-2009), os dados oficiais indicam que o número de pessoas reassentadas foi de 1,2 milhões, enquanto que outros estudos indicam que de 1,3 a quase 2 milhões de pessoas foram reassentadas.

acrescidos de 28 GW em construção ou planejamento. A geração hidrelétrica total na China sob controle da CTG, em 2014, foi de 195,8 TWH.

Segundo a CTG o desenvolvimento de projetos de UHEs ao longo do rio Yangtze tem sido planejado visando o desenvolvimento de sinergias entre as usinas através da programação e o despacho conjunto de projetos em cascata ao longo do rio.



Figura 13: UHEs no rio Yangtze

Fonte: <http://www.ctgpc.com.cn>

Além da energia hidroelétrica, a CTG é responsável pelo planejamento, gestão e operação de outras fontes renováveis de energia a exemplo da energia eólica.

II.2.2 – Vietnã

A República Socialista do Vietnã (sistema comunista de partido único) é uma nação diversa, com 54 grupos étnicos que totalizam uma população de 88,5 milhões de pessoas, ocupando uma área de aproximadamente 331 mil km². Formado a partir da reunificação após a guerra contra os EUA, o Vietnã passou de uma condição em que era um dos países mais pobres do mundo na década de 1970 para uma das economias mais dinâmicas e crescentes do sudeste asiático, com a intenção de se tornar um país desenvolvido até 2020 (PNUD, 2015a).

As reformas política e econômica conduzidas por Doi Moi a partir de 1986 converteram a economia de planejamento central em uma economia socialista de mercado, resultando no influxo de investimento externo, emergência do setor privado e uma maior inserção global, com a adesão à Organização Mundial do Comércio em 2007. Como consequência desse processo, a renda per capita do país saltou de menos de US\$ 100 em

1986 para US\$ 1.596 (R\$ 4.788²⁹) em 2012, enquanto a taxa de pobreza caiu de 58% para 10,7% entre 1993 e 2010 (PNUD, 2015a). Em 2013 o Índice de Desenvolvimento Humano do país ficou em 0,638 (121º lugar).

O Vietnã tem uma grande diversidade de ecossistemas aquáticos, com 2.372 rios perenes com mais de 10 km de extensão, além de lagos e pântanos, e 13 bacias hidrográficas com mais de 10.000 km². Além disso, o país possui 164 áreas protegidas que ocupam uma área total de 2,3 milhões de hectares, ou 7% da superfície do país. Há ainda áreas protegidas por acordos internacionais, como Sítios do Patrimônio Mundial e Reservas da Biosfera (ICEM, 2010).

Em 1992 o Centro Mundial de Monitoramento da Conservação colocou o Vietnã entre os 16 países mais biologicamente diversos. Sua biodiversidade é caracterizada por 295 espécies de mamíferos, 828 espécies de pássaros, 296 de répteis, 162 de anfíbios e mais de 700 espécies de peixes e 15 mil espécies de fauna já foram identificadas. Novas espécies são descobertas todos os anos. As florestas no Vietnã têm grande diversidade e endemismo de fauna e flora, com 100 espécies e subespécies de pássaros, 88 espécies e subespécies de mamíferos e cerca de 20% de espécies de plantas.

Apesar do país ter apresentado grande desenvolvimento com significativa redução da pobreza desde as reformas da década de 1980, o Estado ainda enfrenta problemas de inflação, falta de equilíbrio econômico e desigualdade social (Banco Mundial, 2015; CIA Factbook, 2015; Index Mundi, 2014). A Estratégia de Desenvolvimento Socioeconômico 2011-2020 ressalta a necessidade de reformas estruturais, sustentabilidade ambiental, equidade social e estabilidade macroeconômica para que o país tenha as bases de uma sociedade moderna e industrializada em 2020 (PNUD, 2015a).

Contudo, o desenvolvimento de novas infraestruturas é uma das principais ameaças à biodiversidade no país. Essa ameaça se deve à falta de coordenação entre as agências, à falta de planejamento estratégico e avaliação de impactos, e à baixa conscientização ambiental. O país tem um número crescente de barragens e reservatórios, estradas, usinas e instalações relacionadas com impactos diretos sobre a biodiversidade. Os projetos de infraestrutura têm sido planejados próximos ou mesmo dentro de áreas protegidas, de

²⁹ Considerando um câmbio de US\$ 1,00 = R\$ 3,00.

forma que os maiores parques do país possuem rodovias em seu interior. As barragens têm sido construídas em áreas remotas, montanhosas, e geralmente com cobertura florestal, o que reflete a necessidade de localizá-las em áreas com abundância de recursos hídricos, pouca densidade populacional e relevo íngreme, justamente aquelas que são importantes para a conservação (ICEM, 2010).

II.2.2.1 - O Setor Elétrico

O Vietnã tem experimentado um crescimento rápido da sua capacidade de geração de eletricidade. Entre 1995 e 2005 essa capacidade praticamente triplicou. Em 2010, 42% da capacidade de geração era proveniente de fontes hidráulicas, que têm um custo de geração muito menor que outras fontes. Essa vantagem tem levado à construção de diversas novas usinas hidrelétricas e PCHs no país (Tranh, 2011). Entretanto, esse crescimento ainda é insuficiente para atender a demanda local, que cresce 15% ao ano, quase duas vezes mais que o PIB (Banco Mundial, 2015). Além disso, o setor ainda enfrenta problemas como:

- Baixa eficiência;
- Compensação de prejuízos e subsídio cruzado no preço da energia;
- Investimento em desenvolvimento energético abaixo do requerido;
- Atrasos em muitos projetos.

As estratégias de longo prazo associadas ao desenvolvimento hidrelétrico refletem os objetivos do Plano de Desenvolvimento Socioeconômico 2006-2010 e o Visão Vietnã 2020 (Vietnam 2020 Vision), que representam o balanceamento do desenvolvimento econômico, equidade social e sustentabilidade ambiental. A estratégia geral para o setor elétrico é expandir a capacidade para atender à demanda, mas também aumentar a eficiência, balancear as fontes de combustíveis, expandir a rede para áreas pobres e remotas e reduzir os impactos ambientais associados com a geração elétrica. Com relação ao desenvolvimento hidrelétrico, o plano identificou três projetos que teriam prioridade para o investimento estatal: Quang Tri, Son La e Cua Dat. Além disso, havia 51 projetos listados para crédito estatal e investimento privado, e três para receber investimento direto estrangeiro (SEI, 2009).

Em 2004 foi promulgada a Lei de Eletricidade, cujo foco é o mercado de eletricidade (baseado na transparência e competitividade para atingir a eficiência econômica), não

apresentando detalhes para o desenvolvimento hidroelétrico e para a proteção do meio ambiente. Apesar disso, ela confirmou a política de aceleração do desenvolvimento de energias renováveis considerando a proteção ambiental, apresentando incentivos para projetos dessas fontes com taxas, preços e investimentos privilegiados. Além disso, a Lei encoraja todos os setores econômicos (inclusive estrangeiros) a investirem nas fontes e distribuição de energia e pequenas UHE, enquanto a transmissão e regulação da rede e a construção e operação de grandes/importantes plantas hidrelétricas ficam sob a responsabilidade/monopólio do Estado (devem ser aprovadas pelo Ministério dos Recursos Naturais e Meio Ambiente). Entre os objetivos específicos para o setor hidrelétrico e a proteção ambiental naquela lei podemos mencionar (SEI, 2009):

- Geração hidrelétrica adicional de 15 a 20 bilhões de kWh até 2020;
- Acelerar o programa de desenvolvimento energético em áreas rurais e montanhosas. Incrementar o número de moradores rurais que usam energia comercial dos então 30% para 80% em 2020;
- Promover padrões e objetivos ambientais de longo prazo de forma consistente com padrões regionais e internacionais, mas também de acordo com as condições econômicas do país. Controlar e reduzir a poluição ambiental em atividades intensivas em energia.

Para direcionar o desenvolvimento da energia no Vietnã e lidar com as questões acima listadas, o país possui o Plano de Desenvolvimento Energético (PDE), que é produzido pelo Instituto de Energia (IOE) e aprovado pelo Primeiro Ministro, abrangendo (Soussan et al., 2009):

- Previsão de demanda de energia elétrica (GWh) e da capacidade de produção (MW);
- Plano de Expansão de Menor Custo para fornecer infraestrutura necessária para atender o consumo com o menor custo possível, mantendo a viabilidade e qualidade do sistema;
- Plano de Expansão de Transmissão para transportar a energia até os consumidores;
- Avaliação de Abastecimento de Combustível para determinar os recursos nacionais (carvão, gás e petróleo) que estarão disponíveis para a geração de energia;
- Programa de Eletrificação Rural para fornecer eletricidade, através da rede nacional, para áreas remotas;

- Programa de Investimento para financiar futuros setores.

De acordo com o 6º Plano de Desenvolvimento Energético (PDE), publicado em 2007, o país deveria mais do que dobrar sua capacidade instalada de energia hidrelétrica até 2025, passando dos 9,4 GW instalados em 2010 para 20,3 GW no final do período (Tabela 11). Entretanto, a participação dessa fonte será reduzida dos então 36% para 23%, perdendo espaço principalmente para as termelétricas (ICEM, 2010).

Além do PDE, o planejamento do setor conta com a Estratégia Nacional para Energia do Vietnã, que tem as seguintes premissas para o desenvolvimento de recursos energéticos e capacidade de produção: explorar e usar razoável e efetivamente os recursos energéticos domésticos; suprir a demanda energética com grande crescimento de qualidade e preço de acordo com o desenvolvimento socioeconômico em curso; garantir a segurança energética nacional; diversificar os caminhos de investimento e comércio para estabelecer, gradualmente, o mercado competitivo de energia; fortalecer o desenvolvimento de novas e renováveis fontes de energia para atender às necessidades, principalmente em áreas remotas; e desenvolver rápida, eficaz e sustentavelmente o setor com proteção do meio ambiente (Soussan et al., 2009).

Tabela 11: Balanço da energia hidrelétrica projetado para 2025

Descrição	Capacidade Instalada (MW)
Em operação (2010)	9.412
Em construção	2.296
Usinas planejadas 2011-2025	4.738
Pequenas usinas projetadas 2011-2025	3.860
Capacidade total 2025	20.306

Fonte: SEI, 2009

A hidroeletricidade é considerada prioritária para o futuro energético do Vietnã, e os fatores-chave para essa visão são: i) o grande crescimento de demanda com limitada disponibilidade de recursos; ii) a falta de conhecimento do potencial de outras fontes renováveis; iii) a valorização da segurança da energia com a limitação das importações; iv) competitividade com alternativas térmicas e combustíveis (metade do custo de termelétricas); v) maior flexibilidade para atender a variação de demanda em curto tempo; vi) benefícios de multiusos (promove o desenvolvimento de infraestrutura e população locais, quando os impactos negativos são minimizados); vii) interesse de agências

domésticas e internacionais em empreendimentos hidrelétricos; viii) alternativa mais viável para a eletrificação rural (Soussan et al., 2009).

A expansão do setor hidroelétrico promovida pelo governo está transformando os ecossistemas aquáticos do país. Todos os principais sistemas hídricos estão ou serão ocupados por uma ou mais barragens e suas infraestruturas relacionadas (rodovias, linhas de transmissão etc.). Essa expansão tem ocorrido de forma rápida e buscando maximizar a energia gerada e o lucro, mas com fracas análises e informações sobre a sustentabilidade e impactos desses projetos sobre outros setores (ICEM, 2010). Diversas novas usinas e PCHs estão planejadas ou sendo construídas na região central e em áreas montanhosas do Vietnã país, que possuem mais de 50% de cobertura florestal. A região central possui três grandes rios, sendo um deles o Sesan-Srepok, que deságua no rio Mekong (Tranh, 2011).

Apesar de as análises de custo/benefício de UHEs realizadas no país normalmente não levar^{em} em consideração os impactos negativos na economia, sociedade e meio ambiente, essas variáveis estão sendo incorporadas nos relatórios de alguns empreendimentos por demanda do Banco de Desenvolvimento da Ásia e Banco Mundial, quando são financiadores de projetos no país. Além de obedecer à legislação nacional (elaboração de EIA/RIMA), os empreendimentos devem implementar as três políticas básicas dos Bancos: i) ambientais; ii) para povos indígenas; e iii) de reassentamento. Para atendê-las, é requerido envolver a sociedade no processo (com informação, participação e supervisão da comunidade), minimizar os efeitos adversos e riscos e assegurar o desenvolvimento local sustentável (Tranh, 2011).

II.2.2.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança

O desenvolvimento histórico de políticas e realização de Estudos de Impacto Ambiental (EIA) no Vietnã pode ser categorizado em três fases (Clausen et. al, 2010):

- Aprendizagem (antes de 1990): caracterizada por esforços do país para aprender sobre o processo e implementar o EIA como uma ferramenta de gestão ambiental;
- Formalização (1990-1994): desenvolvimento dos primeiros elementos da política regulamentadora e início da implementação do EIA;
- Implementação (a partir de 1994): contínua política de implantação de EIA, desenvolvimento da capacidade de elaboração e refinamento da legislação.

O Estudo de Impacto Ambiental foi abordado pela primeira vez na legislação vietnamita na Lei de Proteção Ambiental de 1993, que regulamentou questões ambientais e definiu requerimentos específicos para elaboração do EIA. Para dar suporte à lei, uma série de decretos e instrumentos legais foram elaborados (Clausen et. al, 2010).

Com relação à regulação nacional, entre as mudanças que vêm ocorrendo na estrutura legal e política do país (conforme mencionado no início do texto) há um grande número de regras novas relacionadas a diferentes aspectos da gestão e proteção do meio ambiente, incluindo, por exemplo, a obrigatoriedade da Análise Ambiental Estratégica (AAE) para o planejamento em diferentes setores do país. A mais importante entre as mudanças é a Lei de Proteção Ambiental (LPA) de 2005, que alterou e substituiu a lei anterior, de 1993. A lei tem, como alguns dos seus princípios, que: a proteção ambiental deve estar em harmonia com o desenvolvimento econômico e assegurar o avanço social para o desenvolvimento sustentável da nação, e que as atividades de proteção devem ser conduzidas continuamente, tendo a prevenção como principal ação, combinada com a remediação da poluição e degradação ambiental e melhoria da qualidade do meio ambiente. No Capítulo III, a LPA aborda especificamente a Avaliação Ambiental Estratégica, o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Compromisso com a Proteção Ambiental.

A AAE é definida na lei como a análise e previsão dos impactos ambientais de um projeto estratégico, plano diretor ou plano de desenvolvimento previamente à sua aprovação, visando a garantir o desenvolvimento sustentável. No artigo 14, a lei identifica áreas em que a AAE deve ser aplicada, entre as quais se incluem: i) estratégias de desenvolvimento nacional/plano de um setor; e planos de exploração de recursos naturais inter-regionais ou interprovinciais. Assim, é notável que, embora a definição da AAE contida na lei se refira a projetos, assim como as questões essenciais da AAE listadas abaixo, a mesma lei prevê a sua aplicação em estratégias, planos diretores, planos, zoneamento etc. Outro artigo determina que a AAE deve cobrir cinco questões específicas, que podem ser consideradas como um mínimo obrigatório, mas não se limitando a elas:

- Breve caracterização do objetivo do plano/projeto;
- Caracterização das condições naturais, econômicas, sociais e ambientais relacionadas ao projeto ou plano;
- Previsão de possíveis impactos negativos sobre o meio ambiente;

- Identificação de fontes de dados e metodologias de avaliação;
- Proposição de medidas de proteção ambiental na implementação do projeto.

Os relatórios da AAE devem ser aprovados por um conselho composto por representantes de diversas partes, entre elas de organizações da sociedade civil. Qualquer organização ou indivíduo pode enviar recomendações ao órgão responsável pela composição do conselho e para o responsável pela aprovação do projeto.

A lei também define que projetos devem elaborar EIA, simultaneamente ao Estudo de Viabilidade, e submetê-lo à análise de um órgão competente (guiado pelo Ministério de Recursos Naturais e Meio Ambiente) para aprovação e consequente concessão das licenças de investimento, construção e operação. O EIA deve conter:

- Enumeração e descrição detalhada dos componentes, área, tempo e carga de trabalho para a construção; tecnologia operacional para cada componente e para todo o projeto;
- Avaliação global do status ambiental do local do projeto e áreas vizinhas; a sensibilidade e capacidade de carga do ambiente;
- Avaliação detalhada dos possíveis impactos ambientais e socioeconômicos que serão gerados pelo projeto; previsão dos possíveis incidentes;
- Medidas específicas para minimizar os efeitos adversos, prevenir e responder aos incidentes ambientais;
- Medidas de proteção ambiental previstas para a construção e operação do projeto;
- Lista dos itens do empreendimento, programa de gestão e supervisão das questões ambientais durante a execução do projeto;
- Estimativa dos custos para construção das obras de proteção ambiental e do orçamento total do projeto;
- Pareceres da Assembleia da província e de representantes da comunidade local; opiniões contrárias à localização ou às soluções ambientais devem ser apresentadas no Relatório de Impacto Ambiental (RIMA);
- Citação das fontes dos dados e das figuras e dos métodos de avaliação.

Quando comparada à antiga lei, observa-se que a LPA incluiu o estabelecimento de requerimentos para participação pública; aumentou a consideração de ações de gestão e

monitoramento ambiental; aumentou a clareza no papel de revisão, aprovação e fiscalização das agências governamentais; determinou os documentos necessários à realização dos estudos; e descentralizou o processo, com a transferência de responsabilidades para províncias e setores ministeriais. Estas mudanças deixaram a legislação ambiental do Vietnã alinhada às boas práticas internacionais, além de melhorar o momento de elaboração do EIA, permitindo que ele possa desempenhar, potencialmente, uma função mais importante no desenvolvimento do empreendimento (Clausen et. al, 2010).

Empreendimentos hidrelétricos devem seguir também o que a lei define sobre os princípios de proteção de rios (deve ser um dos conteúdos fundamentais do planejamento de exploração, uso e gestão de recursos hídricos; os usuários/população das bacias são todos responsáveis pela proteção do ambiente aquático) e dos reservatórios, quais sejam:

- Construção, gestão e operação de reservatórios devem ser associadas à proteção do meio ambiente;
- É estritamente proibido despejar resíduos ou efluentes nos reservatórios;
- Deve haver monitoramento periódico da água para prever e regular possíveis mudanças da qualidade e regime hidráulico;
- Agências gerenciadoras de reservatórios devem obedecer a esta lei e às demais relevantes.

Em 2007 foi realizada a primeira AAE para hidrelétricas no Vietnã, conduzida pelo International Center for Environmental Management (ICEM) sob demanda do Banco Mundial (que financia projetos no país), e que abrangeu 60 das 73 UHEs planejadas pelo 6º PDE. Dentre esses 60 projetos incluídos na AAE, 54 ainda não estavam em construção, enquanto os 6 restantes já haviam sido aprovados e estavam em construção, mas foram considerados muito importantes para não serem avaliados.

Essa primeira AAE utilizou duas metodologias: a avaliação da zona de influência; e a avaliação de bacias hidrográficas. Na primeira, 23 empreendimentos em 2 bacias hidrográficas foram avaliados e estudou-se os impactos nas bacias hidrográficas relacionados à área inundada pelos reservatórios e em uma Zona de Influência, mais ampla, que levou em consideração a construção das estruturas auxiliares, mudanças no uso de recursos pelas comunidades locais e os impactos a montante e a jusante da barragem. Na

segunda metodologia, a AAE analisou conjuntos de empreendimentos em uma mesma bacia. Foi feita então uma categorização do risco à biodiversidade da bacia, calculado com base nos componentes da biodiversidade (terrestre, aquático e socioeconômico) e no impacto à biodiversidade. As bacias foram classificadas de 1 a 4, onde 1 representa maior importância (alto grau de impacto aos componentes) e 4 tem menor importância (baixo grau de impacto). Cabe ressaltar que nenhuma bacia foi considerada como de baixa importância (ICEM, 2010).

Outra AAE foi realizada em 2009 pelo Stockholm Environment Institute (SEI) para o Banco Asiático de Desenvolvimento. Esta segunda AAE utilizou a mesma metodologia da avaliação da zona de influência aplicada na AAE anterior, mas analisando 21 projetos dentre aqueles presentes no PDE. Embora o número de projetos seja menor nesta última, a análise foi mais refinada, e essa redução ocorreu em função de haver menos projetos “abertos a influência”, ou seja, planejados mais ainda não aprovados ou em construção (ICEM, 2010).

Segundo o Banco Mundial e Clausen et. al (2010), apesar de o país ter instrumentos legais e políticas fortes que governam o EIA, a sua efetiva implantação é barrada pela falta de capacidade das províncias e ministérios e, também, por significativas fraquezas nos métodos de avaliação de impactos, na coordenação da participação do público, no desenvolvimento dos planos de gestão ambiental e na aplicação de projetos ambientais posteriores à aprovação dos estudos. É sugerido, então, que o sistema foque primeiramente na melhoria da capacidade dos elaboradores/avaliadores do EIA, em estruturas institucionais para forçar e controlar sua implantação e força política para torná-lo efetivo.

Em um segundo momento, Clausen et al. (2010) sugerem que haja expansão dos requerimentos para participação pública, melhorias dos critérios utilizados, clarificação do uso de AAE para avaliação de projetos complexos, requerimentos para considerações de questões socioeconômicas de igual nível aos ambientais, requerimentos para análises de alternativas e impactos cumulativos, e esclarecimento dos requerimentos para frequência do monitoramento durante a construção e operação.

II.2.2.3 - A UHE de Trung Son: o empreendimento e o licenciamento ambiental

A UHE Trung Son (TSHPP), projetada para ter potência instalada de 260 MW, está sendo construída no Rio Ma, a cerca de 170 km de Hanoi e 48 km da fronteira com o Laos e a

aproximadamente 200 km da foz do rio (Figura 14). A TSHPP é um projeto multipropósito, incluindo tanto a geração de energia quanto o controle de enchentes. Quando estiver em operação a UHE deverá gerar em média 1.019 GWh de eletricidade por ano, além ajudar no controle de inundações no vale do rio a jusante e complementar o fornecimento de água em épocas secas.

O projeto tem um custo total estimado em US\$ 412 milhões, dos quais US\$ 35 milhões foram alocados para compensação e reassentamento, 2 milhões para o desenvolvimento de meios de subsistência, e cerca de 2,9 milhões para implementação do Plano de Gestão Ambiental, incluindo 0,6 milhões para ações de saúde pública. A Vietnam Electricity solicitou um financiamento do Banco Mundial para o projeto, estimado em US\$ 330 milhões. As estimativas iniciais indicavam que 561 famílias, totalizando cerca de 2.500 pessoas, deveriam ser reassentadas devido ao projeto. A construção da usina deve durar 5 anos e espera-se que esteja totalmente operacional em 2017.

A TSHPP está localizada na zona de transição entre as Montanhas Annamites e as Terras Altas do Norte. As Montanhas Annamites são uma das 200 eco-regiões definidas pela WWF, caracterizadas por grande biodiversidade e importância para conservação. As Terras Altas do Norte também contêm grande número de espécies com grande importância para a conservação. A região da UHE apresenta características ecológicas e culturais únicas, fazendo com que o projeto tenha alguns desafios: uma bacia hidrográfica compartilhada com o Laos, comunidades étnicas vulneráveis e áreas protegidas sensíveis.

A Bacia do Rio Ma tem sua origem no sistema Ma-Chu na província Dien Bien, no norte do país. O Rio Ma tem dois tributários principais: os rios Chu e Buoi. A bacia do Rio Ma tem importância internacional, com a quinta maior área, atrás das bacias dos rios Mekong, Red e Thai Binh, Dong Nai e Ca. A área total da bacia é de 28.400 km², dos quais 62% estão no território vietnamita e 38% no Laos.

Os estudos de impacto ambiental foram feitos inicialmente em 2003. Em 2007 o EIA foi atualizado por exigência de reguladores do país e foi aprovado pelo Ministério de Recursos Naturais e Meio Ambiente em 2008. Por exigência do Banco Mundial, estudos adicionais foram realizados em 2008 abrangendo aspectos como modelagem de qualidade da água, peixes, biodiversidade, recursos culturais físicos, gestão da construção e de

acampamento dos operários, e saúde. Também foram conduzidos estudos de impactos sociais e consultas adicionais com comunidades afetadas.

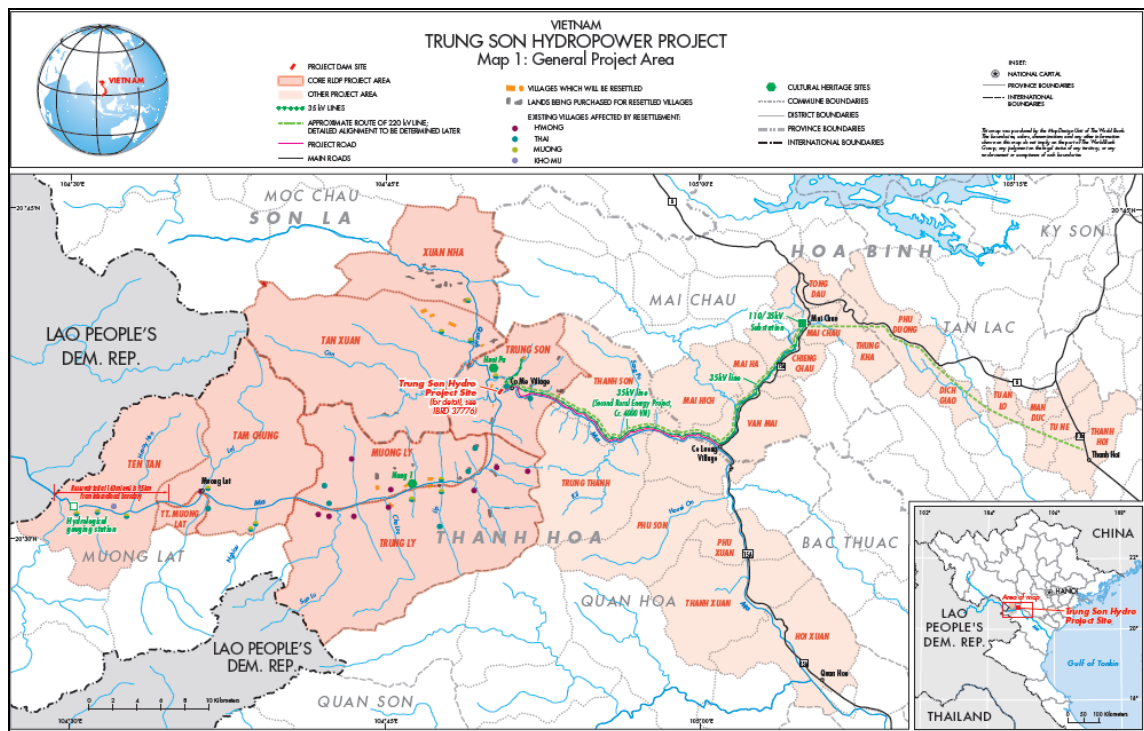


Figura 14: Mapa da área do Projeto

Fonte: Banco Mundial, 2010

Baseados nesses estudos adicionais foram preparados dois relatórios ambientais e um social: o Estudo de Impactos Ambientais e Sociais Suplementar (SESIA), o Plano de Gestão Ambiental (EMP) e o Programa de Desenvolvimento de Minorias Étnicas e Reassentamento (RLDP). Preparados em janeiro de 2011, esses relatórios sintetizam e atualizam o conhecimento adquirido nos estudos anteriores, e propõem planos de mitigação e compensação e ações voltadas para os impactos sociais e ambientais do projeto.

— Os esboços desses relatórios foram submetidos a intensas consultas públicas e reuniões com as comunidades, instituições governamentais locais e ONGs, realizados entre 2008 e 2010. Os comentários e as sugestões das comunidades e organizações foram incorporados nos relatórios finais.

A fase seguinte, de preparação, durou de 2008 a 2010. Durante essa etapa foi feita uma atualização do Documento de Informação do Projeto e foram identificadas as salvaguardas do Banco Mundial que se aplicavam ao projeto (avaliação ambiental; habitats naturais; florestas; recursos culturais físicos; povos indígenas; reassentamento involuntário;

segurança em barragens; e projetos em vias aquáticas internacionais). Foram elaborados esboços dos Planos de Gestão Ambiental e de Reassentamento, e um Estudo de Impactos Ambientais dos locais de reassentamento. Nesse período também foi feito o esboço de um Estudo de Impactos Ambientais Suplementar.

Ainda durante a fase de preparação, foi definida a Política de Reassentamento relacionada ao componente de Linhas de Transmissão, e um Plano de Minorias Étnicas relacionado a esse mesmo componente. Com relação à construção de rodovias e pontes de acesso, foram elaborados um Estudo de Impacto Ambiental, um Plano de Reassentamento e um sumário do Plano de Gestão Ambiental voltado para essa atividade.

Durante a fase de avaliação, que durou de 2010 a 2011, foi feita uma nova atualização do Documento de Informação do Projeto e do documento contendo as salvaguardas a serem observadas, ambos apresentando mais detalhes que os anteriores. Nessa etapa foram consolidados o Plano de Gestão Ambiental, o Programa de Desenvolvimento de Minorias Étnicas e Reassentamento e o Estudo de Impactos Ambientais Suplementar, e foi preparado um sumário executivo do Estudo de Impactos Ambientais atualizado. Ao final dessa fase, em março de 2011, foi preparado o Documento de Avaliação do Projeto pelo Banco Mundial.

Em novembro de 2011 o projeto foi aprovado pelo Ministério do Meio Ambiente e Recursos Naturais. O empreendimento já havia sido aprovado, em abril de 2011, pelo Banco Mundial para receber empréstimo de US\$ 330 milhões. O projeto foi o selecionado em uma lista de vários projetos do Plano Nacional de Hidroeletricidade candidatos a receber empréstimo do Banco, considerando os custos econômicos em geral, incluindo um mapeamento básico de critérios sociais e ambientais. Atualmente o projeto se encontra na fase de implementação e supervisão, com término previsto para dezembro de 2017, e os marcos dessa etapa são:

- Novembro de 2012: Início das obras civis;
- Quarto trimestre de 2013: Desvio do rio;
- 2016:
 - Outubro: Represamento;
 - Quarto trimestre: Operação da primeira unidade de geração;

- Segundo trimestre de 2017: Operação da quarta unidade de geração.

O projeto do empreendimento foi preparado pela Trung Son Hydropower Company Limited (TSHPCo), subsidiária da Vietnam Electricity (EVN), segundo boas práticas internacionais (demanda do Banco Mundial e do governo) em:

- Investigação;
- Projeto técnico;
- Análise de alternativas (outros três locais foram estudados);
- Monitoramento (feito por Dam Safety Review Panel/Project Technical Advisory Panel – PTAP; Panel of Environmental and Social Experts – POE; Independent monitoring consultants – IMC; Funcionários do Banco Mundial);
- Estudos e cálculos para atingir as exigências ambientais;
- Requerimentos de segurança (deve contar com um vertedouro de emergência para proteger a barragem e a casa de forças em caso de inundação acima da prevista, e tomada de sedimentos para proteger a barragem quando houver grande assoreamento);
- Participação da comunidade – consultas públicas são realizadas desde a elaboração dos Planos de Meio Ambiente e Reassentamento, em 2010. A partir de então, reclamações e queixas são transmitidas por dois canais: através do contato entre as comunidades e a assembleia local; e por um Painel de Reclamações, que deve ser instaurado pelo empreendedor. Além disso, há a disponibilização de todas as informações no site do empreendimento.

Além dos benefícios com a produção de energia e controle de inundações (o reservatório tem capacidade de 112 milhões de metros cúbicos e ocupa uma área de 13,13 km², principalmente florestas), o Banco Mundial defende que o projeto reduz a emissão de CO₂ ao evitar o lançamento de 1.000.000 de toneladas por ano do gás (valor líquido), o que contribui para o Programa de Mudanças Climáticas do país. A UHE promove também a melhoria da condição de vida de cerca de 2.000 pessoas que serão realocadas; restauração das atividades de sustento de mais de 7.000 pessoas que serão afetadas; direcionamento de US\$ 2 milhões para programas ambientais específicos (US\$ 700.000 para a preservação da biodiversidade natural); consultas contínuas às comunidades; oportunidade de emprego

durante as obras; e melhoria das vias de acesso, incluindo 25 km de rodovia conectando a Usina (EVN, 2007; Trug Son HP, 2013; Banco Mundial, 2015).

No que tange os impactos negativos, as principais consequências socioambientais do projeto derivam principalmente da construção da barragem e do enchimento do reservatório. O plano de reassentamento e restauração dos meios de vida mencionado anteriormente contemplou sete comunidades e uma cidade próximas ao reservatório. Aproximadamente 98% de toda a população afetada identificada são de quatro grupos étnicos minoritários: Thai, Muong, H'mong e Kho Mu. Assim, o projeto pode prejudicar as estruturas sociais e culturais na área, criar pressões adicionais nas infraestruturas e serviços das comunidades e aumentar o risco de proliferação de doenças sexualmente transmissíveis.

Impactos diretos sobre a biodiversidade são considerados mínimos, uma vez que o projeto não vai alagar nenhum habitat natural crítico. A migração dos peixes no Rio Ma ocorre principalmente nos segmentos baixo e médio da bacia hidrográfica, até 100 km da foz do rio, enquanto a barragem fica a 200 km da foz. Assim, os impactos sobre recursos pesqueiros são considerados de baixa magnitude. Embora alguns sítios paleontológicos tenham sido identificados na área a ser alagada, os quais serão escavados antes do alagamento, a área do reservatório não possui um patrimônio cultural rico.

Além desses impactos que podiam ser esperados devido à mudança no uso da terra, é a construção da barragem que oferece os maiores riscos sociais e ambientais. Durante o pico das obras, cerca de 4.000 operários estarão residindo nos acampamentos. Podem-se esperar impactos indiretos derivados do fluxo de trabalhadores e a migração adicional de 400 a 1.000 pessoas para a zona da construção, da construção de vias de acesso, e do reassentamento da população para novas áreas, o que causará pressões adicionais nos recursos naturais, principalmente na reserva natural Xuan Nha na província Son La, na Reserva natural Pu Hu, na província Thanh Hoa, e na Reserva Natural Pa Co-Hang Kia, na província Hoa Binh.

Medidas mitigadoras apropriadas foram identificadas para lidar com os impactos diretos e indiretos do projeto, as quais estão organizadas em dois planos mencionados anteriormente: o Plano de Gestão Ambiental e o Programa de Desenvolvimento de Minorias Étnicas e Reassentamento.

II.2.3 - Laos

A República Democrática Popular do Laos (Lao PDR), ou simplesmente Laos, é uma república socialista multiétnica, com predominância da etnia Lao (55%) e a presença de mais de 100 outros grupos étnicos (como Hmong e Khmu), segundo censo de 2005. Situado na Ásia, o país não tem saída para o oceano, sendo cercado por China, Camboja, Myanmar, Tailândia e Vietnã. Seu território abrange uma área de 236,8 mil km² e sua população em 2014 era de 6,8 milhões de pessoas (PNUD, 2015b).

O Laos pode ser considerado uma país agrário, com cerca de 63% de sua população residindo em áreas rurais, embora a urbanização esteja ocorrendo a uma taxa de 4,9% ao ano. Além disso, o país é classificado como subdesenvolvido, apesar de ter crescido em média 7% ao ano entre 2008 e 2013, e dos progressos nos últimos dois anos que fizeram a taxa de pobreza cair de 46% em 1992 para 27,6% em 2012. Em 2014 o PIB *per capita* do país foi de US\$ 4.351 (R\$ 13.053) e o Índice de Desenvolvimento Humano em 2013 foi 0,569, ficando em 139º lugar (PNUD, 2015b).

O relevo do país é predominantemente montanhoso, enquanto as planícies do Rio Mekong concentram as terras mais férteis. Se por um lado o país não tem contato com o oceano, por outro é dotado de uma vasta cobertura de rios e córregos, com destaque para o Mekong, que percorre 1.898 km do norte ao sul do país (Wayakone e Makoto, 2012; BDA, 2010).

O Laos tem como meta para 2020 o desenvolvimento socioeconômico de maneira sustentável. Para isso, se fazem necessárias obras de infraestrutura e o consequente arrecadamento de capital externo, uma vez que o país não tem condições de financiar os investimentos com recursos próprios. Nesse sentido, o potencial hidrelétrico, que é estimado em 18.000 MW, tem papel fundamental na busca por investimentos, além de o setor elétrico ser o prioritário para atingir os aspectos econômicos e sociais almejados pelo governo (BDA, 2010).

II.2.3.1 - O Setor Elétrico

De acordo com a Política do Setor Elétrico do Laos, o desenvolvimento do setor elétrico é prioritário para alcançar avanços macroeconômicos, microeconômicos e sociais. Além disso, os dois objetivos gerais da política são a manutenção e expansão do

fornecimento de eletricidade acessível, confiável e sustentável no país para promover o desenvolvimento econômico e social; e promover a geração elétrica para exportação como forma de obter recursos para promover os objetivos de desenvolvimento. Em 2002 as exportações de eletricidade representavam 33,3% das exportações totais (Virtanen, 2004).

Com base na necessidade de desenvolver a energia elétrica no país, o governo definiu os seguintes objetivos para o setor:

- Financiamento de programas sociais e econômicos através da venda de eletricidade;
- Aumento do acesso à eletricidade com redes extensas (incluindo a zona rural);
- Satisfazer a crescente demanda doméstica;
- Manter uma tarifa que permita o desenvolvimento econômico e social;
- Operar a Electricite du Laos segundo princípios comerciais;
- Substituir a dependência em combustíveis importados pela geração de energia.

Na questão hidrelétrica, o governo considera que as exportações de hidroeletricidade são importantes fontes de renda, apesar de terem sido superadas pelas importações em 2007 e 2008 devido à quantidade de chuva abaixo da média e de apenas uma planta comissionada. Além disso, o governo acredita que as UHEs devem ser suporte para a conservação utilizando parte da renda gerada pela energia produzida na administração de áreas protegidas ambientalmente. O Laos foi pioneiro nessa visão (além de ser requerimento do Banco Mundial para aprovação de projetos) e, apesar de não ser uma meta do Governo (é uma decisão de cada bacia hidrográfica), tem dois projetos que já a realizam: Namleuk e Nam Theun 2 (BDA, 2010).

Além das questões socioeconômicas anteriormente citadas, o Laos precisa lidar com aspectos ambientais como engenhos explosivos não detonados (remanescentes de guerras passadas), desmatamento, erosão do solo e falta de acesso à água potável.

No início do desenvolvimento do setor de energia no país, os sistemas evoluíram separadamente ao redor dos principais centros da população e os investimentos eram pequenos e as decisões intuitivas. Os projetos eram planejados sem uma visão/coordenação integrada para ter a solução ótima para o país. Além disso, os empreendimentos eram

financiados por agências bilaterais ou multilaterais que regiam os processos de seleção e aquisição.

A Electricite du Laos (EdL) é uma empresa estatal vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que possui e opera os principais meios de geração, transmissão e distribuição e, também, gerencia as importações de eletricidade para as redes e as exportações das estações. Além disso, a EdL tem tido papel importante no desenvolvimento de projetos, atuando como agência implantadora de hidrelétricas e, em certos casos, como financiadora do governo (EdL, 2015).

Para atingir as metas do governo de erradicação da pobreza e desigualdades, retorno à industrialização moderna e atendimento com energia elétrica de 80% da população em 2015 e 90% em 2020, a EdL tem focado em ampliar e integrar seus sistemas de energia (há apenas 4 redes essenciais isoladas), ter 30% de matrizes renováveis e reduzir as perdas na distribuição e transmissão. Nesse sentido, o país tem recebido investimentos externos e parcerias público-privadas, nas formas de “Construir-Possuir-Operar-Transferir” (BOOT) ou “Construir-Operar-Transferir” (BOT) para empreendimentos hidrelétricos, uma vez que o Laos não possui renda para implementar as obras necessárias – irão precisar de U\$S 1,26 bi entre 2007-2016 (BDA, 2010). A Tabela 12 mostra a geração de hidroeletricidade no Laos em 2012.

Apesar de esses acordos financeiros terem diminuído por conta da crise asiática, atualmente o Banco Mundial, o Banco de Desenvolvimento Asiático e o Banco da China são algumas das instituições que estão financiando plantas hidrelétricas, linhas e integração de transmissão, subestações e rede de distribuição. Os 18 projetos em construção e os 15 em estudo são considerados como potenciais impactantes dos meios ambiente e social e, por isso, é requerido o Plano de Gestão Ambiental e Social e de Monitoramento, além de ser exigida a concessão de licença. Esses empreendimentos têm destaque, também, por darem atenção especial à comunidade (há campanhas de conscientização da importância das obras, treinamentos de segurança e de economia de energia), às autoridades locais, ao desenvolvimento de meios de vida sustentáveis e à assistência nos reassentamentos (EdL, 2012; Laos PDR, 2011; Maunsell e Lahmeyer International, 2004).

Tabela 12: Geração de energia por hidrelétricas no Laos

Hidrelétrica	Capacidade instalada (MW)	Geração 2012 (GWh)
EdL	3,86	18,50
Nam Ko	1,50	9,90
Nam Dong	1,00	5,74
Nam Ngay	1,20	2,25
Nam Chier	0,08	0,30
Nam Mong	0,08	0,31
EdL-Gen	388,00	1.877,42
Nam Ngum 1	155,00	1.073,99
Nam Leuk	60,00	186,46
Nam Mang 3	40,00	192,54
Xeset 1	45,00	155,45
Xeset 2	76,00	240,05
Selabam	5,04	24,40
Nam Song	7,00	4,53
EdL Joint Venture	1.487,00	4.915,77
Nam Lik 1/2	100,00	535,21
Nam Ngum 2	615,00	2.098,01
Theun Hinboun	500,00	1.740,40
Houay Ho	152,00	542,15
Nam Ngum 5	120,00	-
Total	1.878,86	6.811,69

Fonte: Adaptada de EdL, 2012

De acordo com o 75º Plano Nacional de Desenvolvimento Sócio-Econômico (PNDSE 2011-2015), o Laos tinha as seguintes metas para o setor energético até 2015:

- Construir médios e grandes projetos hidroelétricos nas regiões Nordeste, Centro e Sudeste para ter produção suficiente para atender a demanda em 2012;
- Completar a construção de 8 estações de energia com capacidade instalada de 2.862 MW com produção de 15.321 GWh/ano;
- Construir 10 novos projetos, com custo total de US\$ 11,295 milhões, para acrescentar 5.015 MW de geração hidrelétrica.

No âmbito do meio ambiente os objetivos traçados pelo PNDSE são: i) implementação de plano integrado para administração, estratégia, política e operação dos recursos hídricos e de esforços para a proteção das bacias hidrográficas; ii) estabelecimento de cooperação entre os comitês dos rios Nam Ngeum, Nam Theun-Kading, Xebangfai, Xebanghiang e Sekong, com criação de fundos a partir da arrecadação de multas pelos

impactos adversos; iii) aprimoramento da legislação sobre águas e sobre conservação do meio ambiente; iv) sincronização das atividades da Comissão do Rio Mekong (CRM) e demais organizações internacionais com as atividades, prioridades e investimentos do governo; v) implantação de sistemas de monitoramento, alerta e prevenção de inundações e impactos ambientais; vi) aumentar para 65% de cobertura vegetal.

Antes de elaborar o Plano, o país havia realizado uma pesquisa completa (solo, geografia, hidrologia, atividades econômicas, áreas de risco etc.) sobre as bacias do Mekong e seus entornos e houve a compilação de projetos relacionados ao desenvolvimento dos recursos hídricos, no Programa de Desenvolvimento de Bacia (2009-2010). Além disso, no mesmo período foi feito um relatório sobre a qualidade da água do Mekong, ocorreu o fortalecimento da gestão das águas e realização de estudos e sobre os potenciais hidrelétricos na bacia do Mekong, com definição do escopo de avaliação de impactos ambientais e diretrizes para a construção de barragens (PDR, 2011).

II.2.3.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança

A legislação sobre o meio ambiente tem evoluído rapidamente no Laos desde 1992. Como foi elaborada por diferentes ministérios e setores, apresenta inconsistências, como disposições conflitantes, mandatos sobrepostos, falta de regulamentos de execução e de apoio às normas. Contudo, o governo vem trabalhando para resolver estas questões e formular um sistema nacional de padronização e aplicação de normas ambientais (Banco Mundial e STEA, 2005).

O Estado estabeleceu em 2005 o Fundo de Proteção Ambiental (FPA), organização autônoma e sem fins lucrativos, para financiar atividades nos campos de pesquisa e estudo, preservação, remediação e restauração do meio ambiente, incluindo proteção e preservação dos recursos naturais e o desenvolvimento social (BDA, 2010). A renda do FPA provém do orçamento do governo, do desenvolvimento e operação de projetos, de agências locais e internacionais, de contribuições do setor privado ou pessoas físicas e de juros/lucros provenientes do fundo. O dinheiro arrecadado deve ser usado para: i) remediação de questões ambientais urgentes e importantes; ii) pesquisas científicas e tecnológicas para proteção, gestão e monitoramento ambiental e para a implantação da legislação; iii) promoção da educação, treinamento e consciência ambiental; iv) suporte a campanhas para

proteção ambiental; e v) gerência do Fundo (National Assembly, 1999; Banco Mundial e STEA, 2005).

Em 2006 houve a elaboração do 2º Plano Nacional de Ações Ambientais (2006-2010), o qual tem foco em: gestão sustentável dos recursos naturais; melhoria da gestão ambiental de indústrias e infraestruturas, desenvolvimento urbano, turismo e setores econômicos especiais; fortalecimento do quadro institucional de gestão ambiental e capacitação; aprimoramento do envolvimento privado na gestão do meio ambiente; promoção de instrumentos e mecanismos apropriados de financiamento; melhoria da cooperação internacional. Para o período de 2006-2010 também foi elaborado o Plano Nacional de Ação e Estratégia para Educação Ambiental (Estratégia EEA) cujos elementos principais são: fortalecimento do recurso humano; inclusão da educação ambiental em sistemas educacionais formais ou não; fortalecimento da conscientização da população sobre questões ambientais (Banco Mundial e STEA, 2005).

Portanto, o Laos parece ter um sistema de licenciamento bem estruturado e com processos bem definidos. Contudo, o governo enfrenta desafios na elaboração do EIA, que apesar de ser abordado por diversas leis, não é transparente, efetivo na escolha de indicadores de impactos, consideração de alternativas, de estudos cumulativos e na comunicação e participação da população. Muitos processos não são bem geridos no tempo por conta de influências políticas e, também, o controle deles é limitado à aprovação dos estudos, por conta da falta de estrutura das autoridades responsáveis. Assim, muitos projetos não têm exigido monitoramento (Wayakone e Makoto, 2012; BDA, 2010).

No que se refere ao setor elétrico, a Avaliação de Impactos Ambientais foi abordada inicialmente na Lei de Eletricidade (LE) de 1997, que estabelece que empresas envolvidas com energia elétrica, com exceção de pequenas barragens com capacidade instalada inferior a 2 MW e com mínimo impacto ambiental, devem requerer concessões, elaborando os seguintes documentos: estudos, avaliação do projeto, levantamento inicial, aplicação para investimento, assinatura de um memorando sobre entendimento, inspeção, elaboração do estudo de viabilidade e Avaliação de Impacto Ambiental (National Assembly, 1997).

A LE define que deve ser realizada uma avaliação dos impactos para cada caso, junto com os métodos e medidas propostas para resolução ou mitigação; estimativa dos danos e

reassentamentos das pessoas afetadas; meios de limitar os impactos à jusante da barragem, com escavação de um rio de desvio, quando necessário para evitar inundações; e cálculo das despesas com restauração dos efeitos adversos, os quais devem ser incluídos no orçamento do projeto.

A AIA também é abordada na Política Nacional de Sustentabilidade Ambiental e Social do Setor Hidrelétrico adotada em 2005 no país em resposta à necessidade de desenvolver o potencial dessa fonte energética e com base nas inovações/abordagens ambientais do projeto hidrelétrico Nam Theun 2. A Política estabelece que as AIAs devem levar em consideração os impactos cumulativos, consulta às pessoas afetadas, gestão da bacia hidrográfica, conservação de ecossistemas, uso de lucros para propostas sociais e ambientais e monitoramento (Banco Mundial e STEA, 2005).

Os empreendimentos de eletricidade são divididos em 4 categorias:

1. Plantas com capacidade instalada maior que 50.000 kW que devem ser aprovadas pela Assembleia Nacional;
2. Plantas com capacidade instalada entre 2.000-50.000 kW que devem ser aprovadas pelo governo;
3. Plantas com capacidade instalada de 100-2.000 kW que devem ser aprovadas pela província, município ou autoridades administrativas das zonas especiais, sujeitas ao consentimento do Ministério da Indústria e do Artesanato;
4. Plantas com capacidade instalada menor do que 100 kW que devem ser aprovadas pelas autoridades administrativas do distrito e sujeitas à anuência da província, municipalidade ou zona especial.

O estudo de viabilidade, segundo a LE, compreende: a) resultados socioeconômicos; b) estimativa da máxima capacidade instalada; c) estimativa do valor do projeto; d) estimativa do termo e vida útil da barragem/sistema elétrico; e) estimativa do preço da energia elétrica; f) planos e fases de operação: construção, instalação e início da produção.

Após aprovado, o empreendimento recebe o termo de concessão, com prazo máximo de 30 anos (inclui o período de construção) e com início na data da aprovação. A concessão pode ser estendida, se requerida 5 anos antes do fim do “contrato”, por no máximo 10 anos. Depois de expirado o período de permissão de funcionamento, o

concessionário deve transferir toda a empresa para o Governo em condições boas e operacionais e sem qualquer compensação (National Assembly, 1997).

O estabelecimento de empresas de energia em áreas rurais conta com o financiamento de um fundo criado pelo Estado, com verba proveniente do orçamento estatal, empresas, pessoas físicas e assistência doméstica ou estrangeira. Tais empreendimentos, se tiverem capacidade de geração de 100 a 2.000 kW, devem ser aprovados pela província, município ou divisões de indústria e artesanato nas zonas especiais. Se a capacidade for inferior a 100 kW, os escritórios de indústria e artesanato dos distritos devem conduzir levantamentos e coletas de dados das fontes físicas para elaboração dos planos do projeto (National Assembly, 1997).

O Decreto de Avaliação de Impacto Ambiental, de 2010, visa à disseminação e implantação do Artigo 8º da Lei de Proteção Ambiental e à efetiva prevenção, minimização e resolução de impactos ambientais e sociais advindos de projetos de investimento. O decreto divide os projetos aos quais se aplica em duas categorias: pequenos projetos sem impactos relevantes, mas que necessitam de Avaliação Ambiental Inicial (AAI); e empreendimentos de grande escala que são complexos ou causam impactos substanciais e precisam de AIA.

A AAI deve conter estudos preliminares, levantamento, pesquisa e análise de dados para estimar os impactos iniciais, além das respectivas medidas mitigadoras. A Avaliação deve ser aprovada pela Administração de Recursos Hídricos e Meio Ambiente (ARHMA) e pelas administrações locais e órgãos setoriais com investimento no empreendimento, os quais certificam e fazem comentários técnicos sobre o Relatório - esta revisão deve durar, no máximo, 50 dias úteis (Prime Minister's Office, 2010). Por outro lado, a AIA deve ser mais profunda, envolvendo o estudo, levantamento, análise e estimativa dos impactos positivos e negativos, incluindo os de curto e longo prazo sobre a saúde, além de oferecer alternativas apropriadas, e a elaboração de um plano de monitoramento e gestão ambiental, e um plano de monitoramento e gestão social, para prevenir e mitigar os impactos que possam ocorrer durante a construção e operação do empreendimento.

Segundo o Decreto, os princípios para a realização da Avaliação de Impactos Ambientais são:

1. Os empreendedores devem obter o certificado de conformidade ambiental antes de começarem qualquer atividade;
2. Tanto a AAI quanto a AIA devem ser conduzidas por uma empresa de consultoria ou um consultor registrado na ARHMA. As Avaliações devem estudar os impactos no patrimônio histórico, nas culturas ou tradições, conter o planejamento para lidar com os impactos negativos à sociedade e/ou ao meio ambiente, estimar o orçamento e consultar as pessoas afetadas e partes interessadas. Esses quesitos devem ser analisados em várias alternativas, para que a melhor seja selecionada;
3. A participação do público e discussão com as administrações locais e com pessoas que serão afetadas deve ser assegurada pela Administração de Recursos Hídricos e Meio Ambiente, administrações locais, órgãos setoriais que comandam o investimento e o desenvolvedor do projeto;
4. O desenvolvedor do projeto é responsável por:
 - a. Precisão dos dados e informações contidos nos relatórios;
 - b. Custos das avaliações;
 - c. Se o novo projeto afetar empreendimentos já instalados, deve-se fazer uma Avaliação Cumulativa de Impactos, levando em consideração o cenário existente;
 - d. Se o projeto impactar além da fronteira, uma AIA transfronteiriça deve ser realizada;
5. As organizações envolvidas na análise/deliberação de relatório são obrigadas a monitorar os resultados da implementação das medidas preventivas ou mitigadoras dos impactos, assim como a gestão ambiental. As autoridades locais têm o dever de fiscalizar a implantação da gestão social e o plano de monitoramento.

Antes de realizar qualquer avaliação, o empreendedor deve determinar o escopo do estudo e o Termo de Referência (TR) e enviá-los à ARHMA para aprovação. A Administração deverá analisar o material em 15 dias úteis e dar orientações sobre a preparação do relatório da AIA, do Plano de Gestão e Monitoramento Ambiental (PGMA) e do Plano de Gestão e Monitoramento Social (PGMS).

O PGMA, conforme estabelecido no Decreto de Avaliação de Impacto Ambiental, deve conter:

- Proposta de implementação dos Planos a ser feita pelo desenvolvedor do projeto ou por agência nacional competente;
- Medidas para prevenir, minimizar e resolver problemas, e para restaurar as condições do ambiente estipuladas no relatório;
- Plano para evitar e minimizar os riscos, incluindo planos para acidente ou emergência, assim como a inclusão dos seus custos no orçamento;
- Plano para plantio de árvores, restauração e conservação de áreas florestais onde há nascentes;
- Calendário e orçamento para implementação do PGMA, incluindo mecanismos financeiros e verba disponível para cada atividade;
- No caso de projetos hidrelétricos, deve haver um plano para remover a biomassa na área do reservatório, um plano de gestão da bacia, um plano de gestão do reservatório, um plano de desenvolvimento das áreas a jusante, um plano de gestão dos recursos pesqueiros e outros planos que forem necessários;
- Se o projeto for de mineração, deve haver um plano para fechamento da atividade, plano para restauração ambiental nas áreas degradadas, assim como orçamento para implementação dos mesmos.

O PGMS deve estar de acordo com o Decreto e Regulações sobre Compensação e Movimentos, e abordar medidas preventivas e redutoras dos impactos diretos e indiretos à sociedade, e dos riscos, incluindo prevenção e solução para qualquer acidente ou emergência. Além disso, o plano deve apresentar maneiras para compensar a perda, reassentamento e melhoria da qualidade de vida das pessoas afetadas, um esboço do plano de desenvolvimento social para o período pós-fechamento e o calendário e orçamento para as atividades.

Após a análise e correções, quando necessárias, do relatório da AIA, do PGMA e do PGMS a Administração de Recursos Hídricos e Meio Ambiente deve emitir um Certificado de Conformidade (CC) em consenso com os órgãos setoriais investidores e as autoridades locais. O Certificado é válido durante todo o período de concessão do projeto e, se as operações não começarem em até 2 anos após a obtenção, o CC será automaticamente expirado. Três meses antes do final da validade, se o empreendedor quiser prosseguir com o investimento, ele deve solicitar uma reconsideração à ARHMA. Após a emissão do

certificado e 6 meses antes do fim da construção, o dono do projeto deve resumir e avaliar a implantação das medidas mitigadoras. Esse processo deve ser realizado periodicamente durante a operação, sempre com avaliação do Governo.

Se o empreendimento é potencialmente impactante ao meio ambiente e/ou à sociedade, o governo deve formar um Comitê Diretor Nacional, responsável por direcionar, liderar e monitorar a construção e operação do empreendimento e, em especial, monitorar a implementação do PGMA e do PGMS. O Comitê é formado pelo diretor e vice-diretor da agência ou órgão responsável pelo desenvolvimento do projeto, pelo vice-diretor da ARHMA, vice-prefeito da província ou município, representantes da Frente para a Construção Nacional e de organizações civis. O Comitê é financiado com recursos do empreendimento e pelo Estado (através do ministério relacionado ao projeto) e deve apontar um grupo de experts/consultores qualificados para monitorar as atividades ambientais e sociais.

Deverá ser formado também um Comitê de Reassentamento e Restauração das Condições de Vida, com as funções de liderar, direcionar, supervisionar e monitorar os reassentamentos e restauração do sustento, considerar petições elaboradas pelas pessoas afetadas e informar periodicamente o status ao governo. O comitê é composto pelo prefeito e vice-prefeito da província/município, governador do distrito, representantes da Frente para a Construção Nacional e do dono do projeto (Prime Minister's Office, 2010).

A questão de reassentamentos é abordada especificamente no Decreto de Compensação e Reassentamentos Involuntários, de 2005, em que é estabelecido que os desenvolvedores do projeto devem implementar corretamente as recomendações feitas pelas autoridades governamentais responsáveis. Além disso, o Decreto menciona as minorias étnicas e a necessidade de haverem consultas às pessoas afetadas. Porém, como a ARHMA e o Departamento de Energia do Ministério de Minas e Energia não têm conhecimentos suficientes para prover recomendações específicas (não dão regulamentações ou orientações detalhadas), assim como para avaliar os estudos sociais e ambientais, a realização dos Planos exigidos não é bem feita e, conseqüentemente, os reassentamentos e compensações não são bem geridos (BDA,2010).

II.2.3.3 – A UHE de Nam Theun 2: o empreendimento e o licenciamento ambiental

A usina hidrelétrica de Nam Theun 2 (NT2), que está em operação desde abril de 2010 com capacidade instalada de 1.070 MW, se localiza no planalto de Nakai, no sudeste do Laos, na província de Khammouane, uma das mais pobres do país (Figura 15).

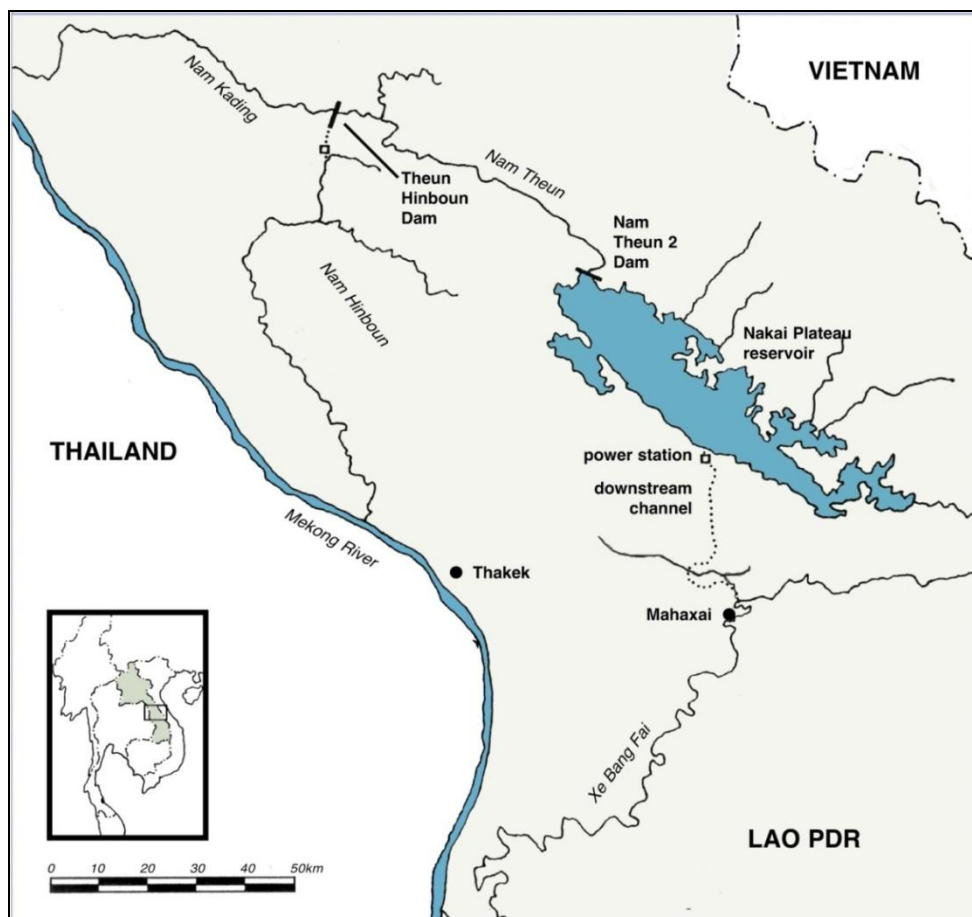


Figura 15: Localização do empreendimento

Fonte: International Rivers, 2015

O projeto de aproveitamento do potencial hidrelétrico de Nam Theun foi identificado em 1927 e na década de 70 o Banco Mundial o considerou como possível forma de potencializar os aspectos econômicos e sociais do Laos, além de se encaixar muito bem no contexto de compra/venda de energia entre o Laos e a Tailândia. Porém os estudos e acordos para viabilizar o empreendimento foram realizados apenas na década de 90. Além de ser adiada pela crise asiática, a UHE foi sujeita a uma longa campanha contrária à sua implantação. Os oponentes (153 ONGs de 42 países assinaram uma petição enviada ao Banco Mundial para que não aceitasse o Projeto) dizem que os benefícios oriundos do projeto não compensam os danos ecológicos e sociais que ele causou/causa. Contudo, esses

obstáculos não impediram a realização do projeto. Alguns aspectos técnicos da UHE, ilustrados na Figura 16, são (NTPC, 2015):

- Hidrologia: o reservatório com capacidade de 3,9 bilhões de metros cúbicos;
- Barragem e reservatório: a barragem, que permite a queda livre da água de 39 m de altura, forma um reservatório de 450 km²;
- Percurso da água: um canal de 5 km de comprimento foi escavado para levar a água do reservatório até a estrutura de consumo, de onde parte um túnel que leva a água (sob pressão) até a casa de forças. Depois de passar pelas turbinas, a água cai no reservatório de regularização (8 milhões de metros cúbicos) e segue por um canal de 27 km de vazão controlável (média de 220 m³/s) até desembocar no rio Xe Bang Fai (usina de derivação – no mínimo 2 m³/s continuaram no Nam Theun);
- Casa de forças: situada no Vale Nam Kathang, possui quatro turbinas de 250 MW e duas unidades de 43 MW (aumentam a capacidade e respondem às necessidades internas da usina);
- Linhas de transmissão: foram construídas pelos governos do Laos e da Tailândia em seus respectivos territórios e permitem o transporte da energia produzida da usina até os consumidores;
- Segurança: uma equipe técnica independente foi formada e designada a avaliar continuamente se o projeto está de acordo com os requerimentos do Banco Mundial. Além disso, a NTPC faz monitoramento interno de suas atividades e construções para garantir o bom funcionamento e cumprimento das metas.

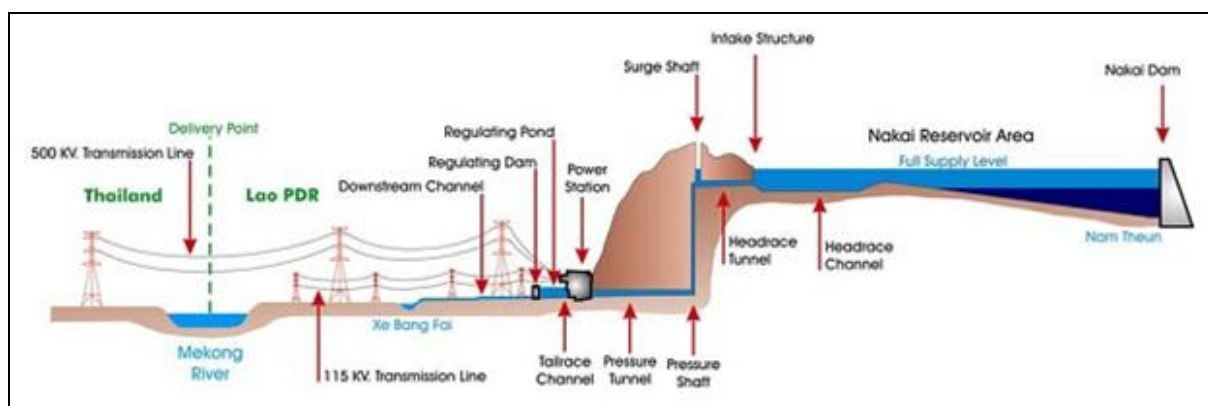


Figura 16: Desenho esquemático do empreendimento

Fonte: NTPC, 2015

A NTPC (Nam Theun 2 Power Company Limited), companhia que opera a NT2, é formada pelo governo do Laos (através da Lao Holding State Enterprise, criada para o repasse de verbas e que tem 25% de participação) e empresas privadas (Electricité de France – 40% e Electricity Generating Public Company Limited – 35%), no esquema “Construir-Possuir-Operar-Transferir” (BOOT). Ela se dedica ao fornecimento de energia e, através da geração de 6.000 GWh/ano, aumenta em 10% a capacidade anteriormente instalada.

Os US\$ 80 milhões/ano provenientes da venda da energia produzida pela NTPC e direcionados ao governo do Laos durante os primeiros 25 anos (após esse período a empresa será totalmente estatal) deverão permitir a redução da pobreza com investimentos em programas socioambientais, além da gestão da bacia hidrográfica e da proteção da biodiversidade. Além disso, a destinação de 95% dos 6.000 GWh/ano gerados para a população tailandesa deverá permitir o atendimento à demanda de pico e a redução da dependência aos combustíveis fósseis. As etapas de NT2 foram executadas ao longo do tempo como mostram a Figura 17 e a Tabela 13.

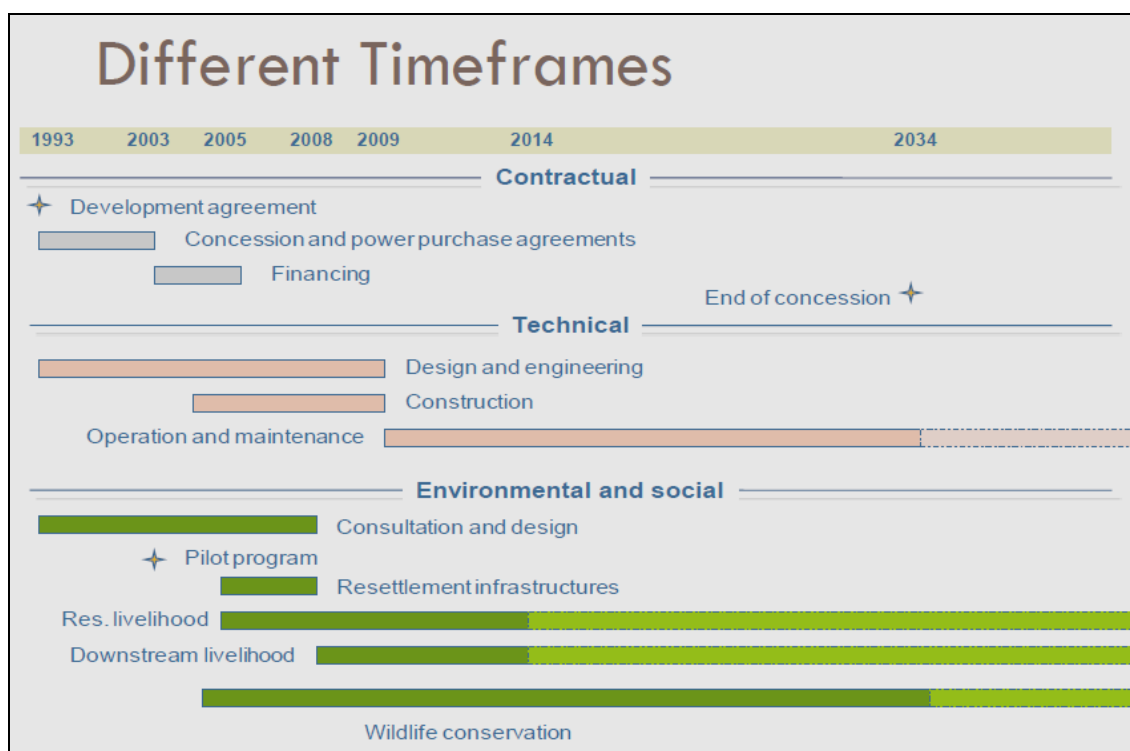


Figura 17: Linha do Tempo do empreendimento

Fonte: Devernay, 2014

Tabela 13: Cronograma das atividades de NT2

Data		Ações
1927		O potencial hidrelétrico do rio Nam Theun foi descrito no L'Eveil Economique de l'Indochine (O Despertar Econômico da Indochina)
1989-91		A empresa Snowy Mountains Engineering Corp. foi responsável pelo estudo de viabilidade para o Banco Mundial
1993		Governo de Laos e NTEC assinam acordo de desenvolvimento do Projeto seguindo as orientações do Banco Mundial
1995		Elaboração da Avaliação Ambiental e Plano de Gestão (EAMP)
1996		Formação do Panel of Experts para revisar os estudos
1997		Produção da primeira série de documentos com ressalvas ambientais e sociais (pesquisa sociocultural, plano de reassentamento, estudo de impacto econômico, estudo de alternativas e revisão do EAMP)
1997-98		Crise Financeira na Ásia – Governos do Laos e da Tailândia decidem atrasar o Projeto
Maio/2000		EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) e NTEC definem uma tarifa para a eletricidade
Setembro/2001		Acordo assinado entre as acionistas
2002	Setembro	NTEC e o Governo de Laos criam a NTPC como uma companhia laociana
	Outubro	Acordo de concessão assinado
Novembro/2003		Acordos de compra de energia assinados com EGAT e EDL (Electricité du Laos)
2004		Conclusão dos documentos com ressalvas e atividades de financiamento do Projeto
2005		Início das atividades de construção e implementação das salvaguardas
	Maio	Financial Closure (FC) e começo das atividades de construção
	Novembro	Cerimônia de Nam Theun 2
2006-2008		Construção das cidades de reassentamento e realocação da população
2008	Março	Concretagem completa do túnel de desvio
	Abril	Túnel de desvio fechado e início do represamento
	Junho	Teste de enchimento do túnel
	Agosto	Comportas fechadas na barragem de Nakai
	Outubro	Primeiro enchimento do circuito hidráulico Terceiro Fórum das partes interessadas em Thakhek
2009	Janeiro	Liberações de água da barragem de Nakai para teste e delegação do poder temporário para as empresas privadas
	Março	Começo da regulação do represamento
		Energização de 500kV das linhas de transmissão e subestações
	Junho	Teste bem sucedido da primeira turbina Francis; Sincronização com a rede nacional tailandesa;
Abril/2010		Cerimônia da operação comercial

Fonte: Adaptada do site da NTPC

Apesar de a área ser de preservação, apenas 48% da área inundada pelo Projeto tinha cobertura vegetal em 2003, o que se deve ao intenso desmatamento que a região sofreu nas últimas décadas. A área de abrangência do empreendimento continha também lugares de significância espiritual, de evidências históricas e cemitérios.

Aproximadamente 28.000 ha de floresta do Planalto de Nakai foram inundados pela UHE, o que, além de afetar diretamente a fauna e a flora, também impacta a qualidade da água. Por isso, o acordo de concessão exigia: i) inventários de espécies e habitat pré-represamento e programa de gestão de espécies pós-represamento; ii) programa de gestão de elefantes asiáticos; iii) programa de conversão e formação de pantanais para peixes, pássaros, répteis e mamíferos; iv) estratégia de transição para a formação do reservatório; v) programa para monitorar espécies críticas de peixes e de habitats aquáticos na bacia do Nam Theun; vi) programa de gestão adaptativa para a vida selvagem; vii) incentivo à extração da madeira na área de inundação durante a fase de construção; viii) programa de coleta de lenha da área de inundação; ix) programa de monitoramento da qualidade da água para determinar as condições do reservatório; e x) aeraração das descargas no canal a jusante e em Nam Kathang. Para a verificação da observância aos requerimentos impostos, uma equipe independente faz o monitoramento destas medidas (BDA, 2010).

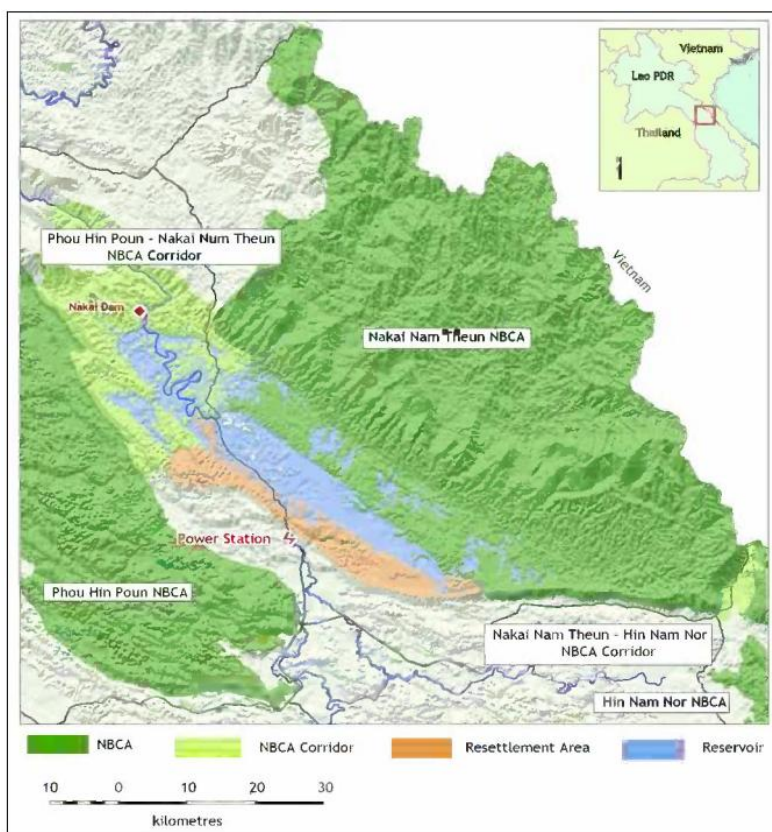


Figura 18: Áreas protegidas no Planalto de Nakai

Fonte: BDA, 2004

De acordo com a legislação vigente no Laos, e com o acordo de concessão assinado com o Governo em 25 de abril de 2005, para a efetiva implantação e operação do

empreendimento, foi necessário que os seguintes estudos/relatórios fossem anteriormente elaborados e aprovados, tendo em vista os impactos previstos (BDA, 2010):

- Avaliação Social Inicial (ISA) – a ser feita o quanto antes, preferencialmente na averiguação da assistência técnica ou elaboração de outros estudos preparatórios /Avaliação da Aquisição de Terras e Ativos;
- Avaliação dos Impactos Ambientais e Sociais;
- Avaliação Ambiental Preliminar e Plano de Gestão;
- Quadro preliminar de gestão social e ambiental e plano operacional;
- Relatório de compra de terras e compensações;
- Plano de Reassentamento (RP);
- Plano de Desenvolvimento das Minorias Étnicas (EMDP);
- Planos de Gestão Sustentável da Biodiversidade;
- Plano de Reassentamento/Desenvolvimento Social;
- Avaliação Ambiental e Plano de Gestão (EAMP);
- Estudo de Impacto Ambiental (EIA) – a partir da formulação de um Termo de Referência.

Apesar de a NTPC afirmar que toda a documentação necessária ter sido preparada (a maior parte por consultoras interessadas no Projeto), as ONGs opositoras ao empreendimento afirmam que alguns estudos têm baixa qualidade e se basearam em dados irreais ou insuficientes para conseguirem a aprovação.

Segundo o Banco de Desenvolvimento Asiático (2010), a Avaliação de Impactos Ambientais e Sociais (AIAS) feita pelo Projeto identificou alguns danos ao rio Xe Bang Fai, incluindo o aumento de inundações, erosão das margens, mudança na qualidade da água e em espécies e habitats aquáticos. Como consequência, o acordo de concessão da usina tem requerimentos específicos para a região:

- A vazão de saída do reservatório de regularização durante a operação tem de ser restringida quando a vazão no Xe Bang Fai se aproximar de 1.970 m³/s, e deve ser parada antes de o rio atingir 2.270 m³/s e em qualquer evento em que houver transbordamentos para as margens;

- A confluência do rio com o canal a jusante deve ser projetada, construída e operada para minimizar a correnteza;
- Quando ocorrerem correntezas que ponham em risco a estabilidade estrutural, a NTPC deverá proteger, em tempo ágil, as áreas afetadas;
- A empresa deve garantir que a água armazenada no reservatório de regularização seja liberada de forma a provocar as menores flutuações no nível d'água;
- Deve haver um programa de monitoramento para determinar a taxa de erosão natural à jusante da área de confluência proposta, começando em 2002 até o canal começar as atividades;
- Deve haver um programa de monitoramento da qualidade da água;
- Deve ser construída uma represa de aeração com extravasor no canal a jusante e a 8 km da barragem para adicionar oxigênio dissolvido e remover metano e sulfeto de hidrogênio;
- Deve haver um programa de monitoramento de espécies críticas de peixes e habitats aquáticos.

A AIAS detectou também efeitos danosos que ocorrerão à jusante da barragem, entre os quais a redução significativa da vazão que chega no rio Nam Theun (durante a operação a vazão será de no mínimo 2 m³/s e, sem a barragem, é de 238 m³/s), potencial redução da qualidade da água e impactos sobre os habitats aquáticos (BDA, 2010).

A empresa Klohn Crippen Berger, afiliada de Louis Berger, foi escolhida pelo Consórcio Internacional de Concepção-Construção para fazer o projeto de dois pacotes de obras civis da NT2. Para lidar com os desafios da construção oriundos das inundações anuais no rio Nam Theun, a empresa desenvolveu um plano de desvio que permitiu a continuação da barragem de Nakati durante as estações de seca por mais de três anos. Apesar dos contratempos encontrados, a implantação foi finalizada no tempo previsto (54 meses incluindo o comissionamento).

Para os campos de obras, quatro zonas foram identificadas/utilizadas: barragem de Nakai, em Ban Oudomsouk, na estação de energia e entre Ban Gnommalat e Mahaxai. Para abrigar os 4.000 trabalhadores foi construída uma vila próximo à barragem de regulação. No total foram utilizados 824,61 temporariamente para as construções.

A abertura de vias de acesso teve como efeitos adversos a eliminação de vegetação, erosão e sedimentação, e aumento da população com consequente intensificação da caça e da extração da madeira. Além desses, a construção de todo o empreendimento afetou 10.000 pessoas e teve uma identificação preliminar dos seus impactos e mitigações respectivas mostrada na tabela 14 a seguir.

Tabela 14: Resumo dos principais impactos durante a construção e suas medidas de mitigação propostas

Tipo de impacto	Fonte do impacto	Mitigação proposta
Impactos Ambientais		
Diversidade biológica, Qualidade da água	Erosão por áreas perturbadas por atividades de construção	HCC é requerida para preparar diversos planos incluindo Plano de Controle de Sedimentos e Erosão e Plano de Monitoramento da Qualidade da Água
	Descarga de águas residuais (de locais em/de construção)	Boas práticas na gestão dos locais
	Derrames e vazamentos de combustíveis e compostos químicos	Instalações de tratamentos para remover óleos e graxas das águas que serão descartadas
		Prevenção e controle de vazamentos
	Pesticidas e herbicidas usados na limpeza do local	Controle estrito do uso de compostos sintéticos para limpeza da vegetação
	Contaminação por disposição inadequada de resíduos	Instalações de tratamento de esgotos para campos de construção
Qualidade do ar	Emissão de veículos e equipamentos em operação nos locais de construção e que passam nas áreas de assentamentos	Manutenção de veículos e equipamentos estacionários em boas condições
	Poeira gerada nas obras e em vias	Aspersão de água nas rodovias para controlar poeiras
		Limitação da área de geração de poeiras através de boas práticas e agendamento de trabalho
	Incineração de resíduos	Incineração de resíduos será realizada apenas em determinadas áreas longe dos assentamentos
		HCC preparará Plano de Controle de Emissões e Poeiras
Ruído	Escavação e outras atividades de construção	Manutenção de veículos e equipamentos estacionários em boas condições
	Uso de explosivos para a construção de túneis e da barragem	Instalação de redutores de ruídos em todos os motores
	Ruídos de veículos	Explosivos só serão usados durante o período diurno quando a vida selvagem é menos ativa
	Impactos na vida selvagem e humana	Pouco ou nenhum explosivo subaquático será usado para prevenir

		danos aos peixes/espécies aquáticas
		HCC irá preparar Plano de Controle de Ruídos
Disposição de entulhos	Estimativa de geração de 15 m ³ de entulho durante a construção	Onde for possível o entulho será reutilizado na construção da Usina e suas infraestruturas
	Disposição pode destruir habitats, gerar poeiras e afetar a qualidade da água superficial	Locais para disposição final serão determinados de acordo com estudos ambientais e consultas e serão incorporados no Plano de Disposição de Entulhos
Impactos Sociais		
Interrupção dos meios de sobrevivência	<i>Material sourcing</i>	Impactos sociais serão levados em conta quando forem identificados <i>material sourcing locations</i> como aquisição de terras que serão mitigadas pelo SDP
	Ruídos	Desenvolvimento e implementação do HCCEMMP para incluir gestão de ruído, tráfego, poeira e interações com as pessoas locais
	Tráfego através dos assentamentos	
	Fechamento/restrições ao uso da terra ou rotas de transporte	
Saúde	Aumento da probabilidade de acidentes (com seres humanos e animais) por conta do aumento do tráfego	Implantação do Programa de Gestão de Pessoal de Saúde
	Contaminação da água potável	Adequadas gestão e disposição de resíduos e esgoto
	DSTs	Medidas de controle de tráfego
	Epidemias	Minimizar a ocorrência de locais de proliferação de pestes nos campos de obra

Fonte: Adaptado de BDA, 2004.

Durante a construção, a NTPC desenvolveu um Sistema de Gestão Ambiental (EMS), cujo principal componente é o Plano de Gestão e Monitoramento Ambiental, que estabelece regulamentações para gestão, mitigação e monitoramento requeridos legalmente. Estão incluídos no plano a gestão da qualidade da água, controle de sedimentos, de erosão, da qualidade do ar e de ruídos, gestão de resíduos, paisagismo e revegetação, gestão das vias de acesso e treinamento ambiental para os funcionários. De acordo com as inspeções feitas, o plano está de acordo com o exigido (BDA, 2010).

Para a operação e manutenção da usina foi estimada a necessidade de 150 trabalhadores, que são acomodados em uma vila operária construída próxima à barragem de regulação. Durante o funcionamento do empreendimento, os impactos são associados à poluição, geração de resíduos e às linhas de transmissão são limitados à radiação

eletromagnética (os campos elétricos magnéticos só ultrapassam as orientações da Comissão Internacional de Proteção à Radiação Não-Ionizada nas linhas de 500 kV), impactos visuais e associados ao acesso e manutenção (BDA, 2010).

A percepção atual, segundo o Banco Mundial, é de que as performances técnica e financeira da UHE superaram as expectativas do Banco Mundial, visto que a geração de renda e de eletricidade excederam as metas estabelecidas no início das operações (a “operação comercial” se deu depois do começo das atividades da usina porque os requerimentos do Contrato de Concessão não tinham sido atendidos). O sucesso se dá, segundo o banco, também no âmbito social em que as infraestruturas comunitárias e dos reassentados foram completamente construídas.

O Projeto de NT2 também é bem visto pelo Governo, por ser considerado pioneiro no Laos em termos de tamanho/alcance, integralidade, inclusão e transparência, e por ter promovido modelos e princípios que foram incluídos na Política Nacional de Sustentabilidade Ambiental e Social do Setor Hidrelétrico do Laos. Por conta disso, alguns projetos existentes começaram a reverter o curso previsto e implantar ações remediadoras para melhorar as condições do meio ambiente e da sociedade. Entretanto, ainda há muitas dificuldades na observância das novas leis, principalmente para as minorias da sociedade que são, usualmente, as mais afetadas.

Apesar de estudos realizados em 2013 revelarem que 97% da população está acima da linha da pobreza e que mais de 85% se sente em melhores condições do que as anteriores, ainda há esforços a serem feitos para ter meios de vida sustentáveis e capacidade institucional para desenvolvimento e serviços públicos prestados (pontos fortemente questionados por Organizações Não Governamentais e especialistas oponentes à NT2). O estabelecimento de uma rede de segurança para os grupos mais vulneráveis ainda é prioridade e está sendo levado em conta nos programas de reassentamento ainda em andamento (BDA, 2010).

O projeto também gerou ganhos de proteção ambiental como, por exemplo, em qualidade da água e gestão do risco de sedimentação, porém ainda há forte pressão sobre a biodiversidade da fauna e intensidade de desmatamentos que, de acordo com as ONGs, aumentou nas áreas protegidas com a instalação da usina. A Autoridade de Proteção e

Gestão da Bacia Hidrográfica (WMPA), que deve ser financiada pela NTPC, é responsável pela coordenação e gestão de todas as atividades que estejam relacionadas à proteção e reabilitação da cobertura florestal na bacia hidrográfica de Nam Theun 2 para assegurar a qualidade da água que sai do reservatório, e à conservação, proteção e promoção de diversidade biológica (principalmente das espécies ameaçadas) na bacia. A WMPA, entretanto, atestou que NT2 ainda está agindo abaixo do esperado para a conservação e desenvolvimento local. Por isso, o governo está considerando uma reforma/processo de reestruturação (BDA, 2010).

Além disso, o Arranjo de Gestão de Rendimentos (RMA) estabelece que os relatórios financeiros devem ser enviados para os Intermediários Financeiros Internacionais (IFIs) e que auditorias têm de ser realizadas anualmente, o que ainda não ocorreu. Para que esses objetivos sejam atendidos, as agências do governo continuarão a trabalhar com as IFIs. O projeto também não finalizou, como previsto, os programas/planos à jusante, os quais foram passados para o Estado em janeiro de 2013.

Após as inundações em 2011, a NTPC ordenou a realização de novos estudos hidrológicos de Nam Kathang (realizados pela EDF, 2012 e Entura, 2013), que indicaram, ao contrário do que afirma a NTPC, que a capacidade de descarga da Barragem Reguladora é, atualmente, insuficiente para suportar eventos de período de retorno entre 1.500 e 10.000 anos, o que colocaria em risco a estrutura e a população ao redor. Por isso, se propõe a construção de um vertedouro de fluxo livre, um reservatório de regularização, ponte submersível permanente e extensão do canal de irrigação. As obras ocorrerão nas terras de uso exclusivo do projeto e contarão com o uso temporário de uma ponte, o estabelecimento de uma vila de operários e local para os equipamentos.

II.2.4 - Costa Rica

A Costa Rica localizada-se na América Central, limitada ao norte pela Nicarágua e ao sudoeste pelo Panamá, sendo banhada pelo Mar do Caribe e pelo Oceano Pacífico. O país ocupa uma área de 51.100 km², constituída por cordilheiras que cruzam o território de noroeste para sudeste, paralelamente às planícies costeiras. A população do país em 2012 era de cerca de 4,65 milhões de habitantes, enquanto sua renda *per capita* era de US\$ 9.665 (R\$ 28.995) (PNUD, 2015c). Em 2013 o Índice de Desenvolvimento Humano da Costa Rica ficou em 0,763 (68º lugar).

A partir de 1997, a Costa Rica conseguiu superar a recessão enfrentada ao longo da década de 80, marcada pela contração de uma grande dívida externa. Desde então, o país se encontra em desenvolvimento econômico, baseado principalmente no turismo, agricultura e exportação de eletrônicos e buscando cada vez mais investimentos externos em indústrias de alta tecnologia.

De clima tropical e subtropical, com estações seca e chuvosa bem demarcadas, a Costa Rica abriga grande diversidade de fauna e flora, contabilizando cerca de 5% da biodiversidade mundial (ICE, 2014). A Costa Rica é o quinto país no Índice de Desempenho Ambiental (2012) e tem como metas tornar-se o primeiro país neutro em carbono até 2021 e ter 100% de energia elétrica advinda de fontes renováveis. Estes objetivos estão previstos no Plano Nacional de Desenvolvimento 2014, dos quais 74% serão de hidroeletricidade entre 2014 e 2035.

II.2.4.1 - O Setor Elétrico

A Costa Rica tem um índice elevado de cobertura elétrica, acima de 99%, como pode ser observado na tabela 15 e na Figura 19 abaixo. Esse índice é mais elevado nas províncias mais povoadas, como San José, Cartago e Heredia, ficando próximo aos 100% de cobertura.

O setor elétrico na Costa Rica tem forte participação e controle do Estado. A primeira grande companhia produtora do país, a norte-americana Electric Bond and Share Company, foi nacionalizada em 1928 e posteriormente foi dividida entre a Companhia Nacional de Força e Luz (CNFL) e o Instituto Costarricense de Eletricidade (ICE), ambos estatais e responsáveis pela maior parte da produção e distribuição da eletricidade no país (Blackman e Woodward, 2010). Em 2014 a área abrangida pelo ICE foi de 38.715 km², o que representa mais de 75% da área do país, alcançando uma população de mais de 2 milhões de habitantes. Juntos, o ICE e a CNFL são responsáveis pela distribuição de eletricidade para cerca de 77,5% da população (ICE, 2014).

Entretanto, assim como diversos países da América Central e do mundo, a Costa Rica passou por um processo de privatização do setor elétrico na década de 1990 (Anderson et al., 2006), quando mudanças na legislação abriram parcialmente o setor para a iniciativa privada, formalizando o seu direito à geração, mas determinando que vendessem sua produção ao ICE. A nova legislação limitava as usinas privadas a uma potência máxima de 20

MW e restringiu a contribuição delas a 15% da capacidade instalada para geração de eletricidade. Em 1995 uma reforma na lei dobrou esse percentual e expandiu o limite das usinas privadas para 50 MW (Anderson et al., 2006; Braga et al., 2000). Como consequência dessas mudanças no setor, mais de 30 usinas foram construídas na década de 1990 e mais de 60 foram propostas (Braga et al., 2000; ICE, 2004).

Tabela 15: Índice de cobertura elétrica (julho de 2014)

Província	Área (km ²)	População	Densidade populacional	Moradias ocupadas	Habitantes por moradia	Moradias com acesso à eletricidade	Índice de cobertura
San José	4.966	1.545.317	311,20	413.199	3,74	412.676	99,87%
Alajuela	9.758	937.767	96,10	245.401	3,82	244.825	99,77%
Cartago	3.125	540.196	172,90	134.415	4,02	134.168	99,82%
Heredia	2.658	477.338	179,60	126.164	3,78	125.939	99,82%
Guanacaste	10.141	362.243	35,70	96.045	3,77	95.479	99,41%
Puntarenas	11.265	456.037	40,50	124.032	3,68	121.801	98,20%
Limón	9.187	430.366	46,80	114.000	3,78	111.213	97,56%
Costa Rica	51.100	4.749.264	92,90	1.253.256	3,79	1.246.101	99,43%

Fonte: ICE, 2014

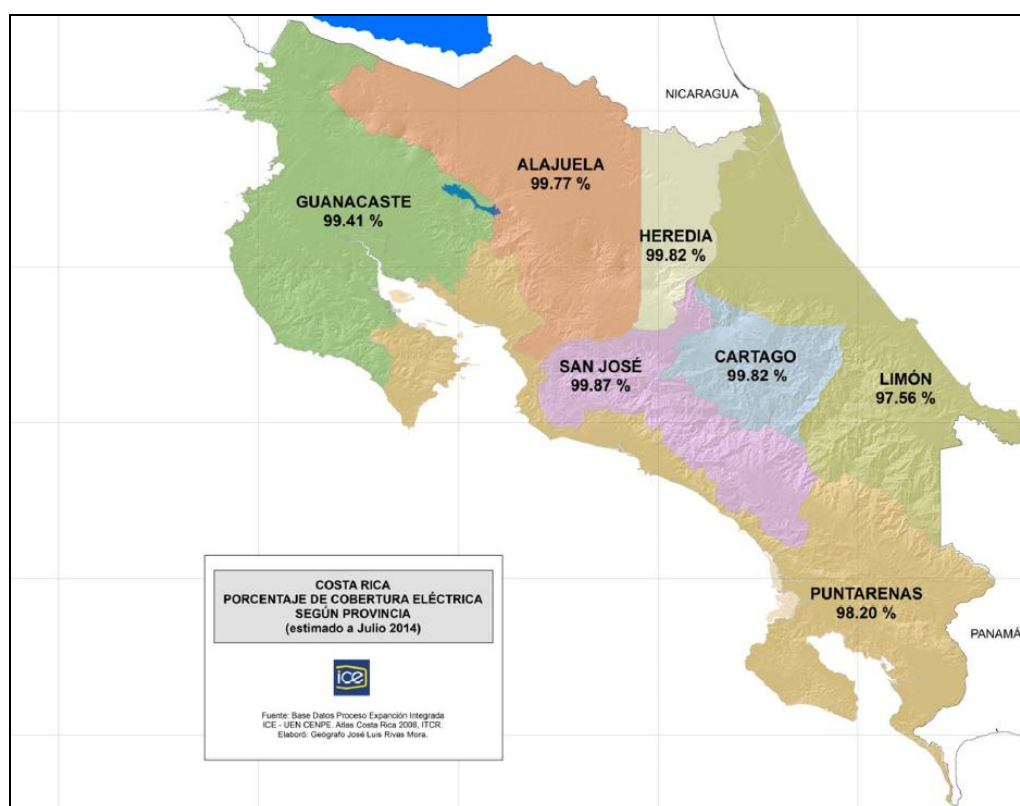


Figura 19: Províncias da Costa Rica e respectivos percentuais de cobertura elétrica

Fonte: ICE, 2014

Atualmente a geração de eletricidade é realizada em conjunto por empresas públicas e privadas. Pelo lado do setor público, além do ICE e da CNFL, há mais cinco empresas participando na produção. Por outro lado, a geração privada contava com 30 empresas em dezembro de 2012 (ICE, 2014b).

Apesar das mudanças legais que incentivaram a participação dos produtores privados, houve forte oposição a essa abertura devido a vários motivos apontados por Blackman e Woodward (2010), tais como os impactos ambientais, a influência de políticos nos projetos privados, as propostas de usinas em terras indígenas, e os possíveis impactos econômicos negativos sobre o ICE e a CNFL. Essa oposição acabou gerando incertezas políticas e econômicas para as usinas existentes. Por exemplo, a Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos de 1996 reorganizou a regulação do setor elétrico, mas não determinou uma autoridade para renovar as concessões existentes e conceder novas. Atualmente, o Ministério de Ambiente e Energia (MINAE) é o responsável pelas concessões de uso da água, que devem ser requeridas pelo empreendedor antes da instalação, e pela cobrança da taxa de uso. A verba arrecadada é destinada à conservação do recurso hídrico em áreas protegidas, ao Fundo Nacional de Financiamento Florestal e à administração da Dirección das Águas (MINAET, 2013).

O setor elétrico da Costa Rica tinha capacidade instalada em 2012 de 2.682 MW, dos quais 66% correspondem a usinas hidrelétricas, 20% a usinas termelétricas, 7% a geotérmicas, 5% a eólicas e 2% a biomassa (ICE, 2014b). A capacidade instalada de hidroeletricidade, de aproximadamente 1.770 MW, está bem abaixo do potencial hidrelétrico teórico, estimado em 25.500 MW, e do potencial hidrelétrico efetivo, estimado em 10.000 MW (Anderson et al., 2006; CFIA, 2005; FAO, 2005). Anualmente são gerados 10.076 GWh de eletricidade, dos quais 66% proviam, em dezembro de 2012, de plantas hidrelétricas (Plano de Expansión de la Generación Eléctrica 2014-2035). O potencial hidrelétrico identificado no país é de 6.474 MW, dos quais apenas 25% estão atualmente instalados, sendo que boa parte desse potencial encontra-se em áreas de terras indígenas (1.700 MW) ou em parques nacionais (780 MW). Como não se pode realizar nenhum tipo de exploração em parques (Ley Florestal Nº 7575 de 1996) e as negociações com as comunidades indígenas são altamente complexas, grande parte desse potencial não pode ser utilizado. Estima-se, portanto, que apenas metade do potencial remanescente pode ser

utilizada para a produção de energia elétrica – a maior usina prevista é Diquís, com implantação no rio Grande Térraba (maior do país) e geração, a partir de 2023, de 650 MW (TNC, 2013; ICE, 2014).

O setor de recursos hídricos da Costa Rica é considerado ultrapassado, inclusive pelo governo, e precisa de uma modernização legal e institucional, o que é explicitado pela sua antiga Lei de Águas, elaborada em 1942, e pela inexistência de autoridades ou planos do setor. Embora recentemente tenha havido iniciativas para alcançar maior integração na gestão dos recursos hídricos, elas ainda não consideram aspectos ambientais, tais como regime de vazão e conectividade e como eles afetam os serviços ecossistêmicos e ambientes aquáticos (TNC, 2013; MINAET, 2013).

O setor energético também reconhece a necessidade de melhorar a gestão de bacias hidrográficas e, desde 2000, o Instituto Costarricense de Eletricidade criou diversos comitês de bacia em áreas estratégicas para projetos hidrelétricos (Reventazón, Sarapiquí, Peñas Blancas, Pirrís). O sistema nacional de pagamento por serviços ambientais, baseado na transferência de dinheiro pelos usuários aos prestadores dos serviços ambientais (em bacias hidrográficas com gestão e proteção ambiental da água e/ou em áreas de relevância para a sustentabilidade dos recursos hídricos) visando ao fortalecimento do desenvolvimento do setor de recursos naturais (MINAET, 2013; Blackman e Woodward, 2010; ALRCR, 1996), também está sendo usado para manter florestas em bacias mais elevadas (TNC, 2013).

O ICE é o órgão de estado responsável por elaborar os Planos de Desenvolvimento Elétrico do país, em conformidade com as diretrizes do Plano Nacional de Desenvolvimento (PND) e do Plano Nacional de Energia (PNE), que são publicados pelo Ministério de Planejamento e o Ministério do Ambiente e Energia.

O PND explicita a intenção do país de reduzir a dependência de combustíveis importados, diminuindo o uso de hidrocarbonetos para a geração de eletricidade, e aproveitar melhor as fontes de energia renovável, com o objetivo de ser, em 2021, o primeiro país do mundo a produzir eletricidade exclusivamente através dessas fontes. Além disso, o PND propõe mudanças na legislação para que, entre outras medidas, se aumente a participação de investidores privados no setor elétrico (ICE, 2014b).

O plano de expansão da geração do ICE se baseia no critério de menor custo, e considera aspectos ambientais. Ao nível do projeto, o objetivo é selecionar alternativas que sejam ambientalmente viáveis. Se todos os projetos forem avaliados ambientalmente, e os seus custos e benefícios ambientais forem incluídos, em princípio, a análise das opções seria neutra do ponto de vista ambiental. Assim, se tem feito esforços para assegurar que todos os projetos tenham avaliações ambientais, embora nas fases de identificação ou intermediária alguns empreendimentos não tenham informações detalhadas. Contudo, há muitas limitações práticas nessa abordagem, como a dificuldade de valoração dos custos e benefícios ambientais, e o fato de que estes são pouco conectados aos gastos com mitigação. Nesses casos, os orçamentos dos projetos devem incluir um percentual razoável para garantir medidas de mitigação (TNC, 2013; ICE, 2014b)

O sistema de Avaliação de Impactos Ambientais na Costa Rica, estabelecido pela Ley Orgánica del Ambiente (1995), prevê que a avaliação dos efeitos potenciais de projetos hidrelétricos seja feita individualmente e antes do início da construção. Análises *ex-post* são raras, assim como as tentativas de examinar os efeitos de vários projetos ao nível de bacia (Anderson et al., 2008).

II.2.4.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança

A lei de meio ambiente da Costa Rica (Ley Orgánica del Ambiente nº 7.554, de 1995) estabelece que as atividades humanas que alterem ou destruam elementos do meio ambiente ou gerem resíduos, ou materiais tóxicos ou perigosos, devem ser submetidas a uma Avaliação de Impacto Ambiental (AIA) por parte da Secretaria Técnica Nacional Ambiental (SETENA), órgão pertencente ao MINAE. Há Conselhos Regionais Ambientais, que podem opinar sobre os empreendimentos, mas a decisão sobre a concessão da licença é de competência da SETENA (Milanez, 2014).

O procedimento para a Avaliação de Impacto Ambiental é regulado pelo Decreto Ejecutivo 31.849 de 2004. De acordo com o decreto, a SETENA possui dois critérios para realizar uma classificação prévia dos empreendimentos segundo seus impactos, para que se identifique que processo deve ser seguido durante a AIA: a Caracterização Geral; e a Classificação Ambiental Inicial.

A Caracterização Geral das atividades utiliza três tipos de critério: a) tipo ou natureza da atividade em relação ao risco ambiental, levando em consideração os impactos de projetos já operantes no país; b) critérios técnicos de especialistas, desenvolvidos pela SETENA em conjunto com equipe multidisciplinar de profissionais de entidades públicas e privadas; e c) outros critérios de dimensão, como tamanho da obra e superfície ocupada. Assim, a Caracterização Geral classifica as atividades em três grupos:

- Categoria A: Alto impacto ambiental potencial;
- Categoria B: Moderado impacto ambiental potencial. Essa categoria se subdivide em outras duas:
 - a. Subcategoria B1: Moderado-alto impacto ambiental potencial;
 - b. Subcategoria B2: Moderado-baixo impacto ambiental potencial;
- Categoria C: Baixo impacto ambiental potencial.

No caso da geração por fontes hidráulicas, foram incluídas na Categoria A todas as estações com potência instalada a partir de 2 MW. A Categoria B1 inclui estações entre 1 e 2 MW, enquanto a Categoria B2 inclui as estações com potência entre 100 KW e 1 MW, e todas as estações inferiores a 100 KW estão na Categoria C.

A Classificação Ambiental Inicial deve ser feita pelo empreendedor através do Documento de Avaliação Ambiental, que possui duas variantes, de acordo com o grau de impacto potencial. O documento D1 deve ser utilizado para atividades com graus de impacto potencial alto e moderado (categorias A e B1, sempre, e atividades da Categoria B2 que não tenham plano regulador aprovado), enquanto o documento D2 é utilizado para aquelas com graus baixo e moderado, isto é, todas da categoria C, e aquelas da Categoria B2 para as quais há plano regulador aprovado.

O documento D1 deve conter, além de informações burocráticas sobre o empreendimento, uma descrição geral das condições ambientais do local onde será desenvolvido. Junto com o D1 devem ser enviados alguns documentos, tais como a matriz básica de identificação dos impactos ambientais cumulativos e outros estudos técnicos básicos elaborados na região do empreendimento.

O documento D2 deve apresentar uma descrição mais detalhada da atividade, como dimensão, recursos utilizados, geração potencial de resíduos líquidos e sólidos e de emissões, assim como medidas ambientais para prevenir, corrigir e mitigar os impactos.

Nos casos de atividades que requeiram o documento D1, a SETENA deve realizar sua análise dentro de um mês após a entrega da documentação. Essa análise inclui a verificação da informação apresentada sobre a significância do impacto ambiental, e a revisão da categoria da região do empreendimento com relação à localização em uma área ambientalmente vulnerável e ao planejamento de uso do solo. Ao final da análise definirá uma classificação final sobre a Significância do Impacto Ambiental (SIA) do empreendimento, podendo confirmar ou alterar a classificação preliminar estabelecida no documento D1.

Dependendo da classificação final de SIA estabelecida, os seguintes documentos deverão ser elaborados:

- B2 (baixa SIA): Declaração Jurada de Compromissos Ambientais (DJCA);
- B1 (moderada SIA): Prognóstico-Plano de Gestão Ambiental (P-PGA);
- A (alta SIA): Estudo de Impacto Ambiental (EIA).

Os procedimentos descritos a seguir servem tanto aos empreendimentos classificados na Categoria A quanto àqueles para os quais existe uma lei específica que exija a realização de Estudo de Impacto Ambiental.

Após a entrega do EIA pelo empreendedor, a SETENA tem um prazo de dez semanas para realizar sua análise. Caso o EIA esteja condizente com o Termo de Referência estabelecido pela SETENA, dentro de duas semanas será preparada a Declaração Jurada de Compromissos Ambientais, outorgada ante o cumprimento dos requisitos de controle e acompanhamento ambiental. Caso toda a documentação cumpra o regulamento, será emitida a resolução administrativa oficial concedendo a licença ao empreendimento.

O processo de controle e acompanhamento ambiental pode conter as seguintes atividades:

- Solicitação de informações ambientais periódicas;
- Manter um registro da gestão ambiental do empreendimento;
- Controle da vigência da garantia ambiental;

- Inspeções de cumprimento ambiental, ou auditorias ambientais de cumprimento;
- Outros instrumentos de controle e acompanhamento ambiental que a SETENA desenvolva.

O Estudo de Impacto Ambiental deve ser elaborado por uma equipe multidisciplinar de profissionais com registro na SETENA. A elaboração do EIA deve contar com um processo de comunicação com a sociedade civil e as autoridades locais, que inclui a apresentação da atividade e sua interação com a comunidade, e uma pesquisa ou sondagem de opinião com as comunidades localizadas na área de influência direta.

A revisão do EIA pela equipe da SETENA deve levar em consideração tanto o cumprimento de critérios jurídicos quanto os critérios técnicos ambientais. Esses últimos incluem fatores de ponderação sobre a análises de alternativas, interação com comunidades vizinhas, a definição dos impactos ambientais positivos e negativos de caráter significativo e sua valoração de acordo com o método padronizado definido pela SETENA, impactos cumulativos, análise de risco e vulnerabilidade ambiental, planos de contingência, medidas corretivas e o Prognóstico-Plano de Gestão Ambiental.

Após a revisão, no caso de aprovação da atividade, a resolução que concede a licença deverá contemplar os seguintes aspectos:

- Diretrizes ambientais de compromisso, baseadas no processo do EIA, em particular o Plano de Gestão Ambiental, assim como as condicionantes e os instrumentos de controle e acompanhamento ambiental, incluindo os seguintes elementos:
 - Cumprimento do Código de Boas Práticas Ambientais;
 - Desenvolvimento e implementação dos instrumentos de Controle e Acompanhamento Ambiental, que compreendem 3 aspectos básicos:
 - Nomeação de um responsável ambiental;
 - Registro do processo de gestão ambiental;
 - Elaboração e apresentação ante a SETENA de informações ambientais com a periodicidade que for estabelecida;
- Garantia ambiental de conformidade (compensação), cujo valor será estabelecido pela SETENA;

- Quando a SETENA considerar necessário, a formação de uma Comissão Mista de Monitoramento e Controle Ambiental.

Uma vez outorgada a licença ambiental, esta terá validade de dois anos até o início das atividades. Caso estas não se iniciem dentro desse prazo, o empreendedor deverá solicitar uma prorrogação da licença.

II.2.4.3 – A UHE de Reventazón: o empreendimento e o licenciamento ambiental

O Projeto Reventazón está em fase de implantação e previsto para entrar em operação em 2016 com 306 MW (292 MW de Reventazón e 14 MW de Reventazón Minicentral, totalizando 1.650 GWh anuais), que representará 10% da capacidade instalada. A usina será localizada no rio Reventazón (Figura 20), um dos maiores do país e que drena para o Mar do Caribe, situado em uma bacia hidrográfica de 2.900 km² (5,5% do território) e 475 mil habitantes (10% da população, o que indica que não é uma bacia pouco antropizada). Apesar da grande abrangência, com alagamento de 6,9 km² e formação de lago de 8 km, a usina não impacta terras indígenas (TNC, 2013; The Jaguar Access Gateway Project).

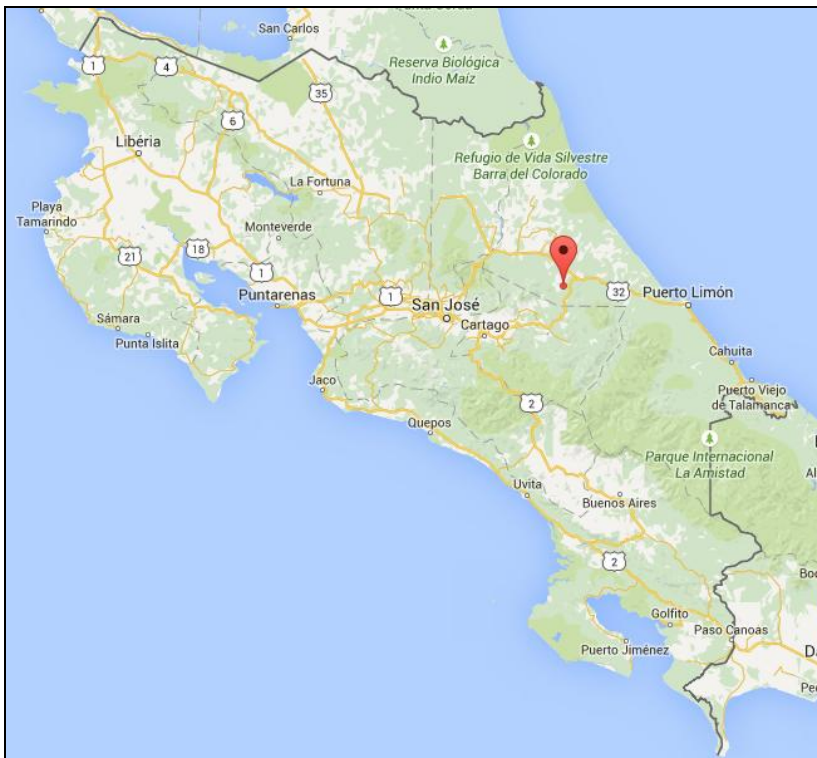


Figura 20: Localização da hidrelétrica Reventazón

Fonte: Google Maps

O potencial hidrelétrico no Rio Reventazón foi identificado pelo ICE em 1998, quando se indicou que o PH se localizaria 380 metros acima do nível do mar. Porém, essa decisão foi alterada posteriormente devido aos resultados da pesquisa geológica preliminar, à avaliação econômica com resultados negativos e aos impactos socioambientais de realocação de pessoas e inundação de pântanos.

A participação do Banco Interamericano de Desenvolvimento, que aprovou US\$ 200 milhões a serem usados durante 20 anos para o projeto, construção, operação e manutenção da Usina e para linhas de transmissão, subestação e rodovias de acesso, e da Corporação Financeira Internacional no financiamento do projeto contribuiu para a adoção de uma série de pesquisas ambientais e medidas de gestão, em especial:

- Avaliação de impactos cumulativos, com identificação dos recursos ambientais mais valiosos e uma modelagem para quantificar e gerir efeitos cumulativos em sedimentos, áreas com grande redução de disponibilidade hídrica, e outros impactos ambientais e sociais;
- Construção de corredores migratórios no entorno do reservatório para compensar os impactos residuais do reservatório na conectividade para os jaguares e outras espécies, serão feitos corredores migratórios no entorno do reservatório;
- Para compensar os impactos no rio (o país será pioneiro na América Central), todos os 9 rios que deságuam no Caribe foram avaliados por suas características e o rio Parismina foi escolhido como a melhor alternativa; o ICE se comprometeu com a proteção de longo prazo do rio, incluindo uma rápida avaliação ecológica e o desenvolvimento e implementação de um plano de manejo de compensação (IDB, 2012; TNC, 2013).

Apesar das medidas mitigadoras tomadas, The Jaguar Access Gateway Project, projeto voluntário que busca restaurar a integridade biológica dos corredores migratórios de jaguares, afirma que a maioria dos residentes do vale se colocaram contrários à construção da UHE devido, principalmente, às questões ambientais. Além disso, o projeto diz ter reportado mudanças comportamentais nos animais oriundos dos ruídos e habitats destruídos pelas obras e, também, que muitas outras áreas de reflorestamento são necessárias para reduzir os impactos gerados.

Quanto aos aspectos técnicos, a UHE terá uma barragem de 130 metros e um túnel de desvio entre a barragem e a casa de forças. O fornecimento e supervisão da instalação de quatro turbinas tipo Francis, geradores e auxiliares elétricos e mecânicos foi feito pela empresa Andritz Hydro. O projeto se encontrava, em dezembro de 2014, com 83% das obras (iniciadas em 2009) completas, realizadas por 400 trabalhadores do ICE (Arias, 2014; Andritz Hydro, 2012).

Conforme é requerido pela Lei Orgânica do Meio Ambiente, o ICE realizou uma Avaliação de Impacto Ambiental, que foi submetida à Secretaria Técnica Nacional Ambiental e aprovada em 2009. Foi imposta a condição de realizar um Plano de Gestão Ambiental (PGA), cuja execução deve ser supervisionada pela SETENA. Em 2010 o projeto foi declarado como de interesse nacional.

O EIA do PH Reventazón foi publicado em 2008 e sua metodologia, que é adotada nos projetos da ICE, incluiu as seguintes etapas: i) diagnóstico; ii) identificação de impactos (utilizando uma matriz inspirada na Matriz de Leopold); iii) valoração dos impactos, que considera os aspectos de intensidade, temporalidade, espacialidade, reversibilidade e dependência (cumulatividade).

Durante a elaboração do EIA, foram promovidos 52 encontros e workshops para consulta com as comunidades na área de influência (participação total de 1.090 pessoas), conforme é requerido pela legislação nacional. Também se realizaram questionários, visitas domésticas e coleta de dados e informações socioeconômicas. As preocupações comuns e compartilhadas entre os residentes eram acerca da perda de renda e empregos, compensação justa pelas terras, incerteza quanto aos benefícios do projeto e oportunidades futuras para as comunidades, alteração das relações e valores dentro das comunidades devido à presença de estrangeiros, e maior pressão e demanda sobre os serviços de saúde básica, saneamento e educação.

Os encontros e workshops contribuíram para o desenvolvimento de um conjunto de medidas mitigadoras, que foram revisadas e validadas por cada uma das comunidades afetadas e incorporadas ao Plano de Gestão Ambiental. Em seguida, um acordo foi assinado entre o ICE e as 15 comunidades afetadas, formalizando o compromisso do Instituto em cumprir as medidas mitigadoras estabelecidas no PGA. Cópias do EIA foram distribuídas

entre as autoridades municipais de Siquirres, com as quais o ICE também assinou um acordo de cooperação para um trabalho conjunto para promover o desenvolvimento integrado do município.

O EIA apresentado pelo ICE foi considerado de boa qualidade, apresentando os principais componentes que se espera em um EIA, mas com algumas lacunas com relação à política do IDB. Para resolver esse problema foi desenvolvida uma cooperação técnica, que incluía (IDB, 2012):

- Avaliação e gestão dos impactos na biodiversidade;
- Avaliação de impactos cumulativos;
- Avaliação de impactos sociais e desenvolvimento de um plano de reassentamento;
- Valoração de emissões de GEE pelo projeto.

Os estudos ambientais adicionais da Fase 1 foram finalizados em Fevereiro de 2012, e então se prosseguiu para os estudos da Fase 2 para auxiliar o ICE no desenvolvimento de uma estratégia de mitigação e um plano de gestão para os principais impactos identificados na Fase 1. Os estudos da Fase 2 foram finalizados em Março de 2012 (IDB, 2012).

Uma vez que os potenciais impactos socioambientais do projeto são significativos (Tabela 16), o IDB classificou o empreendimento como Categoria A, à qual se aplica uma série de salvaguardas previstas nas políticas do banco. Alguns dos requerimentos estão sendo cumpridos e, para outros, há a expectativa de que se cumpra conforme acordado. A Tabela 17 mostra os status das ações requeridas (IDB, 2012).

Tabela 16: Principais impactos socioambientais do PH Reventazón

Principais impactos socioambientais
Potencial interferência na conectividade do Subcorredor Ecológico de Barbilla-Destierro que pode afetar adversamente processos ecológicos
Ruptura de caminhos de migração para peixes no rio Reventazón
Incertezas de impactos para o sistema hidro-biológico de Reventazón-Parismina-Tortuguero, à jusante da usina
Aquisição de 2.000 ha de terras de famílias vulneráveis
Dúvidas sobre a segurança da barragem e do preparo da comunidade para lidar com situações de emergência
Desintegração de corredores migratórios de jaguares

Fonte: IDB, 2012

Tabela 17: Status das ações requeridas (2012)

Política/Diretiva	Status de Conformidade do Projeto (Aprovação do Conselho)	Ações requeridas para conformidade contínua
Política de Conformidade Ambiental e Salvaguardas		
Introdução (hierarquia de mitigação)	Conformidade com os requisitos. Impactos-chave identificados. Mitigação e estratégias de compensação onde os impactos não podem ser completamente mitigados de acordo com a ICE.	Desenvolvimento e implementação adequados das estratégias de mitigação e compensação acordadas.
Políticas dos Bancos, Leis nacionais e Regulações, Rastreio e Classificação	Não sei se faz sentido manter estes numeros que dizem respeito a codigos do documento do Banco, assim como os OP Conformidade com os requisitos.	Monitoramento que o Projeto obedece as leis e regulações ambientais.
Outros Fatores de Risco	Conformidade com os requisitos. Outros fatores de risco foram adequadamente identificados e geridos.	Monitoramento.
Requerimentos da Avaliação Ambiental	Conformidade com os requisitos. Gaps identificados na revisão do EIA foram adequadamente dirigidos.	Monitoramento e gestão adaptativa.
Consultas	Conformidade com os requisitos.	Implementação adequada do Plano de Engajamento Comunitário
Supervisão e Conformidade	Conformidade com os requisitos.	Supervisão
Habitats Naturais e Sítios Culturais	Expectativa de conformidade dos requisitos através da implementação adequada das medidas de gestão e mitigação acordadas e do sistema de implantação. Alguns riscos de não conformidade completa com os requerimentos com a Diretiva B.9 persistem.	Desenvolvimento e implementação adequados das estratégias de mitigação e compensação acordadas (corredor biológico, compensação do rio, gestão adaptada do estuário)
Prevenção e Redução da Poluição	Conformidade com os requisitos.	Monitoramento.
Projeto em Construção	Expectativa de conformidade dos requisitos através da implementação adequada das medidas de gestão e mitigação acordadas e do sistema de implantação.	Implementação adequada do Projeto de Construção ESMP e Mudanças no monitoramento interno/sistema de supervisão do ICE. Supervisão rigorosa por Lenders.
Operações Co-financiadas	Conformidade com os requisitos.	Supervisão conjunta das atividades com IFC quando possível.
Política de Reassentamento Involuntário		

	Expectativa de conformidade dos requisitos através da implementação adequada do quadro de reassentamento.	Desenvolvimento e adequada implantação das medidas de restauração do sustento, incluído as terras já adquiridas pelo ICE. Supervisão rigorosa por Lenders.
Política de Gestão de Riscos de Desastres		
	Expectativa de atender os requisitos de conformidade através do desenvolvimento e implementação do Plano de Prevenção e Resposta a Emergências.	Adequada implantação do Plano de Prevenção e Resposta a Emergências.
Política Operacional no Desenvolvimento de Igualdade de Gêneros		
	Conformidade com os requisitos. Projeto tem sido inclusivo e sensível na participação igual dos gêneros nas consultas, trabalho remunerado e treinamento.	Adequada implantação das estratégias dos recursos humanos da ICE e do Plano de Gestão Social.

Fonte: IDB, 2012

Desde 2007 o ICE tem desenvolvido e executado várias comunicações e atividades de relação com as comunidades para mantê-las informadas e participantes nas decisões do projeto. O Instituto estabeleceu escritórios de relações comunitárias, nomeou secretários comunitários para fornecer atenção personalizada para questões das comunidades, promoveu encontros e apresentações públicas nas comunidades, e criou um programa de visita guiada ao local de construção. A implementação dessas atividades pode ter atenuado tensões com as comunidades e evitado conflitos futuros.

Atividades futuras promovidas pelo ICE devem assegurar que as comunidades afetadas recebam informação adequada e tenham participação e engajamento ao longo do ciclo de vida do projeto através de: a) um mecanismo participativo, incluindo um programa de monitoramento; b) um programa de educação ambiental; c) um programa de treinamento e desenvolvimento local; e d) um programa de investimento nas comunidades (IDB, 2012).

II.2.5 - Peru

A república do Peru está localizada entre a linha do Equador e o Trópico de Capricórnio, no oeste da América do Sul. Com uma extensão de 1.285.216,20 km², seu território é fronteiro ao sul com o Chile, a sudeste com a Bolívia, a leste com o Brasil, ao norte com Equador e Colômbia, e a oeste com o Oceano Pacífico. O Peru é o quinto país

mais populoso da América do Sul, com uma população estimada de 28.220.764 habitantes (PNUD, 2015).

Devido à sua localização geográfica, o país tem muitos recursos naturais, habitats e ecossistemas, bem como uma diversidade inestimável de flora e fauna. O Peru está entre os 10 países mais diversos do mundo, dando-lhe um papel fundamental no equilíbrio ecológico do planeta. A maioria do território do país é coberto pela densa floresta Amazônica que abriga em seu interior grande diversidade de fauna, flora, recursos hídricos. A selva amazônica peruana abriga grande quantidade de populações indígenas, muita das quais ainda vivem isoladas. Outra paisagem natural que se destaca é a presença da cordilheira dos andes que corta o território no sentido norte-sul. No interior do Peru é onde nasce o rio Amazonas, cuja bacia apresenta importantes cursos d'água, como o rio Marañón, que são fontes de diversos tipos de riquezas.

Em relação a dados econômicos, o Peru apresentou entre os anos de 2012 e 2013 a menor inflação na América Latina, estima-se que durante esse período a taxa de inflação variou entre 2,9% e 2,6%. Segundo dados do Banco Mundial (2014) durante o ano de 2013 o PIB peruano cresceu 5,8%, sendo esse índice superado na América do Sul apenas pela Bolívia (6,8%).

Ainda segundo o PNUD (2015), apesar do crescimento econômico verificado nos últimos anos o Peru é um país que apresenta elevados níveis de desigualdades sociais. Há um enorme contraste dos índices de desenvolvimento humano entre a capital e as províncias. Devido a isso, observam-se muitos conflitos sociais, revoltas e protestos das populações que vivem no interior do país pois eles não se sentem beneficiados com o crescimento econômico. Segundo estas populações, para avançar na diminuição dessas desigualdades é essencial proporcionar empregos de qualidade e melhorar a segurança social. Também se faz necessária uma utilização sustentável dos recursos naturais e alcançar uma forma de governança que incentive, promova e facilite desenvolvimento formal das empresas.

II. 2.5.1 - O Setor Elétrico

Os combustíveis de origem fóssil (com destaque para o óleo diesel) garantem cerca de 57% da energia utilizada pelos peruanos. As fontes renováveis (hídricas, biocombustíveis

e outras) ocupam 27% da matriz energética do país. O gás natural fornece o restante (17%). Um amplo projeto de exploração e distribuição de gás natural está em curso, incluindo gasodutos para venda ao mercado externo (PETROBRAS, 2014).

Segundo a OLADE (2009), o Peru possui o terceiro maior potencial hidroelétrico da América do Sul, ficando atrás apenas do Brasil e Colômbia. A estimativa do potencial é de cerca de 60.000 MW dos quais apenas 6% é aproveitado, o que se constitui em um dos menores índices de aproveitamento hidráulico da América do Sul. A principal bacia hidrográfica do Peru é a do rio Amazonas que cobre grande parte do país e se estende até a região dos Andes. O principal tributário do Amazonas no país é o rio Marañón que nasce nos Andes e percorre cerca de 1.600 quilômetros até se juntar ao rio Amazonas.

A maior hidrelétrica do país é usina de Mantaro com 798 MW seguida pela UHE Águila com 525 MW. Outros projetos de hidroeletricidade constam nos planos do setor elétrico peruano (Tabela 18; Figura 21), muitos deles visam a integração e exportação de energia para o Brasil. A bacia Amazônica é vista pelos governos, empresas, investidores e consumidores como grande fonte de recursos hídricos úteis para a produção de energia, tanto por seu aporte atual para os países da bacia – até $\frac{3}{4}$ da oferta nacional no Peru, Bolívia e Equador – como para o aporte futuro para a sub-região andino-amazônica (RAISG, 2013).

Embora o enorme potencial hidroelétrico da alta Amazônia seja pouco aproveitado ainda hoje, a pressão nestas bacias por projetos de geração hidroelétrica de média e grande capacidade (> 100 MW) está crescendo, (ACEVEDO, 2006).

Tabela 18: Alguns projetos que constam no planejamento do setor elétrico do Peru

Projeto	Potência (MW)	Rio
Pongo de Manseriche	7.550	Marañón
Inambari	2.000	Madre de Dios
Paquitzapango	2.000	Tambo
Rentema	1.525	Pastaza
Sumabeni	1.074	Mantaro
Cuquipampa	800	Mantaro
Vizcatán	750	Mantaro
Tambo-Pto. Prado	620	Tambo

Fonte: MINEM, (2007)

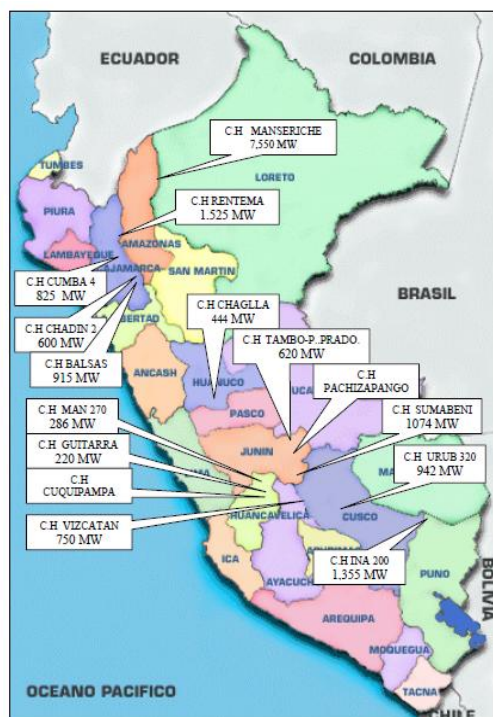


Figura 21: Distribuição espacial de projetos que constam no planejamento do setor elétrico do Peru com possibilidade de exportação para o Brasil

Fonte: MINEM, 2007

II.2.5.2 - Licenciamento Ambiental: legislação e governança

O histórico da legislação ambiental no Peru é mais recente que no Brasil, apenas no início da década de 1990 foi estabelecido o código de meio ambiente e de recursos naturais (CMARN) do país através do Decreto 613 de 8 de Setembro de 1990. Uma das finalidades da legislação foi “incorporar direitos fundamentais, princípios e pilares da gestão ambiental”. A Constituição Política do Peru de 1993 recepcionou a lei 613/1990 ao trazer em seu escopo o artigo que trata sobre o meio ambiente, este preconizava que toda pessoa tem direito a “desfrutar de um ambiente equilibrado e adequado para o desenvolvimento da vida”. O Conselho Nacional do Meio Ambiente peruano (CONAN) foi criado em 1994 por meio da lei 26410 de 22 de Dezembro de 1994, o que naquela época se constituiu no principal órgão ambiental do país.

Em 2001 foi publicada a lei do Sistema de Avaliação de Impacto Ambiental (SEIA – Lei nº 27446/2001), com a edição desta foi criado um sistema único e coordenado de identificação, prevenção, supervisão, controle e correção antecipada dos impactos ambientais negativos derivados das atividades humanas. Com a finalidade de avançar nas questões ambientais em 2004 foi publicada uma lei voltada para a gestão ambiental, lei nº

28245 de junho de 2004, que é conhecida como SNGA, sistema nacional de gestão ambiental.

No entanto, apesar da publicação de diversas leis, ainda faltava no ordenamento jurídico do país uma lei geral de meio ambiente, como é o caso de nossa lei 6938/1981, assim com vistas a preencher essa lacuna foi aprovada em 15 de outubro de 2005 a lei geral do ambiente (28611/2005). Também até início de 2008 não havia um ministério responsável pelas questões ambientais no Peru, o que gerava muitas críticas, pois outros países sul americanos como Venezuela e Brasil já possuíam tal ministério há décadas. O Decreto legislativo nº 1013, 13 de maio de 2008, criou o Ministério do Ambiente e o órgão de avaliação e fiscalização ambiental (OEFA), como entidades que regem o meio ambiente no Peru. A OEFA é um órgão superior, adjunto ao Ministério de Ambiente, é encarregado da avaliação, supervisão, fiscalização, controle e sancionar em matéria ambiental. Realiza a supervisão das outras entidades que tenham funções de fiscalização ambiental. Os componentes do sistema nacional de avaliação e fiscalização ambiental são:

- Ministério do ambiente – MINAM
- O órgão de avaliação e fiscalização ambiental – OEFA
- As entidades de fiscalização ambiental nacional (Setoriais)
- Entidades dos governos regionais
- Entidades dos governos locais

A Política Nacional de Meio Ambiente do Peru (PNMAP) foi estabelecida através do Decreto nº 012-2009 de 23 de Maio de 2009 e trata em seu capítulo V sobre o tema de Minas e Energia. No Capítulo IX ao tratar de “Mitigação e adaptação à mudanças climáticas” o uso de energias renováveis como as UHE é colocado como uma das estratégias do país para a mitigação dos efeitos das mudanças climáticas.

O Ministério do Ambiente – MINAM desenvolve, dirige, supervisiona, e executa a Política Nacional Ambiental e exerce as funções que são designadas pela lei nº 1013 e demais normas aplicáveis.

A lei do sistema de avaliação do impacto ambiental – SEIA, lei nº 27446 de 23 de Abril de 2001 define o MINEM como autoridade competente para licenciar os projetos do setor

de Minas e Energia, conforme o artigo 18º da lei. Esses projetos para o setor de produção e transmissão de energia estão em uma lista no anexo II da lei e estão citados a seguir:

- Projetos de eletrificação rural (sistemas elétricos rurais);
- Geração hidroelétrica, geotérmica e outras com potência maior que 20 MW;
- Transmissão elétrica e termoeletrica;
- Distribuição elétrica maior ou igual a 30 MW;

A lei contém um anexo VI com o detalhamento de todos os documentos e informações necessárias aos que necessitarem elaborar um projeto para solicitar uma certificação ambiental (nome usado na legislação peruana para se referir a licença ambiental).

A partir da vigência da Lei 27446/2001, não poderá se iniciar a execução de projetos incluídos no anexo II sem passar pelo devido estudo ambiental. Nenhuma autoridade nacional, setorial ou local poderá aprovar, autorizar, conceder a viabilização de qualquer projeto que não conte com a certificação ambiental que fala a lei, esta deve ser expedida pela autoridade competente³⁰. Segundo o Decreto Legislativo nº 1078 que modificou a lei do Sistema Nacional de Avaliação de Impacto Ambiental (PERU, 2008). A autoridade competente para fins de licenciamento pode ser um ministério, caso a atividade seja entendida como tendo um impacto regional ou nacional, ou entidades dos governos locais, quando os impactos forem mais localizados.

Segundo o artigo 8º do Decreto nº 019-2009-MINAM que regulamentou a lei do Sistema Nacional de Avaliação de Impacto Ambiental (PERU, 2009) entre as funções das autoridades competentes estão:

³⁰ A autoridade competente para emitir a certificação de cada tipo de projeto (lista do anexo II da lei) é o Ministério correspondente à atividade que o empreendimento envolva. Se o projeto inclui duas ou mais atividades de diferentes setores de competência, a autoridade competente é apenas o Ministério do setor na qual a atividade da empresa proponente receba a sua maior renda bruta anual. No caso em que o projeto é de uma atividade que não tenha sido identificada como pertencente a um determinado setor, será necessário resolver sobre a atribuição de competência, nesse caso o conselho diretivo do CONAN definirá a autoridade competente (PERU, 2009).

- a) Conduzir o processo de avaliação de impacto ambiental através de categorização, avaliação e aprovação dos estudos ambientais projetos de investimento sujeitos a EIA, de acordo com sua respectiva competências;
- b) Expedir normas, orientações técnicas, critérios, diretrizes e procedimentos para regular e orientar o processo de avaliação de impacto ambiental projetos de investimento responsável, em coordenação com o MINAM e em conformidade com o quadro regulamentar da SEIA;
- c) Aprovar a classificação e os Termos de Referência para a preparação o estudo de impacto ambiental e o estudo semidetalhados Impacto ambiental detalhado sob o seu âmbito;
- d) Garantir e facilitar o acesso à informação e participação cidadãos em todo o processo de avaliação de impacto ambiental, de acordo com as normas pertinentes;
- e) Remeter os estudos ambientais ao MINAM, anexando a documentação de apoio para a decisão de aprovação ou desaprovação, conforme apropriado;
- f) Conceder a Certificação Ambiental exclusivo e excludente para as categorias I, II e III, de acordo com o que está indicado no título II do regulamento.

Toda ação compreendida na lista do anexo II deverá realizar um estudo ambiental que poderá se enquadrar em três categorias:

- Categoria I - Declaração de Impacto Ambiental – projetos cuja execução não origina impactos ambientais negativos de caráter significativo.
- Categoria II – Estudos de Impacto Ambiental Semidetalhado – projetos cuja execução pode originar impactos ambientais moderados e cujo efeito negativo podem ser eliminados mediante a adaptação e adoção de medidas facilmente aplicados. Os projetos dessa categoria requerem Estudos de Impacto Ambiental Semidetalhado (EIA-sd).
- Categoria III – Estudos de Impacto Ambiental Detalhado – projetos cujas características, envergadura e/ou localização podem produzir impactos ambientais negativos significativos, quantitativamente e qualitativamente, requerendo uma análise profunda para revisar seus impactos e propor estratégias de manejo ambiental correspondente. Os projetos dessa categoria requerem Estudos de Impacto Ambiental Detalhado (EIA-d).

Segundo o artigo 6º da lei de avaliação ambiental, o procedimento para a certificação ambiental deverá contemplar as seguintes etapas:

1. Apresentação do pedido
2. Classificação da projeto (categoria em que vai ser enquadrado);
3. Elaboração do Estudo de Impacto Ambiental;
4. Parecer sobre a emissão da certificação; e,
5. Monitoramento e controle.

O estudo de impacto ambiental deverá ser elaborado por entidades autorizadas (que tenham registro ativo no ministério do meio ambiente) e com equipes interdisciplinar de profissionais, com experiência em aspectos de gestão ambiental, a escolha é de exclusiva responsabilidade do proprietário ou do proponente do projeto, que assumirá os custos do processo e de sua tramitação.

Com a conclusão da elaboração do EIA, a autoridade competente emitirá a resolução aprovando ou desaprovando o estudo indicando as considerações técnicas e legais de apoio à decisão e as condições suplementares decorrentes da avaliação do impacto ambiental se houver. A resolução que aprova o estudo de impacto ambiental constitui a certificação ambiental e, portanto, autoriza a execução da ação ou do projeto proposto.

O Sistema Nacional de Avaliação de Impacto Ambiental (SEIA) prevê a participação da comunidade da seguinte forma:

- a) A autoridade competente durante a fase de classificação do estudo, tem o poder de pedir à comunidade e/ou a seus representantes comentários sobre a ação proposta.
- b) O proponente e sua equipe técnica devem apresentar um plano para a participação do público e de que forma ocorrerá sua implementação.
- c) A autoridade competente realiza consulta formal durante a fase de avaliação, apenas nos casos de estudos de impacto ambiental detalhado e semidetalhado.

Os estudos produzidos serão disponibilizados ao público para comentários e observações. A chamada será feita por meio de mídia escrita, através da publicação de um aviso de acordo com o formato aprovado pelo regulamento da lei, o custo será arcado pelo proponente. A divulgação será por meio eletrônico.

A audiência pública é obrigatória no caso da elaboração do estudo detalhado do impacto ambiental e deve ser realizada no prazo de cinco (5) dias antes do término do período de consulta formal. No caso de estudos semidetalhado a realização ou não de audiência pública ficará a cargo da autoridade competente.

O Ministério de Energia e Minas (MINEM) é a principal agência que regula os aspectos ambientais e sociais de projetos hidrelétricos no Peru. Dentro do MINEM, o Departamento Geral de Eletricidade (*Dirección General de Electricidad* - DGE) propõe e fiscaliza as políticas e normas técnicas do setor elétrico. A agência de Supervisão do Investimento em Energia regula as normas legais e técnicas relacionadas com a conservação e proteção ambiental para atividades de desenvolvimento no setor da energia. O Departamento Geral de Questões ambientais relacionadas com a Energia (*Dirección General de Asuntos ambientales Energéticos* - DGAAE) supervisiona os aspectos técnicos da regulamentação ambiental no setor de energia, propondo normas, avaliando os estudos ambientais, e propondo políticas e legislação conexa. O DGAAE é em última instância responsável pela aprovação do EIA (BID, 2010).

II.2.5.3 – A UHE de Chaglla: o empreendimento e o licenciamento ambiental

A construção da UHE começou em 2011 e sua potência instalada será de 406 MW, o que fará dela a terceira maior hidrelétrica do Peru, com potência inferior apenas às UHEs de Mantaro (798 MW) e Águila (525 MW). O custo da obra foi estimado em US\$ 607,8 milhões, e seus financiadores foram o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) (DAM INFO, 2015).

Chaglla é uma usina a fio d'água e sua construção está sendo feita pela Empresa de Geração Huallaga (EGH), subsidiária da Odebrecht. A obra está localizada no rio Huallaga nos distritos de Chaglla e Chinchao, departamento de Huánuco, a 420 quilômetros da capital Lima (Figura 22). A plena operação da usina é esperada para o ano de 2016. A concepção do projeto inclui a construção de uma barragem de 199 metros de altura, um 4,6 km² de área de reservatório. O tamanho reduzido do reservatório do empreendimento é devido principalmente às características do relevo da região onde se encontra a hidrelétrica, que está localizada em um vale envolto por montanhas andinas (Intertechne, 2014).

Do ponto de vista de suas características, a bacia do rio Huallaga possui uma área de drenagem de 7.150 km² e estende-se por toda a região central do Peru, no lado leste da cordilheira central (Figura 23) (BID, 2010). A UHE se localiza na Amazônia andina que compreende uma área de transição entre os Andes e a Cordilheira Real Oriental (CRO), definindo ecossistemas de piemonte ou selva alta (2.200 a 600 acima do nível do mar), antes de expandir-se pela vasta planície amazônica ou selva baixa, caracterizada por áreas e florestas de inundação. Peru e Bolívia concentram 75% da Amazônia andina, onde selva alta é uma zona de transição muito importante, embora no geral pouco conhecida.



Figura 22: Localização da UHE de Chaglla

Fonte: Elaboração própria

A particularidade da CRO reside em um padrão climático local de elevada precipitação, em meio a encostas abruptas, permanente nebulosidade e solos de vocação florestal, que têm sido alvo de mudanças no uso solo e do desmatamento. Contudo, registra-se uma enorme disponibilidade hídrica nestas bacias, fator que explica a expansão das fronteiras para a geração hidroelétrica, água potável e irrigação nos Andes (Acevedo, 2006).



Figura 23: Aspectos do rio Huallaga no local próximo a UHE Chaglla.

Fonte: Walsh Peru, 2010

Não existem áreas de uso legalmente restrito no âmbito do projeto. A área protegida mais próxima ao empreendimento é o Parque Nacional de Tingo Maria, que fica a aproximadamente 20 km do projeto. O Parque Nacional de Tingo Maria foi criado em maio de 1965, Lei n° 15.574/1965, com área de 4.777,80 hectares. Os impactos potenciais no Parque foram alvo de detalhamento e estudo no EIA.

Segundo as informações do EIA do projeto (Walsh Peru, 2010), em termos gerais, a área do projeto está localizada em distritos rurais com baixa densidade populacional (13,7 habitantes/km²) e com poucos serviços públicos. Há evidente escassez de instalações educacionais públicas que se reflete no baixo nível de escolaridade entre as pessoas pesquisadas, quase metade não completou o ensino primário. A maioria da população da área está abaixo dos 30 anos, 21% está matriculada na escola; 33% se identificam como agricultores e outros 20% como trabalhadores domésticos.

Com relação à viabilidade ambiental, o Estudo de Impacto Ambiental (EIA) da UHE de Chaglla, classificado como projeto de categoria III, foi publicado em 2010 e elaborado pela empresa WALSH PERU, obtendo a aprovação do Ministério das Minas e Energia do país.

Uma das estratégias da empresa responsável pela construção da UHE para reduzir os impactos ambientais na região foi a de contratar trabalhadores preferencialmente composto por pessoas das aldeias vizinhas, já que nesses locais eles já possuem suas próprias casas e famílias (WALSH PERU, 2010).

Os impactos ambientais previstos durante a fase de construção referem-se à: erosão temporária e aumento de sedimentação; potenciais mudanças no fluxo de água superficial; supressão de vegetação para a construção da barragem, casa de força, estradas de acesso, túnel de desvio, e linha de transmissão; inundação de habitats naturais durante o enchimento do reservatório; impactos de construção temporárias como emissões

atmosféricas, geração de poeira, ruído, vibrações e poluição criada por derrames acidentais. Um risco importante durante a construção é a saúde e segurança ocupacional da comunidade devido à instalação de acampamentos de trabalhadores e da presença de trabalhadores de fora das comunidades.

Uma questão importante diz respeito à aquisição de terra e reassentamento involuntário. O EIA estima que o projeto vá exigir o uso permanente de terra que afetará 124 propriedades. Em relação aos ocupantes dessas 124 propriedades, 65% são proprietários de terras individuais com títulos, os demais são ocupantes irregulares ("posses" com processos pendentes de regularização). Entre as propriedades afetadas, 48% pertencem a "comunidades camponesas" com títulos de terras comunais (descendentes de indígenas).

O EIA do projeto inclui medidas para gerenciar e mitigar, na medida do possível, os impactos ao meio ambiente durante a construção e operação da barragem. Os planos descrevem processos de gestão para lidar com os seguintes elementos: solos afetados, riscos relacionados à geodinâmica, erosão, contaminação cruzada (por trabalhadores), extração de materiais de construção de pedreiras, água contaminada, qualidade do ar (gases, partículas, e odores), o ruído, flora e fauna.

Medidas e ações para prevenir e minimizar e/ou controlar potenciais impactos ambientais e sociais foram identificadas e constam em uma parte do EIA denominada "Plano de Gestão Ambiental". O Plano de Gestão Ambiental tem o objetivo de prevenir, corrigir ou mitigar possíveis impactos a serem causados sobre os elementos do ambiente físico, biológico e sociocultural para a implementação do projeto, através da aplicação de medidas técnicas eficiente em conformidade ambiental e as regras em vigor no país (WALSH PERU, 2010). O plano consiste nos seguintes programas:

- Programa de gestão ambiental para a prevenção e mitigação de impactos potenciais;
- Programa de gestão para auxiliar instalações do projeto;
- Programa de controle de erosão e sedimentação;
- Programa de gestão de explosivos;
- Gestão do programa subterrâneos escavações;
- Programa de revegetação;
- Programa de gestão de reservatórios;

- Programa de gestão da vida selvagem;
- Programa de recuperação paisagística;
- Programa de salvamento e proteção da fauna terrestre;
- Programa de gerenciamento de resíduos sólidos e efluentes;
- Programa de saúde, segurança e saúde ocupacional;
- Programa de monitoramento ambiental;

Esses planos de mitigação foram divididos de acordo com a fase do empreendimento a saber: construção, operação e descomissionamento, sendo que pela magnitude do impacto, foi dado maior ênfase a planos na fase de construção. Nessa fase, as estratégias listadas para mitigar a alteração da paisagem foram:

- Limitar as áreas de trabalho as efetivamente necessárias para a construção;
- A limpeza, despejo e corte da vegetação, escavação e corte dos taludes devem ocorrer somente nas áreas estabelecidas no planejamento do projeto.
- A exploração de material pedregoso para a construção ocorrerá somente nas margens do rio, terminando essa etapa haverá a limpeza e nivelamento das margens afetadas.
- Os depósitos de matérias excedentes (DME) serão dispostos em forma de pilhas de modo a formar terraços.
- Com o término da construção, as áreas de instalações temporárias serão desmontadas, ficando o terreno livre de qualquer edificação.
- Os movimentos dos veículos, máquinas e trabalhadores da construção civil, serão fiscalizados para evitar a entrada de pessoas e máquinas não necessárias para o andamento da obra.
- Será feita a restauração das áreas ocupadas por trabalhos temporários, como acampamentos, usando os depósitos de materiais excedentes, esses materiais também serão utilizados no início do processo de revegetação.

A perda e/ou remoção de indivíduos de espécies de vegetação também foram alvos de ações específicas.

- Delimitar o perímetro dos acampamentos com o objetivo de se fazer uma retirada mais pontual de vegetação;

- Evitar o excesso da abertura de clareiras nas áreas de trabalho;
- Resgate de mudas e sementes de espécies de vegetação disponíveis nas áreas afetadas com o objetivo de evitar a perda de recursos genéticos no momento da recuperação;
- Proibição junto aos trabalhadores do projeto do desenvolvimento de atividades de corte e derrubada de árvores, arbustos, em setores que não sejam previamente autorizadas;
- Proibição da equipe do projeto de realizar a extração de espécimes da vegetação e fauna das áreas limítrofes as áreas da obra;
- Reabilitar áreas alteradas. Serão levados em consideração os planos estabelecidos no programa de revegetação;
- Aos trabalhadores serão fornecidos folhetos com a descrição e identificação das espécies que são consideradas ameaçadas de extinção e os respectivos instrumentos legais que as protegem;
- Poderá se compensar a perda de vegetação pelo reservatório com a aquisição e reflorestamento de áreas já impactadas e em desuso no entorno do reservatório.
- Pretende-se plantar espécies de árvores de grande porte, semeadas em lugares indicados, a fim de que as estruturas de projeto não destoem visualmente do ambiente natural.

Com relação ao risco decorrente das expectativas da população com a obra, o projeto também deu atenção através por meio de algumas atividades (Walsh Peru, 2010):

- Informar e difundir as autoridades locais e moradores dos distritos e comunidades Chimao e Chaglla e Muña Pillão bem como as cidades vizinhas na área da política de influência direta sobre os contratos de trabalho, indicando o número de empregos necessários, duração do emprego, requisitos e condições de trabalho. Da mesma forma, consideraram-se as autoridades e representantes das províncias de Huánuco e Pachitea;
- Explicar que se priorizará a contratação de pessoas residentes na área de influência direta do projeto.

Segundo relatório do BID (2010), o advento da obra da UHE de Chaglla trará impactos negativos sobre os meios de subsistência devido ao deslocamento econômico potencial. O deslocamento econômico a jusante prejudicará atividades recreativas, atividades e/ou a pesca (recreativas e produtivas) no rio ou planície de inundação. Em termos de posse da terra, destas 60 propriedades, 54 têm títulos de propriedade, 53 pertencentes às comunidades camponesas de San Pablo de Pillão e 1 à comunidade de Chaglla. As sete propriedades restantes são membros da comunidade Muña e têm títulos de propriedade ainda pendentes. Em termos de práticas culturais, língua e apego à terra tradicional, nas comunidades todos falam espanhol, embora alguns deles sejam bilíngues, conservando sua língua nativa Quechua. Em relação ao meio de subsistência, as atividades agrícolas são predominantes com destaque para propriedades familiares e coletivas (BID, 2010).

Segundo o BID (2010), o monitoramento na fase de construção deve ocorrer mensalmente com os resultados apresentados para a direção geral de assuntos ambientais (DGAAE), o monitoramento na fase de operação deve ocorrer em uma frequência definida pelo MINEM. Serão realizados monitoramentos dos seguintes aspectos: gases e poeiras (principalmente durante a construção), qualidade da água (contaminantes e características físico-químicas), estabilidade de taludes, resíduos sólidos, crescimento de revegetação, volume de fluxo, batimetria, pagamentos e compensação para os deslocados de suas terras, bem como a adaptação dessas pessoas aos novos locais.

A migração da população em busca de empregos e de oportunidades no comércio também mereceram atenção no EIA. No documento é colocado a necessidade de se informar as autoridades e moradores locais sobre a política de contratação de trabalho, indicando o número de postos de trabalho necessário, os requisitos mínimos para a contratação e condições de trabalho.

A metodologia para o tratamento de deslocamentos involuntários de pessoas se pautou nas diretrizes estabelecidas nas políticas do BID, expressos na OP-710 “Ressecamento Involuntário” de maio de 1998. Essa política é voltada ao atendimento de segmentos vulneráveis da população afetada pela implantação de projetos financiados pelo Banco (BID, 1999).

Foi preparado um plano de compensação detalhado para resolver o problema do desalojamento das pessoas por conta da afetação de suas terras, no entanto, os principais planos de compensação são baseados em compensação monetária. De acordo com a OP-710, existem riscos significativos associados à compensação em dinheiro para as pessoas afetadas. Alguns dos mais frequentes e graves são (i) o risco de não conseguir evitar o empobrecimento pelo uso inadequado dos recursos da compensação e / ou (ii) risco de tomar terreno com a posse da terra tradicional ou territórios ancestrais. Por esta razão, nem sempre é recomendada a compensação monetária.

Outra consideração é a falta de uma análise mais detalhada sobre impactos proporcionais, com base na percentagem de perda de propriedades individuais em cada caso, bem como a qualidade e utilização da terra perdida. Dependendo do caso, outro tipo de compensação, especialmente pautadas em remanejamento para outras terras com características semelhantes deverão ser priorizadas. Além disso, o valor monetário total estimado para custos de reassentamento (US\$ 208.549,42) não inclui programas de recuperação econômica e social (BID, 2010).

A alteração do fluxo natural da água é um dos riscos mais críticos da construção da UHE Chaglla. Um regime de vazão ecológica adequada pode mitigar alguns dos impactos potenciais. No entanto, este regime de escoamento, em particular, o caudal mínimo, deve ser desenvolvido com um elevado nível de consideração para as condições hidrologia e biológicas específicas do rio Huallaga dentro do alcance da área afetada.

Uma característica interessante do projeto com vista à diminuição dos impactos ambientais decorreu da sugestão de uma empresa de consultoria especializada em energia hidrelétrica, Instituto Danish Hydraulic, que ao analisar o projeto, sugeriu que a represa fosse movida em 28 quilômetros a jusante para otimizar a concepção do projeto, reduzir os riscos hidrológicos, e encurtar o comprimento do rio que seriam afetados pela desvio de água. Além disso, o novo local tem um padrão de maior precipitação proporcionando melhores condições para o aumento do fluxo através de condições de escoamento e tributários laterais (BID, 2010).

No final do EIA é apresentado uma análise custo-benefício da avaliação ambiental do projeto. Nessa análise consta que o projeto representa principalmente uma externalidade

positiva, produzindo benefícios aos atores e ao processo econômico. Apesar disso o projeto também implicará em externalidades negativas, gerando um custo com atividades e programas de minimização. Na implementação do Projeto Hidrelétrico Chaglla, será gerado um saldo global de custo-benefício líquido positivo. Os custos (impactos negativos) são compensados pelos benefícios (impactos positivos). Os benefícios serão visíveis nas etapas de construção e operação e manutenção do projeto, que tem uma vida útil de cerca de 30 anos, enquanto os custos têm impacto durante a fase de construção, estimado em 56 meses.

O cronograma de implantação da hidrelétrica de Chaglla está adiantado e a Odebrecht Energia trabalha atualmente com a perspectiva de antecipar em nove meses o início da geração de energia da planta, que quando finalizada estará entre as maiores do Peru. Em 2014 atuavam no projeto 2.550 operários e a previsão é de que este número atinja os 3 mil em 2015, sem contar colaboradores terceirizados que somavam cerca de 700 (INTERTECHNE, 2014).

II.3. Considerações

Antes de se fazer algumas considerações sobre as experiências internacionais apresentadas é preciso esclarecer que nem sempre foi possível obter informações análogas e com 'o mesmo grau de consistência para todos os países devido a fatores diversos como: o acesso diferenciado às informações (em função do grau maior ou menor de disponibilização por parte dos países e de existência de material bibliográfico, ou, ainda, pelas informações se encontrarem por vezes em idiomas não de domínio corrente), complexidade diferenciada da legislação, dificuldade diferenciada de reconstrução dos históricos de licenciamento e implantação dos empreendimentos selecionados e de seus impactos ambientais, dentre outros.

Mesmo assim, o presente capítulo proporcionou a construção de um quadro abrangente de experiências seja de países desenvolvidos com um parque hidrelétrico em certa medida semelhante ao Brasil, seja de países em desenvolvimento com contextos naturais e socio econômicos que, sempre em certa medida, vem sendo afetados pela implantação de empreendimentos hidrelétricos de forma análoga ao nosso país.

De uma primeira análise deste quadro, podem-se apreender algumas características comuns entre todos os países, ou entre aqueles que pertencem a um mesmo bloco de países (desenvolvidos ou em desenvolvimento), e outras características específicas de cada país, no que se refere às formas de regulamentação e encaminhamento das licenças e dos estudos ambientais, bem como, em alguns casos onde foi possível obter informações, das modalidades de implantação de empreendimentos hidrelétricos.

Uma das características que pode ser observada em todos os países selecionados é a dificuldade crescente de implantação desta tipologia de empreendimento à luz dos impactos ambientais e sociais gerados, implicando em maiores questionamentos por parte da sociedade, em aumento dos requisitos legais e das exigências das agências de financiamento e levando as empresas do setor a desenvolver uma série de estudos, planos, programas de prevenção, mitigação, monitoramento, etc, além da criação de mecanismos que garantam de forma crescente a participação das populações afetadas e das partes interessadas.

Neste contexto, a presente análise dará destaque às seguintes questões: a participação, a legislação ambiental, os procedimentos de licenciamento e avaliação de impacto ambiental e finalmente algumas considerações sobre os estudos de caso dos empreendimentos hidrelétricos selecionados em cada país.

Com relação à participação, um exemplo com longa experiência na exploração de seu potencial hidrelétrico é o Canadá, país com grande riqueza natural e forte presença de comunidades indígenas (“comunidades aborígenes”).

Conforme levantado no item II.1.1, estas comunidades detem grande poder na definição dos empreendimentos hidrelétricos principalmente pelo fato da maior parte destes estar localizada em território habitado e/ou controlado por povos aborígenes e também por ser esta população a que mais tem crescido no país. Esta situação levou a legislação canadense a exigir a participação das comunidades no processo de definição e implantação de hidrelétricas e o governo e as empresas do setor elétrico a estabelecer uma série de acordos e tratados como forma de compensação para garantir, de alguma maneira, a auferição de benefícios sociais e econômicos por parte destas populações. A Constituição Canadense de 1982 já estabelecia que toda vez que uma ação pudesse, potencialmente, impactar um grupo aborígine este deveria ser previamente consultado. O próprio Banco

Mundial aponta que a consideração das questões aborígenes mesmo antes dos acordos e tratados consiste numa estratégia de antecipação para reduzir os riscos relacionados a aspectos imprevistos dos projetos e a custos ou atrasos dentro do processo de licenciamento.

Em decorrência deste quadro, portanto, observa-se que no Canadá, após a definição do projeto ser submetida a consulta pública, também em todas as etapas do processo da avaliação de impacto ambiental de empreendimentos hidrelétricos, ou seja desde a fase da definição das diretrizes para elaboração do EIA, há previsão de consulta pública, podendo ainda, ao final ser realizada audiência pública (esta última quando a avaliação é realizada por um painel de revisores).

Alguns outros aspectos relacionados à participação merecem destaque no caso do Canadá: a criação de um fundo para apoiar a participação (*Participant Funding Program*) do público (comunidade, ONGs aborígenes), a criação em alguns casos por parte das empresas do setor elétrico de departamentos ou até empresas para promover o relacionamento e o envolvimento dos povos aborígenes e outras partes interessadas e, em alguns casos, a criação de comitês conjuntos.

Mesmo nos EUA, que como foi visto no item II.1.2 atualmente não preveem a construção de grandes projetos hidrelétricos sendo portanto as avaliações de impacto ambiental executadas para a renovação de licenças existentes, a participação tem se dado de acordo com a legislação desde as fases iniciais da Avaliação de Impacto Ambiental seja através de consulta, acesso ao draft dos estudos de impacto ambiental e audiências públicas. Conforme levantado, as modalidades de licenciamento alternativo e integrado existentes nos EUA também estabelecem a consulta na fase pré-requisição da licença. O caso do relicenciamento da UHE de Tapoco mostrou que, apesar deste país estar implementando medidas para agilizar os processos de avaliação, a obtenção da licença contou com uma expressiva participação e envolvimento das partes interessadas com a realização de acordo com as mesmas.

Já nos países em desenvolvimento analisados, com exceção da China, a questão da participação tem sido induzida em sua grande maioria por agências de financiamento, com destaque para o Banco Mundial, o Banco Asiático de Desenvolvimento e o Banco

Interamericano de Desenvolvimento, que também tem contribuído para a incorporação de boas práticas na identificação, avaliação e monitoramento dos impactos ambientais nos procedimentos de implantação de empreendimentos hidrelétricos de cada país.

Assim, pelo material levantado pode-se inferir que em praticamente todos estes países estão previstos na legislação, e/ou vem sendo praticados por indicação das agências de financiamento, mecanismos de consulta às partes interessadas no decorrer do processo de avaliação de impacto ambiental, havendo ainda em alguns casos, principalmente no caso da necessidade de reassentamentos, a formação de comitês que viabilizem a negociação entre as partes. No caso da China, devido às dificuldades de obtenção de informações só foi possível levantar que de acordo com a lei de proteção ambiental do país, os responsáveis por projetos de construção sujeitos à realização de estudo de impacto ambiental devem “explicar as situações relevantes” à comunidade potencialmente impactada pelo empreendimento e solicitar suas “opiniões” durante a realização do estudo. Além disso o departamento do governo responsável pela avaliação e aprovação do EIA deve tornar público todos os documentos relativos ao estudo. Não foi possível levantar, entretanto, maiores informações sobre através que mecanismos esta participação se daria.

Analisando-se agora a legislação e os procedimentos adotados para a Avaliação de Impacto Ambiental, conforme já mencionado, o que diferencia o primeiro grupo de países, ou seja os países desenvolvidos, em relação ao segundo, ou seja os países em desenvolvimento, é a forte presença das agências de financiamento na definição dos mesmos no caso destes últimos. De fato, enquanto o primeiro grupo detem longa tradição de legislação ambiental e de legislação específica para a avaliação de impacto ambiental, o segundo implementou suas regulamentações, via de regra na década de 1990, tendo-as, em seguida, revisadas na década de 2000, muitas vezes sob a influência dos requisitos daquelas agências. Um exemplo interessante é o do Vietnã que incorporou em sua regulamentação a Avaliação Ambiental Estratégica para o planejamento de diferentes setores, inclusive para hidrelétricas. Avaliações Ambientais Estratégicas foram realizadas neste país para conjuntos de hidrelétricas seja ao nível de área de influência, seja ao nível de bacia hidrográfica por indicação do Banco Mundial e do Banco Asiático de Desenvolvimento.

No que tange mais especificamente os procedimentos de licenciamento e avaliação de impacto ambiental, embora haja algumas diferenças entre os países analisados, de um

modo geral observa-se que em quase todos há o estabelecimento de modalidades e requisição de documentos diferenciados de acordo com os potenciais impactos dos empreendimentos. Estes vão desde a não necessidade de realização de estudos de impacto ambiental, até, por vezes, situações intermediárias, e, finalmente, a obrigação de elaboração de estudos de impacto ambiental para empreendimentos de impactos mais significativos. As hidrelétricas recaem, via de regra, nesta última categoria.

A necessidade de análise de alternativas e de impactos cumulativos também é claramente contemplada na legislação levantada de alguns países como é o caso do Vietnam, Laos, e EUA. No caso deste último país, em que é especificada inclusive a necessidade de se realizar a avaliação da alternativa de não realização do empreendimento, existe uma peculiaridade que o diferencia dos demais que consiste no fato da avaliação de impacto ambiental ser coordenada pelas agências federais responsáveis pelos diferentes setores produtivos, no caso de hidrelétricas a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC).

A análise dos empreendimentos hidrelétricos selecionados em cada país também merece algumas considerações.

O primeiro aspecto a ser destacado é a dificuldade encontrada em se selecionarem empreendimentos nestes países que, de alguma maneira, fossem semelhantes às UHEs brasileiras e, em particular, àquelas que poderiam se assemelhar às usinas plataforma pelo contexto pouco antropizado em que estariam inseridas. De fato, embora os países analisados tenham sido selecionados pelos critérios apontados no início do presente item, a identificação e posterior escolha dos empreendimentos nem sempre correspondeu às expectativas iniciais da pesquisa.

Assim encontramos países, como os em desenvolvimento, em que, apesar de possuírem contextos naturais importantes, (protegidos ou não), suas hidrelétricas ou estão localizadas em áreas mais antropizadas e/ou tem capacidade instalada de muito inferiores às usinas brasileiras. Um caso que recai nas tipologias de grande capacidade instalada, e que portanto poderia se assemelhar às usinas brasileiras, é o caso de Three Gorges na China, maior hidrelétrica do mundo com cerca de 18.000 MW. No entanto trata-se de um empreendimento que levou ao reassentamento de mais de 1,2 milhões de pessoas, que teve muitos questionamentos principalmente internacionais e que, embora interessante pela sua

importância, de pouco pode contribuir para a presente pesquisa em termos de boas práticas.

Já nos outros dois países asiáticos, Vietnam e Laos, a implantação das hidrelétricas de Trung Son (TSHPP) e Nam Theun 2 (NT2) merece algum destaque pois, embora com capacidade de 260 MW e 1070 MW e reassentamento de cerca de 2500 e 6000 pessoas respectivamente, apresentando portanto pouca semelhança com o caso das usinas brasileiras, estes empreendimentos estão inseridos em contextos naturais sensíveis com a presença de comunidades pertencentes a grupos vulneráveis e étnicos, tendo sido objeto de indução de boas práticas por parte do Banco Mundial que financiou os projetos e mantém o monitoramento dos mesmos.

Assim, diversas recomendações tem sido feitas por esta instituição no que tange, por exemplo, a qualidade da água, peixes, biodiversidade, perda de áreas marginais aos rios, erosão das margens, dificuldade/perda de acesso, recursos culturais físicos, gestão da construção e acampamento dos operários, saúde, etc e tendo exigidos diversos estudos adicionais para mitigá-los, como planos de gestão e monitoramento ambiental e social, programas de desenvolvimento de minorias étnicas e reassentamento, dentre outros. Um aspecto interessante da UHE NT2 do Laos, maior hidrelétrica do país projetada não só para suprimento interno, mas também para exportar energia para a Tailândia, consiste na determinação por parte do governo e do Banco Mundial de que parte da renda gerada pela energia vendida seja destinada à administração de áreas protegidas ambientalmente, proteção da biodiversidade, programas socioambientais e gestão da bacia hidrográfica.

Com relação às usinas da América Latina, Reventazon na Costa Rica e de Chaglia no Peru, países com a presença de contextos naturais importantes e semelhantes aos da região norte brasileira, em particular o Peru, o Banco Interamericano de Desenvolvimento teve também um papel relevante na indução de boas práticas ambientais seja na etapa de realização dos estudos, seja na definição de medidas de mitigação e monitoramento. Um aspecto comum às duas hidrelétricas que merece destaque é a presença de empresas brasileiras, notadamente Eletrobras e Odebrecht, interessadas na implantação das mesmas, atuando, inclusive, na definição dos seus cronogramas de execução. De fato, em particular a Odebrecht, tem participado de forma crescente na construção de hidrelétricas no Peru.

Com relação mais especificamente à usina de Reventazon, com capacidade prevista de 306 MW, sendo considerada a maior hidrelétrica da América Central, embora de muito inferior à média da potência das usinas brasileiras previstas ou em construção na região norte do Brasil, algumas interessantes iniciativas foram implementadas pelo ICE em conjunto com o BID. Merecem assim ser destacadas a definição de medidas mitigadoras e compensatórias com ampla participação e validação das comunidades afetadas e o cuidado com a construção de corredores migratórios para preservação das rotas de jaguares que passam na região.

A implantação da usina de Chaglia no Peru, terceira maior hidrelétrica do país com 406 MW, embora também de capacidade não muito elevada, também apresenta diversas características que merecem ser destacadas. De fato, este empreendimento se situa numa zona de transição da Amazonia andina, com baixa densidade populacional e sua implantação prevê, em conformidade com indicações do BID, uma série de medidas de redução dos impactos ambientais, como por exemplo: construção a fio d'água, contratação de trabalhadores preferencialmente das aldeias vizinhas, limitação das áreas de trabalho ao estritamente necessário, exploração de material pedregoso sómente das margens do rio e posterior recomposição, delimitação da área de acampamentos e minimização de abertura de clareiras, restauração das áreas utilizando materiais remanescentes e revegetação, treinamento e conscientização dos trabalhadores, dentre outras. O BID também induziu práticas relativas aos reassentamentos, compensações e monitoramento ambiental e social, demonstrando uma preocupação de que os empreendimentos sejam efetivamente acompanhados durante todo seu ciclo de vida.

Analisando-se agora o caso dos empreendimentos selecionados nos países desenvolvidos, ou seja, Site C e Complexo Hidrelétrico Eastmain -1-A/Sarcelle no Canadá e Complexo Tapoco nos EUA, o primeiro aspecto que desponta é a tendência destes países de trabalharem o conceito de “complexo hidrelétrico” mais que de “usina hidrelétrica” isolada, imprimindo assim uma visão mais integrada aos empreendimentos e seus impactos em termos de planejamento e implantação. Este enfoque é particularmente relevante em se tratando de países de grandes dimensões e com recursos hídricos significativos, como no caso brasileiro.

Adicionalmente, conforme já mencionado, os processos de implantação e licenciamento ambiental destas UHEs (ou relicenciamento no caso de Tapoco) espelham a longa tradição destes países em termos seja de desenvolvimento de empreendimentos hidrelétricos, seja da legislação ambiental correlata. Reproduzem, ainda as preocupações com a participação das partes interessadas como forma de legitimação das ações pretendidas, preocupação esta que, partindo de sua regulamentação pela legislação, perpassa todo o processo de tomada de decisão.

III – Experiências de implantação de projetos de outros setores de infraestrutura em áreas pouco antropizadas no Brasil

III.1 - Urucu

III.1.1 - Breve caracterização da região e do empreendimento

A Amazônia foi considerada uma região petrolífera em potencial desde o início da procura de petróleo no Brasil. A primeira sondagem na região foi realizada no ano de 1917 pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil. Até 1920 foram descobertas pequenas reservas na bacia do Tapajós. Até 1934 foram realizadas 17 perfurações. Em 1938 foi criado o Conselho Nacional do Petróleo e na década de 1950 chegava a 200 o número de perfurações ao longo dos grandes rios da Amazônia, mas com poucas descobertas, todas consideradas não rentáveis. Com a criação da Petrobrás em 1953 inicia-se a exploração sistemática na região com 192 poços perfurados nos primeiros 10 anos, mas também com descobertas não comerciais. Em 1978 ocorreu a primeira descoberta significativa, a província de gás de Juruá com volume estimado em 30 milhões de m³, mas de difícil aproveitamento comercial. (Soler, 2007)

Na década de 1980, em Outubro de 1986, o poço I-RUC-I-AM (Rio Urucú) perfurado entre os rios Tefé e Coari revelou-se produtor de óleo, gás e condensado (óleo leve e incolor) abrindo perspectiva para a exploração de petróleo em toda a região que conduziria à descoberta de outros campos – Leste do Urucu (1987), Sudeste do Urucu (1988), Carapanaúba, Cupiúba (1989) e a extensão Igarapé da Mata (1990) configurando a Província Petrolífera do Rio Urucu, a área mais promissora quanto a petróleo e gás natural na Amazônia. A possibilidade de escoar o petróleo, ao contrário do que acontecia com o gás natural, deu impulso ao processo de produção, iniciando o planejamento para o

desenvolvimento da atividade e para a construção da Base de Operação Geólogo Pedro de Moura (BOGPM) (Soler, 2007).

De acordo com a Superintendência de Planejamento e Pesquisa da Agência Nacional do Petróleo (2010). O rio Urucu, percorrendo cerca de 430 km em direção sudoeste-nordeste a partir de sua nascente, deságua no lago de Urucu, um dos braços do lago Coari, limitador natural da área urbana da cidade de Coari, separado do rio Solimões por estreita faixa de aluviões, que também recebe contribuições dos rios Coari e Arauá. A bacia do Rio Urucu está encaixada no interflúvio dos rios Juruá e Purus, com muitas áreas alagadas intercaladas por trechos de terra firme; apresenta um ciclo sazonal de distribuição da precipitação bem característico, alternando uma estação seca de junho a novembro com uma estação chuvosa de dezembro a maio. O clima é tipo Afi (classificação de Köppen) com temperaturas médias anuais variando entre 25,2 °C e 26,2 °C e a precipitação anual média de 2.349mm (Amaral, 1996; Lima Filho et al., 2008)

A vegetação da região é composta por floresta ombrófila densa de terra firme (80 a 85% da área) e floresta ombrófila densa de várzea, apresentando dossel uniforme, árvores altas (23-32 m de altura), copas grandes e sub-bosque pouco denso. (Cruz e Sousa, 2013)

O município de Coari está localizado na zona fisiográfica do médio Solimões, cujas fronteiras tangenciam com os municípios de Anori, Tapauá, Tefé, Maraã e Codajás. No território do município de Coari, estão localizadas unidades de proteção como a Reserva Extrativista (Resex) Catuá-Ipixuna (a oeste), uma parte da Reserva de Desenvolvimento Sustentável (RDS) Amanã (ao norte) e apenas uma pequena porção da RDS – Piagaçu-Purus (a leste). Outras Unidades de Conservação (UCs) podem ser encontradas nas proximidades de Coari como, ao norte: a RDS – Mamirauá e Parna do Jaú; a oeste: a Flona Tefé, Resex Baixo Juruá, Resex Médio Juruá e RDS – Uacari; ao Sul: Flona Balata-Tufari e Rebio Abufari. (Franzini, 2008). A Figura 24 apresenta as unidades de conservação da região.

Administrada pela Petrobras através da “Base Operacional Geólogo Pedro de Moura” (BOGPM), a Província Petrolífera de Urucu (PPU) está localizada às margens do rio Urucu entre os km 330 e 440, aproximadamente entre os meridianos 65º 40’ e 64º 40’ oeste e os paralelos 4º 35’ e 5º 20’ sul. A BOGPM –(4º30'S e 64º30'W), abrange uma área de 514.000 ha, dista 653 km de Manaus, na bacia do Rio Urucu, afluente da margem direita do

Rio Solimões, no município de Coari, no estado do Amazonas. A província petrolífera de Urucu se expande por cerca de 70 km na direção Leste-Oeste e cerca de 40 km na direção Norte-Sul. A atual área de produção se estende por cerca de 65 km na direção Leste-Oeste e 20 Km na direção Norte-Sul (Gawora, 2003). Ao longo do rio Urucu, a oeste, a província de Urucu se junta à província petrolífera de Juruá. Ela se estende por diferentes campos num percurso de aproximadamente 250 km (Figura 25).

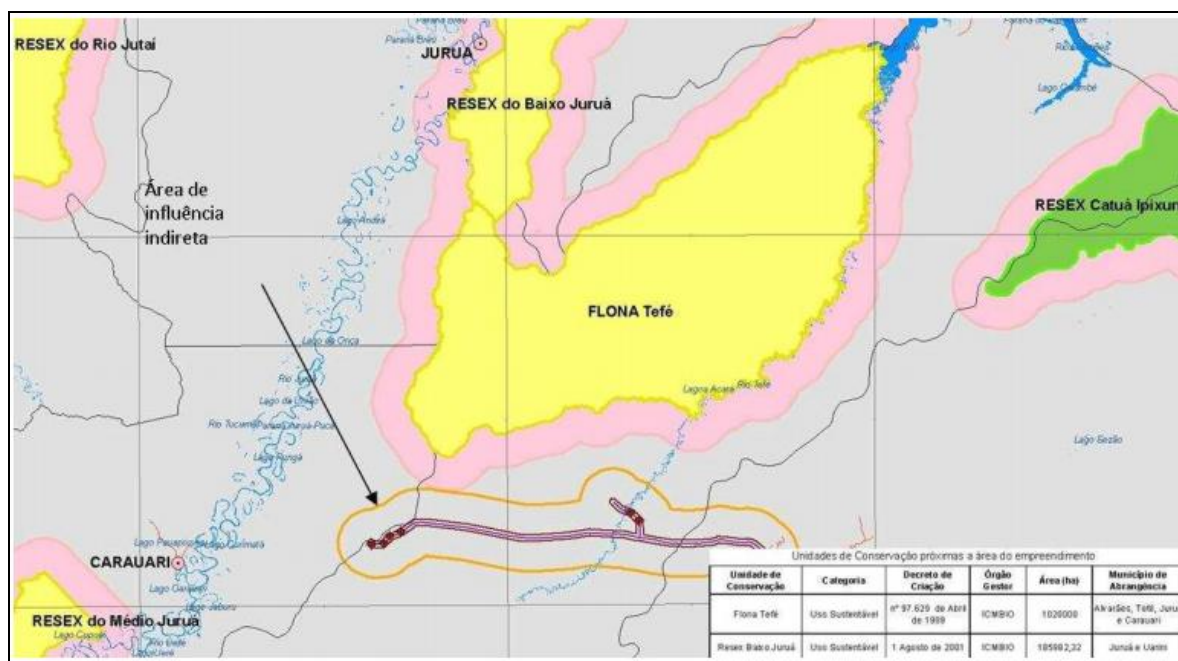


Figura 24: Unidades de Conservação próximas a Coari

Fonte: Petrobras Piatam

Desde o início da instalação da BOGPM, em 1986, atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural vem sendo desenvolvidas na área. Entre os procedimentos para a extração destes recursos está a abertura de clareiras em meio à floresta, as quais são acessadas por uma estrada principal que possui cerca de 50 km de extensão e várias vicinais. (Cruz, Sousa, Bastos e Barbosa 2013).

De acordo com Gawora (2003), com base em Estudo Prévio elaborado em 1991 pela empresa Internacional de Engenharia S.A. – IESA, o licenciamento ambiental de Urucu se deu pelo IMA- Instituto de Desenvolvimento dos Recursos Naturais e Proteção do Estado do Amazonas (órgão ambiental do Estado do Amazonas antecessor do IPAAM) que concedeu, já em 28.01.1992, uma Licença Prévia que se refere a todo o projeto URUCU, portanto, à extração e transporte de gás. Em fevereiro de 1996 o IPAAM (Instituto de Proteção

Ambiental do Amazonas) concedeu uma Licença Prévia ampliada para extração e transporte.

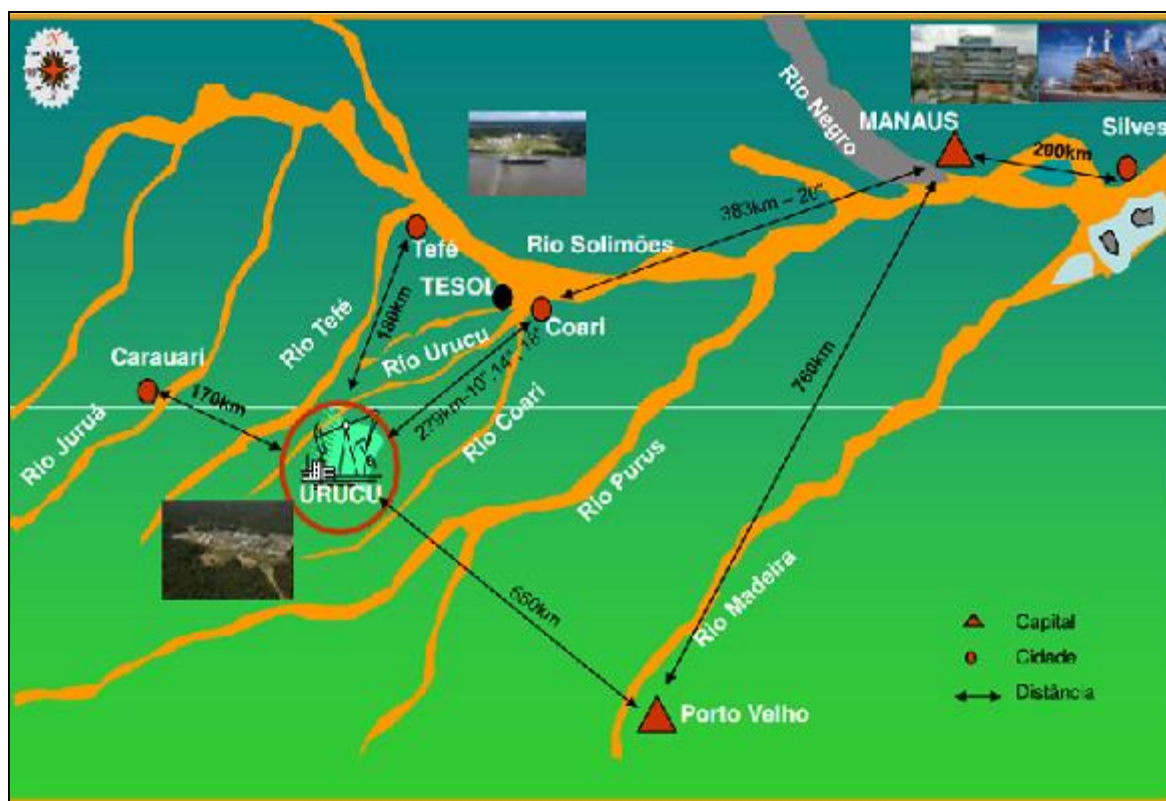


Figura 25: Mapa Ilustrativo de Localização de Urucú na Bacia Hidrográfica do Rio Solimões

Fonte: www.anp.gov.br. Acesso em 13/05/2005

Os poços produtores estão conectados a uma única estrutura de coleta/produção/beneficiamento/obtenção de derivados e de escoamento de óleo cru, GLP e gás associado – uma planta mista UPGN (Unidade de Processamento de Gas Natural)-mini-Refinaria – e portos de Transferência.

A BOGPM possui uma infra-estrutura formada por instalações industriais como o Polo Arara, aeroporto, portos, estradas, alojamentos, refeitórios, escola, áreas de lazer, esporte e telecomunicações para garantir o conforto das quase duas mil pessoas que trabalham em regime embarcado (Figura 26). A Base é auto-suficiente em energia e o gás natural, que é produzido junto com o petróleo, é o principal componente de sua matriz energética. A energia elétrica é gerada por quatro turbogeradores locais e fornecida para a área industrial do Pólo Arara, os alojamentos, a iluminação das vias e demais instalações. Os veículos são abastecidos principalmente com gás natural veicular e diesel produzido no próprio local,

sendo que há um estudo piloto em andamento para a substituição de pelo menos 5% do diesel por biodiesel (Ferreira Lima et al., 2008).

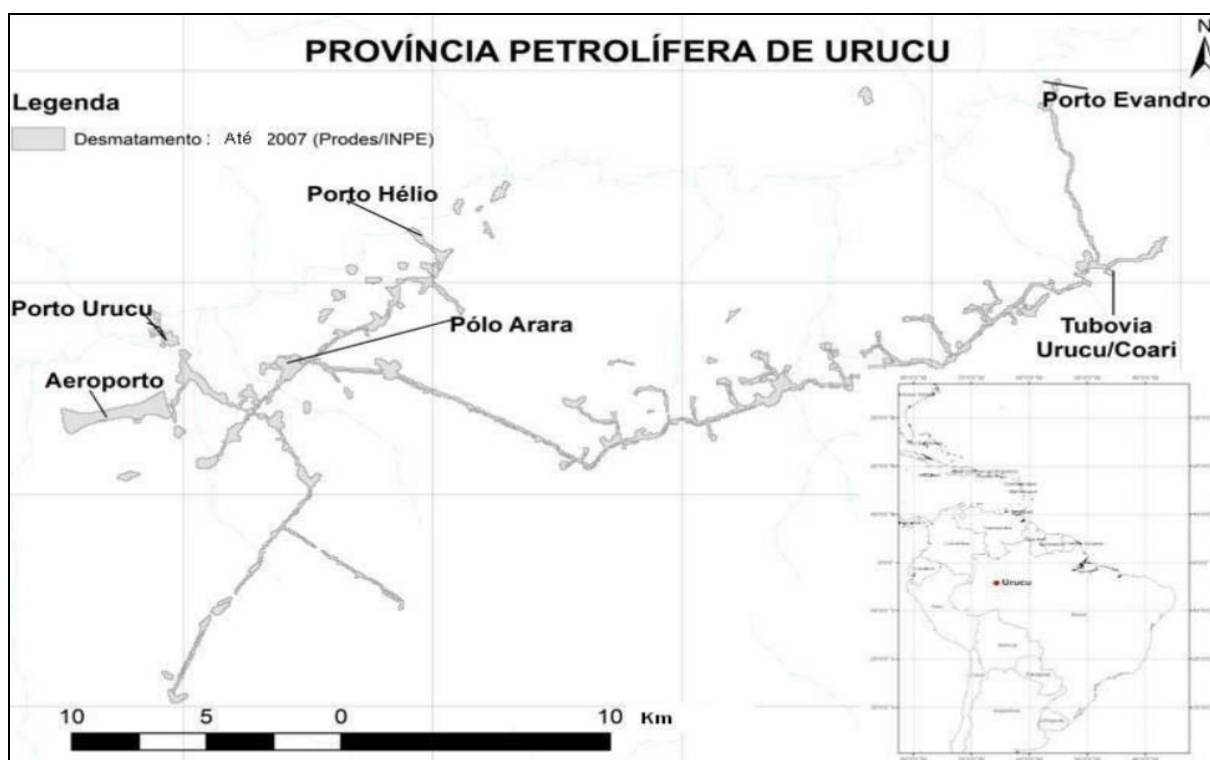


Figura 26: Planta Esquemática da Província de Urucu

Fonte: Nascimento, 2009

Na Província Petrolífera de Urucu, mais ampla que a Base Operacional, existem 740 km de dutos, sendo 600 km terrestres e mais 140 km submersos. A construção dos dutos exige que clareiras de 20m de largura sejam abertas na floresta. Além disso, a área desmatada para construção da base de operação, incluindo aeroporto, unidades de processamento de gás, todas as áreas de exploração, alojamentos e centros de controle chega a 300 ha.

Um gasoduto de 660 km entre Urucu-Coari-Manaus – com capacidade de bombeamento de 5,5 mil m³/dia – abastece sete usinas termoeletricas: de Manauara, de Tambaqui, de Jaraqui, de Aparecida, de Mauá, de Cristiano Rocha e de Ponta Negra.

As operações em Urucu possuem certificação ISO 9001, que garante que as atividades estão dentro de padrões internacionais de qualidade. Portanto, considerando apenas exploração e produção, as atividades são consideradas viáveis, pois as tecnologias das operações são consagradas, isto é, já se mostraram viáveis em desenvolvimentos anteriores.

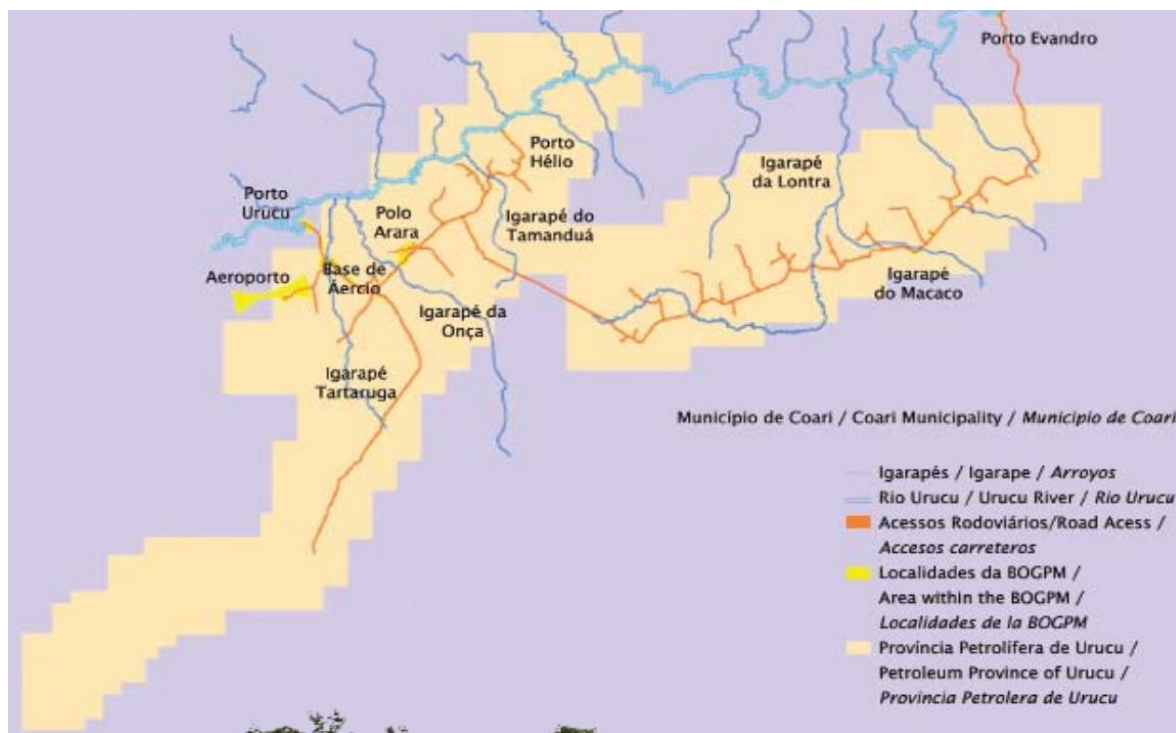


Figura 27: Mapa de Hidrografia e Localização das Instalações da BOGPM no entorno do Polo Arara

Fonte: Ferreira Lima et al., 2008

A Base Operacional Geólogo Pedro de Moura funciona como uma “plataforma on-shore”, com seu porto e seu aeroporto, bem controlados, seus alojamentos, frotas de veículos, e mais de 150 km. de estradas, metade asfaltados. Todo este conjunto industrial foi batizado pela Petrobrás como Pólo Arara, e nele se recebe a produção da área RUC – Rio Urucu, implantação pioneira de meados dos anos 1980 no trecho entre a localidade antiga de Porto Evandro e a nova Porto Urucu, a produção da área LUC –Leste do Rio Urucu, área mais nova ligada à primeira por estrada asfaltada, e as linhas de dutos e de eletricidade, entre as localidades de Porto Urucu e Porto Evandro (Sevá Filho, 1999). Entretanto, do ponto de vista ambiental, vários problemas aparecem assim como descrito a seguir.

III.1.2 – Os Impactos Ambientais

Segundo Silva Junior e Santos (2014) as atividades de exploração e produção onshore envolvem a construção de estradas e a supressão de vegetação, registram-se emissões sonoras e atmosféricas advindas do transporte de equipamentos e trabalhadores, além de perturbações no ecossistema e para as populações locais. Na operação dos sítios para a implantação dos poços, há também supressão da vegetação. Observam-se a ocorrência de erosão e mudança na hidrologia de superfícies, além da possível contaminação do solo,

perdas de habitat e modificação da paisagem (SPPANP, 2010). Na fase de operação do poço, podem ser apontados os seguintes impactos ambientais: danos à fauna e a flora devido à remoção da vegetação no local onde será perfurado o poço; erosão provocada pela destruição da vegetação; agressões ao meio ambiente causadas pelos resíduos dos fluidos de perfuração, fragmentos das rochas (cascalho) perfuradas dispostos em diques de perfuração e/ou percolação de contaminantes para lençóis subterrâneos causados pela perda dos fluidos na perfuração para as formações geológicas. Existem ainda efeitos indiretos dessa atividade, decorrentes da criação de acessos às partes (Souza, 2002).

Na implantação, Silva Junior e Santos (2014) destacam que a supressão da vegetação foi necessária para oferecer à área do Urucu as condições necessárias de infraestrutura básica e de apoio dentre as quais: a base de apoio operacional com alojamentos, refeitórios, escritórios, posto médico e áreas de lazer, como principal centro administrativo e operacional; o aeroporto, construído com o objetivo de tornar mais dinâmico, eficiente e menos custoso o transporte de pessoal e equipamentos para a região, anteriormente inteiramente realizado por intermédio de helicópteros; os portos (Porto Urucu e Porto Hélio, os principais), responsáveis também pelo recebimento de equipamentos transportados por meio de balsa no rio Urucu, e que servem como pontos de transferências do óleo produzido na região e do combustível necessário à movimentação das máquinas que lá operam. E finalmente a rede viária, em parte asfaltada, que interliga a maioria dos poços perfurados aos principais centros operacionais (estação de produção, base de apoio, portos), além de permitir o tráfego de pessoal, máquinas e equipamentos necessários à exploração de hidrocarbonetos.

O trabalho de Souza Júnior (1991) conclui que as atividades de exploração e produção desenvolvidas pela Petrobras na Bacia do Solimões não se encontravam à época no rol dos maiores problemas ambientais existentes na Amazônia. Segundo o autor, “seus impactos mais significativos, até o momento, limitam-se ainda a áreas de pequena extensão, implicando de uma maneira geral em problemas ambientais localizados, sem repercussões de escala de grandeza mais elevada”

Segundo Almeida (2005) as áreas desmatadas em Coari para apoio às atividades de prospecção sísmica, entre os anos de 1987 e 2003 perfazem 72,16 Km² para clareiras de apoio e 4,29 km² para heliportos. Gawora (2003) estima em 1835 ha a área desmatada para

a implantação do poliduto Urucu-Coari. Ruiz (2010) calcula em 20,17 km² a área desmatada para a implantação do gasoduto Coari Manaus.

III.1.3 – A Gestão Ambiental

Em janeiro de 1996 a Petrobras estabeleceu e publicou a Política Corporativa de Meio Ambiente e Segurança Industrial. A Petrobrás teve como estratégia de gestão SMS (Segurança, Meio Ambiente e Saúde), a sistematização por meio da certificação de seus Órgãos Operacionais, tendo como meta 100% de certificações ISO 14001 e BS 8800 ou OHSAS 18001 até dezembro de 2001, o que foi efetivamente implementado. Como exemplo de processos de certificação em áreas ambientalmente sensíveis pode-se destacar a certificação da Unidade Operativa de Exploração e Produção da Amazônia (URUCU), segundo a Norma ISO 14001 (Torres e Molle, 2002)

Além da certificação, o comprometimento da Petrobras com a preservação ambiental em Urucu esteve presente desde o início da concepção da atividade e, para subsidiar o planejamento, foram convidados dez eminentes cientistas de diversas áreas do conhecimento ambiental cujas recomendações para minimizar os impactos sociais e ambientais foram consolidadas no Plano Diretor de Gerenciamento Ambiental para a Região Amazônica (Petrobras, 1989), no qual foi contemplado o ciclo de vida da atividade, com a incorporação da preocupação ambiental e social nas fases de implementação, operação, descomissionamento e pós descomissionamento. No ano de 2006, foram estabelecidas as Diretrizes de Sustentabilidade para as atividades de exploração e produção da Petrobras na Amazônia. O Plano Diretor foi estruturado em diretrizes gerais de gerenciamento ambiental, programas específicos para a Região Amazônica e na orientação para um sistema de monitoramento. As diretrizes recomendavam a utilização dos melhores recursos tecnológicos, materiais e humanos para evitar e controlar impactos ambientais e sociais negativos, a articulação com o poder público para atendimento das populações nas áreas de influência, a avaliação prévia de impactos para planejamento adequado e a garantia da sustentabilidade dos benefícios sociais gerados pela atividade quando ela for encerrada.

Na implantação e na operação do empreendimento, foram definidas diversas ações concretas com base no Plano Diretor de Gerenciamento Ambiental. As medidas implementadas para evitar assentamentos e abertura de acessos na floresta foram a construção das instalações em área isolada, o trabalho em sistema de confinamento, com

turnos de 14 dias de atividades e 21 dias de folga, com transporte aéreo dos trabalhadores, a racionalização na abertura de estradas internas e implantação de projetos de reflorestamento e recuperação de áreas degradadas com apoio de instituições científicas (Ferreira Lima S. O., Martins M. B. et al 2008)

De acordo com Leyen (2008) na região de Urucu o programa intensificou a inspeção visual dos dutos, por meio de andarilhos e a utilização de "pigs" instrumentados – autômatos equipados com diferentes sensores, que percorrem o interior dos dutos verificando a existência de processos corrosivos e falhas. Outras medidas de prevenção empregadas no período de 2001 a 2003 foram substituição de linhas de urgência, instalação de pontos informatizados para monitoramento da corrosão e proteção catódica em dutos e implantação de análises de riscos de todos os processos de produção em Urucu (chamada de análise do poço ao posto) (UN-AM, 2007). Como medidas de controle para aumentar a rapidez e eficácia na resposta a emergências da Unidade, foram realizadas automação de poços, instalação de transmissores de imagens em pontos críticos, instalação de sistema pioneiro de detecção de vazamentos através de ultrassom e aquisição de equipamentos e materiais de combate a emergências. Esses equipamentos incluem barcos recolhedores, balsas, barreiras de contenção e absorção, caminhão de combate a incêndios, entre outros.

Leyen (2008) apresenta ainda uma síntese de como são gerenciados os resíduos na base de Urucu na época em que fez a pesquisa.

A entrada e saída de pessoal da área de operações são estritamente controladas, a área que cerca o local de operações não pode ser cruzada por estradas ou pessoas sem autorização e todo o resíduo produzido no local é categorizado, tratado, armazenado e destinado de acordo com sua categoria no Parque de Resíduos.

O plano de gerenciamento de resíduos da Unidade prevê como objetivo prioritário a não geração de resíduos e, secundariamente, a redução, a reutilização, a reciclagem e a destinação final. Visando a atender esse objetivo, o plano possui um anexo com opções para a redução de geração de resíduos, com recomendações e boas práticas que devem ser seguidas por todos com o objetivo de reduzir os resíduos gerados na base de apoio. O plano traz ainda uma lista com as tecnologias de tratamento e disposição de resíduos que podem ser aplicadas de acordo com seu tipo e classe.

Conforme já mencionado, todo resíduo gerado é destinado ao Parque de Resíduos, que é composto de unidades de triagem, armazenamento de resíduos perigosos, incineração e tratamento de esgoto doméstico. Após a triagem do material, os resíduos orgânicos são enviados à unidade de compostagem, para serem utilizados em seguida na jardinagem e no reflorestamento. Os recicláveis seguem para o galpão de recicláveis, onde são prensados, enfardados e armazenados até serem enviados para Manaus através de balsas, onde são vendidos a empresas de reciclagem que tenham bom desempenho ambiental, comprovado através de auditorias.

Os resíduos termo degradáveis não passíveis de compostagem ou reciclagem são enviados à unidade de incineração. São exemplos de resíduos incinerados lixo comum, produtos químicos vencidos, resíduos de serviço de saúde e resíduos contaminados com óleo ou produto químico. As cinzas resultantes do processo de incineração são dispostas em aterro próprio, localizado no parque de resíduos. Os resíduos perigosos são acondicionados e armazenados em um galpão específico, enquanto que os resíduos de saúde são encaminhados diretamente à incineração, sem passar pela triagem.

Os resíduos provenientes dos trabalhos de sondagem são separados em resíduos domésticos, industriais, fluidos de perfuração e cascalho de perfuração. Os resíduos domésticos de sondas com acesso por via terrestre são retirados da locação durante a perfuração ou intervenção nos poços e levados ao parque de resíduos. Nas sondas helitransportáveis, ou seja, aquelas sondas cujo acesso é realizado por helicópteros, os resíduos domésticos são incinerados na própria locação. Todos os resíduos industriais são retirados da locação, sendo os resíduos perigosos acondicionados separadamente dos resíduos não perigosos. Nas sondas helitransportáveis, os produtos químicos são incinerados. Os fluidos de perfuração utilizados são à base de água e são reinjetados na formação, para evitar contaminação dos aquíferos, enquanto que os cascalhos são dispostos em um pequeno aterro na própria área da sonda.

Os resíduos de esgoto doméstico são recolhidos e destinados para a Estação de Tratamento de Esgoto na própria área da BOGPM. O tratamento de esgoto é composto por um sistema anaeróbio com 3 reatores seguido de um sistema aeróbio também com 3 reatores. Em seguida são realizados os processos de decantação do lodo em dois módulos, que retorna ao tanque aeróbio. O efluente, antes de ser descartado nos corpos hídricos, é

desinfetado com radiação ultravioleta e tem suas características físicas, químicas e bacteriológicas medidas, visando o atendimento da legislação e demais requisitos aplicáveis, a preservação do meio ambiente e a saúde das pessoas. O lodo de esgoto é usado com fins agrícolas, desde que suas características físicas, químicas e bacteriológicas, medidas por ocasião da retirada do módulo de decantação, atendam as exigências estabelecidas pela legislação.

Os efluentes líquidos oleosos são tratados na Estação de Tratamento de Efluentes (ETE). A ETE é composta por um separador água-óleo do tipo API, coberto para evitar a entrada de insetos, um flotador a ar induzido e um filtro de areia. O teor de óleos e graxas (TOG) do efluente é medido, e estando dentro da especificação este é descartado no corpo hídrico.

A água produzida juntamente com o petróleo e o gás natural nos poços dos campos da Província de Urucu, após ser tratada em uma Estação de Tratamento de Água Produzida (ETA), é injetada novamente na formação, através de poços específicos para esse fim. O sistema de tratamento de água produzida consiste em um separador água-óleo do tipo placas. A água para o processo industrial e consumo humano é captada em aquíferos locais através de poços artesianos. Alguns poços perfurados resultam em água com grande teor de sílica, que não pode ser aproveitada para esses fins.

Segundo o Informe Petrobrás (2015), ao lado do Pólo Arara, um viveiro com aproximadamente 86 mil mudas de espécies nativas da região amazônica é a base de um programa de replantio intensivo que chega a mais de mil mudas plantadas por dia. São 60 espécies diferentes, tais como imbaúba, mata-pasto, angico, goiaba-de-anta, jatobá, lacre etc, sendo que, para algumas delas, a multiplicação em viveiro é obtida em larga escala. Essas espécies foram selecionadas pelos pesquisadores porque florescem a céu aberto, gerando sombra e criando condições ambientais para o crescimento de outras espécies nativas. O Informe aponta também que em cada clareira aberta para a perfuração de poços petrolíferos é feito um cuidadoso trabalho de recomposição da cobertura florestal, mantendo-se apenas uma pequena área para os equipamentos de produção de petróleo e gás natural. Tudo feito rigorosamente conforme procedimentos documentados, previamente estabelecidos por especialistas, e revisado sistematicamente para garantir técnicas cada vez melhores e resultados em constante evolução.

Mas na avaliação de Silva (2011), na Província Petrolífera de Urucu a Petrobras realiza a abertura de clareiras na floresta primária para a prospecção de petróleo e gás natural com consequentes impactos. Em algumas destas áreas, além da remoção da floresta primária, é retirada também a camada superficial do solo, deixando as clareiras mais vulneráveis, pois desfavorece o estabelecimento da composição florística destas áreas, deixando o solo descoberto por longos períodos e sob a ação da insolação e erosão superficial ocasionada pelas altas precipitações pluviométricas que ocorrem na região.

Segundo este autor, para recuperar estas clareiras, a Petrobras vem desenvolvendo de forma sistemática desde 1986 a recuperação das áreas abertas na floresta usando mudas de um conjunto de espécies florestais produzidas em viveiro. Contudo, apesar da utilização destas técnicas de recuperação, a vegetação estabelecida apresenta-se constituída por um conjunto muito pobre de espécies florestais.. devido à retirada da camada superficial de solo nas clareiras

Os resultados iniciais da pesquisa realizada por Ribeiro e Rocha mostram que a infiltração no solo da clareira é quase inexistente quando comparada com o solo da floresta, indicando que durante as aberturas das clareiras as máquinas pesadas compactam o solo de forma a altera-lo drasticamente, não somente sua constituição, também a suas características como porosidade. A recuperação destas clareiras se tornou uma contínua preocupação da PETROBRAS, sendo que se trata de um processo demorado e custoso. Entretanto, segundo estes autores, recuperar uma área com reflorestamento, aparentemente, acaba não sendo a melhor saída.

Em novembro de 2010, a Petrobras anunciou a descoberta de uma reserva de petróleo leve e de gás no município de Tefé (AM). A descoberta se reveste de grande importância, pois além de existir petróleo e não apenas gás, como ocorre com a maioria das descobertas na região amazônica, a reserva está a apenas 35 km da província petrolífera de Urucu, no município de Coari, onde a Petrobras já produz gás natural. Neste contexto, a província de Urucu, hoje a maior reserva provada de gás do país, tem um destacado papel no suprimento energético do Amazonas.

III.2 - Grande Carajás

III.2.1 - Breve caracterização da região e do empreendimento

A partir de 1950, juntamente com os programas de colonização, a região amazônica foi objeto de diversos estudos visando a pesquisa e extração de minérios. Em 1967 foi descoberta o que seria a maior reserva de ferro de alto teor do mundo (com média de 66% de pureza), a província mineral da Serra dos Carajás. A descoberta do minério foi feita pela Companhia Meridional de Mineração (CMM) - subsidiária da *United States Steel Corporation*, empresa norte-americana que operava no Brasil. Seguindo o que preconizava o código de mineração da época, a CMM requereu os direitos e exploração da jazida, requerimento este que no entanto foi sustado em 1969 pelo DNPM. A empresa então aceitou associar-se, em 1970, à Companhia Vale do Rio Doce (CVRD³¹), formando a AMZA (Amazônia Mineração S.A). Nesse acordo a CVRD ficou com 51% do capital. Os trabalhos de pesquisas foram elaborados e concluídos em 1972 com perspectivas de grandes resultados (Cota, 1984; Feitosa, 1988; Coelho et al., 2006).

Logo após os trabalhos de pesquisa, foram realizados estudos de viabilidade técnico-econômica do projeto, dentro da concepção de um sistema integrado de mina – transporte - porto, esquema clássico de exploração de minérios de ferro em regiões de difícil acesso. As obras de infraestrutura do projeto denominado “Projeto Grande Carajás” (PGC) foram iniciadas, ao mesmo tempo em que o governo federal cumpria sua parte do acordo relacionado à produção de energia para o complexo, com a construção da UHE de Tucuruí e a legalização das terras onde seriam realizadas as explorações. Problemas de cunho econômico e divergências com a sócia fizeram a CMM em 1977 se desligar do projeto, ficando a CVRD, após indenização, como única dona do projeto (Cota, 1984).

A delimitação da área do projeto se deu através Decreto-Lei no 1.813, de 24 de novembro de 1980, editado pelo Governo Federal, criando assim oficialmente o Programa Grande Carajás (PGC). Com vista a viabilizar e dar incentivos ao PGC, esse mesmo decreto instituiu o regime especial de incentivos para empreendimentos integrantes do Programa Grande Carajás. Devido a importância do projeto e com vista a auxiliar na administração do mesmo, através do decreto nº 85.387 de 24 de novembro de 1980 foi criado Conselho

³¹ Em novembro de 2007, em meio à expansão das atividades internacionais a Companhia Vale do Rio Doce (CVRD) mudou o nome da empresa para Vale, nesse texto esta nomenclatura será utilizada para acontecimentos pós 2007.

Interministerial do PGC, esse conselho era então integrado pelos ministros das Minas e Energia, dos Transportes, da Indústria e do Comércio, da Fazenda, do Interior, da Agricultura, do Trabalho, cabendo a presidência do mesmo ao ministro-chefe da Secretaria de Planejamento da Presidência da República, tendo por substituto eventual o ministro das Minas e Energia. Dispunha de uma Secretaria Executiva, dirigida por um secretário-executivo designado pelo presidente de República, à qual competia estudar projetos e programas para aprovação pelo Conselho e acompanhar a implantação dos projetos aprovados. Os empreendimentos aprovados pelo Conselho deveriam receber tratamento privilegiado pelos órgãos da administração pública federal, observada a legislação em vigor (BRASIL, 2010).

Segundo Feitosa (1988) por definição da Comissão Interministerial do PGC, a área do projeto abrange 895.265 km², correspondendo a 10,6% do território brasileiro, 95% do estado do Maranhão, 40% do estado do Pará e 10% do estado do Tocantins (Figura 28).



Figura 28: Área de abrangência do Projeto Grande Carajás e principais depósitos minerais.

Fonte: Santos, 2002

A área em que se estabeleceram as minas de exploração originalmente era coberta de forma majoritária por floresta densa ombrófila, com a ocorrência de outros tipos de

vegetação como cerrados e a vegetação de canga³². Nessas áreas havia a presença de ocupação humana tradicional e indígena que se dedicavam a atividades de coleta e extrativismo principalmente de caucho³³ e castanha do Pará, a fisionomia vegetal da região era marcada pela presença de extensas áreas de castanheiras (*Bertholletia excelsa*).

III.2.2 – Os Impactos Ambientais

Com o advento das grandes obras ligadas ao PGC, segundo Guerra (2001), a região tornou-se cenário de transformações com o ingresso de mineradoras, estradas, hidrelétricas, siderurgia, serrarias, garimpos, cuja consequência foi uma abrupta reestruturação espacial que veio impactar de forma sensível o contexto socioambiental. A legislação ambiental brasileira que versava sobre impactos ambientais nesse período ainda era muito incipiente. Apenas com o advento da Lei 6.938/1981 passou a haver legislação nacional sobre o tema, cabendo ressaltar a lacuna existente entre a publicação desta lei e sua efetiva implementação.

No entanto já havia pressões internacionais para a conservação da natureza, pois parte dos recursos para o financiamento do PCG provinha de organismos internacionais como o Banco Mundial e o G7. Desta forma, dentre as exigências impostas pelo Banco, figuram a mitigação dos impactos ambientais bem como a proteção das populações indígenas diretamente afetadas pelo projeto (Coelho, et al., 2007; Coelho, 2009).

Durante as pesquisas, não foram encontrados documentos específicos que tratasse de mitigação dos impactos na fase de planejamento, o que se percebeu foi que os estudos foram intensificados durante a fase de construção da infraestrutura do projeto.

Em 1976, a CVRD obteve do Governo Federal a concessão para a construção e operação da Estrada de Ferro Carajás (EFC), ato que marcava o primeiro movimento concreto em direção ao efetivo desenvolvimento e implantação do Projeto Grande Carajás. O ano de 1979 marcou o início efetivo da implantação do PGC, integrado pelo sistema mina,

³² A vegetação de canga ou de campos ferruginosos consiste em campos rupestres que crescem sobre as rochas ou vegetação metalótica (associada a metais. No Brasil, tais campos ocorrem no quadrilátero ferrífero (MG) e na serra dos Carajás. Em Carajás essas formações apresentam-se cercadas pela floresta tropical (VICENT, et al., 2002).

³³ Planta amazônica pertencente à Mata de Terra Firme e, como a Seringueira, também é produtora de goma elástica, mas seu látex não apresenta as mesmas qualidades do produzido pelo gênero *Hevea* (seringueira) e precisa ser misturado ao desta.

ferrovia e porto, pelas instalações auxiliares e pelo núcleo urbano, tornando-se a meta prioritária da estratégia empresarial da CVRD (IBAMA, 2003).

Para subsidiar a operação do PGC infraestruturas foram construídas na região, além daquelas relacionadas à produção como abertura de minas, estradas, ferrovias. Houve assim o estabelecimento de uma “*company town*” denominada de Núcleo Urbano de Carajás que ainda hoje serve de residência para os funcionários da Vale. Essa “mini-cidade” foi dotada de toda a infraestrutura de serviços e de equipamentos urbanos necessários ao desenvolvimento das atividades ali instaladas, sendo constituída de cerca de 1.300 residências com capacidade para abrigar até 7.000 habitantes. Os serviços disponíveis à população são diversos e contam com a presença de hospital, bancos, correios, centro comercial, supermercados, estação rodoviária, linhas aéreas, aeroporto comercial, atividades de lazer inclusive clubes, um teatro, hotéis, estações de tratamento de água e esgoto e canais de TV.

Na região de implantação do projeto, além de conflitos com a população que tradicionalmente ocupava as terras, havia a presença de índios de diversas etnias, com destaque para os Kayapós. Devido à presença dessas populações nativas, houve em 1982 por parte do Banco Mundial, a exigência para que a CVRD investisse cerca de 12 milhões de dólares em demarcação e programas de educação, saúde e infraestrutura básica nas áreas indígenas situadas na influência de suas minas e ferrovia. No caso da reserva dos índios Kayapós, a FUNAI firmou um convênio com a companhia objetivando o controle de seus limites a oeste e a proteção dos indígenas. A Reserva Indígena Xikrin do Rio Cateté foi homologada pelo Decreto 384/1991 com uma área de 439.151 ha (Figura 29) (Coelho et al., 2006).

Para atender à exigência do Senado de defesa integral dos ecossistemas, a CVRD celebrou convênios com o IBAMA para proteger a áreas e, juntamente com esse órgão, exerceu fiscalização com relação a possíveis invasores (IBAMA, 2003).

Grandes obras como UHEs ou projetos minerais de grande envergadura, provocam mudanças bruscas no perfil demográfico da região de influência das obras. Dados da evolução demográfica de alguns municípios da região sudeste do Pará, mostram o quanto o

advento de grandes obras como a UHE de Tucuruí, abertura de estradas e o Programa Grande Carajás influenciaram no aumento da população.

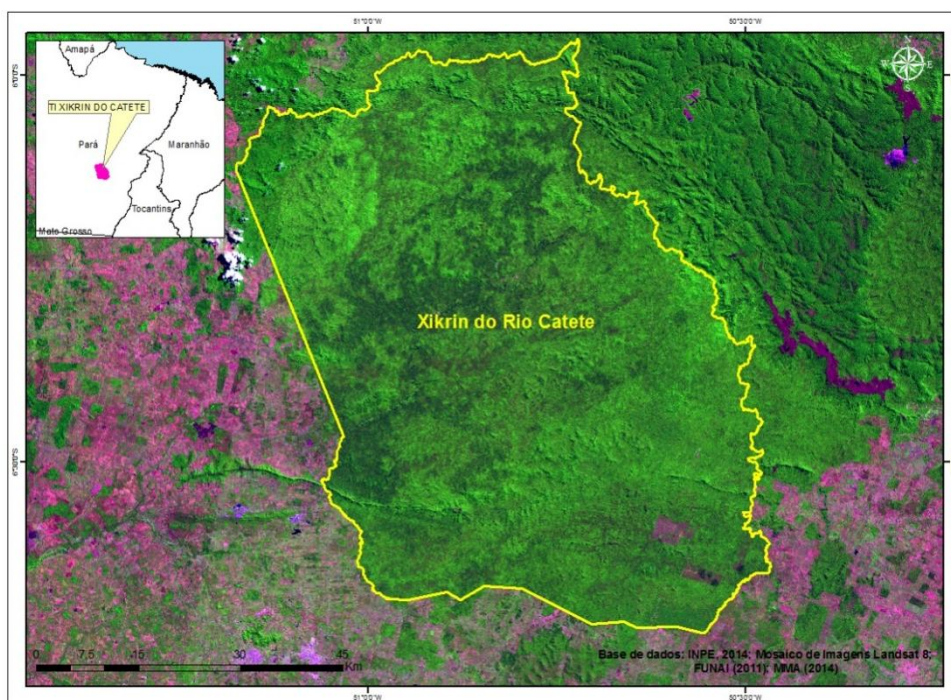


Figura 29: Localização da TI Xikrin do Catete

Fonte: Elaboração própria

De acordo com a Tabela 19, o município de Marabá, centro do PGC, que contava na década de 1950 com cerca de 15.000 habitantes, já na década de 1980 possuía mais de 72 mil habitantes. O mesmo ocorreu com Tucuruí que viu sua população saltar de pouco mais de 3.600 habitantes em 1950 para mais de 67 mil em 1980. Essa explosão demográfica que se deu na realidade em todos os municípios, vem intensificando os conflitos e requer instrumentos e ações eficazes para mitigá-los.

Tabela 19: Crescimento demográfico de algumas cidades no entorno do PGC

Estado	Cidade	População residente em				% de crescimento
		1950	1960	1970	1980	1970/1980
PARÁ	Conceição do Araguaia	7.656	11.283	29.830	129.442	334
	Marabá	15.666	20.089	24.798	72.530	192
	São João do Araguaia	-	-	15.348	36.356	137
	São Felix do Xingu	-	-	2.397	7.785	225
	Tucuruí	3.621	5.716	10.091	67.265	567

Fonte: IBGE apud Feitosa, 1988

O PGC oficialmente entrou em operação em 1985, dezoito anos após a descoberta da primeira mina, quando se deu o transporte e embarque da primeira remessa de minério de

ferro aos clientes no exterior e a primeira instalação de beneficiamento da mina de manganês do Azul. O projeto chamou a atenção por seu grande aparato de instalação de apoio operacional que conta com estradas e acessos internos, subestações (principal e secundárias); sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica, composto de uma linha de transmissão de 230 KV, com 177 km de extensão interligando as subestações de Carajás e Marabá; minas de ouro, ferro, manganês e cobre; e, usina de beneficiamento (IBAMA, 2003).

O pátio de estocagem tem uma capacidade real de um milhão de toneladas, contando com duas empilhadeiras e duas recuperadoras de roda de caçamba. Há ainda as construções relacionadas aos transportes como ferrovia Carajás/São Luís, o aeroporto de Carajás – que conta com uma pista de 2 mil metros além do núcleo Urbano de Carajás que se apresenta constituído de seis tipos básicos de construção, ocupando uma área urbanizada de 1,7 milhões de metros quadrados (IBAMA, 2003).

O PGC é o maior projeto de desenvolvimento “integrado” empreendido em uma área de floresta tropical úmida que se tem conhecimento no mundo tendo transformado o que era uma área de floresta virgem em uma área industrial e agropecuária (Hall, 1991). Apesar de ter sido pensando em muitos aspectos para se evitar potenciais conflitos, o PCG colecionou uma série deles, o que se deveu principalmente ao fato da instalação de um projeto com diversas vertentes econômicas em áreas com pouca ocupação e restritas atividades econômicas.

Os principais conflitos estão relacionados à luta pela posse da terra entre a população tradicional da área, migrantes, indígenas e grandes empresas. Quando a mineradora chegou à região, havia cerca de 15 diferentes grupos indígenas habitando de maneira dispersa as áreas, totalizando cerca de 13.000 indivíduos, localizados em 27 territórios tribais na área de influência direta do PGC, o que se considerou um raio de 100 km da mina (Treece, 1987 *apud* Hall, 1991). As obras de infraestrutura como a estrada de ferro, impactaram de forma direta as áreas dos indígenas, foi o caso da Terra Indígena Mãe Maria (área homologada em 20 de agosto de 1986) que foi seccionada pelo traçado da ferrovia (Figura 30) (Cota, 1984).

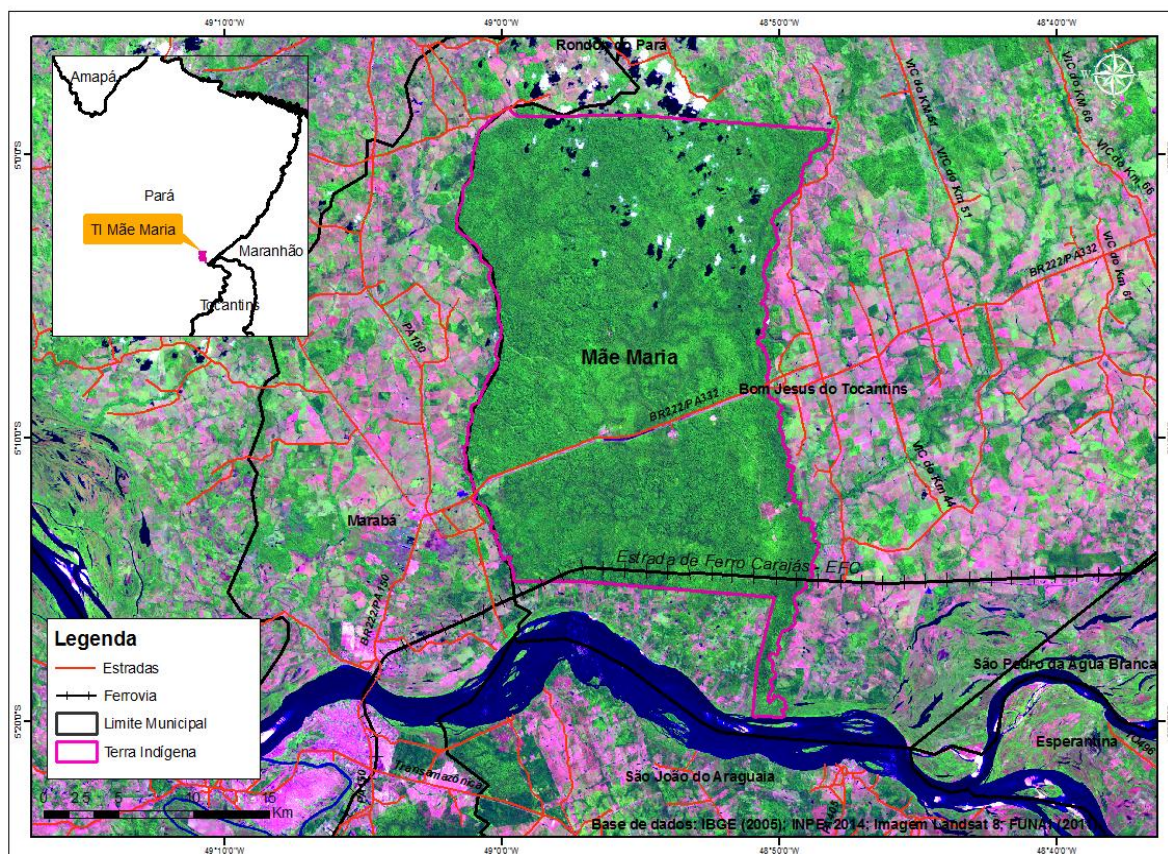


Figura 30: Localização da TI Mãe Maria e o traçado da ferrovia de Carajás

Fonte: Elaboração própria

A imigração intensificou os conflitos pela posse de terras, transformando a região do sudeste do Pará em uma das mais conflituosas da Amazônia. No entorno do PGC é onde se localiza o Bico do Papagaio, na tríplice fronteira entre Tocantins, Pará e Maranhão, local conhecido pelas constantes lutas pela posse de terras e mortes no campo (Hall, 1991; Monteiro e Teixeira, 2005; Coelho et al., 2009). Outra questão impactante foi a ampliação das atividades de criação de gados e formação de pastagens, retirada da madeira para transformação em carvão (matéria prima para as usinas de ferro gusa) que contribuíram para o elevado desmatamento e conflitos fundiários na região delimitada para o projeto (Gistelinck, 1988; Valverde, 1989; Marques e Marques, 2013).

Outra questão que gerou conflitos e tensão política entre os governos do estado do Pará e Maranhão, durante a concepção do projeto, foi a forma de escoamento da produção de minério no PGC. Os paraenses preferiam que o transporte se desse dentro do território do estado, por hidrovia pelo rio Tocantins, cuja obra da UHE de Tucuruí previa a construção de eclusas para torná-lo plenamente navegável, no entanto foi priorizado o transporte via

ferrovia com saída pelo estado do Maranhão. O transporte hidroviário com saída pelo porto de Vila do Conde (Pará) seria uma opção que causaria menores impactos ambientais e menores custos de transporte. Mas como já citado por Goodland e Irwin (1975), isso faz parte das contradições dos projetos que se instalaram na Amazônia a partir da década de 1960. Mesmo sendo o Amazonas considerado o rio mais longo do mundo (dezessete de seus tributários tem mais de 1.500 quilômetros de trechos navegáveis e contam com um total de 80.000 quilômetros de trechos navegáveis), o transporte hidroviário na região encontra-se relegado ao abandono, sendo pouco aproveitado enquanto rodovias paralelas aos mesmos vêm sendo construídas.

Pinto (1982) cita que o desenvolvimento do PGC se deu sem ouvir a população local, sendo seu desenvolvimento feito quase que completamente em Brasília, o que potencializou os conflitos com a população afetada. Já em 1982, o autor alertava que a promessa do governo federal de fazer da serra dos Carajás o novo Vale do Ruhr ³⁴ poderia não ser efetivada e que havia grande possibilidade da região ser simplesmente fornecedora de matéria prima com baixo valor agregado:

“...ao invés do mapinha colorido com dezenas de fabricas beneficiando matéria-prima, Carajás poderá vir a ser uma trincheira de mina suprimindo a ferrovia do minério que será levado até o litoral do Maranhão, de onde o produto será transferido para os carentes centros de consumo dos países industrializados (Pinto, 1982).”

A falta de verticalização da produção dos minérios extraídos em Carajás é alvo de constantes reclamações da população e dos governos locais, que se dizem prejudicados por serem meros fornecedores de matérias primas que serão beneficiadas e gerarão divisas em outras partes do Brasil e do mundo, restando ao estado do Pará os rejeitos dos minérios e as minas exauridas.

O próprio mosaico de UCs na região se constituiu em um motivo de conflitos. A chamada “área da Vale” é a designação espontânea para se referir às áreas de conservação da região da Floresta Nacional de Carajás, principalmente, Floresta Nacional do Tapirapé - Aquiri, Reserva Biológica do Tapirapé, cuja proteção esteve por muito tempo sob a tutela da

³⁴ O vale do rio Ruhr, se localiza na Alemanha é considerada uma das maiores regiões industriais da Europa, com grande produção de carvão mineral e aço.

Vale. A partir da criação do ICMBio em 2007, a gestão das unidades começou a migrar de fato para o órgão estatal, já que nessa época a empresa já havia sido privatizada.

Durante a tutela da Vale, somente as pessoas diretamente vinculadas à empresa e aos colonos estabelecidos na APA do Igarapé Gelado tinham permissão para transitar pela estrutura viária existente na FLONA de Carajás. Para a população adentrar ou chegar até o núcleo urbano de Carajás, situado no interior da FLONA de Carajás, era necessário passar pelo controle da mineradora, na portaria de entrada da Floresta Nacional. Os ônibus eram obrigados a parar e o procedimento de identificação e de segurança era aplicado aos passageiros, sendo que todos deviam ter autorização para circulação na reserva. Essas restrições de acesso dificultavam o relacionamento da população local com a unidade de conservação. Apesar de todos os procedimentos para a autorização de entrada na unidade, o fluxo de pessoas na área da FLONA de Carajás é intenso, havendo inclusive linhas de transporte coletivo conectando o núcleo urbano de Parauapebas com o núcleo de Carajás

A proximidade da FLONA de Carajás com o limite urbano da cidade de Parauapebas, cuja fronteira é o rio Parauapebas (Figura 31), é outro fator conflitante. É marcante a diferença de infraestrutura entre o núcleo urbano de Carajás, com suas ruas limpas, esgotamento sanitário, áreas de lazer, segurança contrastando com áreas pobres que se localizam na cidade de Parauapebas, essa disparidade e sentimento de exclusão de muitos moradores proporcionam o surgimento de conflitos.

Conflitos entre a população local e as Unidades de Conservação da região, principalmente a FLONA de Carajás, são gerados pela invasão nessas áreas protegidas. Esses conflitos podem ser sistematizados em três principais grupos: garimpeiros, madeireiros e folheiros de Jaborandi - acompanhados, depois, pelos caçadores. A tendência para os garimpeiros ilegais é de queda bastante sensível, já havendo uma redução perceptível no ano de 1998, quando da criação da Floresta Nacional. As atividades de exploração ilegal de madeira são de difícil mensuração e de difícil controle devido à grande área da unidade. Juntamente com os exploradores de madeira, encontram-se em atividade preocupante os folheiros de Jaborandi (IBAMA, 2003).

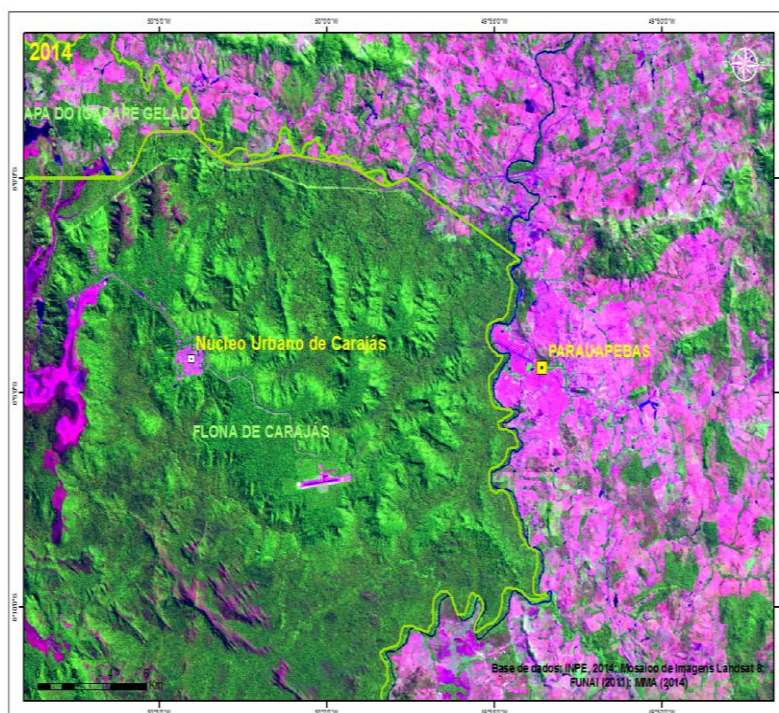


Figura 31: O núcleo urbano de Carajás no interior da FLONA e o adensamento urbano da cidade de Parauapebas.

Fonte: Elaboração Própria

III.2.3 - A Gestão Ambiental

Diante da grandeza do projeto e da extensão da região afetada, segundo Feitosa (1988), já no início do programa, apesar da ausência de legislação e de estudos mais precisos para se detectar os possíveis impactos, era sabido que haveria sensíveis alterações no meio ambiente. Para atenuar esses problemas, a CVRD iniciou em 1983 algumas ações mitigadoras, entre elas pode-se destacar:

- Seleção de três áreas próximas à mina, na Serra dos Carajás, com 39 mil hectares, para a preservação e conservação ecológica;
- Controle e erradicação de doenças tropicais endêmicas, através do Instituto Evandro Chagas;
- Hidrossemeadura da cobertura vegetal da área industrial da mina e dos taludes de cortes e aterros ao longo da ferrovia;
- Instalação do Jardim Botânico de Carajás;
- Estudos sobre preservação dos recursos naturais da área de influência do projeto, mediante um convênio com o Museu Paraense Emílio Goeldi, compreendendo

arqueologia, inventário zoológico dos vertebrados terrestres, entomologia florestal e médica, ictiologia e inventário botânico.

Entre as medidas supracitadas, a maioria persiste ainda hoje. As áreas de conservação ecológica deram origem a unidades de conservação, a hidro-semeadura é um processo recorrente na recuperação das áreas mineradas no PGC, o Jardim Botânico funciona como importante vetor de pesquisa e fornecimento de mudas para os projetos de reflorestamento e a empresa continua a apoiar projetos de pesquisa em parceria com instituições de renome da região e de fora dela, muitas dessas pesquisas são condicionantes para licenças ambientais.

Outra iniciativa com o objetivo de minimizar os impactos do projeto ocorreu em 1980 quando foi criado o Grupo de Estudos e Assessoramento sobre Meio Ambiente (GEAMAM), formado por um grupo multidisciplinar de cientistas renomados e ligado diretamente à Presidência da Empresa. Os cientistas, por meio de suas recomendações, preenchiam a lacuna existente na legislação ambiental da época, na medida em que orientavam ações benéficas ao meio ambiente que mais tarde seriam obrigações legais de empreendedores na área de mineração. Ao GEAMAM competia:

- Estudar, discutir e propor medidas que visassem dar bases ao uso racional dos recursos naturais e sua conservação em áreas sob jurisdição ou pertencentes ao patrimônio da CVRD;
- Opinar e sugerir providências preventivas, objetivando evitar ou reduzir possíveis prejuízos ao meio ambiente;
- Apreciar planos, programas ou projetos sobre questões ambientais, uso e conservação dos recursos naturais; e,
- Fazer recomendações sobre quaisquer assuntos de natureza técnica que lhe fossem submetidos, no âmbito de suas atribuições específicas.

O GEAMAM preparou um conjunto de diretrizes ambientais que deveriam ser seguidas por todos os empreiteiros, no tocante à vida silvestre, derrubada de árvores, incêndios, erosão do solo, prevenção de incêndios e etc. A CVRD trabalhou em parceria com outros órgãos do governo como SEMA, IBDF, FUNAI, EMBRAPA, CNPq e INCRA. A empresa realizou um zoneamento ecológico a fim de facilitar o planejamento e a conservação.

Baseados nos mapas, áreas de observação foram estabelecidas ao longo da estrada de ferro e da zona de mineração, sendo criadas, inclusive, zonas tampão ao redor da mina para coibir a ocupação (Hall, 1991).

Dentre as principais recomendações decorrentes dos estudos do GEAMAM, é importante citar:

- Criação de comissões internas de meio ambiente nas áreas operacionais da empresa, suas coligadas e controladas;
- Criação de um setor de coordenação e regulamentação na administração central;
- Implementação de programas preventivos de impacto ambiental no sistema norte e corretivos no sistema sul;
- Criação de unidades de conservação na região da serra dos Carajás;
- Implementação de programas de recuperação de áreas degradadas nas áreas de mineração;
- Implementação de programa de educação ambiental para os empregados da empresa;
- Apoio à pesquisa científica básica e aplicada; e,
- Implementação de uma política de meio ambiente da empresa.

Inicialmente detentora apenas dos direitos minerários sobre o subsolo, nas áreas definidas pelos decretos de concessão, a CVRD passou a pleitear a superfície da Província Mineral, com o objetivo, segundo exposição de motivos elaborada em 1986, de garantir o direito sobre as terras necessárias ao complexo industrial e respectiva infraestrutura para prevenir eventuais conflitos, com terceiros pela posse da terra.

Diante da solicitação da mineradora, a Resolução do Senado Federal nº 331, de 1986 autorizou o Poder Executivo a conceder à CVRD, por tempo indeterminado, o direito real de uso (DRU) resolúvel, intransferível, de uma gleba de terras de domínio da União, com área de 411.948,87 ha, adjacente à Província Mineral Carajás, localizada no município de Marabá. Em 10 de maio de 1988, através da promulgação da Lei nº 9.443/88, a área passou a integrar o então criado, município de Parauapebas (IBAMA, 2003).

A Resolução nº 331/1986 condicionava a concessão ao cumprimento de diversas exigências. São elas: defesa do ecossistema; proteção e conservação de belezas cênicas

naturais, das formações geológicas extraordinárias ou de interesse estético ou valor histórico e científico; produção de alimentos para atender as populações envolvidas nos projetos de mineração; amparo às populações indígenas existentes nas proximidades da área concedida e na forma que dispunha o convênio com a Fundação Nacional do Índio - FUNAI - ou quem fizesse suas vezes; conservação e vigilância das terras concedidas de domínio da União; aproveitamento das jazidas minerais; e, proteção e conservação dos recursos hídricos existentes na área (IBAMA, 2003).

A área objeto da Resolução nº 331 apresentava a mesma poligonal que apresenta hoje a Floresta Nacional de Carajás. As condicionantes da Resolução foram cumpridas, o que determinou a proteção quase que integral dos recursos naturais, exceto das áreas de infraestrutura e de lavra. Naquela época não havia legislação que exigisse estudos de impacto e licenciamento ambiental. Esses estudos só começaram a ocorrer de fato após o advento de normas como a resolução CONAMA 01/1986 sobre Avaliação de Impacto Ambiental e CONAMA 237/1997.

Com a cessão da área à Vale em 1986 começava a formação das áreas protegidas no entorno do PGC. Apesar de também ter causado conflitos, à criação e manutenção de um grande bloco de unidades de conservação é considerado um dos maiores benefícios do projeto na região sudeste do Pará no quesito conservação ambiental. Esse instrumento de proteção ao meio ambiente já havia sido recomendado pelo GEAMAM. Essas áreas foram criadas nas décadas de 1980 e 1990, sendo quatro UCs de uso sustentável (APA do Igarapé Gelado; FLONA de Taipiraré-Aquiri; FLONA de Itacaiúnas; FLONA de Carajás e uma unidade de conservação de proteção integral (REBIO do Taipiraré). Excetuando-se a APA do Igarapé Gelado, todas as demais unidades encontram-se num estado de conservação satisfatório, em virtude da vigilância constante do órgão gestor em parceria com a mineradora, que faz uso das florestas nacionais, protegendo também, indiretamente, a reserva biológica. Com uma área total de 8.679,48 km² (ICMBio, 2015), o mosaico de UCs do entorno do projeto Carajás (Figura 32) se constitui em um importante vetor de preservação para a região Amazônica.



Figura 32: Localização do bloco de UCs de Carajás na Amazônia Legal com destaque para a estrada de ferro Carajás

Fonte: Elaboração própria

Este processo de demarcação de UCs iniciou após a concessão do direito real de uso da área de Carajás, em 1986, quando o Governo Federal criou, em 1989, ao redor da área de concessão, três Unidades de Conservação de diferentes categorias: Área de Proteção Ambiental do Gelado, Reserva Biológica do Tapirapé e Floresta Nacional do Tapirapé-Aquiri.

A área de 21.600 ha, correspondente ao vale do Igarapé Gelado no sopé da serra, junto à bacia de rejeitos do PGC, era questionada e ambicionada, ao mesmo tempo pela CVRD e pelos posseiros que alegavam tratar-se de terras devolutas. A ocupação da área começou por volta de 1985 e posteriormente deu origem a APA do Igarapé Gelado (Coelho et al., 2006).

A área de 103 mil ha de mata fechada às bordas da serra foi onde se implantou a REBIO do Tapirapé. Nesse tipo de UC é maior o controle pelo uso do território, somente sendo permitido o acesso para fins de pesquisa científica, e proibida à visitação pública. Em outra área de 190 mil ha, estabelecida às margens dos rios Aquiri e Itacaiunas, no município de Marabá, contendo as reservas de cobre, foi criada a FLONA de Tapirapé-Aquiri (Coelho et al., 2006).

A criação das UCs significou a formação de uma zona de proteção às áreas de concessão de exploração mineral da CVRD e também favorecida pelo fato da área de uso limitar-se ao sul com a reserva dos índios Xikrin do Cateté, como já citado nesse texto, foi um dos temas prioritários de proteção no âmbito do PGC.

Em 02 de fevereiro de 1998 foram criadas mais duas unidades de conservação na área de Carajás, a FLONA de Itacaiúnas (criada pelo Decreto 2.480/1998), localizada no município de Marabá, com área de 141.400 ha e a FLONA de Carajás (Decreto 2.480/1998), cujo estabelecimento facilitou a ação da empresa no sentido de explorar os recursos do subsolo e impedir a ocupação por ex-garimpeiros, posseiros e extrativistas de produtos florestas e inclusive outras mineradoras (Coelho et al., 2006). Estava assim completa a criação desse mosaico, cuja extensão (ao se contabilizar UCs e a TI) é superior a um milhão e trezentos mil hectares conforme mostrado na Tabela 20.

Tabela 20: Áreas protegidas criadas no entorno do Projeto Grande Carajás

Tipo de área protegida	Decreto e ano de criação	Nome da Unidade	Área (ha)
APA	97.718/1989	APA do Igarapé Gelado	21.600,00
REBIO	97.719/1989	REBIO do Taipiraré	103.000,00
FLONA	97.720/1989	FLONA de Taipiraré-Aquiri	190.000,00
TI	384/1991	Reserva Indígena Xikrin do Cateté	439.151,00
FLONA	2.480/1998	FLONA de Itacaiúnas	141.400,00
FLONA	2.486/1998	FLONA de Carajás	411.948,87
Total			1.307.099,87

Fonte: ICMBio, 2015; FUNAI, 2015

O decreto que criou a FLONA de Carajás destaca que:

Consideradas as peculiaridades geológicas da área da Floresta Nacional de Carajás, incluem-se dentre seus objetivos de manejo, a pesquisa, a lavra, o beneficiamento, o transporte e a comercialização de recursos minerais. As atividades de pesquisa e lavra mineral realizada pela CVRD e suas empresas coligadas e controladas, na Floresta Nacional de Carajás, devidamente registradas no DNPM até a data da publicação do Decreto, bem como a infraestrutura existente, deverão ser integralmente consideradas no plano de manejo, sem que venham a sofrer qualquer solução de continuidade, observadas as disposições legais pertinentes (BRASIL, 1998)

As atividades da empresa Vale ocupam menos de 4% da área da Floresta Nacional de Carajás e a empresa atua em parceria com o ICMBio na proteção das unidades que compõem o Mosaico (Vale, 2013). Essa parceria é bem sucedida na medida em que, de fato, contém o avanço do desflorestamento na maioria das UCs.

Uma comparação de imagens de satélite Landsat dos anos de 1985 e 2014 mostra a importância e efetividade do trabalho de proteção na região de Carajás para a preservação da Floresta Amazônica. Em 1985, ano de início da operação do PGC observam-se poucas áreas desmatadas na região (Figura 33).

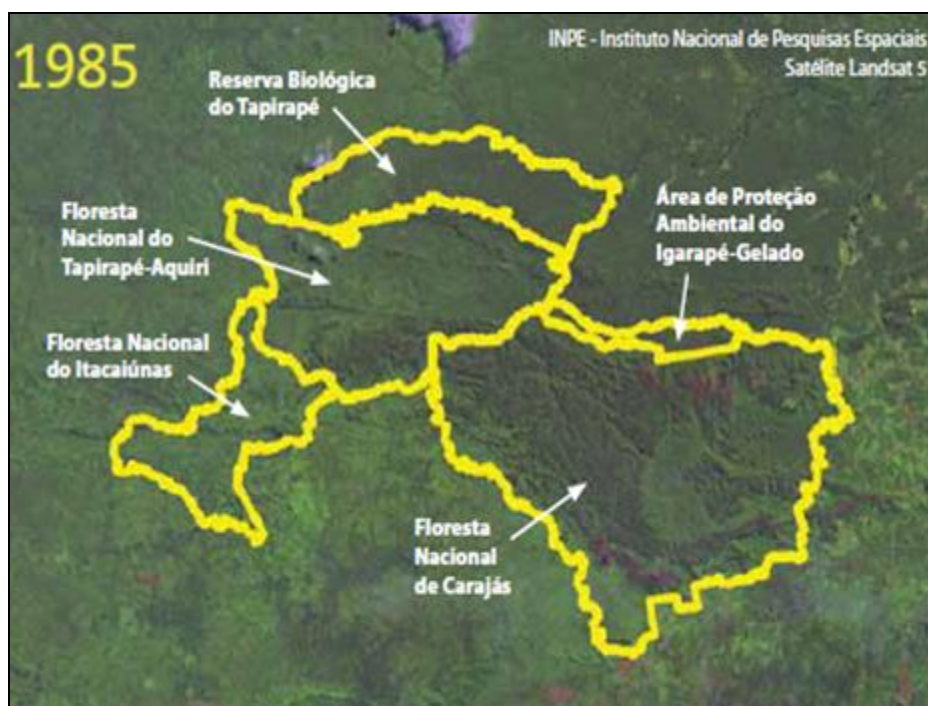


Figura 33: Localização do bloco de UCs de Carajás no ano de 1985

Fonte: Vale, 2012

Já em 2014, o cenário é bem diferente, grande parte da vegetação da área do sul do Pará já foi perdida. A abertura de grandes vias de acesso, as obras de infraestrutura, os incentivos governamentais fizeram com que o sul do Pará perdesse até o final da primeira década do século XXI quase 50% de sua cobertura vegetal original. Segundo dados do IPAM (2008) junto com Mato Grosso e Rondônia, o Pará foi responsável por 85% de todo o desmatamento verificado na Amazônia pelo PRODES/INPE no período de 1988-2008. Nesse cenário pode-se observar que o bloco de UCs de região de Carajás junto com a TI dos índios Xikrin do Cateté se destacam pela preservação de sua cobertura vegetal (Figura 34). No caso da FLONA de Carajás, apesar da convivência com um dos maiores projetos de mineração do mundo, a floresta se mantém quase intacta e com grande biodiversidade em seu interior (Martins e Mendonça, 2014).

Entre os municípios do sudeste do Pará que fazem parte da área de influência direta do projeto, o desmatamento percentual em função da área total de seu do território varia

bastante. Em Eldorado dos Carajás esse percentual chega a 91,96%, em Água Azul do Norte (64,82%); Marabá (55,73%); Canaã dos Carajás (55,02%) e Parauapebas com um dos menores índices da região, 18,85% devido à presença das áreas protegidas (INPE, 2015).

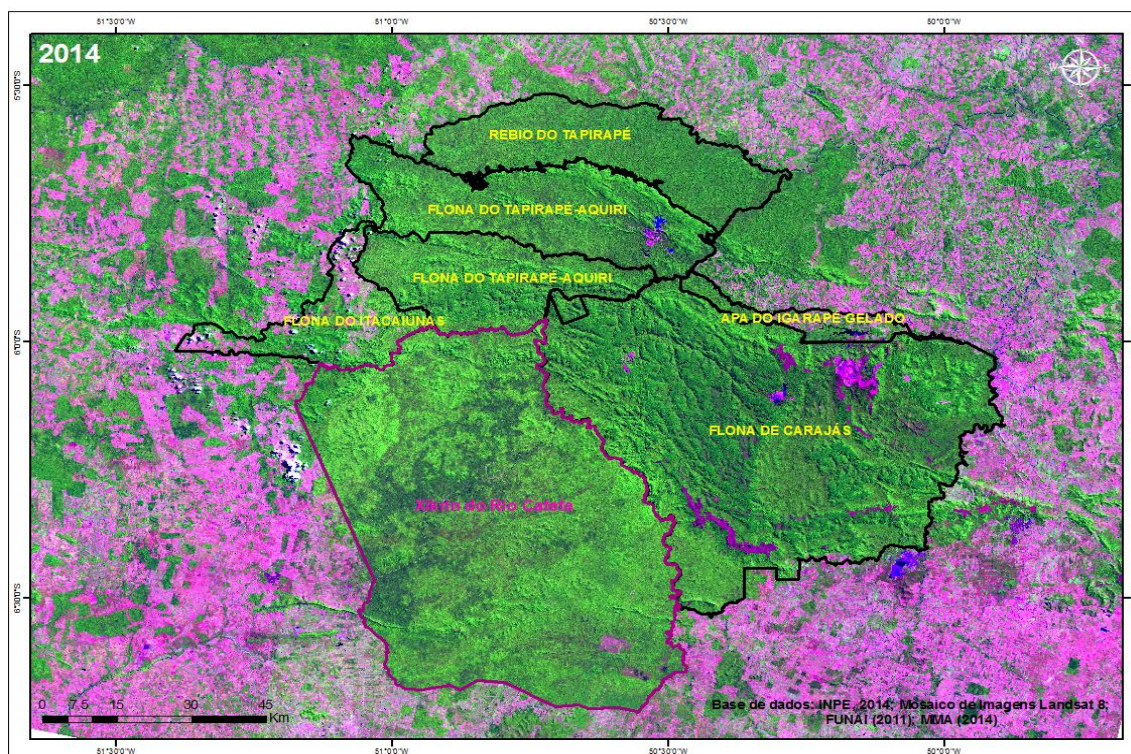


Figura 34: Localização do bloco de UCs de Carajás no ano de 2014

Fonte: Elaboração própria

As minas de ferro e manganês foram certificadas em conformidade à ISO 14001 em 1998. Dentre as metas preconizadas pela CVRD em seu Sistema de Gestão da Qualidade Ambiental (SGQA) consta o desmatamento controlado segue o procedimento operacional específico incluindo plotagem de área em mapa para garantir a sua execução conforme os preceitos normativos da ISO 14.001

Com relação à recuperação das áreas degradadas pela mineração, a mesma é feita com apoio dos programas de revegetação, representando um dos quesitos impostos ao minerador para a obtenção da licença ambiental de operação, dentro do PRAD (Programa de Recuperação de Áreas Degradadas). A metodologia usada para a recuperação de áreas, no contexto da FLONA de Carajás foi definida com base, concomitantemente, nos resultados de pesquisas e também no aprendizado decorrente do acompanhamento da implementação destas ações, em diferentes situações e graus de degradação, em distintas áreas tropicais do Brasil. Os procedimentos comuns nos projetos de recuperação de áreas degradadas no PGC

envolvem a preservação e conservação genética das espécies nativas, produção, coleta e beneficiamento de sementes e produção de mudas (IBAMA, 2003).

A presença de uma barragem de contenção de rejeitos no interior de uma UC requer cuidados especiais. A situação ainda pode ser agravada se a lavra das jazidas minerais encontrar-se em regiões montanhosas, pois a capacidade de carreamento de sedimentos pelo sistema de drenagem é proporcional ao cubo de sua velocidade (MASCARENHAS, 1986) e conseqüentemente, estes sedimentos são depositados nas regiões planas, ocasionando o assoreamento dos vales e dos rios.

Com o intuito de minimizar a ocorrência desses impactos ambientais, a CVRD construiu algumas barragens, instaladas em locais estratégicos, para contenção desses materiais provenientes das pilhas de estéril, da usina de beneficiamento e dos pátios de estocagem.

Com o auxílio dos recursos da mineradora, foi confeccionado o Plano de manejo para uso múltiplo da floresta nacional de Carajás (IBAMA, 2003), segundo consta nesse documento outro programa definido pelos órgãos ambientais como condicionantes de licença de operação, é a minimização da emissão de particulados e para tanto a Vale utiliza caminhões-pipa adaptados com aspersores, para fazer a umectação das pistas na área das minas. Como medida preventiva foi implantado um sistema de monitoramento da qualidade do ar, que mede os níveis de poeira em suspensão nas minas de ferro, manganês e no núcleo urbano. Há medição também dos níveis de poeira sedimentável nas minas de ferro e manganês, no pátio de estocagem e no núcleo urbano.

No caso dos recursos hídricos, a Vale mantém ainda uma rede de monitoramento com 18 pontos de coleta de água, de forma a permitir o controle da influência das ações operacionais e sua correlação com os mananciais. São feitos exames dos parâmetros de qualidade estabelecidos na legislação, tais como: cor, pH, dureza, alcalinidade, cloreto, turbidez, manganês, ferro, gás carbônico, oxigênio consumido e oxigênio dissolvido (IBAMA, 2003).

Na preservação da fauna e flora é dada ênfase a realização de diversas pesquisas científicas em Carajás e para tanto foi firmado convênio com o Museu Paraense Emílio Goeldi (MPEG), desde 1983, com a finalidade de formular padrões e procedimentos para a

conservação dos ecossistemas e as atividades de controle ambiental da exploração mineral. Vários subprojetos foram executados, entre eles: vertebrados terrestres, inventário botânico, entomologia médica e florestal. A vegetação diretamente afetada pela mineração foi bastante pesquisada, resultando em conhecimento sobre aspectos da composição florística, fisionomia, estrutura e o comportamento das comunidades vegetais da área, assim como levantamento de fauna de vertebrados terrestres, insetos e peixes. A cadeia alimentar aquática foi estudada, abrangendo seus três componentes principais: material orgânico que cai das árvores, o fundo do rio e o fitoplâncton, o que permitiu uma avaliação do comprometimento da ictiofauna quando da ocorrência de desmatamento das matas ciliares (IBAMA, 2003).

Como condicionantes de muitas de suas licenças de operações, também consta nos programas da empresa, o apoio às comunidades indígenas. O convênio firmado entre a CVRD e FUNAI contemplou cerca de 11.000 índios, abrangendo ações nos seguintes campos: agricultura e extrativismo; saúde; educação; projetos de infraestrutura, e; demarcação das terras indígenas. Especificamente na área da Comunidade Xikrin do Cateté, a Vale desembolsa cerca de 160 mil dólares anuais para projetos de ampliação e manutenção da infraestrutura da área Xikrin, bem como nas atividades de saúde e educação. São discutidos anualmente projetos com a comunidade, os quais, após acordados entre as partes, inclusive a FUNAI, passam a integrar o Plano Anual de Ação. Recursos adicionais vêm sendo alocados para a comunidade indígena, com o intuito de buscar a consolidação de atividades econômicas sustentáveis, de forma a reduzir seu nível de dependência em relação aos recursos de terceiros (IBAMA, 2003).

Ainda no plano de manejo de uso múltiplos da FLONA de Carajás, é descrito um extenso programa de proteção para manter sua integridade física, seus recursos naturais, biodiversidade e ecossistemas, mediante linhas de ação básicas, direcionadas à prevenção e controle. As principais ameaças à Floresta Nacional de Carajás estão relacionadas à ocupação indevida, invasões com objetivo de exploração clandestina dos seus recursos naturais e danos causados por incêndios criminosos ou acidentais. O programa de proteção atua nas seguintes frentes: prevenção, fiscalização e incêndios conforme descrito no fluxograma metodológico (Figura 35).

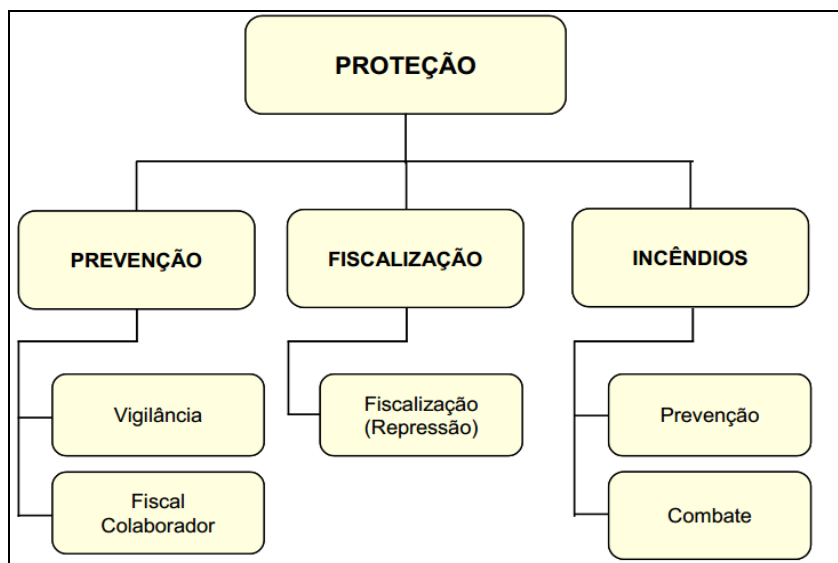


Figura 35: Subprogramas e projetos do programa de proteção

Fonte: IBAMA, 2003

O subprograma de prevenção é desenvolvido para prevenir a entrada de invasores no interior da Floresta Nacional de Carajás, atuando antes que o dano ocorra, sendo que o mesmo é constituído pelos projetos de vigilância e fiscal colaborador, associado aos subprogramas de educação ambiental e comunicação. Os projetos que compõem o Subprograma de Prevenção devem estar associados ao controle dos principais riscos, ameaças e pontos vulneráveis da fronteira da Floresta Nacional de Carajás (IBAMA, 2003).

As ameaças estão relacionadas à exploração ilegal dos produtos existentes no interior da floresta, quais sejam: minérios (garimpo); madeira; Jaborandi³⁵; Castanha-do-Pará; caça; pesca; e, posse da terra. Atualmente parte dessas atividades são realizadas de forma ilegal e irregular, exceto a mineração, sem o estabelecimento de normas claras para a sua operação, podendo causar danos econômicos e ambientais ao patrimônio natural da Floresta Nacional de Carajás.

O Subprograma de fiscalização atua na complementação do subprograma de prevenção, quando este não for capaz de controlar a entrada de terceiros na Floresta Nacional, para desenvolver atividades que não são compatíveis com o seu Plano de Manejo para Uso Múltiplo.

³⁵ O Jaborandi (*Pilocarpus microphyllus*) é um arbusto de sub-bosque originário do Norte do Brasil. Do jaborandi é extraído um alcalóide, a "pilocarpina", que é empregado na medicina sob a forma de sais de cloridrato e de azotato, ou de extrato alcoólico, tintura e infusão da planta (Pinheiro, 2001).

Os incêndios são causa de constantes ameaças aos recursos naturais de qualquer área florestal. Desta forma, numa Floresta Nacional, onde são desenvolvidas atividades antrópicas, para o seu manejo sustentável e o aproveitamento econômico dos recursos naturais, deve haver uma preocupação mais intensa com a prevenção e o controle de incêndios, principalmente florestais, uma vez que estes representam uma forte ameaça ao seu patrimônio natural. Os incêndios, de um modo geral, estão associados à presença humana como fator indutor, o qual deve estar associado às condições básicas para a sua instalação, tais como: material combustível em abundância e condições climáticas favoráveis a sua propagação, como temperatura, umidade relativa do ar e ventos (IBAMA, 2003).

As ações de um subprograma de incêndios florestais se enquadram em dois grupos distintos: prevenção e combate aos incêndios. Para atender à necessidade de prevenção e controle de incêndios florestais na Floresta Nacional de Carajás, como um dos componentes do seu Plano de Manejo, são executados dois projetos: Prevenção de Incêndios Florestais; e, Combate a Incêndios Florestais. Sistema de Detecção de Incêndio Florestal (SDI-Vale), essa ferramenta permite o monitoramento via satélite de grandes extensões territoriais e é desenvolvida pela Vale em parceria com o Instituto Estadual de Florestas (IEF-MG) e o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Finalizando, cabem ainda algumas observações sobre o empreendimento.

De acordo com análises realizadas por Coelho *et al.*, (2006) o estabelecimento da CVRD na área do sudeste do Pará caracterizou um grande controle territorial da empresa sobre o meio ambiente em torno das minas de Carajás. A pesquisa verificou que a preservação da cobertura vegetal foi garantida somente nas áreas referentes ao cinturão verde criado pela CVRD, de forma a proteger suas reservas naturais e área de atuação direta. Os impactos no entorno dessas áreas protegidas ocorreram, sobretudo pela retirada de cobertura vegetal, incluindo áreas de assentamento, ao longo da ferrovia e importantes áreas correspondentes a APA do Igarapé Gelado, unidade cortada pela ferrovia.

Na época da privatização da CVRD, ambientalistas se preocuparam com a possibilidade de que a empresa deixasse de lado as obrigações sociais e ambientais de proteção das regiões do entorno das minas que explorava. Sugeriram então ao presidente da empresa a criação de unidades de conservação nos ecossistemas mantidos pela estatal. No dia 6 de

março de 1997, durante as discussões sobre a privatização da CVRD, o presidente Fernando H. Cardoso assinou um decreto autorizando a concessão de direito real de uso resolúvel, sob a forma de utilização gratuita à CVRD, da mesma gleba de terras objeto da resolução nº 331/1986 do Senado. Essa concessão foi suspensa pelo ministro Marco Aurélio Mello, do Supremo Tribunal Federal, através de liminar concedida em 19 de abril de 1997, devido a uma ação movida por um grupo de parlamentares contrários à privatização da CVRD, sob a alegação de que, após a Constituição de 1988, só o Congresso Nacional poderia fazer esse tipo de concessão (ISA, 1996). Em 1998 essa área viria a se constituir na FLONA de Carajás. A opção por essa categoria foi motivada pelo fato de permitir a exploração sustentável de minérios em seu interior. Cabe destacar que com a melhora na estrutura dos órgãos governamentais, hoje o controle da UC não é mais realizado pela Vale como acontecia até recentemente, ele é feito pelo ICMBio, mesmo havendo o apoio financeiro da mineradora em vista da compensação pela exploração no interior das unidades.

Na lei de criação da FLONA, já é indicado que o objetivo da unidade é o uso múltiplo, incluído às atividades minerárias, é indicado que “consideradas as peculiaridades geológicas da área da Floresta Nacional de Carajás, incluem-se dentre seus objetivos de manejo a pesquisa, a lavra, o beneficiamento, o transporte e a comercialização de recursos minerais”.

Para atingir esse objetivo o artigo 5º do mesmo decreto autoriza o IBAMA (antigo órgão gestor da unidade, substituído pelo ICMBio em 2007) a celebrar convênios visando a maior proteção e o manejo sustentável dos recursos naturais da FLONA. A lei inicialmente fala somente em convênio com a Vale e o órgão gestor, mas o inciso 2º permite outras empresas que venham a desenvolver atividades produtivas que se enquadrem nos objetivos do plano de manejo da FLONA também façam convênio com o órgão, bastando para isso que o convênio existente ente a Vale e o órgão seja ajustado de forma a permitir o respectivo ingresso como mantenedoras solidárias das áreas. Cabe ressaltar que foi com os recursos provenientes do convênio entre Vale e a unidade de conservação que foi possível a obtenção de recursos para a elaboração do Plano de Manejo da Unidade. Esse requisito já constava no Decreto 2.486/1998.

A exploração de minérios no interior da FLONA estabelece uma relação entre exploração e conservação. Se por um lado há extração de minérios por outro a mineradora está obrigada a apoiar a implantação e gestão da FLONA e demais unidades que compõem o

mosaico de Carajás. A empresa mantém várias parcerias com o ICMBio, o que tem se mostrado profícuo para a conservação dos espaços protegidos. Há 80 guardas florestais apoiando as atividades de fiscalização, um programa de prevenção e combate a incêndios florestais, apoio a programas de uso público e educação ambiental, apoio a projetos de pesquisa e conservação, e, apoio estrutural para o órgão gestor. Esses exemplos colocam a unidade em posição de destaque no contexto das demais UCs federais. Esse apoio está consolidado no decreto de criação da FLONA e não inviabiliza as ações de comando e controle do ICMBio em relação a mineradora. O tripé dessa relação institucional está respaldado em três processos que ocorrem de forma independente: o apoio mútuo entre as partes, as autorizações ambientais e a fiscalização à mineradora (Martins e Medonça, 2014).

Ainda segundo Martins e Medonça, 2014:

Semelhante a mineração, qualquer grande projeto econômico visa o lucro e trabalha com recursos financeiros de alta monta. Qualquer grande projeto econômico demandará impactos diretos com rigidez locacional, impacto direto para as estruturas anexas e impactos indiretos pela pressão demográfica. Qualquer grande projeto, portanto, deve ser disciplinado para investir na conservação da biodiversidade, estabelecendo uma contrapartida efetiva para as UCs. Fala-se de do estabelecimento de relações diretas que extrapolem (e muito!) a compensação ambiental de 0,5% do valor investido (Martins e Medonça, 2014, p. 589).

A Vale continua o processo de expansão de sua produção e exploração em Carajás. Em outubro de 2014 o ICMBio autorizou o IBAMA a conceder à Vale o licenciamento ambiental para ampliar as operações nas minas da Serra Norte de Carajás. A autorização do ICMBio inclui condicionantes que serão verificadas e incorporadas na licença prévia a ser emitida pelo IBAMA. Uma das condicionantes é o avanço de estudos da área de canga, um dos dois ecossistemas da FLONA. A meta do ICMBio é concluir em breve o estudo que vem sendo feito com a Vale para definir áreas "mínimas" de canga na FLONA (ISA, 2014).

A arrecadação proveniente das receitas da exploração mineral fez de Parauapebas o principal município minerador do país, já que responde pelo maior percentual do valor da produção mineral brasileira e também pela maior arrecadação de CFEM³⁶ (Contribuição Financeira pela Exploração Mineral). O valor arrecadado pelo município a título de

³⁶ A alíquota do CEFEM varia conforme o minério produzido e é calculada sobre o valor do faturamento líquido. Essas percentagens são para bauxita e manganês (3%); ferro (2%); ouro (1%). O tributo é pago ao DNPM que distribui os recursos da seguinte forma: 12% para a união (DNPM, IBAMA e Ministério da Ciência e Tecnologia); 23% para o estado onde ocorreu a extração e 65% para o município, pago proporcionalmente à produção de minério extraído de casa cidade (DNPM, 2015).

compensação financeira foi superior a R\$ 700 milhões em 2013. Além de liderar a arrecadação de CFEM, Parauapebas hoje tem o maior PIB do estado do Pará, inclusive já tendo ultrapassando a capital, Belém (Alvez, 2013).

III.3 - Trombetas

III.3.1 - Breve caracterização da região e do empreendimento

A história da pesquisa e exploração de minérios na área que hoje é o Projeto Trombetas remonta à década de 1950, quando geólogos reconheceram a natureza aluminosa das lateritas que ocorrem em platôs ao longo do canal principal do Amazonas. Na década seguinte a empresa canadense Alcan iniciou um programa sistemático de pesquisa de bauxita com o objetivo de localizar reservas na região Amazônica em quantidade e qualidade que justificassem seu aproveitamento econômico. Em 1966, a empresa localiza, através de interpretação de fotografias aéreas, grande número de platôs, incluindo o maior e mais importante deles, o de Saracá, a 30 km das margens do rio Trombetas (IBAMA, 2001).

Ainda em 1966 iniciaram-se os trabalhos de reconhecimento de campo na região, sendo que a primeira jazida foi localizada em 1967 e até o final da década, cerca de 70.000 hectares das áreas da Mineração Rio do Norte (MRN), na região de Trombetas, já estavam cobertas por alvarás de pesquisa ou tinham pedidos de pesquisa com prioridade assegurada (IBAMA, 2001). Segundo Machado e Machado (2007), a MRN foi, nessa época, organizada como sociedade anônima, a CVRD obteve 46% de a participação e a Alcan ficou com 19%, se constituindo nos principais acionistas. Ainda hoje a Vale é a maior acionista da MRN com 40% de participação (MRN, 2015).

As minas de bauxita da MRN localizam-se no município paraense de Oriximiná, na margem esquerda do rio Amazonas (Figura 36). Os locais onde hoje ocorre a exploração de minério eram originalmente cobertos pela densa floresta tropical úmida com a presença de grandes castanhais. A sede do município de Oriximiná é a cidade mais próxima das minas, com distância aproximada de 80 km. O acesso às áreas de exploração é facilitado pela navegabilidade do rio Trombetas.

Segundo Souza (2005) até os anos de 1960, a região do Médio Amazonas paraense permanecia apoiada em atividades predominantemente ligadas ao extrativismo tradicional, agricultura de subsistência e de exportação, além de pecuária extensiva, e os projetos

ligados a extração de bauxita se constituíram em fatores decisivos para a reordenação desse espaço.

Com início da exploração da bauxita no Vale do rio Trombetas foi possível completar a cadeia produtiva do alumínio no Pará. A tríade bauxita – alumina - alumínio deu origem a outros dois grandes projetos na Amazônia, mas especificamente no município de Barcarena (Pará), os polos energo-intesivos da Albrás (Alumínio Brasileiro S.A) e ALUNORTE (Alumina do Norte do Brasil S.A). Com a energia, subsidiada, fornecida pela UHE de Tucuruí, foi possível transformar essa parte da região amazônica em um dos grandes produtores de alumínio e alumina do mundo.

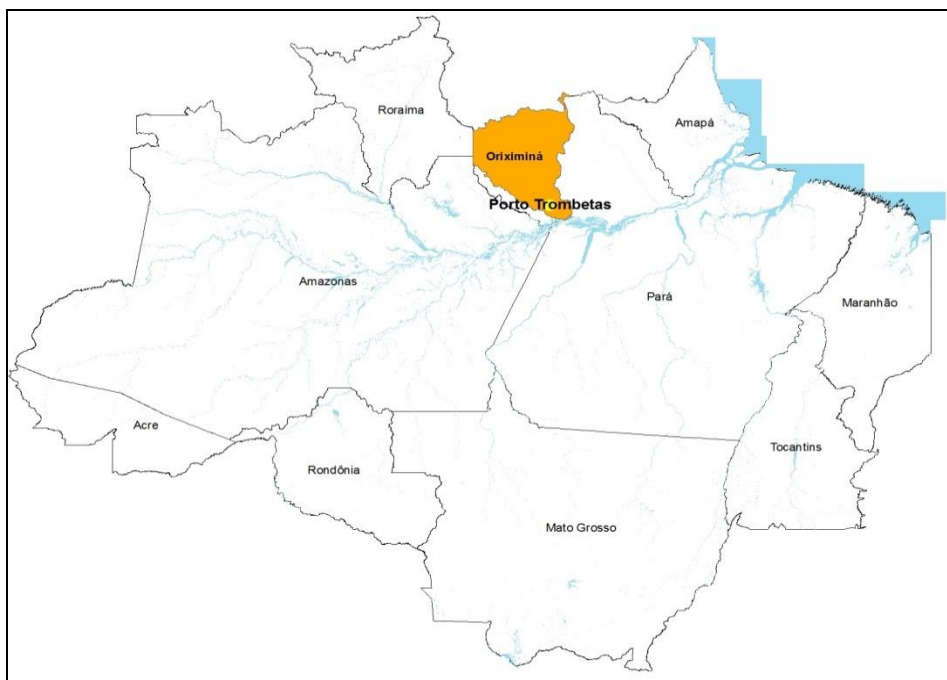


Figura 36: Localização do município de Oriximiná na Amazônia Legal com destaque para a localidade de Porto Trombetas

Fonte: Elaboração Própria

III.3.2 – Os Impactos Ambientais

Em meados da década de 70 não existiam no Brasil maiores cuidados com o meio ambiente da Amazônia, embora já existisse pressão da opinião pública dos países desenvolvidos para que cuidados fossem tomados. Foi a opinião pública, que inclusive refletiu na saída da empresa norueguesa, Aardal Sundal Werk do projeto de bauxita no Trombetas, pois devido ao lobby dos ambientalistas, uma resolução havia sido aprovada no parlamento do país nórdico, proibindo empresas nacionais de participarem de projetos ambientalmente agressivos na Amazônia.

Os trabalhos de planejamento do empreendimento ocorreram sem um estudo específico sobre os impactos ambientais que o projeto causaria, no entanto algumas iniciativas nesse aspecto foram realizadas pela empresa com vistas a diminuir os possíveis conflitos e melhorar a imagem frente aos investidores estrangeiros.

Segundo Reis (2014) a primeira fase da obra começou com a operação de desmatamento, realizadas por etapas, pois não havia local para depositar a madeira retirada da selva. Em primeiro lugar, foi aberta a mina. Em virtude do solo arenoso do local, a maioria das árvores não apresentava raízes profundas e o desmatamento não trouxe maiores dificuldades. Depois foi realizado um desmatamento adicional de aproximadamente 780 ha, englobando a área de mina, da rodoferrovia, de áreas de estocagem e porto.

A rodoferrovia, com 28 km de extensão, está localizada entre as duas estruturas (beneficiamento e usina portuária) com bitola métrica, no caso da ferrovia, e rodovia asfaltada (lateral a ferrovia), para permitir o acesso por veículos entre esses dois extremos. Completa a estrutura industrial da MRN, a área portuária, uma unidade viradora de vagão, pátio de estocagem, unidade de secagem, silo de armazenamento do produto seco e o porto fluvial com embarque para navios de até 60 mil toneladas e a vila residencial.

No início das obras, devido à falta de habitações adequadas, muitos funcionários usavam navios como casas. As minas do Trombetas, diferente de outros grandes projetos de mineração na Amazônia, como a exploração de manganês na Serra do Navio (Amapá), de Ferro em Carajás ou o polo energético de Barcarena apresentavam um isolamento muito maior. O acesso ao local de construção só era possível por via aérea ou fluvial. Durante a fase de construção foi grande o movimento no aeroporto de Porto Trombetas e no porto. A sede do município fica a cerca de 80 km de Oriximiná, Santarém fica a 240 km e Belém a 880 km (Tabela 21).

Tabela 21: Distância entre Porto Trombetas e as principais cidades da região

Distâncias/tempo	Via aérea	Via fluvial
Oriximiná: 80Km	10min	4h
Óbidos: 110Km	15min	6h
Santarém: 240Km	20min	12h
Belém: 880Km	1h20min	120h
Manaus: 400Km	50min	72h

Fonte: MRN, 2015

A localidade planejada de Porto Trombetas foi construída no meio da selva Amazônica nas proximidades do platô Saracá (Figura 37) e nasceu com o objetivo de acomodar os empregados da MRN e seus familiares, podendo abrigar cerca de 6 mil habitantes. A Mineração Rio do Norte implantou neste núcleo urbano uma completa infraestrutura de saneamento básico e social. A cidade é composta por escolas, hospital e serviços laboratoriais; clubes de lazer; cine-teatro; casa da memória; centro comercial; aeroporto e sistema de comunicação nacional e internacional. O complexo do Trombetas conta ainda com geração própria de energia, que é proveniente de duas usinas termoeletricas, que utilizam como fonte primária de energia óleo combustível. Juntas, possuem uma potência nominal instalada de 60,6 MW (MRN, 2015).

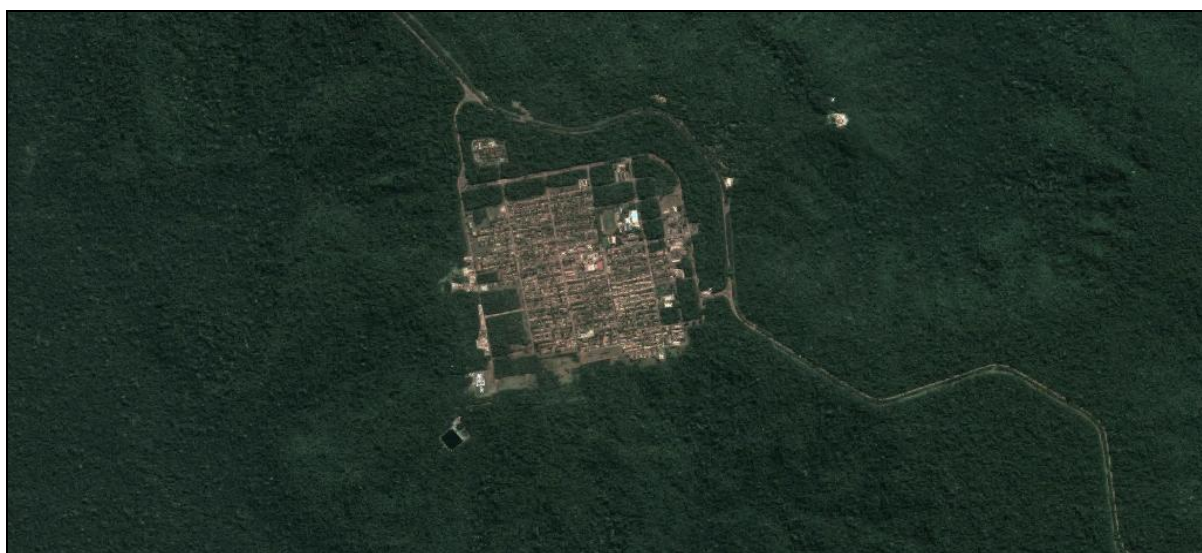


Figura 37: Vista aérea da localidade de Porto Trombetas

Fonte: Google Earth, 2015

A exploração da bauxita é feita a céu aberto, o que implica no total desmatamento da área e a produção de grandes quantidades de uma lama argilosa que, depositada no curso dos igarapés, aterra-os e cria um terreno completamente estéril. Esse processo deu origem a um dos mais graves impactos ocorridos na área, o assoreamento do lago Batata, pois o mesmo de início servia como tanque de rejeito para lavagem da bauxita. Com o passar dos anos, uma parte da argila começou a sedimentar e outra permaneceu em suspensão na lamina d'água, impactando parte do lago com os rejeitos desse lançamento. BOZELLI *et al.* (2000) relata que o perecimento da vegetação de igapó foi uma das consequências negativas mais evidentes do lançamento de rejeito de bauxita no lago do Batata. A morte de parte considerável da vegetação de igapó pode ser atribuída à sedimentação de parte do rejeito

de bauxita lançado no lago sobre o sedimento natural. Tal impacto repercutiu diretamente na vida das populações ribeirinhas e quilombolas que residiam entorno do lago e que se beneficiavam do mesmo (Seixas et al., 2010).

No que concerne ao impacto no lago, a empresa iniciou um processo de recuperação em 1987, auxiliado por uma equipe da UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Atualmente, segundo a empresa, o lago está em avançada fase de recuperação, sendo possível encontrar espécies de fauna e flora, existindo um constante monitoramento no local, buscando identificar como o mesmo vem se recuperando. No entanto, há relatos das comunidades da área do entorno, que apontam que não existem peixes, e que a água é imprópria ao consumo (Seixas et al., 2010)

A localidade de Porto Trombetas é um espaço exclusivo dos trabalhadores da MRN, suas prestadoras de serviços, visitantes e dependentes, estando totalmente rodeada por cercas de arame de mais de dois metros de altura, e onde a entrada e a saída das pessoas são controladas por guardas. Só é permitido adentrar ao local devidamente identificado e autorizado com justificativa relacionada à empresa, suas prestadoras de serviço ou seus habitantes (Wanderley, 2008).

Os conflitos que envolvem a *company-town* ou outras áreas das mineradoras estão relacionados ao acesso aos serviços básicos e de boa qualidade existente nestas áreas. Os conflitos são um produto da desigualdade existente no espaço regional entre o centro (a empresa) e a periferia (o entorno). As comunidades do entorno, desprovidas de assistência pública qualificada, buscam no aparato urbano “privado” atender às suas necessidades básicas.

A pressão dos quilombolas pelo acesso aos aparatos de saúde em Porto Trombetas consistia no principal conflito com a MRN por demandas de serviços da *company-town*. A empresa não permitia o acesso de doentes para serem atendidos, salvo nos casos graves, quando impossível encaminhá-los a Oriximiná. O acesso a outros serviços, como bancos e supermercados, é outro ponto de discórdia. O acesso à rede de ensino e à energia elétrica da termoelétrica, apesar de serem reivindicações relacionadas à socialização dos serviços, não criou um conflito direto. Os negros do entorno também lutavam pelo direito de vender seus produtos agrícolas na cidade da empresa, mas ficaram restritos a uma pequena feira às

margens do rio, sendo a quase totalidade dos produtos trazida de outras regiões da Amazônia e do Brasil (Wanderley, 2008).

Ainda segundo Wanderley (2008), para diminuir a tensão, a corporação desenvolve programas de saúde, apoia uma escola local e disponibiliza algumas facilidades no porto do núcleo urbano, para uso da população do entorno. Contudo, o acesso ao interior da *company-town* continua vedado, com exceção de aproximadamente setecentas pessoas cadastradas, dentre trabalhadores de Porto Trombetas e moradores antigos das comunidades mais próximas - basicamente quilombolas. Algumas vagas são disponibilizadas na escola da vila excepcionalmente para moradores de Boa Vista (comunidade quilombola mais próxima e impactada pela MRN). A partir da atuação empresarial, surgem diferenciações sociais entre e no interior das comunidades do entorno: quem tem projetos sociais e quem não tem; quem trabalha na empresa e quem não trabalha; quem está na lista e quem não está. São diferenças que se expressam ainda nos níveis econômicos e educacionais dos habitantes.

Uma singularidade do vale do Trombetas é a presença maior de negros que o habitual na Amazônia. Ao longo dos séculos XVIII e XIX, muitos escravos fugiram das fazendas de Santarém ou da construção do forte de Óbidos para formar quilombos no rio Trombetas, acima das cachoeiras que impediam a navegação dos portugueses. Sobrevivem cerca de 20 povoações de remanescentes dos quilombos, com um total de seis mil habitantes. Esses negros adotaram o modo de viver dos índios, puramente extrativistas, comem o que caçam e pescam e a mandioca que plantam ao redor de suas malocas (Acevedo e Castro, 1998; Acevedo, 2004).

Apesar da margem esquerda do rio Trombetas nunca ter sido uma área preferencial a residência, ela funcionava como área de extrativismo, de caça e da pesca. Com a implantação do projeto de mineração, muitas comunidades quilombolas foram remanejadas, e vastas áreas de castanhais, principal fonte de renda de tais comunidades, foram desmatadas para dar lugar às instalações da empresa (SEIXAS *et al.*, 2010). Deste modo, os quilombolas da margem oposta e outros extrativistas da região acabaram afetados pelos novos limites territoriais, ao terem cerceados seus direitos de circulação e de práticas culturais centenárias. Os mais férteis castanhais e piscosos lagos transformaram-se em áreas restritas e ilegais. Os quelônios dos tabuleiros (importante fonte de alimento e proteína das

famílias locais) passaram a ser protegidos e regulados, criminalizando sua caça. Os negros, que pouco entendiam a lógica das restrições, continuavam a praticar seus costumes - caçar quelônios e coletar os ovos.

Os limites da Floresta Nacional de Saracá-Taquera e da REBIO do Trombetas foram sobrepostos ao território ocupado pelos remanescentes de quilombo (Figura 38), cerceando, ou mesmo criminalizando, seus modos de vida com base no extrativismo, na caça e na agricultura familiar. Neste contexto, tanto as políticas de desenvolvimento advindas com a exploração da bauxita, como as políticas de conservação impostas com a criação das duas unidades de conservação, geraram fortes conflitos socioambientais envolvendo as populações tradicionais, o governo e a mineradora (Alcântara, 2012). Para Acevedo (2004) e Bucker *et al.* (2007) o advento da mineração e das UCs cessou o uso dos recursos naturais pelas comunidades tradicionais e quilombolas acentuando os conflitos com a mineração na medida em que as atribuições das UCs criadas na região não permitem o extrativismo da população como tradicionalmente acontecia (Tabela 22).

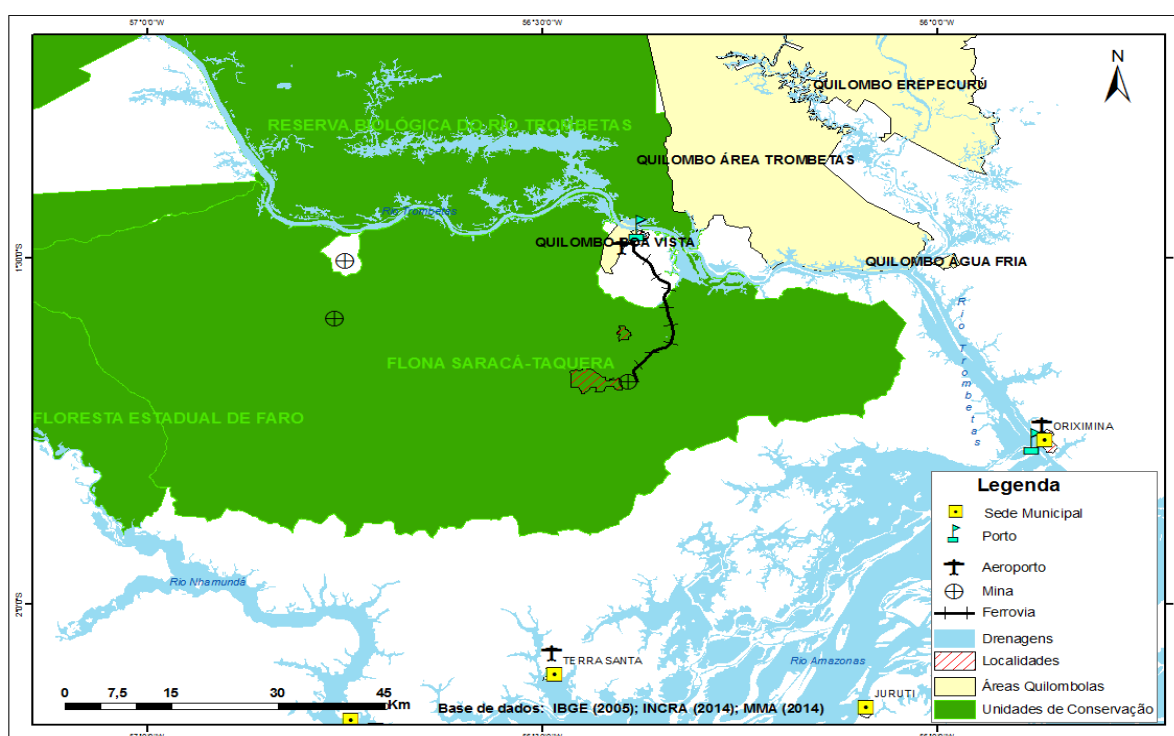


Figura 38: Unidades de conservação, minas, infraestrutura da MRN e áreas quilombolas.
Fonte: Elaboração própria

Tabela 22: Conflitos e Unidades de Conservação no entorno da MRN

Unidade de Conservação	Atribuições Gerais	Atribuições Específicas
Reserva Biológica do Rio Trombetas (REBIO)	Área delimitada com finalidades de conservação e proteção integral da fauna, flora e as belezas naturais para fins científicos e educacionais, sendo proibida qualquer forma de exploração dos recursos naturais; não é permitida a visitação pública, apenas para fins de pesquisa ou educação.	Tem por finalidade proteger a Tartaruga - da - Amazônia. Existência de densas áreas de castanhais e outros recursos naturais passíveis de consumo e comercialização. Resistência e conflitos com dez comunidades quilombolas e uma não-quilombola, pela permanência na terra e uso dos recursos naturais no interior da reserva.
Floresta Nacional Saracá-Taquera (FLONA)	Área provida de cobertura vegetal nativa ou plantada, com os objetivos: promover o manejo dos recursos naturais com ênfase nos recursos minerais com direito de lavra autorizado por lei, garantir a proteção dos recursos hídricos, das belezas cênicas, e dos sítios históricos e arqueológicos; é permitida a visitação pública e a permanência das populações tradicionais.	Área de particularidade geológica onde se encontram as áreas de lavra de bauxita da MRN. Existência de áreas de castanhais e práticas agroextrativistas. Há conflitos de luta por terra e regulação dos recursos naturais referentes a cinco comunidades quilombolas, cinco não-quilombolas residentes na FLONA e com outras na zona de amortecimento.

Fonte: IBAMA, 2001

III.3.3 – A Gestão Ambiental

Em 1976 foi iniciada a construção definitiva do projeto e desde o início da implantação, o empreendimento contou com a colaboração do ecólogo inglês Oliver Henry Knowless, que passou a residir em Porto Trombetas e se responsabilizou diretamente pelo levantamento de todas as espécies locais. O ecólogo também se notabilizou pelo cuidado com o desmatamento, principalmente pelas ações de reflorestamento, numa época em que o tema (preservação ambiental) sequer fazia parte das preocupações das empresas fossem elas do setor mineral ou não (Reis, 2014).

As operações na mina foram iniciadas em abril de 1979. Como no início da instalação do projeto (1981) não existia nenhuma lei que restringisse ou mesmo responsabilizasse a empresa quanto a danos que pudesse ocasionar ao meio ambiente e à população local, a sua política social e ambiental voltou-se principalmente para o reflorestamento das áreas desmatadas durante a execução do projeto.

Antes do processo de desmatamento faz-se normalmente o mapeamento da área para verificar a quantidade de madeira de lei e madeira branca existente no local que irá ser desmatado, para, em seguida, realizar o decapeamento. Com o objetivo de dar destinação à

madeira extraída, em convênio com o IBAMA, esta é vendida a preços abaixo do mercado, com o objetivo de atender a população do entorno do projeto (Seixas et al., 2010).

No processo de exploração das minas a primeira fase é a retirada da vegetação. No projeto Trombetas, quando a floresta é derrubada, um grupo de mateiros é chamado para recolher as sementes das árvores, após a remoção do solo, o mesmo é estocado em local específico. As sementes coletadas servirão para fazer as mudas a serem replantadas. Também participam dessa atividade biólogos e botânicos, encarregadas de recolher orquídeas e bromélias, que serão levadas de volta à floresta para restabelecer a diversidade biológica. O viveiro de Porto Trombetas produz 800 mil mudas de 400 espécies diferentes de árvores amazônicas e o orquidário reproduz mudas de 60 espécies de orquídeas. A escolha das espécies para plantio é feita de forma a reproduzir, o mais semelhante possível, a floresta derrubada (Reis, 2014).

Os programas de preservação da fauna e flora são viabilizados através de convênios da MRN com instituições de pesquisa como o Museu Paraense Emílio Goeldi (MPEG), Centro Nacional de Pesquisa em Agrobiologia da EMBRAPA e o Departamento de Solos da Universidade Federal de Viçosa, com a finalidade de possibilitar e formular padrões e procedimentos para a conservação dos ecossistemas e as atividades de controle ambiental da exploração mineral, tendo sido executados vários subprojetos. A vegetação diretamente afetada pela mineração foi bastante pesquisada, resultando num amplo conhecimento sobre aspectos da composição florística, fisionomia, estrutura e comportamento das comunidades vegetais da área.

O modelo adotado pela Mineração Rio do Norte para a disposição do rejeito do processo de lavagem da bauxita é pioneiro no mundo para este minério. Segundo informado pela empresa, este é completamente limpo com retorno integral do que não foi aproveitado no beneficiamento para o seu local de origem, ou seja, as áreas lavradas. Este processo evita o assoreamento de rios, igarapés e lagos ou a inundação de grandes áreas de florestas. Com esse modelo, todo o rejeito gerado nas operações atuais e futuras, até a exaustão completa de todas as minas, será contido nas áreas lavradas no platô Saracá, evitando assim a possibilidade de disposição de rejeitos nos ecossistemas da região (MRN, 2015b). As fases do processo referente à exploração da mina assim como os programas de mitigação utilizados são apresentados na Figura 39.

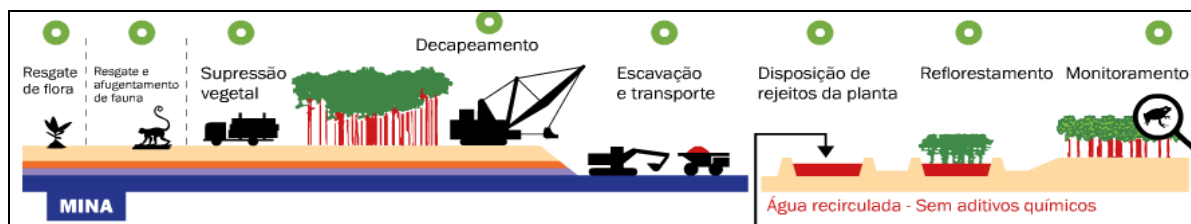


Figura 39: Fase de exploração da mina, processos e mitigação de impactos

Fonte: MRN, 2013.

As minas de bauxita da MRN estão localizadas no interior da Floresta Nacional de Saracá-Taquerá, o que exige cuidados redobrados com a mitigação dos impactos, além de uma ampla gama de estudos desenvolvidos através de convênios com universidades e instituições de pesquisa relativos à recuperação de áreas degradadas. A MRN mantém vários programas de monitoramento ambiental com o objetivo de avaliar a evolução das atividades e seu grau de impacto no meio físico, dados estes que fornecem subsídios para minimizar os impactos causados pelas atividades decorrentes da mineração. Os principais programas, que constam no Plano de manejo da UC, são os seguintes (IBAMA, 2001):

- Monitoramento da qualidade hídrica;
- Monitoramento da qualidade atmosférica; e
- Monitoramento das áreas de recuperação ambiental.

Ainda segundo o IBAMA (2001), para minimizar a emissão de particulados a MRN utiliza caminhões-pipa adaptados com aspersores, que fazem a umectação das pistas na área das minas. Como medida preventiva foi implantado um sistema de monitoramento da qualidade do ar que mede os níveis de poeira em suspensão nas minas e no núcleo urbano. Há medição também dos níveis de poeira sedimentável. A MRN mantém ainda uma rede de monitoramento com pontos de coleta de água, estrategicamente localizada, de forma a permitir o controle da influência das ações operacionais e sua correlação com os mananciais. São feitos exames dos parâmetros de qualidade estabelecidos na legislação, tais como: cor, pH, dureza, alcalinidade, cloreto, turbidez, manganês, ferro, gás carbônico, oxigênio consumido e oxigênio dissolvido. As estações de coleta estão localizadas no rio Trombetas, igarapé Água Fria e Caranã, igarapé Saracá e Periquito e Igarapé Papagaio.

De acordo com o apresentado no mapa de zoneamento da UC que consta no Plano de Manejo, grande parte da unidade se constitui em área de uso restrito e áreas destinadas

a mineração. Na Figura 40, observa-se que o centro da unidade é formado por áreas destinadas à lavra, áreas de recuperação e unidades de futura lavra.

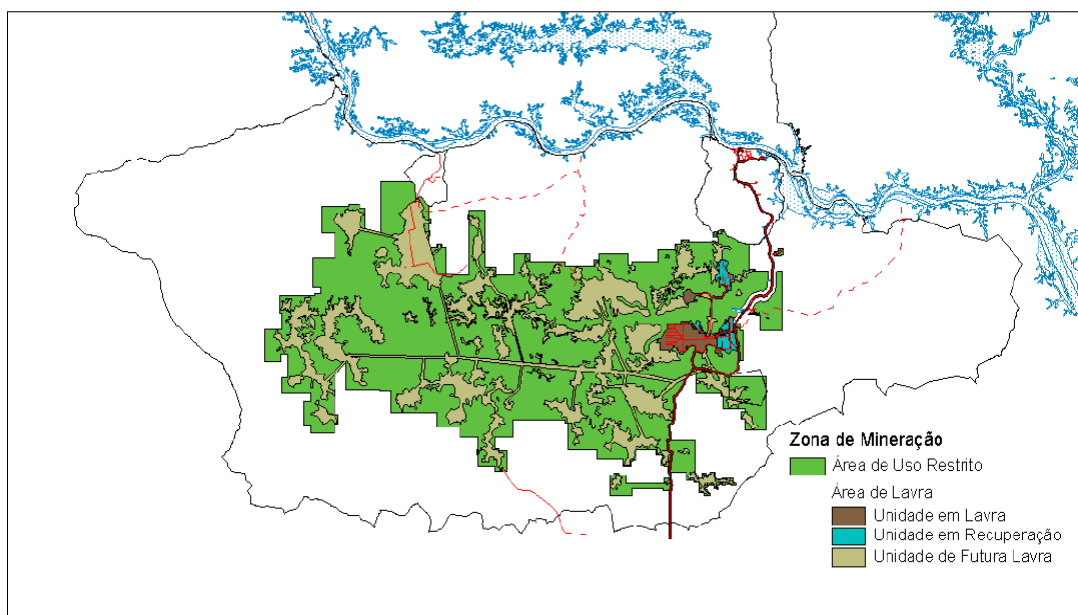


Figura 40: Zonas de mineração no interior da FLONA de Saracá-Taquera

Fonte: IBAMA, 2001.

A MRN possui a certificação ambiental ISO 14001 que contempla suas ações de gestão ambiental, atividades administrativas, operacionais e o núcleo urbano. A empresa também possui a certificação OHSAS 18001 (*Occupational Health & Safety Advisory Services*) relacionados ao sistema de gestão e certificação da segurança e saúde ocupacionais. A localidade de Porto Trombetas foi a primeira “cidade” do hemisfério Ocidental a receber a certificação ISO 14001. A certificação atesta o adequado sistema de gestão ambiental com eficiente coleta de lixo seletiva; fábrica de compostagem, onde o lixo orgânico é transformado em adubo; 100% de água tratada nas casas e alojamentos; saneamento básico total; reflorestamento de áreas devastadas pela exploração das minas de bauxita e trabalhos relacionados à educação ambiental, que começa na escola na educação infantil e se estende até o fim do ensino médio, abrangendo também os trabalhadores e a população das aldeias ribeirinhas (MRN, 2015).

As áreas de exploração da MRN localizaram-se ao norte do rio Amazonas, a Calha Norte do Pará, que é uma das regiões mais preservadas da Amazônia. Possui 28 milhões de hectares, distribuídos entre nove municípios e apresenta um enorme mosaico de áreas protegidas. Trata-se do maior conjunto de áreas protegidas do planeta em um único estado,

com cerca de 22 milhões de hectares - uma área equivalente aos Estados do Paraná e Alagoas reunidos. Em conjunto com as áreas protegidas do Amapá e do Amazonas, elas formam o maior corredor de biodiversidade do mundo. A Calha Norte também está inserida no centro de endemismo das Guianas, uma região prioritária ao planejamento e ações de conservação (Santos e Barreto, 2012).

A primeira área de proteção criada no entorno das minas da MRN foi Reserva Biológica do Trombetas (REBIO do Trombetas), criada por Decreto Federal 84.018/1979. Segundo o IBAMA (2011), as atividades de conservação e fiscalização realizadas pela MRN estavam restritas, até 1989, à área de atividades da empresa, que compreendia cerca de 20.000 hectares, estando o restante da região totalmente desprotegido e sob constantes ameaças de desmatamento, caça e pesca predatórias. Frequentemente eram vistos barcos carregados de madeira navegando pelo rio Trombetas. Esse panorama começou a mudar quando, no ano de 1989, o IBAMA passou a considerar a transformação da região em uma reserva florestal, que compreenderia 429.600 hectares e foi inicialmente denominada Reserva Florestal Saracá-Jamari. O projeto repercutiu positivamente junto aos órgãos federais e, em 27 de dezembro de 1989, o Poder Executivo, por meio do Decreto 98.704, criou a Floresta Nacional de Saracá-Taquera, com área estimada de 429.600 hectares, integrada à estrutura do IBAMA. De acordo com o Decreto de criação desta FLONA, ficaram autorizadas na área, as atividades de pesquisa e lavras minerais que estivessem em curso ou que fossem consideradas áreas de reserva técnica.

Da mesma maneira que ocorreu na FLONA de Carajás, em Saracá-Taquera no Decreto de criação, o IBAMA estaria autorizado a celebrar convênios, visando maior proteção e o manejo futuro dos recursos renováveis, sob regime de produção sustentada e a realizar as desapropriações que julgasse necessário para cumprir os objetivos da FLONA. Nos artigos 3º e 5º são citados os referidos convênios visando o uso múltiplo e a manutenção da unidade:

Art. 3º Objetivando atingir os fins técnico-científicos e econômicos fica o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis autorizado a celebrar convênios, visando a maior proteção e o manejo futuro dos recursos naturais renováveis da Floresta Nacional Saracá - Taquera, sob regime de produção sustentada.

Art. 5º Fica o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - Ibama autorizado a celebrar convênio com a Mineração do Rio Norte S.A., objetivando obter apoio na implantação da Floresta Nacional Saracá - Taquera e proteção de sua área.

No capítulo do Plano de Manejo da FLONA denominado “Programas, convênios e outras ações de parceria” é colocado que o IBAMA mantém convênio de cooperação com a MRN, a título de compensação ambiental pela exploração das jazidas de bauxita existentes na Unidade de Conservação. Adicionalmente a Mineração Rio do Norte tem estabelecido parcerias com outras empresas privadas para o uso comercial de madeira, proveniente do desmatamento das jazidas minerais (IBAMA, 2001). A REBIO do Trombetas também é preservada com apoio da Mineração Rio do Norte.

Os polígonos de desmatamento observados na região da margem esquerda do rio Amazonas do estado do Pará se concentram principalmente próximo a margem do rio Amazonas. A área das unidades de conservação e seu entorno mantém a maior parte de sua cobertura vegetal preservada (Figura 41). Segundo dados do INPE/PRODES, em 2013 o município de Oriximiná contava com apenas 1,4% do seu território desmatado, o que representa uma área de 1.506 quilômetros quadrados.

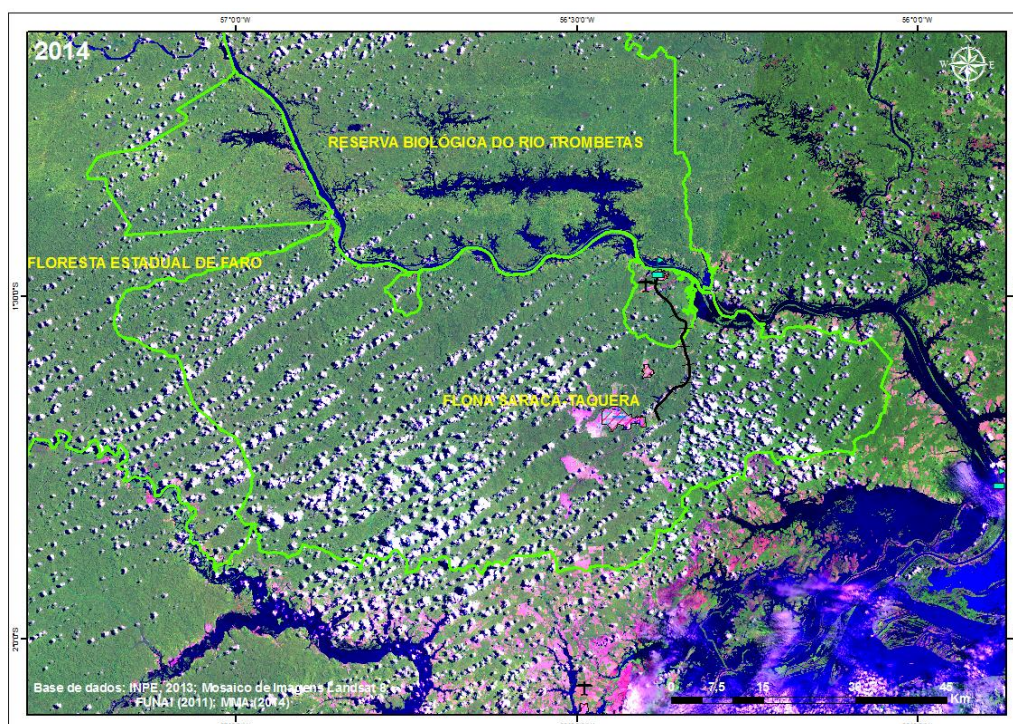


Figura 41: FLONA Saracá-Taquera e unidades de conservação no entorno

Fonte: Elaboração própria

Com o advento do projeto de mineração de bauxita aumentou-se a arrecadação de imposto na região (ICMS e IPI), sobretudo em Oriximiná que possui a maior arrecadação desse tipo do médio Amazonas paraense. A alimentação dos cofres públicos municipais está contribuindo para a realização de inúmeras obras no núcleo urbano de Oriximiná como

reforma de prédios públicos, construção de escolas, abertura e pavimentação de ruas, expansão da rede elétrica, sistemas de drenagem, instalações de postos de saúde (Souza, 2007). Segundo dados da MRN (2013) o repasse referente ao CFEM, em 2013, somou 26,7 milhões de reais, desse valor 65% é repassado aos municípios onde se concentram as minas de exploração, que nesse caso é majoritariamente Oriximiná e em menor porcentagem Terra Santa.

Apesar das áreas tampões formadas por Unidades de Conservação visar coibir o avanço das ocupações irregulares elas também são utilizadas como estratégia do aparato estatal de controle sócio espacial. A MRN foi pioneira, na Amazônia nesse tipo de controle, posteriormente, na década de 1980, um grande mosaico de territórios institucionalizados, liderado pela CVRD, redefiniu as relações de poder na região de abrangência do Projeto Grande Carajás (Almeida, 1994).

O isolamento das UCs em área de densa floresta amazônica (afastada em mais de seis horas de barco da cidade mais próxima) e a ausência de estruturas de comunicação dificilmente permitiria a gestão efetiva das áreas, se não houvesse a vila de Porto Trombetas. A estrutura urbana construída para atender a atividade de prospecção propiciou as condições favoráveis para manutenção e funcionamento do IBAMA e das UCs. Sendo assim, os funcionários foram atendidos pela infraestrutura disponibilizada pela mineradora, que inclui hospital, casa, alojamento e outros tipos de serviços urbanos. O funcionamento e gestão das áreas de preservação dependem, sobretudo, dos recursos repassados pela empresa através de um convênio (por volta de trezentos mil dólares/ano - segundo dados da MRN), além da disponibilização dos equipamentos e transportes necessários, lembrando que os planos de manejo das duas unidades foram financiados pela MRN (Wanderley, 2008).

Tanto a MRN quanto o IBAMA são vistos pelos quilombolas e demais comunidades tradicionais, ora como inimigos que os impedem de expandir suas áreas de lavoura ou de pescar comercialmente, ora como aliados na proteção de seus territórios contra “invasores”, migrantes à procura de terra ou recursos pesqueiros. Os territórios quilombolas, as reservas indígenas, os projetos de assentamentos, as unidades de conservação reduzem as incertezas quanto aos direitos de propriedade nas áreas de entorno da mineração industrial na Amazônia Oriental e, de alguma forma, mesmo que em níveis diferenciados, respondem aos

interesses das empresas mineradoras quanto à segurança do seu entorno e ao controle das áreas (Coelho e Cunha, 2007).

Há necessidade de uma discussão clara e consciente afim de que os grandes projetos, mesmo que impactantes, contribuam com parte de seus lucros para a efetiva conservação da natureza. Para (Becker, 2009) é perfeitamente possível produzir sem destruir mesmo que a atividade exploratória ocorra no meio de áreas de floresta, como no caso da exploração da MRN ou do polo petroquímico de Urucu.

III.4 – Considerações

Antes de entrarmos especificamente nas considerações sobre os casos apresentados, gostaríamos de ressaltar que para complementarmos a análise deveria ter sido realizado pelo menos um trabalho de campo para fins de reconhecimento e entrevista de especialistas/responsáveis pelos respectivos empreendimentos. Esta atividade tinha sido prevista inicialmente no plano de trabalho do projeto bem como em discussões ocorridas em reuniões com o MME, no entanto não foi possível realizá-la em tempo para a elaboração do presente Relatório.

Cabe ressaltar que a bibliografia não é muito extensa sobre os três casos analisados e que, portanto buscou-se complementar as informações obtidas em contatos com alguns representantes das empresas responsáveis pelos projetos. Entretanto, o fato destes empreendimentos terem sido implementados há muito tempo dificultou, em certa medida, uma reconstrução mais precisa e detalhada de suas modalidades de implantação e das práticas ambientais adotadas.

O pior caso analisado em termos de fonte de informações públicas foi o Projeto Urucu, tendo em vista que boa parte das informações não está disponível ao grande público bem como o projeto ter sido implementado no final da década de 70 e início da década de 80, antes da obrigatoriedade de estudo de impacto ambiental do empreendimento.

Analogamente ao que foi feito no capítulo de experiências de implantação de hidrelétricas em diversos países, partiu-se de uma estrutura analítica pré determinada, de forma a garantir o mesmo grau de consistência dos resultados obtidos nos três casos analisados.

Existem portanto algumas características comuns a todos os projetos:

- Todos os projetos selecionados estão em áreas densamente vegetadas, com características de regiões poucos antropizadas e representam um enclave no meio da floresta;
- Todos os projetos analisados estão muito próximos a áreas de conservação ou próximos das área de influência direta das mesmas.
- Todos os projetos instalaram dentro da sua área de influência uma infra estrutura mínima para o desenvolvimento de atividades como alojamentos, posto de saúde, refeitórios, escolas, áreas de lazer, etc..

Existem no entanto algumas especificidades levantadas pela análise efetuada que merecem destaque e estão sintetizadas a seguir.

a) Urucu

A base operacional funciona como uma plataforma de petróleo “on shore” contando com uma logística de abastecimento própria. De fato, desde a fase de implantação há indicações de que tenham sido empregadas modalidades para restringir a ocupação da área como o transporte de trabalhadores e equipamentos inicialmente por helicóptero e posteriormente através do aeroporto construído em área circunscrita, aproveitamento do rio para transporte de equipamentos e materiais, esquema de rodizio da permanência de trabalhadores na área, não construção de estradas de conexão com outras comunidades, dentre outras.

Apesar de ser um projeto de grande magnitude, os impactos ambientais levantados ficaram assim predominantemente restritos à área direta do empreendimento e a áreas de pouca extensão bem localizadas.

Outro aspecto que merece destaque é que na época da implantação do empreendimento a Petrobrás convidou cerca de 10 especialistas renomados da área ambiental para sugerirem medidas de minimização de impactos ambientais derivados do projeto e auxiliaram no planejamento das ações

A partir destas iniciativas a Petrobrás também criou um Plano Diretor de Gerenciamento Ambiental para a Região Amazônica, envolvendo todos os projetos localizados na região em questão. Muitas das ações que, de certa forma, proporcionaram a

efetividade da preservação ambiental do entorno de Urucu foram implementadas a partir das diretrizes do Plano Diretor.

Outras medidas correlatas foram a implantação de um Plano de Gerenciamento de Resíduos e um Programa de Recuperação de Áreas Degradadas com emprego de espécies nativas da região, cabendo ainda destaque para o fato do empreendimento ter sido certificado no final da década de 1990 pela ISO 14.001.

b) Grande Carajás

A região da implantação do projeto era considerada naquela época de difícil acesso, o que a tornava peculiar em termos de logística. A área do projeto foi criada a partir de um decreto governamental e uma série de incentivos governamentais, dado o caráter estratégico do projeto para o país. Os empreendimentos aprovados dentro do projeto tinham tratamento especial por parte do governo.

O papel de organismos internacionais, como o Banco Mundial, foi de fundamental importância para a minimização dos impactos ambientais decorrentes do projeto e, principalmente, para o tratamento das questões indígenas, tendo em vista que na época da implantação a legislação ambiental era bastante incipiente no país. Foi assim que foram celebrados uma série de convênios com os órgãos ambientais de forma a preservar as áreas de grande sensibilidade ambiental, bem como as terras indígenas afetadas pelo projeto.

Cabe ainda mencionar que o projeto, que tem características minero industriais, representou um enclave de atividade econômica dentro de uma área imensamente preservada. Entretanto, apesar das medidas implementadas o projeto não conseguiu evitar conflitos de caráter fundiário e a atração de migração para a região tornando-se um pólo atrator de populações de outras regiões do país. Um dos aspectos que contribuiu durante sua concepção para a geração de conflitos e tensão política entre os diferentes estados envolvidos, foi a forma de escoamento da produção de minério pois, contrariamente a Urucu o projeto não privilegiou o transporte hidroviário, optando pelo uso de ferrovia. Críticas foram também formuladas com relação à ausência de participação das populações afetadas, fato que também teria acentuado os conflitos.

Analogamente ao Projeto Urucu, a Vale instituiu um Grupo de Estudos e Assessoramento sobre Meio Ambiente (GEAMAM), ligado diretamente a presidência da

empresa, visando fornecer diretrizes e aconselhamentos para a minimização de impactos causados ao meio ambiente.

Outro ponto de destaque foi a implementação de um zoneamento ecológico da sua área de influência de forma a melhorar a implementação das medidas propostas em seu planejamento.

Várias unidades de conservação foram criadas a partir de sugestão do GEAMAN formando um mosaico, que representa um verdadeiro colchão de amortecimento no entorno do projeto e que garantiu, de certa forma, uma proteção ambiental satisfatória. A importância da criação destas áreas pode ser comprovada pela comparação das imagens de satélite na época da implantação do projeto e em 2014. Enquanto as áreas no entorno do projeto sofreram intenso desmatamento estas unidades mantiveram, em certa medida, sua integridade natural. Particular destaque merece a iniciativa de criação da FLONA de Carajás pois constituiu-se na forma encontrada para se compatibilizar em seu interior a preservação ambiental com a exploração sustentável do minério.

O modelo de parceria entre a Vale e o ICMBIO, para a cogestão das áreas de preservação criadas, pode ser considerado um importante ponto de destaque da implementação do projeto. Como exemplo desta parceria, pode-se citar a elaboração do Plano de Manejo para uso Múltiplo da Floresta Nacional de Carajás.

De certa forma, o projeto inaugurou assim um modelo de co tutela de áreas protegidas no país, ao ficar responsável por uma série de áreas ambientais significativas da região de influência do projeto, embora hoje ainda persistam alguns conflitos com posseiros e invasores de terras.

A formação de convênios de pesquisas com entidades de pesquisa também constituiu-se numa boa prática, pois diversas medidas sugeridas por estas pesquisas acabaram sendo utilizadas nos programas ambientais do projeto.

As minas também foi certificado pela ISO 14.001 em 1998.

c) Projeto Trombetas

Analogamente aos projetos apresentados anteriormente, o Projeto Trombetas é um projeto implantado em uma região bastante intacta e com características ambientais

parecidas com as regiões anteriores. Trata-se de um projeto inicialmente desenvolvido na década de 70, onde as preocupações ambientais não estavam refletidas no arcabouço regulatório governamental, embora sua implantação nesta época tenha sido acompanhada por um ecólogo inglês.

A região também tem baixa densidade populacional e o projeto representou um enclave econômico na região. Com a sua implantação as comunidades quilombolas que ali viviam foram remanejadas e vastas áreas foram desmatadas para dar lugar às instalações da empresa.

Devido ao isolamento inicial da atividade, quase toda infraestrutura foi montada pelo projeto de forma a propiciar condições para a mão de obra empregada, bem como para poder escoar o minério da bauxita. O acesso à região só era feito por via aérea ou fluvial. Para abrigar os empregados e seus familiares a mineradora implantou um núcleo urbano de até 6.000 habitantes no meio da floresta, o Porto Trombetas. Estas modalidades de implantação e, em particular o Porto Trombetas gerou conflitos na região pois acabou se constituindo numa ilha de excelência urbana dentro de uma área quase que totalmente desprovida de serviços básicos, sem acesso para a população local.

Visando coibir o avanço das ocupações irregulares e o desmatamento em torno do projeto aqui também, analogamente ao Projeto Carajás, foi empregada a estratégia de utilizar áreas tampões formadas por Unidades de Conservação. No entanto, a demarcação de duas UCs se sobrepos ao território ocupado pelos quilombolas, comunidade muito presente na região, impedindo o uso dos recursos naturais por parte destes e acentuando os conflitos com a mineração.

Cabe destacar que o Projeto Trombetas também criou uma série de convênios com instituições de pesquisas para promover novos modelos de gestão ambiental e de medidas corretivas dos impactos ambientais causados pelo projeto.

Um modelo pioneiro no mundo foi desenvolvido para o tratamento de rejeitos da mineração, implementado um mecanismo bastante eficiente de solução de um dos principais problemas da atividade minerária.

Um plano de Manejo conjunto foi elaborado entre a MRN e o ICMBIO para a Floresta Nacional Saracá-Taquerá. De acordo com este plano, o IBAMA mantém convênio de

cooperação com a MRN, a título de compensação ambiental pela exploração das jazidas de bauxita existentes na Unidade de Conservação. Este tipo de co gestão, e posterior apoio, foi pioneiro no Brasil, tendo sido depois empregado no Projeto Carajás.

IV – Algumas estratégias e boas práticas internacionais para a implantação de empreendimentos hidrelétricos

IV.1 - Agências multilaterais

IV.1.1 – Banco Mundial

O Banco Mundial (*World Bank – WB*) é uma agência especializada independente da Organização das Nações Unidas criada em 1944 com o objetivo de auxiliar na reconstrução da Europa no pós-guerra (Souza et al., 2014). O WB opera em mais de 100 países em desenvolvimento com projetos que combinam programas de financiamento, redução da pobreza e estímulo ao crescimento econômico.

O WB funciona como uma instituição financeira, porém, seus acionistas são Estados soberanos, que têm voz na definição de suas políticas e suas ações são motivadas pelo possível impacto no desenvolvimento e não pelo lucro (Souza et al., 2014). O WB é formado por cinco agências, cada qual com um papel específico: o Banco Internacional para Reconstrução e Desenvolvimento (BIRD), a Associação Internacional para Desenvolvimento (AID), Agência Multilateral de Garantia de Investimentos (AMGI), Centro Internacional para Arbitragem de Disputas sobre Investimentos (CIADI) e a Corporação Internacional de Finanças (CIF).

IV.1.1.1 - Atuação em Projetos de Barragens

O Banco Mundial (WB) desde sua criação, vem financiando projetos de grandes barragens (hidroelétrica, irrigação, abastecimento de água e controle de cheias) em países em desenvolvimento e subdesenvolvidos.

Para o WB, energia é condição primordial para o desenvolvimento econômico e para a redução da pobreza (WB, 2009). Neste sentido, os países em desenvolvimento necessitam, mais energia e energia mais limpa para vencer a pobreza e se desenvolverem. Ao centro do debate sobre o futuro da questão energética no mundo está em como expandir o fornecimento e o acesso à energia nos países mais pobres de forma a atender as necessidades da geração presente e da geração futura (WB, 2009).

A institucionalização da questão ambiental no WB data de 1972, quando foi criado o departamento de meio ambiente. Quinze anos depois, em 1987, o banco publicou um artigo técnico *“World Bank technical paper (0253-7494; no. 110) Report on the key issues and conclusions of a seminar held at the World Bank on June 18, 1987”*. O documento apresenta os resultados de um seminário realizado pelo banco em 1987, relatando ter havido ao longos dos quinze anos grande progresso quanto a consideração dos fatores ambientais associados a projetos de grandes barragens financiadas pelo banco (WB, 1989). Neste sentido, o WB realizou um estudo sobre os projetos de barragens por ele financiados desde 1972, com foco nos aspectos ambientais e nos aspectos relativos ao reassentamento da comunidade. As barragens avaliadas incluíam projetos de hidroelétrica, irrigação, abastecimento de água e controle de cheias.

O estudo (WB, 1989) analisou a relação entre barragens e meio ambiente (o efeito das barragens no meio ambiente, os efeitos do meio ambiente sobre as barragens). Segundo o estudo (WB, 1989), as barragens são grandes investimentos sociais construídos para atender um ou mais de quatro propósitos: abastecimento de água doméstico e industrial, produção de energia, irrigação e controle das cheias. Em muitos projetos a questão ambiental foi considerada em uma etapa tardia, quando não era mais possível ter algum impacto sobre o planejamento e tomada de decisão do projeto.

A partir da experiência do WB o estudo concluiu que (WB, 1989):

- Um desenvolvimento econômico eficaz demanda a consideração adequada e sistemática dos fatores ambientais, incluindo a gestão dos recursos naturais;
- A prevenção ou redução significativa dos danos ambientais é possível, a um custo financeiramente aceitável para os tomadores de empréstimo,
- As medidas para a proteção ao meio ambiente podem resultar em benefícios econômicos que excedem os custos, e, mesmo que nos casos onde não seja possível mensurar estes benefícios, eles podem justificar o custo da proteção;
- As medidas de preventivas podem resultar em uma proteção mais eficaz ao meio ambiente, sendo menos dispendiosas do que medidas corretivas.

Em 1997, durante um workshop conduzido pelo WB, foi decidida a criação de uma comissão internacional responsável por rever a eficácia da implementação das barragens e desenvolver critérios, padrões e diretrizes para auxiliar na tomada de decisão (WB, 1997).

Neste sentido, foi criada a “*World Commission on Dams*” tendo por atribuições avaliar as experiências existentes na implementação de grandes barragens e propor se e como elas poderiam contribuir para o desenvolvimento sustentável.

Durante o workshop três questões foram destacadas:

- Quais os avanços necessários para avaliação e desenvolvimento de grandes barragens?
- Quais as metodologias e abordagens necessárias para atingir estes avanços?
- Quem deve estar envolvido e qual deve ser o processo de monitoramento (*follow-up action*)?

O workshop concluiu por algumas tendências em relação ao planejamento, construção e operação das barragens, especificamente nos aspectos de engenharia e econômico:

- Aumento da compreensão e conscientização sobre questões técnicas, ambientais e sociais “herdadas” de grandes barragens, a complexidade destes empreendimentos representam um “trade off” entre benefícios e perdas.
- Aumento da percepção e interesse da sociedade em relação aos projetos de grandes barragens, como resultado de campanhas promovidas pelas ONGs.
- Aumento do financiamento concedido pelo setor privado.
- Novas tecnologias tornaram mais eficiente o planejamento e construção de grandes barragens.
- Reconhecimento da necessidade de monitoramento, controle de custos, segurança de barragens e avaliação de impacto ambiental e social independentes durante todas as etapas do projeto – planejamento, construção e operação.
- Aumento da necessidade de inspeção de segurança e gestão ambiental nos projetos existentes, e
- Aumento do interesse em modernização e melhoria dos esquemas /métodos adotados.

Em síntese, o workshop identificou dois aspectos: o financiamento dos projetos de barragens pelo setor privado e o aumento do interesse da sociedade nestes projetos. Estes

aspectos identificados resultaram em alterações nos procedimentos para planejamento, construção e operação dos empreendimentos.

Cabe mencionar que segundo WB (1997), o workshop foi realizado em um período onde ocorria um aumento das críticas aos grandes projetos de barragens, onde até então, não se atribuía a devida importância aos impactos sociais.

Em 2003, um outro artigo publicado pelo WB *“Good Dams and Bad Dams: Environmental Criteria for Site Selection of Hydroelectric Projects”* apontou a seleção do sítio para a construção das barragens como a melhor opção de mitigação para redução dos impactos resultantes do empreendimento. Segundo o artigo (WB, 2003) as barragens estão entre os projetos de desenvolvimento mais controversos. Os críticos das grandes usinas hidrelétricas relatam uma série de impactos negativos resultantes destes empreendimentos, sejam impactos ambientais, sejam sociais, impactos resultantes da destruição da biodiversidade e da remoção de populações vulneráveis. Já os defensores das grandes hidrelétricas defendem a ideia de que estas são a fonte de geração de energia com menor custo em comparação com às demais fontes renováveis.

Segundo o artigo (WB, 2003), as barragens não são iguais. Sob a ótica ambiental, pode-se dizer que há boas e más barragens. A quantidade e a significância dos impactos resultantes de um projeto hidrelétrica são em grande parte determinados pelo sítio selecionado. Assim, o estudo aponta como melhor medida de mitigação para um projeto hidrolétrico a seleção do sítio. Em geral, sob a ótica ambiental, os sítios “ambientalmente benignos” estão situados na parte superior dos tributários, enquanto os mais problemáticos, estão situados nos grandes eixos dos rios.

Em 2011, o WB publicou a Estratégia do Setor de Energia (*Energy Sector Strategy of the World Bank Group*, 2011). De acordo com WB (2011) a estratégia foi desenvolvida com base em uma revisão de experiências passadas e de uma extensa consulta aos *stakeholders*, possuindo cinco prioridades: atender aos pobres e aos vulneráveis; criar oportunidades para o crescimento, promover a ação coletiva global, fortificar a governança, gerenciar os riscos e preparar para as crises.

De acordo com WB (2011), a estratégia busca contribuir para a redução da pobreza energética global e o desenvolvimento sustentável, possuindo dois objetivos: (1) o aumento

ao acesso à energia e a confiabilidade no fornecimento de energia com ênfase nos pobres e (2) facilitar a transposição para o desenvolvimento energético mais ambientalmente sustentável.

Mais recentemente, em 2012, o WB publicou um guia com foco no aspecto social da implantação dos projetos hidrelétricos: *“A Guide for Local Benefit Sharing in Hydropower Projects”*. Neste documento, o WB (2012) introduz o conceito de “partilha de benefício” e apresenta algumas diretrizes para introduzi-la no planejamento de hidrelétricas. O guia define a “Partilha de benefícios em projetos hidrelétricos” como os esforços sistemáticos por parte dos proponentes do projeto para beneficiar de forma sustentável as comunidades locais afetadas por empreendimentos hidrelétricos. Em síntese, a principal ideia por trás do conceito de partilha de benefícios é compartilhar os benefícios resultantes do desenvolvimento de projetos hidrelétricos, a fim de satisfazer as necessidades da comunidade local.

De acordo com o WB (2012), a partilha de benefícios é uma abordagem promissora para a implementação de projetos hidrelétricos de forma sustentável, e irá atuar como um complemento às medidas de compensação e mitigação. Para a adoção da partilha de benefícios, o WB (2012) apresenta algumas condições facilitadoras: políticas governamentais, quadro legal e regulatório, estratégias de responsabilidade social corporativa das empresas, capacitação das comunidades locais e a participação das partes interessadas.

A partilha de benefícios pode ocorrer de duas formas: monetária e não monetária. A partilha de benefícios monetários significa compartilhar parte dos fluxos de capital gerados pela operação dos projetos hidrelétricos com a comunidade local. Mecanismos de partilha de benefícios monetários incluem: pagamentos diretos, partilha das receitas, tarifas de energia elétrica preferenciais, pagamentos por serviços ambientais ou ecossistêmicos e criação de um fundo de desenvolvimento comunitário.

A partilha de benefícios não monetários refere-se aos métodos adotados pelo proponente do projeto para garantir à comunidade benefícios a partir da construção e operação do empreendimento, dentre os quais: melhoria da infra-estrutura, apoio a programas de saúde e educação, melhoria no acesso à pescas e florestas, e título de posse à

terra. Mecanismos de partilha de benefícios não monetários incluem: modificação do design e operação do projeto, gestão de bacias hidrográficas, infraestrutura associada, investimento em serviços públicos e geração de emprego. Para assegurar que a comunidade compartilhe os benefícios sociais e econômicos resultantes de projetos hidrelétricos a implementação da partilha de benefício deve ser planejada como parte integrante do projeto, deve ter objetivos claros, definir a comunidade alvo, apresentar os mecanismos selecionados, identificar os organismos responsáveis, bem como medidas de implementação.

Para o WB (2012) os projetos hidrelétricos representam uma oportunidade para a redução da pobreza, para o desenvolvimento sustentável e, principalmente, para permitir o acesso à energia.

Em síntese, o guia (WB, 2012) define partilha de benefícios em projetos hidrelétricos como os esforços sistemáticos realizados pelo proponente do projeto para beneficiar de forma sustentável as comunidades locais impactadas pelo empreendimento.

O pensamento atual do WB fomenta o desenvolvimento sustentável, o que requer ir além das medidas de mitigação e de compensação para maximizar os benefícios do empreendimento e trabalhar diretamente com as comunidades locais visando aumentar a eficácia do investimento. A figura 42 apresenta a evolução das práticas / ações adotadas pelo WB em relação as comunidades atingidas por barragens.

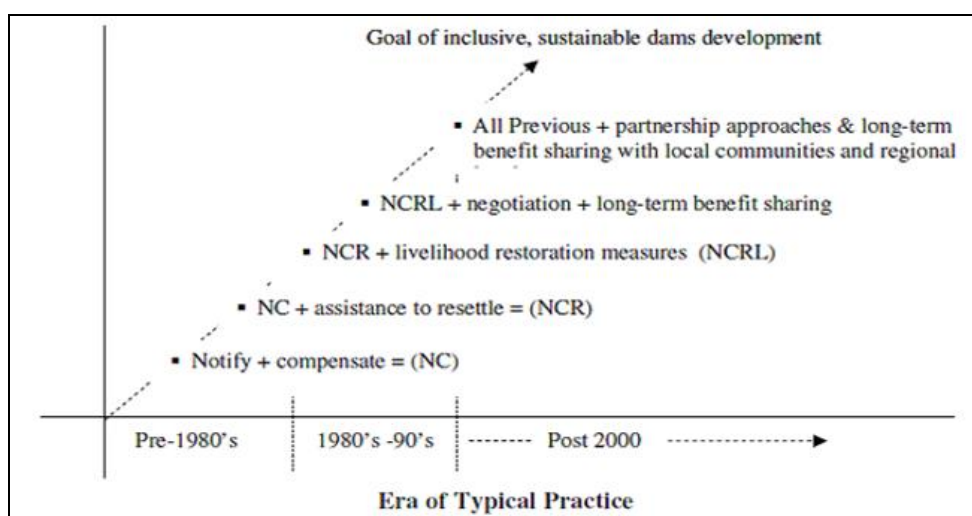


Figura 42: Evolução das práticas de gestão das comunidades atingidas por barragens

Fonte: WB, 2012.

Segundo o WB (2012) na prática é difícil criar uma linha limite entre as medidas de mitigação e as práticas de partilha de benefícios, visto que alguns programas de partilha de benefícios são uma extensão das medidas de mitigação. Para os projetos financiados pelo WB, os programas de partilha de benefícios devem estar integrados ao projeto, devem ser pensados de forma consistente e articulada com outros estudos e avaliações como a avaliação de impacto ambiental e social e com o plano de reassentamento da comunidade atingida.

IV.1.1.2 - Políticas de Salvaguarda

O Banco Mundial adota um conjunto de políticas (*operational policies*) e procedimentos operacionais (*bank procedures*) denominadas Políticas de Salvaguarda do Banco Mundial (*Safeguard Policies of the World Bank*), que têm por objetivo proteger o meio ambiente e grupos vulneráveis afetados por projetos financiados pelo banco. Destes documentos destacam-se a seguir aqueles relacionados a Avaliação Ambiental e a Segurança de Barragens:

- *Operational Policy (OP) 4.01: Environmental Assessment, de 1999, revisto em 2013*
- *Bank Procedure (BP) 4.01: Environmental Assessment, de 1999, revisto em 2013*
- *Operational Policy (OP) 4.37: Safety of Dams, de 2001, revisto em 2013*
- *Bank Procedure (BP) 4.37: Safety of Dams, de 2001, revisto em 2013.*

Estes documentos são adotados pelo Banco como forma de tentar identificar, evitar e mitigar os impactos ambientais e sociais potenciais associados aos empréstimos / financiamentos concedidos pelo Banco, visando contribuir para a tomada de decisão, garantir a sustentabilidade dos empreendimentos e a consulta aos grupos potencialmente afetados.

A política de avaliação ambiental (AA) do WB esta apresentada na *Operational Policy (OP) 4.01: Environmental Assessment*, de 1999, revista em 2013. Conforme estabelecido no documento, a AA deve ser realizada para os projetos que solicitem financiamento ao Banco. Inicialmente é realizada uma análise ambiental preliminar para identificar o tipo de AA necessária. Para tanto, os projetos são classificados em uma, dentro de quatro categorias – A, B, C e F1, de acordo com o tipo, localização, sensibilidade da área, escala do projeto e a natureza e magnitude dos potenciais impactos ambientais, conforme descrito a seguir:

- Categoria A: provável que o projeto proposto resulte em impactos ambientais adversos significativos. O mutuário é responsável pela realização do Estudo de Impacto Ambiental (EIA).
- Categoria B: impactos ambientais do projeto são menos severos do que os previstos para os projetos de Categoria A. A abrangência da AA para um projeto de Categoria B pode variar de projeto para projeto, mas é sempre menos ampla do que uma AA para um de Categoria A.
- Categoria C: possibilidade de impactos ambientais adversos é mínima ou inexistente. Além da análise ambiental preliminar, não é necessária a realização da AA.
- Categoria FI: projeto envolve investimento de fundos do Banco através de um intermediário financeiro, podendo resultar em impactos ambientais adversos.

Assim, dependendo da categoria em que o projeto é enquadrado, o Banco pode solicitar ao mutuário a realização de um ou mais dos seguintes instrumentos: EIA, AA regional ou setorial, auditoria ambiental, avaliação de risco e plano de gestão ambiental. Cabe ainda mencionar que a *(OP 4.01)* possui três anexos:

- Anexo A – Definições (1999, revisto em 2011)
- Anexo B - Conteúdo de um Relatório de Avaliação Ambiental para um Projeto de Categoria A (1999)
- Anexo C - Plano de Gestão Ambiental (1999).

O Anexo B apresenta o conteúdo para realização da AA para projetos enquadrados na Categoria A: (a) Sumário Executivo, (b) Enquadramento de Políticas, Jurídico e Administrativo, (c) Descrição do Projeto, (d) Dados Básicos, (e) Impactos Ambientais, (f) Análise de Alternativas, (g) Plano de Gestão Ambiental (EMP) e (h) Apêndices.

O Anexo C dispõe sobre o Plano de Gestão Ambiental (EMP) que deve abranger um conjunto de medidas de mitigação, de monitoramento e institucionais a serem adotadas durante as fases de implementação e de operação do projeto visando eliminar, compensar, ou reduzir para níveis aceitáveis os impactos ambientais e sociais adversos do projeto.

O segundo documento *Bank Procedure (BP) 4.01: Environmental Assessment*, de 1999, última revisão em 2013, apresenta os procedimentos necessários para a realização da AA, dentre os quais análise ambiental preliminar, preparação da AA, análise e divulgação,

avaliação do projeto, documentação, supervisão e avaliação. O documento apresenta dois anexos. O Anexo A dispõe especificamente sobre a Avaliação Ambiental para projetos de barragens e reservatórios - *BP 4.01, Annex A - Application of EA to Dam and Reservoir Projects*, de 1999, última revisão em 2011 e o Anexo B sobre a AA para Projetos que Envolvam o Controle de Pragas e Parasitas - *BP 4.01, Annex B - Application of EA to Projects Involving Pest Management*.

O Anexo A da BP 4.01 - Avaliação Ambiental para barragens e reservatórios (*BP 4.01, Annex A - Application of EA to Dam and Reservoir Projects*, 2011) dispõe que o Banco deve assegurar que o mutuário contrate especialistas ou uma empresa independente e reconhecida para realizar um levantamento ambiental do sitio selecionado para implantação do empreendimento. Tal levantamento deve conter (BP 4.01, Anexo A):

- a) A identificação dos impactos ambientais potenciais resultantes do projeto;
- b) A determinação do escopo da avaliação ambiental (AA), incluindo se for o caso, questões de reassentamento e de povos indígenas;
- c) A avaliação da capacidade do mutuário para gerir o processo AA; e
- d) A emissão de um parecer sobre a necessidade ou não de um painel consultivo independente para resolver questões ambientais.

A equipe do Banco assegura que o resultado do levantamento seja levado em consideração na análise ambiental preliminar e na preparação do termo de referência para realização da AA. A equipe do banco deve assegurar ainda que o mutuário estabeleça uma unidade ambiental para gerir os aspectos ambientais do projeto, com recurso financeiro e quadro profissional qualificado em áreas de conhecimento que sejam relevantes ao projeto.

A política de Segurança de Barragens (SB) do WB esta apresentada na *Operational Policy (OP) 4.37: Safety of Dams*, de 2001, revista em 2013. Conforme estabelecido no documento, é de responsabilidade do empreendedor assegurar que sejam tomadas medidas e fornecidos recursos suficientes para a segurança da barragem, independentemente da fonte de financiamento ou do estágio da construção.

O documento faz a distinção entre barragens pequenas e barragens grandes:

- Barragens pequenas: menos de 15 metros de altura.
- Barragens grandes: 15 metros ou mais de altura.

Para as grandes barragens, o documento apresenta algumas exigências quanto a medidas de segurança:

- a) Análise da investigação, do projeto, da construção da barragem e do início das operações por um painel de peritos independentes,
- b) Preparação e execução de planos: plano de supervisão da construção e de garantia de qualidade, plano de instrumentação, plano de operação e manutenção e plano de resposta a emergências,
- c) Pré-qualificação dos licitantes durante a fase de aquisições e licitações,
- d) Inspeções periódicas de segurança da barragem, após a sua conclusão.

O documento *Bank Procedure (BP) 4.37: Safety of Dams, de 2001*, última revisão em 2013, apresenta os procedimentos do Banco relativos a segurança de barragens. Segundo o documento, a equipe do Banco é responsável por supervisionar a preparação, por parte do mutuário, dos planos, listados no item b do parágrafo anterior, quais sejam, plano de supervisão da construção e de garantia de qualidade, plano de instrumentação, plano de operação e manutenção e plano de resposta a emergências. Neste sentido, o Anexo A da BP 4.37 descreve cada um destes quatro planos.

IV.1.2 – PNUMA

O Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente, cuja sigla é PNUMA, (em inglês: *United Nations Environment Programme, UNEP*) principal autoridade global em meio ambiente, é a agência do Sistema das Nações Unidas (ONU) responsável por promover a conservação do meio ambiente e o uso eficiente de recursos no contexto do desenvolvimento sustentável. Estabelecido em 1972, o PNUMA tem entre seus principais objetivos manter o estado do meio ambiente global sob contínuo monitoramento; alertar povos e nações sobre problemas e ameaças ao meio ambiente e recomendar medidas para melhorar a qualidade de vida da população sem comprometer os recursos e serviços ambientais das gerações futuras (ONU, 2014).

O PNUMA possui uma sede em Nairóbi, no Quênia, e dispõe de uma rede de escritórios regionais para apoiar instituições e processos de governança ambiental e, por intermédio dessa rede, engaja uma ampla gama de parceiros dos setores governamental, não-governamental, acadêmico e privado em torno de acordos ambientais multilaterais e de

programas e projetos de sustentabilidade. Em 2004, o PNUMA inaugurou o escritório de Brasília, como uma estratégia para reforçar suas atividades no país, tendo como objetivo facilitar a identificação de prioridades e desenvolver iniciativas que atendam especificidades subregionais e nacionais (ONU, 2014).

IV.1.2.1 - Atuação em Projetos de Barragens

Os problemas causados pelas grandes barragens no mundo começaram a ganhar destaque no cenário internacional a partir do aumento da conscientização dos impactos ambientais que esses empreendimentos provocavam. No entanto, não havia um organismo internacional que tratasse dessa temática e de tentativas de mitigação desses impactos.

Com vistas a preencher essa lacuna, em 1998 foi criada a Comissão Mundial de Barragens (*World Commission on Dams - WCD*), um colegiado sob a iniciativa do Banco Mundial e da organização não governamental União Internacional para a Conservação da Natureza (*International Union for Conservation of Nature - IUCN*).

1 – A Comissão Mundial de Barragens (World Commission on Dams)

A WCD adotou como propósitos (WCD, 2000):

- a revisão analítica da efetividade de grandes barragens, suas alternativas para a gestão das águas e desenvolvimento energético; e
- o desenvolvimento de critérios, diretrizes e padrões, aceitos internacionalmente para o planejamento, avaliação, operação, monitoramento e descomissionamento de barragens em todo o mundo.

Um dos primeiros e mais importantes documentos da WCD foi lançado no ano 2000. Essa extensa publicação denominada “Barragens e desenvolvimento: um novo quadro para a tomada de decisões”, com dez capítulos, fez uma abordagem abrangente do estado da arte, das principais vantagens e desvantagens das barragens assim como de maneiras de compartilhar os benefícios dessas obras ao redor do mundo. Os capítulos abordaram temas diversos que podem ser percebidos pelos títulos que os mesmo possuem, a saber:

- (I) água, desenvolvimento e grandes barragens;
- (II) técnica, desempenho econômico-financeiro;
- (III) grandes barragens e ecossistemas;

- (IV) populações e grandes barragens;
- (V) recursos energéticos, opções de produção e uso da água;
- (VI) tomada de decisões, planejamento e instituições;
- (VII) desenvolvimento humano: direitos, riscos e resultados;
- (VIII) prioridades estratégicas - um novo enquadramento político para o desenvolvimento da água e recursos energéticos;
- (IX) critérios e diretrizes para a aplicação de prioridades;
- (X) além da comissão, uma agenda para mudanças.

Segundo a WCD (2000), o debate global sobre as grandes barragens é ao mesmo tempo extremamente complexo e fundamentalmente simples. É complexo porque os problemas não se limitam à concepção, construção e operação de barragens em si, mas consideram a gama de escolhas sociais, ambientais e políticas para o desenvolvimento e melhoria do bem-estar humano.

O relatório da WCD do ano 2000 foi resultado de mais de dois anos de intenso estudo, diálogo e reflexão pela comissão, e pelo secretariado da WCD, fórum das partes interessadas e, centenas de especialistas e pessoas afetadas incluindo todos os aspectos no debate sobre barragens. O relatório contém todos os dados que exprimem o que a Comissão considera importante para se comunicar com os governos, o setor privado, a sociedade civil e os povos afetados em geral.

O texto da comissão deixa uma série de recomendações para um novo enquadramento político sobre as barragens. Essas recomendações são baseadas na análise histórica de muitos casos ao redor do mundo.

Assim, a Comissão desenvolveu sete prioridades estratégicas de princípios políticos relacionados e que foram traduzidos em um conjunto de critérios e diretrizes para pontos chave de decisão nos ciclos de planejamento de um projeto hidrelétrico. Essas prioridades devem ajudar a mudar o modo de planejamento dessas obras de um tradicional, de cima para baixo, para uma abordagem focada em tecnologia e inovações significativas na avaliação das opções, e ajudar na gestão de barragens existentes - incluindo os processos de

avaliação, reparações e restauração ambiental, melhorando a negociação com o público e compartilhamento dos benefícios.

As sete prioridades listadas a seguir resumem princípios e ações-chave que a Comissão propõe que todos os atores devam adotar e implementar em obras desse tipo (WCD, 2000):

- **I- Aceitação pública:** é essencial para o desenvolvimento equitativo e sustentável da relação água e recursos energéticos. A aceitação emerge do reconhecimento dos direitos, abordando os riscos e salvaguarda da participação de todos os grupos de pessoas afetadas, em particular os povos indígenas e tribais, mulheres e outros grupos vulneráveis. Processos e mecanismos de tomada de decisão devem ser utilizados para permitir a participação esclarecida de todos os grupos de pessoas. Quando os projetos afetarem povos indígenas e tribais, tais processos são guiados por seu consentimento livre, prévio e informado, segundo o que preconiza a OIT 169.
- **II- Avaliação abrangente das opções:** ao se avaliar a construção de represas e suas alternativas devem ser consideradas as reais necessidades de água, alimentos e energia além de outros benefícios que podem ser gerados pela barragem. A seleção é baseada em uma avaliação abrangente e participativa de uma completa gama política, institucional e opções técnicas. No processo de avaliação, os aspectos sociais e ambientais devem ter o mesmo significado de fatores econômicos financeiros. O processo de avaliação de opções deve continuar durante todos os estágios de planejamento, desenvolvimento e operação de projetos.
- **III- Gerenciando as barragens existentes:** há oportunidades para otimizar os benefícios de muitas barragens existentes de modo a considerar as questões sociais pendentes e reforçando as medidas de mitigação e restauração ambiental. Barragens em operação não devem ser vistas como estáticas ao longo do tempo. Benefícios e impactos podem ser transformados por mudanças nas prioridades de uso da água, mudanças físicas e de uso da terra na bacia hidrográfica. A evolução tecnológica e as mudanças na política pública geralmente se expressam em modificações no uso do meio ambiente assim como na modificação de regulamentos técnicos. Práticas administrativas e operacionais devem se adaptar continuamente a novas

circunstâncias durante a vida do projeto e deve-se tratar as questões sociais pendentes.

- **IV- Rios e modos de vida:** rios, bacias hidrográficas e ecossistemas aquáticos são os motores biológicos do planeta. Eles geralmente são a base para a vida e os meios de subsistência das comunidades locais. Barragens transformam paisagens e criam impactos irreversíveis. Compreender, proteger e restaurar ecossistemas no nível da bacia hidrográfica é essencial para promover o desenvolvimento humano equitativo e o bem-estar de todas as espécies. A avaliação de opções e tomada de decisão em torno do desenvolvimento do rio deve priorizar a prevenção de impactos, seguido pela minimização e mitigação de danos para a saúde e integridade do sistema fluvial. Evitar impactos através de uma boa seleção de local e de concepção de projeto deve ser outra prioridade.
- **V- Reconhecimento de direitos adquiridos e partilha dos benefícios:** negociações conjuntas com as pessoas afetadas resultam na diminuição de conflitos e ações jurídicas. Nessas negociações devem ser reconhecidos os direitos que melhoram os meios e a qualidade de vida. Processos de negociações bem sucedidos carregam o ônus para satisfazer todas as pessoas afetadas que se deslocam de seu contexto e perdem o acesso aos recursos que são seu meio de subsistência. Nesse contexto, deve haver uma correta e contínua prestação de contas dos responsáveis pelos recursos financeiros que subsidiarão as medidas de mitigação.
- **VI- Garantir as conformidades:** garantir a confiança do público exige que os governos, construtores, legisladores e operadores cumpram todos os compromissos assumidos no planejamento, implementação e operação das barragens. A conformidade com os regulamentos aplicáveis, critérios e diretrizes e acordos negociados específicos do projeto devem ser garantido em todas as fases do planejamento e implementação do mesmo. Um conjunto de incentivos que se reforçam mutuamente devem envolver medidas sociais, ambientais e técnicas
- **VII- Compartilhando o rio objetivando a paz, desenvolvimento e segurança:** armazenamento e desvio da água de rios fronteiriços tem sido uma fonte de considerável tensão entre países e mesmo dentro dos países. As intervenções específicas para o desvio de água e barragens exigem uma cooperação que devem

ser objeto de um acordo entre os Estados para promover o interesse mútuo para a cooperação regional e colaboração pacífica. Isto leva a uma mudança no foco da abordagem visto que se está trabalhado com um recurso finito no caso do compartilhamento de rios. Devido aos grandes benefícios associados a essa temática é indicado que os Estados sejam inovadores no âmbito dessa discussão.

2 – O Projeto de Desenvolvimento de Barragens – *Dams Development Program* (DDP)

O documento da WCD (2000) teve desdobramentos. Entre esses houve a parceria com a *United Nations Environment Programme* (UNEP) resultando na criação de um grupo de trabalho na UNEP chamado “Dams and Development Project”.

O objetivo do DDP é promover um diálogo global sobre o tema das barragens através de três formas principais, reuniões do fórum de barragens, workshops e reuniões internacionais. O fórum de desenvolvimento das barragens é um órgão independente convocado pelo Comitê Gestor, que desempenha um papel importante na prestação de orientação da UNEP sobre a execução do programa de trabalho do DDP. O papel do fórum é atuar como uma plataforma para o diálogo multilateral global sobre questões relacionados às barragens, incluindo a continuidade do relatório da WCD, troca de experiências e lições aprendidas sobre a operacionalização e implementação da instituição, valorizar as prioridades estratégicas e agir como um órgão consultivo nas principais questões do DDP (UNEP, 2002).

O DDP passou a ser formado por membros existentes no Fórum da WCD, com a adição de uma série de outras partes interessadas, incluindo uma maior representação dos governos nacionais, mantendo o Fórum equilibrado em sua composição.

A primeira reunião do Comitê de Coordenação foi realizada em Frankfurt pouco antes do estabelecimento formal da DDP, em 16 de Setembro de 2001. Foi acordado que a UNEP seria em última análise a responsável perante seu Conselho de Administração e, portanto, responsável pela direção e execução do DDP.

Os valores fundamentais e prioridades estratégicas são expressos no seu primeiro relatório. Os objetivos do Projeto Barragens e Desenvolvimento (DDP) são os seguintes (UNEP, 2002):

- Apoio no nível de país aos diálogos regionais e globais sobre o relatório da WCD e as questões, com o objetivo de envolver todas as partes interessadas com ênfase naqueles ainda não envolvidos no processo;
- Reforçar a interação e ligação em rede entre os participantes do debate sobre barragens;
- Apoiar a ampla divulgação do relatório da WCD e;
- Facilitar o fluxo de iniciativas de informação e aconselhamento relevantes para o desenvolvimento das barragens.

A partir do primeiro encontro da UNEP/DDP após sua formalização, realizado no Quênia em 2002, uma série de outros workshops ocorreram anualmente. O objetivo básico deles foi:

- Identificar as práticas atuais e as restrições relativas à avaliação sistemática do desempenho das barragens existentes, incluindo os aspectos sistemáticos de monitoramento e de segurança;
- Identificar os princípios critérios em matéria de abordagens estruturais e não-estruturais para a otimização e produção eficiente de benefícios das barragens sob mudança de contextos (climáticas, socioeconômicas, políticas e regulamentares); e
- Discutir o papel das partes interessadas, nomeadamente as agências governamentais, os beneficiários e os povos afetados, no monitoramento de desempenho barragem, incluindo as questões de segurança.

A necessidade de se encontrar alternativas para as barragens que sejam mais viáveis, sobretudo do ponto de vista social e do meio ambiente, foi tema de discussão de diversos encontros e publicações (UNEP 2005; UNEP, 2006; UNEP, 2007),

Buscou-se nestes eventos a troca de experiências entre os agentes, pois, se de um lado a construção de barragens provoca diversos impactos negativos ao meio, por outro traz uma série de benefícios, inclusive o de fornecimento de energia, quando a mesma está associada a uma usina hidrelétrica. A otimização desses benefícios e mitigação dos impactos negativos é o que torna um projeto exemplo para os demais, esse é o tema que será tratado no próximo tópico

IV.1.2.2 - Exemplos de boas práticas

Uma publicação da UNEP (2007) denominada *“Dams and development relevant practices for improved decision-making: a compendium of relevant practices for improved decision-making on dams and their alternatives”* mostrou os esforços dos países e da comunidade internacional para o desenvolvimento socialmente sustentável dos recursos hídricos e energéticos. O trabalho apresentou tanto boas práticas como casos de exemplos ruins sobre o tema.

Neste relatório foram demonstradas algumas boas práticas nas quais a participação das partes interessadas foi referência, além do uso de uma vasta gama de técnicas de baixo custo para envolver as comunidades e melhorar as decisões. As técnicas podem ser, portanto, amplamente aplicadas de forma consistente, a nível mundial e dentro de todas as fases de projetos de barragens. Alguns desses exemplos serão descritos a seguir. As práticas mostradas também são relevantes visto que estão disseminadas em vários países do mundo. Entre estes países podemos citar: África do Sul, Austrália, Brasil, Canadá, Colômbia, Equador, Estados Unidos, Laos, Lesoto, Nepal, Noruega, Nova Zelândia, Reino Unido, Tailândia e Uganda. A Figura 43 mostra todos os países considerados nessa revisão.

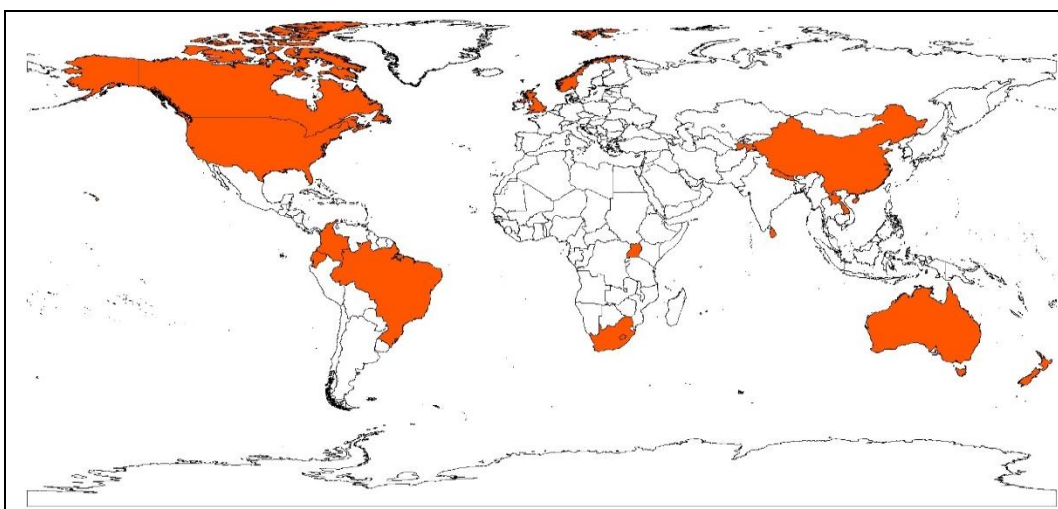


Figura 43: Países em que foram realizados os estudos de casos

IV.1.2.2.1 - O caso da consulta a Aldeia Baan, Tailândia

Este estudo de caso centra-se na investigação conduzida em uma aldeia tailandesa, e apoiado por uma ONG denominada Rede de Rios do Sudeste Asiático. Envolveu um trabalho com as comunidades locais para informar e consultar (pós-construção) sobre a mitigação dos impactos relacionados com a Barragem Pak Mun, na Tailândia.

O projeto Pak Mun está localizado no Rio Mun, um afluente do rio Mekong, e conta com uma usina hidrelétrica de 123 megawatts. A pesquisa centrou-se inicialmente sobre o impacto da abertura das comportas da represa, mas foi estendido para abranger outras questões. As metodologias aplicadas para estudar cada questão envolveram observações de campo, validação dos dados por especialistas locais, e análise e classificação de dados. Nesse processo de análise e coleta, foram usados aldeãos como pesquisadores como forma de incluir a população local no processo. O número de pesquisadores locais chegou a 200 moradores de 65 comunidades que ajudaram na coleta de dados, processo este extremamente enriquecedor pelo conhecimento empírico dessas pessoas do ambiente.

A pesquisa demonstrou o impacto sobre a pesca à jusante da barragem, inadequação das compensações e o impacto sobre os moradores da aldeia Baan. Este estudo de caso ilustra a contribuição eficaz em termos de custos e de sentimento de inclusão que se pode obter utilizando pesquisadores locais, que apesar da baixa escolaridade, podem ser incluídas nas fases anteriores da avaliação de impacto e planejamento do desenvolvimento. Isso demonstra também como é importante a participação das pessoas afetadas nas diferentes fases do processo e como isso pode ajudar na procura de soluções.

IV.1.2.2.2 - O caso do desvio do rio Rupert, James Bay, Canadá

Este projeto de 770 megawatts teve como objetivo aumentar a geração de energia em uma UHE já existente desviando o curso do rio Rupert e construindo outras duas casas de força. O rio apresenta significativo valor cultural e atravessa os territórios de seis comunidades indígenas Cree.

Durante o processo ocorreu uma série de reuniões formais e informais com gerentes seniores da empresa responsável pelo projeto, a Hydro-Quebec, e líderes Cree. Esse processo resultou na assinatura de um acordo entre a nação Cree e o governo de Quebec, denominado acordo Boumhounan, em 2002. Esse acordo veio a confirmar o êxito desse trabalho de interlocução entre a construtora do projeto a comunidade afetada. Os Cree foram envolvidos em todas as fases do projeto, desde sua conceituação, inclusive fornecendo conhecimento ecológico e tradicional. Eles participaram de um grupo de estudo conjunto e das investigações de campo para realizar a coleta de dados para avaliação de impacto ambiental e social.

O processo foi apoiado por coordenadores locais Cree. Nas comunidades foram montados escritórios de trabalho, o que proporcionou um fórum para a troca contínua de acesso a informações, além da produção de documentos e vídeos traduzidos para a língua Cree. Aos nativos foram oferecidos (por mais de três anos) recursos financeiros para avaliar, consultar e compreender a natureza e escopo do projeto, eles também foram atendidos por especialistas da área ambiental e advogados com objetivo de sanar dúvidas sobre o projeto, possíveis impactos e sobre seus direitos.

Nos termos da legislação canadense e da província de Quebec, foi previsto um painel de revisão composto por peritos, incluindo representantes Cree. Realizaram-se audiências públicas nas seis comunidades afetadas e nas cidades de Chibougamau e Montreal. As audiências iniciaram 45 dias após o lançamento da declaração de impacto e incentivaram a troca de pontos de vista entre os participantes. O documento resultante das audiências foram traduzidos para as línguas nativas dos Crees além de inglês e francês (línguas oficiais do Canadá). Ao todo os métodos de participação variaram de reuniões com indivíduos-chave, grandes assembleias públicas, viagens de campo, discussões colaborativas sobre concepção do projeto e do desenvolvimento de benefícios econômicos e procedimentos mais formais de avaliação pública onde as opiniões de todas as partes puderam ser compartilhadas. Pode-se afirmar também que a priorização do princípio do consentimento informado livre, prévio levou ao sucesso da iniciativa.

IV.1.2.2.3 – Outros Casos de Sucesso

Em outro estudo da UNEP (2007b) são listados projetos que podem ser considerados sucesso do ponto de vista de vários aspectos. Esses projetos são relevantes principalmente por conta do uso de vários mecanismos de partilha de benefícios aplicados, tanto em países desenvolvidos como em desenvolvimento.

Cinco tipos de mecanismos de partilha de benefícios monetários podem ser considerados como tendo êxito:

- **Repartição das receitas:** a medição exata da renda gerada por projetos de barragens é difícil, dessa forma a partilha de receitas através de impostos sobre as receitas ou regimes de royalties têm sido muitas vezes usado para tentar capturar esses valores,

sem medi-lo explicitamente. Tais mecanismos podem ser o resultado de negociações entre as autoridades locais e regionais ou podem ser definidas pela legislação.

- **Os fundos de desenvolvimento:** evolução dos fundos financiados a partir das vendas de energia, encargos de água, etc. podem ser estabelecidos para a promoção do desenvolvimento econômico na área afetada pelo projeto.
- **Partilha dos impactos:** a variedade de mecanismos pode permitir que as autoridades locais ou regionais compartilhem parcial ou totalmente os impactos positivos e negativos de um projeto de barragem. As autoridades locais, assim, partilham os riscos do empreendimento, mas também os seus lucros
- **Impostos pagos às autoridades regionais ou locais:** dois principais tipos de impostos pagos às autoridades regionais e locais podem ser considerados. Em alguns países, o Estado permite que as autoridades locais ou regionais tributem diretamente os proprietários. Impostos a serem pagos às autoridades regionais e locais também podem ser definidas na legislação do Estado, às vezes como uma percentagem das vendas da energia ou lucro líquido. Neste último caso, este mecanismo é semelhante à partilha de receitas.
- **Tarifas de energia elétrica preferencial ou outras taxas relacionadas com a água:** este mecanismo é uma forma de partilha receitas, uma vez que resulta em menos receitas para o proprietário da barragem e em custos evitados para os beneficiários.

A Tabela 23 apresenta uma lista de exemplos que foram identificados, com base do processo da análise dos instrumentos supracitados.

Tabela 23: Lista de exemplos que foram identificados, com base do processo nessa análise.

Objetivo do benefício	Tipo de benefício	País	Quadro legal	Projeto
Proporcionar uma compensação adicional em longo prazo	Transferências de receitas para as autoridades locais	Brasil	Legislação brasileira sobre transferências de receitas de projetos hidrelétricos	Itaipu (década de 1980)
Proteção de bacias hidrográficas	Transferências de receitas para as autoridades regionais e locais	Colômbia	Legislação colombiana sobre transferências de receitas de projetos hidrelétricos	Urrá 1 (2000)
O estabelecimento de uma parceria com as comunidades locais	Partilha dos impactos	Equador	Projeto Hidroamazônico (PROHA)	Jondachi Projeto Hidrelétrico (fase de planejamento)
Proporcionar uma compensação adicional em longo prazo	Taxas preferenciais de eletricidade;	Noruega	A legislação relativa aos setores da energia e dos recursos hídricos	Bacia do rio Laagen Glomma (1970) e desenvolvimento do

O estabelecimento de um fundo de desenvolvimento regional em longo prazo	Partilha de receitas; Fundo de desenvolvimento; Impostos sobre a propriedade			projeto hidroelétrico de Tokke (1960)
Proporcionar uma compensação adicional em longo prazo	Partilha de receitas; Fundo de desenvolvimento	Canadá	Melhora na legislação canadense de recursos hídricos	Duncan (1968), Keenleyside (1969) and Mica (1975)
O estabelecimento de uma parceria com as comunidades locais	Partilha dos impactos	Canadá	Abordagem Hydro-Quebec em parceria com as comunidades indígenas e locais e com as demais comunidades	Minashtuk (2000)
O estabelecimento de uma parceria com as comunidades locais	Partilha de receitas; Partilha dos impactos	Canadá	Abordagem Hydro-Quebec em parceria com as comunidades indígenas e locais com as demais comunidades	Touloustouc Dam e três desvios parciais de rios (2005)
O estabelecimento de uma parceria com as comunidades locais Proporcionar uma compensação adicional em longo prazo O estabelecimento de um fundo de desenvolvimento regional em longo prazo	Partilha de receitas; Fundo de desenvolvimento	Canadá	Acordo entre a comunidade Cree e o Governo de Québec	Eastmain-1 Dam (2007) e Eastmain-1-A e Rupert Diversion Projeto (2011)
Proporcionar uma compensação adicional em longo prazo O estabelecimento de um fundo de desenvolvimento regional em longo prazo	Partilha de receitas; Fundo de desenvolvimento; As taxas preferenciais de eletricidade	China	Legislação chinesa sobre o pós reassentamento e reabilitação para projetos hidrelétricos	Shuikou (1996),
O estabelecimento de um fundo de desenvolvimento regional em longo prazo	Partilha de receitas; Partilha dos impactos	China	Programa de desenvolvimento da região ocidental	Desenvolvimento de energia hidráulica em áreas pobres de Hubei (primeira unidade encomendada em 2005)
Proporcionar uma compensação adicional em longo prazo	Partilha de receitas	Nepal	Legislação do Nepal sobre transferências de receitas de projetos hidrelétricos	Kali Gandaki, projeto hidroelétrico (2002)
O estabelecimento de um fundo de desenvolvimento regional em longo prazo	Partilha de receitas Fundo de desenvolvimento	Lesoto e África do Sul	Fundo de Lesoto para o Desenvolvimento da Comunidade	Projeto Água Lesoto Highlands (2004)

Fonte: UNEP, 2007b

O estudo da UNEP (2007b) também traz o detalhamento de outros exemplos de boas práticas nos mais variados lugares do planeta, a seguir será descrito alguns desses.

- a) Certificação de baixo impacto do projeto Tapoco;
- Questões-chave: certificação, avaliação externa e mecanismo de incentivos econômicos;
 - Integração: o projeto Tapoco é regido pela lei federal dos EUA. O objetivo foi definir critérios para a certificação de "baixo impacto" do projeto baseado na capacidade do mesmo de atender a esses critérios;
 - Implementação: barragem Tapoco, entre Tennessee e Carolina do Norte. Construído 1919, 1928, 1930, e 1957; Procedimento de renovação da licença ocorreu em 2005;
 - Estágios: novo licenciamento e operação.

A certificação de baixo impacto é possível para uma série de barragens de pequeno, médio e grande porte. Em função de seu tamanho, as pequenas barragens podem não ter um impacto ambiental tão grande como as grandes barragens, no entanto elas geralmente possuem quantidades menores de funcionários e recursos financeiros (se comparado com as grandes barragens) para suportar, mitigar e gerenciar os impactos ambientais. Além disso, algumas pequenas barragens podem bloquear a migração de peixes ou têm outros impactos significativos. Assim, a experiência de outras barragens (especialmente nos Estados Unidos) sugere que em barragens consideradas de médias e grandes podem ser mais fácil de certificar: eles têm mais recursos para implementar medidas desse tipo e têm mais pessoal para preparar e realizar as medidas necessárias para apresentar um pedido de qualificação para a certificação.

Além disso, as barragens maiores, muitas vezes estão sujeitas a uma maior participação do público atingido, e podem contribuir para a melhora da imagem ambiental da empresa. Pode haver um debate significativo sobre se as barragens maiores têm impactos sociais ou ambientais menores, e pode-se inserir uma nova base de quantificação diferente somente da relação de MW produzido.

Há um desafio para expandir a certificação de forma mais ampla, pois padrões de certificação precisam refletir com precisão as metas da barragem. Na verdade geralmente é comum definir pequenas hidrelétricas como "verde" ou como "energia hidroelétrica"

aceitável para os mercados de energia. Mas o padrão "pequenas hidrelétricas" baseia-se na capacidade do gerador, e não sobre o tamanho ou impacto da barragem. Observa-se que 89% das barragens nos Estados Unidos são classificadas como pequenas hidrelétricas (capacidade inferior a 30 MW) e apenas 8% das UHEs tem potência superior a 30 MW.

A avaliação e certificação da barragem Topoco foi significativa por várias razões. Primeiro, ela garante que a represa está em conformidade com todos os requisitos legais (e as mais rigorosas exigências legais). Em segundo lugar, visa garantir que as barragens certificadas minimizam seus impactos ambientais. Em terceiro lugar, a certificação pode ser aplicada a todo tipo de barragem.

A certificação de barragens também está crescendo internacionalmente. A *International Hydropower Association* (IHA), uma associação de organizações e profissionais da indústria de energia hidrelétrica, publicou suas Diretrizes de Sustentabilidade, em 2004. Essas diretrizes fornecem recomendações para a operação de projetos de hidrelétricas existentes, bem como para a construção de novas barragens. Eles definiram as melhores práticas para a gestão de projetos hidrelétricos ao promover a consideração dos impactos ambientais, sociais e econômicos dessas instalações. Embora ainda não utilizados, como tal, as orientações poderia fornecer padrões para a certificação da energia hidrelétrica tal qual a série de normas ISO 14000.

b) Premiação para o projeto de realocação da barragem de Nandoni

- Questões-chave: prêmios de incentivos e participação dos interessados
- Integração: este exemplo tem um quadro normativo duplo, a barragem seguiu o quadro jurídico da África do Sul, enquanto que o prêmio foi dado pela Associação Internacional para a Avaliação de Impacto, seção África do Sul (IAIASa).
- Implementação: identificação do projeto em relação ao prêmio da Associação Internacional para a Avaliação de Impacto Sul-Africano (IAIASa), África do Sul 2005. Barragem Nandoni construída entre 1998-2005.
- Estágio: operação

Na literatura acadêmica internacional não é comum o fornecimento de prêmios para empresas ou projetos que simplesmente cumprem as ações obrigatórias. No entanto,

prêmios e outras formas de reconhecimento podem ter um papel importante a desempenhar para fomentar ações que vão além do cumprimento das conformidades legais. Isso dá a empresa reputação com o governo, público em geral, colegas de setor e clientes potenciais, o que se torna um negócio eficaz.

Experiência da IAIIAsa com a concessão do prêmio para a barragem de Nandoni parece confirmar que há uma atenção positiva que flui para os desenvolvedores ou operadores de projetos que ganham esse tipo de prêmio e que isso realmente podem trazer benefícios tangíveis e intangíveis.

Da mesma forma, outros prêmios, como "Planeta Azul" da *International Hydropower Association* reconhecem o bom desempenho (incluindo a conformidade e ações que vão além da conformidade) das barragens. Essas informações são apresentadas na literatura promocional dos principais desenvolvedores e operadores de barragens. Como tal, prêmios reconhecem líderes da indústria e pode fornecer incentivos para os outros; eles, portanto, continuam a ser uma importante ferramenta para promoção da empresa, de projeto e de verificação de ir além dos cumprimentos das conformidades.

c) Renovação do licenciamento do projeto Clark Fork

- Questões-chave: renovação de licença, gestão adaptativa, processos participativos, e a avaliação externa do corpo
- Integração: o processo de renovação do licenciamento do projeto Fork Clark seguiu a federal dos EUA, administrado pela Comissão Federal Regulatória de Energia (FERC).
- Implementação: projeto Clark Fork, entre os estados de Montana e Idaho, Estados Unidos. Barragens concluídas em 1951 e 1958; Com licenciamento renovado em 2000.
- Estágios: novo licenciamento e operação

O processo de renovação do licenciamento de Fork Clark apresenta algumas lições interessantes que podem ser relevante para o licenciamento e operação de outras barragens. Ele implementou com sucesso uma série de abordagens para facilitar o cumprimento das medidas legais, melhorar o desempenho do projeto em geral, ter apoio do público, fomentar o envolvimento das pessoas, fazendo-o de uma forma mais colaborativa e menos polarizada. Três abordagens particulares são especialmente importantes.

Em primeiro lugar, a abordagem colaborativa de envolver todas as partes no processo de licenciamento e posterior operação da barragem foi fundamental. Esse tipo de abordagem forneceu um mecanismo - por meio do Comitê de Gestão - de avaliar as operações em curso e identificar possíveis formas de lidar com dificuldades de conformidade. Mais amplamente esse tipo de abordagem trouxe recursos adicionais para suportar as várias medidas de mitigação e de aprimoramento impostas à barragem (como a experiência na restauração do habitat de um peixe da região, a truta touro).

O envolvimento do público na fase relicenciamento também melhorou a aceitação da barragem e sua operação. A transparência adicional fornecida pelo Comitê de Gestão também forneceu mecanismos para a identificação de possíveis problemas do descomissionamento logo no início do processo e permitiu a discussão de medidas para contorná-los.

O segundo elemento-chave tem sido a incorporação da gestão adaptativa para a licença. Através desta abordagem as operadoras, reguladores de barragens (bem como outras partes interessadas) são capazes de levar em conta informações adicionais sobre os potenciais impactos da barragem (direto, indireto, ou cumulativo), novos desenvolvimentos na gestão de barragens ou tecnologia, e mudanças em um contexto mais amplo da barragem (diferentes demandas, mudanças nas populações locais, etc.).

O terceiro elemento-chave foi à inclusão de cláusulas específicas em matéria de desempenho, mitigação e melhoria na licença para as duas barragens. A análise de desempenho permitiu se verificar se nos quesitos analisados estava-se cumprindo tudo o que era requerido pelas leis que regem o licenciamento e operação de barragens de hidrelétricas. Isso tornou mais fácil para o operador da barragem ter a certeza do que era necessário cumprir e tomar as medidas adequadas para garantir a conformidade.

Estas três abordagens gerais podem ser aplicadas a outras barragens. Dependendo do quadro regulamentar a que elas se sujeitam, pode ser necessário para os reguladores aplicar os requisitos de forma mais flexível para ampliar a participação do público no processo ou para introduzir uma gestão adaptativa.

Em alguns casos - por exemplo, qualquer mudança na licença pode desencadear um novo processo de licenciamento - pode ser necessário modificar o quadro jurídico e político

subjacente para permitir a incorporação de abordagens de gestão adaptativa. No entanto, este pode não ser necessariamente o caso, tal como ilustrado no projeto Clark Fork. A outra abordagem, de incorporação de termos específicos para a promoção do cumprimento, deve ser simples o suficiente para se aplicar em quase qualquer circunstância.

É também significativo que a inovação do desenvolvimento de uma abordagem alternativa para relicenciamento veio da indústria e foi apoiado por reguladores do governo e outras partes interessadas. Por causa da liderança da indústria no desenvolvimento e aplicação deste processo inovador, houve um maior apoio de dentro do setor industrial.

d) Barragem Bujagali

- Questões-chave abordadas: mecanismo de revisão independente, resolução de disputas
- Integração: o projeto hidrelétrico de Bujagali é regido pela lei de Uganda. A barragem de concepção, construção, implementação estão sujeitos às políticas do Banco Mundial.
- Implementação: barragem Bujagali, Uganda. Painel de inspeção do Banco Mundial
- Estágio: em implementação

Este estudo de caso destaca o papel importante que os mecanismos de avaliação independentes podem desempenhar na resolução, de forma proativa, de problemas de conformidade relacionadas a projetos em represas. O caso ilustra a necessidade de os órgãos de avaliação independente ter a autoridade para investigar projetos em qualquer fase do ciclo de vida. Devido à capacidade do Painel de Inspeção para realizar esta investigação prévia e assim conseguir a aprovação do projeto, por meio da Diretoria Executiva do Banco Mundial, houve o alerta para diversas áreas de não-conformidade no início do projeto e foi possível trabalhar em parceria com o governo para tomar as medidas necessárias para avançar em direção a conformidade.

Em última análise, o Painel de Inspeção em si não tem poder de decisão no que diz respeito ao que fazer sobre um projeto. A atuação do Painel de Inspeção foi significativa, embora, como um organismo de avaliação independente. Quando o Painel de Inspeção emite um relatório de investigação, a administração deve responder e preparar um plano de ação que aborda as questões identificadas pelo Painel. Na reunião do Conselho, a discussão

centra-se em relatório de investigação do Painel e relatório da administração e as recomendações, mas no final a decisão do Conselho refere-se a se aprova o plano de ação e/ou toma outras ações relacionadas ao projeto.

Este caso ilustra que o Painel pode promover com sucesso o cumprimento das políticas de forma discreta e geralmente dando mais voz às comunidades dos locais afetados por projetos do Banco Mundial, tornando o Banco uma instituição mais transparente e responsável. Além de promover a conformidade com projetos específicos, o Painel de Inspeção teve um benefício acessório com os funcionários do Banco, pois eles buscaram as inconformidades do projeto no próprio painel. Importante citar que os funcionários do Banco estão cada vez mais buscando assegurar que os projetos que a instituição respeite as políticas e procedimentos vigentes, o que torna esse tipo de instrumento cada vez mais usual.

Este caso também levanta a questão de saber se é viável ou desejável utilizar um órgão de investigação similar em um contexto nacional. Ou seja, deve Uganda (ou qualquer outro país) empregar um mecanismo semelhante para garantir que as barragens sejam construídas em conformidade com suas leis e políticas nacionais relevantes? A resposta pode depender do país em questão. Tal sistema pode ser desnecessário em países onde as leis ambientais e processuais nacionais fornecem claramente aos cidadãos a oportunidade de se controlar seu cumprimento, mesmo que seja via tribunais especializados.

A UNEP (2006b) lançou também um estudo específico onde avaliou diversos projetos ao redor do mundo, especificamente no quesito êxito da participação dos atores envolvidos (*stakeholder*). Um total de 13 estudos foram identificados através da: literatura fornecida pela DDP; através da rede de participantes associados com a Associação Internacional de Participação Pública; e, pela pesquisa na web. Os projetos constam na Tabela 24.

Quatro características básicas foram encontradas em todos os projetos analisados, o que os caracterizou como exemplos de boas práticas no setor, são elas:

- A fase do projeto da barragem foi claramente identificada; a fase do projeto, a partir de seu planejamento, construção e descomissionamento definiram todos os outros elementos do processo de participação das partes interessadas. Importante observar que para que todos os elementos e questões das partes interessadas sejam levados

em consideração há clara necessidade de muitas informação e do real impacto delas sobre as partes interessadas. Ser claro sobre esses elementos permite que o processo de participação seja planejado de forma adequada.

- A decisão a ser tomada foi claramente identificada no escopo. Todas as partes foram informadas sobre a decisão ou decisões ainda durante o processo de participação, isso fez com que a população pudesse apoiar da melhor maneira essas. Decisões diferentes terão diferentes impactos sobre as partes interessadas, e isso vai definir um papel adequado e clareza no âmbito da decisão.
- Todas as partes interessadas foram identificadas. Bons processos de participação das partes interessadas exigem que todas elas sejam claramente identificadas.
- As partes interessadas sendo claramente identificada podem ter impacto sobre todas as decisões. Conforme descrito pela *The International Association for Public Participation* (IAP2 Spectrum), as partes interessadas devem ter um peso significativo sobre as decisões. É essencial que o papel das partes interessadas seja considerado logo no início do processo e elas se considerem também como proponente do projeto, já que concordaram previamente com suas características.

Tabela 24: Projetos analisados na publicação “Compendium of Relevant Practices: Stakeholder Participation”

Projeto	País
1. Coquitlam	Canadá
2. Barragem Nam Theun 2, UHE	Laos
3. Eastmain A1/Rupert James Bay UHE	Canadá
4. Andhikhola UHE	Nepal
5. Barragem Wivenhoe	Austrália
6. Planejamento da bacia do rio Ribble	Inglaterra
7. Tennessee Valley	EUA
8. Projeto de desenvolvimento de recursos hídricos do rio Olifants	África do Sul
9. Monitoramento do rio Manapouri	Nova Zelândia
10. Upper Kotmale, UHE	Sri Lanka
11. Jondachi, UHE	Equador
12. Salto Caxias, UHE	Brasil
13. Barragem de Thai-Baan	Tailândia

Fonte: UNEP, 2006b

A Tabela 25 a seguir fornece algumas perguntas indicativas que podem exigir a participação dos interessados nas principais etapas dos projetos. Note-se que estas questões são apenas indicativas e muitas perguntas pode ser adaptadas para cada estágio. Por exemplo, a questão da opção de abastecimento de água pode exigir participação das partes

interessadas durante a fase de política e estratégicas, bem como durante o planejamento de bacias hidrográficas.

Tabela 25: Perguntas indicativas que podem exigir a participação dos interessados nas principais etapas de um projeto

Estágio da barragem	Exemplo decisão para as partes interessadas
Política e planejamento estratégico	O fornecimento de água deve melhorar a vida das pessoas da região ou comunidade. Dessa maneira devem ser proporcionadas estratégias para alcançar esse objetivo.
Planejamento de bacias hidrográficas integradas	Como podem os recursos desta bacia hidrográfica ser usados para fornecer água e energia para as comunidades, mantendo a saúde e fluxo do rio e seus afluentes
Planejamento do projeto da barragem	Que alternativas existem de captação para abastecimento de água e energia para as comunidades? O armazenamento pela barragem é a alternativa mais sustentável para atingir resultados pretendidos? Quais serão os impactos sociais, ambientais e econômicos e como eles podem ser eficaz e bastante mitigados? Existe um processo em prática para assegurar uma compensação adequada?
Construção de barragens	Como pode esta barragem ser construída de maneira rentável para fornecer água ou de energia de forma sustentável para os próximos 50 anos? É feita a proteção do ambiente natural à jusante da barragem de forma a melhorar o bem-estar das comunidades?
Operação da barragem	Na operação da represa existirá o fornecimento de água ou de energia sustentável, de modo a atender às necessidades comerciais, emprego, de recreação e sociais da comunidade, de forma a proteger a saúde pública e o meio ambiente natural?
Descomissionamento da barragem	Como pode ser feito o descomissionamento da barragem de uma forma eficaz em termos de custos e a área reabilitada atender às necessidades da comunidade local e restabelecer os habitats naturais da flora e fauna locais?

Fonte: UNEP, 2006b

A importância de se envolver as populações afetadas desde a fase iniciais do planejamento do projeto decorre do reconhecimento que uma decisão a ser tomada numa fase posterior é dependente das decisões tomadas em um estágio anterior. As primeiras decisões, muitas vezes tornam-se questões que podem ser "inegociáveis" nas etapas subsequentes. Por exemplo, uma decisão pode ser tomada para construir uma represa, independentemente dos impactos já que é entendido que a mesma é base em de interesses nacionais mais amplos; certamente isso terá implicações negativas no âmbito do debate sobre as medidas de mitigação e compensação.

Da mesma forma uma decisão de não se envolver a comunidade logo no início do processo pode levar a falta de compreensão dela sobre decisões anteriores assim como a consideração de dados inadequados sobre o qual se baseou uma decisão, isso tudo pode levar a desconfiança da comunidade. Às vezes, as partes interessadas que participam apenas em decisões posteriores, não estão cientes das razões por trás das decisões anteriores e querem revisita-los ou renegociá-los, isso pode causar confusão, criar conflito e atrasos nos

prazos estabelecidos. Ser claro sobre a decisão, sobre o contexto em que estão sendo feitos, sobre o papel das pessoas que fizeram parte da decisão são importantes no processo de tomada de decisão e é um começo importante para o planejamento da participação das partes interessadas. A Tabela 26 mostra os mecanismos de participação utilizados nos 13 projetos anteriormente citados:

Tabela 26: Mecanismos de participação dos *stakeholders* nos projetos analisados.

Projeto	Mecanismos utilizados
1. Coquitlam	Plano de consulta; reuniões com grupos de interesse; reuniões públicas, sessões de informação; folhetos; apoio técnico a população indígena para a descoberta conjunta de questões a serem consideradas; centro de informação locais; linha de informação; workshops; questionário de pesquisa; painel de especialistas; comitê de ligação comunitária; relação com a comunidade; consulta direta entre a população e os gerentes do projeto.
2. Barragem Nam Theun 2, UHE	Centro de informação; tradução dos documentos gerados para as línguas nativas; workshops; comitês de reassentamento.
3. Eastmain A1/Rupert James Bay UHE	Parceria com a população indígena para a descoberta conjunta de informações relevantes para os estudos de impacto ambiental; acordo formal sobre o processo com os indígenas; assembleias públicas; indígenas responsáveis de informação; tradução dos documentos para as línguas nativas; reuniões de grupo de interesse; visitas de campo;
4. Andhikhola, UHE	Pesquisa domiciliar; visitas de campo; organizações de usuários envolvidos no planejamento, construção e gestão do projeto.
5. Barragem Wivenhoe	Gerente de consulta; participação e consulta de plano; grupo de referência da comunidade; o suporte técnico para a descoberta conjunta de informações com os indígenas; acordo com grupos indígenas durante o processo; boletins informativos; linha de informação; workshops; visitas de campo; reuniões de grupo de interesse; processo de avaliação; website
6. Planejamento da bacia do rio Ribble	Análise das partes interessadas e plano de comunicação; fórum das partes interessadas; boletins informativos; website; reuniões de peritos; oficinas comunitárias; inquérito por questionário de percepções; avaliação do processo
7. Tennessee Valley	Plano de participação das partes interessadas; workshops; website; linha de informação; sistema de computador interativo para gravar comentários; grupo de revisão pública; reuniões de grupos de interesse
8 Projeto de desenvolvimento de recursos hídricos do rio Olifants	Tradução para línguas nativas; oficiais de consulta; o contato direto com os proprietários afetados; documentos informativos, cartazes; reuniões com os representantes de grupos de interesse; boletim de notícias; questões e relatório de resposta; reuniões públicas.
9. Monitoramento do rio Manapouri	Visitas ao local; grupo de trabalho; apoio de recursos para os grupos de interesse.
10. Upper Kotmale, UHE	Tradução para línguas nativas; comitê de reassentamento; plano de ação de reassentamento; comitê de monitoramento ambiental; comissão de habitação; levantamento socioeconômico; website; workshops
11. Upper Kotmale, UHE	Conselho de representantes; reuniões comunitárias; estrutura de repartição de benefícios
12. Salto Caxias, UHE	Grupo de estudo multidisciplinar; plano de reassentamento; reuniões comunitárias
13. Barragem de Thai-Baan	Abordagem ao plano de pesquisa baseada no consenso; pesquisadores locais; grupos focais; painel de especialistas de moradores

Fonte: UNEP, 2006b

IV.2 - Organizações Não Governamentais

IV.2.1 – The Nature Conservancy

A The Nature Conservancy (TNC) é uma ONG que está presente em diversos países do mundo desenvolvendo atividades com o objetivo de “proteger a natureza e preservar a vida”. A ONG trabalha no Brasil desde 1988 com projetos de conservação nos cinco biomas brasileiros. Suas ações no país estão divididas em seis linhas: produção responsável, água, florestas e clima, infraestrutura inteligente, terras indígenas e áreas protegidas.

Ao nível global, a TNC desenvolve diversas atividades visando à conservação dos ecossistemas através de diferentes linhas. Duas delas são de especial interesse para o desenvolvimento hidrelétrico: Hydropower by Design e a Smart Infrastructure.

IV.2.1.1 - Hydropower by Design

Buscando promover uma forma de conciliar o desenvolvimento hidrelétrico com a preservação dos ecossistemas a TNC criou a iniciativa Hydropower by Design (HbD), que consiste em um conjunto de ferramentas e abordagens utilizadas para promover uma maior sustentabilidade no planejamento e na operação de usinas hidrelétricas. Um ponto fundamental nessa iniciativa é a percepção de que as ações visando à conciliação entre as hidrelétricas e a conservação devem começar desde os estágios iniciais do planejamento hidrelétrico. Ações focadas para uma usina específica podem reduzir impactos, mas são limitadas, uma vez que nesse estágio diversas decisões já foram tomadas, como a localização da usina no rio ou na bacia hidrográfica. Este é um dos principais fatores (se não o mais importante) entre os que determinam o nível dos impactos. Quando os critérios ambientais são levados em consideração desde os estágios iniciais do planejamento, a possibilidade de se evitar, minimizar ou mitigar os impactos da forma correta é muito maior.

Assim, essa HbD tem como principal estratégia o planejamento do desenvolvimento hidrelétrico ao nível da bacia hidrográfica, isto é, a partir da análise da bacia como um todo para a decisão dos possíveis barramentos minimizando os impactos ambientais. De acordo com Opperman e Harrison (2008), muitas vezes se associa UHEs a grandes impactos ambientais, enquanto PCHs são associadas a impactos menores, o que tem gerado muito mais atenção sobre os grandes empreendimentos. Contudo, o impacto cumulativo de várias

PCHs pode ser maior do que o de o de uma UHE isolada, e uma PCH instalada em uma área crítica da bacia pode ter impactos extremamente elevados (Opperman e Harrison, 2008).

Dado o foco dessa iniciativa no planejamento ao nível da bacia e desde os estágios iniciais do desenvolvimento hidrelétrico, instrumentos de gestão integrada e ao nível regional recebem grande importância, tais como a Gestão Integrada de Recursos Hídricos, o Plano Integrado da Bacia Hidrográfica, os planos de expansão energética, e a Análise Ambiental Estratégica. Para Opperman e Harrison (2008) a primeira etapa do planejamento integrado consiste no levantamento das informações existentes e dos processos de planejamento formal. Quando houver lacunas, deve-se buscar um nível razoável de informações que possam caracterizar i) a necessidade energética; ii) as limitações e oportunidades do setor de recursos hídricos; e iii) os recursos ambientais e sociais (Ibid).

O trabalho traz uma ilustração do processo de planejamento integrado da hidroeletricidade com a conservação, apresentada na Figura 44, e uma descrição de seus componentes, conforme descrito a seguir:

1. **Planejamento energético regional** – inclui a avaliação das necessidades energéticas, previsões realistas e opções de eficiência e conservação. Produz uma “meta de geração hidrelétrica”.
2. **Avaliação dos recursos sociais e ambientais** – enfatiza os principais recursos que podem ser afetados pelo desenvolvimento hidrelétrico. A avaliação deve incluir comunidades e meios de subsistência, comunidades ecológicas e habitats, distribuição de espécies, peixes migratórios, hidrologia, sedimentos, e as ligações dos processos dos rios e fluxos hídricos com serviços ecossistêmicos. Produz “fontes de dados e prioridades”.
3. **Planejamento integrado da gestão dos recursos hídricos** – é um processo que busca assegurar o desenvolvimento e gestão dos recursos hídricos de forma sustentável e equitativa. Esse planejamento pode abordar os conflitos e as sinergias entre diferentes setores que utilizam os recursos (ex. controle de inundações, fornecimento de água e hidroeletricidade), e a manutenção dos recursos sociais e ambientais. Esse planejamento pode também fornecer um conhecimento importante

que ajude no “planejamento integrado da hidroeletricidade e conservação” através dos “planos, limitações e oportunidades do setor de recursos hídricos”.

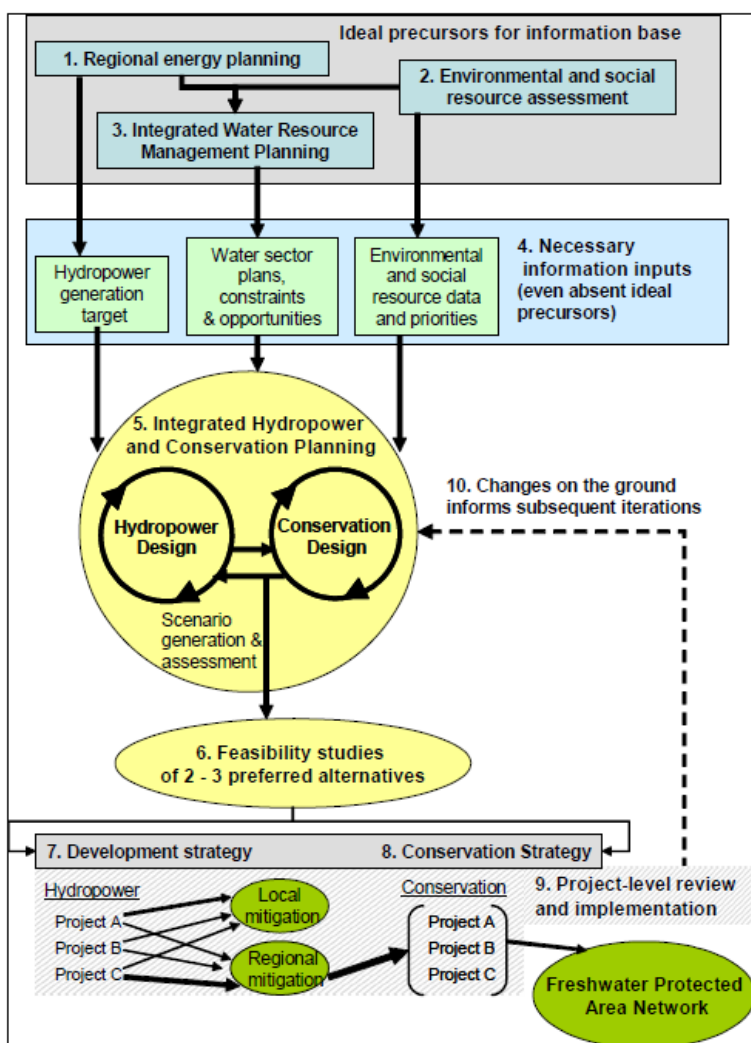


Figura 44: Planejamento integrado da hidroeletricidade e conservação

Fonte: Opperman e Harrison, 2008

4. **Insumos de informação necessários** – os três processos anteriores produzem informações necessárias para o “planejamento integrado da hidroeletricidade e conservação”. Contudo, esses processos podem não existir formalmente e esse planejamento não pode esperar até que eles sejam desenvolvidos. Na ausência daquelas fontes ideais de informações, o planejamento integrado precisa desenvolver processos alternativos para produzir informações aceitáveis sobre as “metas, fontes de dados e prioridades da geração hidrelétrica” e os “planos, limitações e oportunidades do setor de recursos hídricos”.

5. **Planejamento integrado da hidroeletricidade e conservação** – realiza uma comparação iterativa das alternativas econômicas, sociais e ambientais de vários projetos de infraestrutura e de conservação. Deve-se selecionar dois ou três cenários preferíveis que demonstrem alcançar os objetivos do desenvolvimento hidrelétrico e da conservação.

6. **Estudos de viabilidade** – são conduzidos para submeter cada um dos cenários selecionados a uma análise mais rigorosa. Escolhe-se então duas estratégias que se relacionem.

7 – 9. **As estratégias de desenvolvimento hidrelétrico e de conservação** - fornecem um panorama global para a análise e implementação dos projetos (isto é, análise, desenvolvimento e operação de projetos individuais e planejamento, implementação e gestão das medidas mitigadoras, incluindo uma rede de áreas de proteção dos recursos hídricos). A estratégia de desenvolvimento inclui um conjunto de projetos prioritários. Muitas das informações requeridas para a análise de projetos individuais foram geradas durante o “planejamento integrado da hidroeletricidade” e os estudos de viabilidade. Por exemplo, essas estratégias fornecem informações necessárias para desenvolver os requisitos de mitigação para cada projeto individual. Esses requisitos de mitigação devem balancear a “mitigação local” (p. ex. passagem para peixes, fluxo ecológico) e a “mitigação regional”. A quantidade e proporção dedicada para a mitigação local ou regional varia entre os projetos, dependendo da localização e do impacto, como indicado pelo tamanho das setas na figura. Os requisitos de mitigação regional necessitam de contribuições financeiras para que se realize uma estratégia de conservação regional. Assim, projetos individuais interagem na escala regional de duas formas: primeiro, o conjunto de projetos prioritários é selecionado através de uma análise regional de alternativas, depois o desenvolvimento de cada projeto está diretamente relacionado com a implementação de uma estratégia de conservação regional.

Essas etapas iniciais permitem que um conjunto de projetos avance e contribui para o atendimento a uma estratégia inicial de conservação. A análise e implementação desses projetos e estratégias de hidroeletricidade e de conservação resultam em uma mudança nas

condições básicas, assim como em novas informações que vão contribuir para etapas seguintes do processo de planejamento integrado da hidroeletricidade.

Algumas características do planejamento baseadas na iniciativa Hydropower by Design são:

- **Influência na localização da barragem:** uma vez que essa localização é a variável mais importante para os impactos, a hidroeletricidade só poderá ser sustentável se a divisão de quedas for feita de forma que permita a permanência de processos ecológicos fundamentais na bacia (ex. fluxo hídrico, de sedimentos e de nutrientes). Assim, o planejamento deve sobrepor informações sobre recursos sociais e biológicos com informações sobre possíveis locais de barramento para identificar as alternativas que otimizam tanto a geração quanto a conservação;
- **Conservação efetiva ao nível de bacia:** a mitigação no desenvolvimento de barragens geralmente é dividida em partes e pouco efetiva. Sob essa iniciativa, deve-se elaborar uma estratégia de conservação ao nível da bacia e criar fundos de mitigação para os objetivos;
- **Participação de *stakeholders*:** As organizações voltadas para a conservação podem ajudar bastante nas decisões sobre a localização das barragens, evitando que sejam construídas em áreas mais importantes e sensíveis ambientalmente. Essa participação gera informações mais precisas para os órgãos reguladores e financiadores sobre os custos sociais e ambientais dos empreendimentos, aumentando as certezas e reduzindo os riscos;
- **Áreas prioritárias para conservação (*Conservation Blueprints*):** A iniciativa busca coletar todo tipo de informações sobre os recursos naturais para a tomada de decisão sobre o planejamento de novas barragens e a operação das existentes. Essas informações podem vir, por exemplo, de planos regionais para a conservação. O objetivo é identificar áreas que têm prioridade na preservação de seus ecossistemas.

Um exemplo de aplicação da análise através dos *Conservation Blueprints* pode ser encontrado no estudo da ONG que buscou identificar as áreas prioritárias para conservação na Bacia do Rio Tapajós. A definição das áreas prioritárias foi feita a partir da interseção dos Sistemas Ecológicos Aquáticos prioritários com os Sistemas Terrestres prioritários (Blueprint Aquático + Blueprint Terrestre).

O Blueprint Aquático foi estruturado em três etapas: i) Definição dos objetos de conservação, isto é, os Sistemas Ecológicos Aquáticos; ii) Definição das metas de conservação; e iii) Definição dos critérios de seleção das áreas prioritárias. A primeira etapa se refere à identificação dos Sistemas, que consistem em regiões com características ecológicas semelhantes. Foram identificadas 74 classes de Sistemas Ecológico Aquáticos. Também foi levada em consideração uma divisão da bacia em 18 Unidades Ecológicas de Drenagem - UED que são análogas às sub-bacias (p. ex. Alto Juruena, Médio Teles Pires, Crepori) (Figura 45).

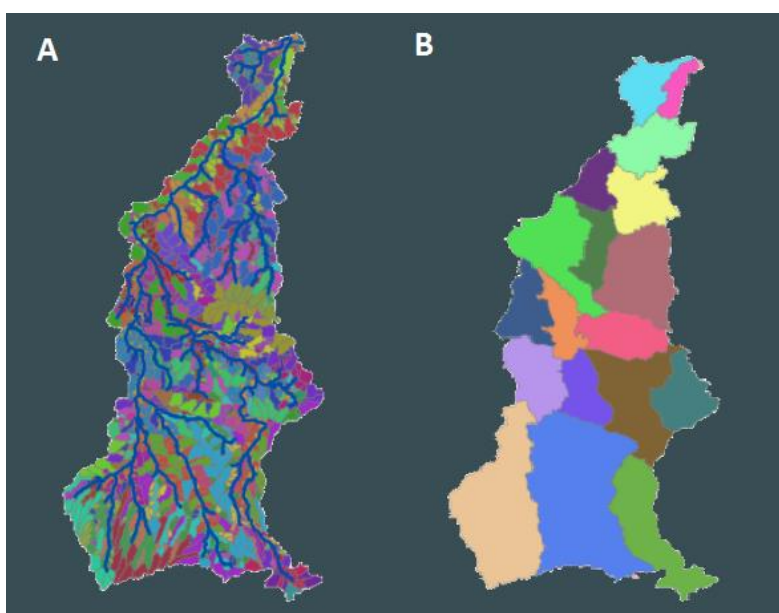


Figura 45: Classes de Sistemas Ecológicos Aquáticos (A) e Unidades Ecológicas de Drenagem (B) na Bacia do Rio Tapajós

Fonte: TNC

As metas de conservação foram definidas observando cada UED. Por exemplo, quando um Sistema ocorria apenas uma ou duas vezes dentro de uma UED, foi definida uma meta de conservação de 100%. Já os critérios de seleção das microbacias prioritárias levaram em consideração a área ativa dos rios, ou área de influência, e o nível de degradação, tendo prioridade as áreas menos degradadas.

Já o Blueprint Terrestre, chamado de Planejamento Sistemático da Conservação (PSC) dos ecossistemas terrestres, se baseou em uma “análise custo/benefício buscando identificar um conjunto de áreas que garanta a existência de uma amostra representativa, resiliente e funcional da biodiversidade regional”. Essa seleção levou em conta princípios

como representatividade, insubstituíbilidade, persistência, vulnerabilidade, eficiência, complementariedade e flexibilidade.

Foram identificadas 93 classes de Unidades Fitogeomorfológicas (geomorfologia + vegetação). Na análise custo/benefício, os custos levaram em consideração o esforço necessário para se atingir sucesso na conservação e a probabilidade de desmatamento, enquanto o benefício foi avaliado pelas oportunidades de criação de áreas protegidas.

O Blueprint final é encontrado a partir da junção dos resultados para os ecossistemas aquáticos e terrestres (Figura 46).

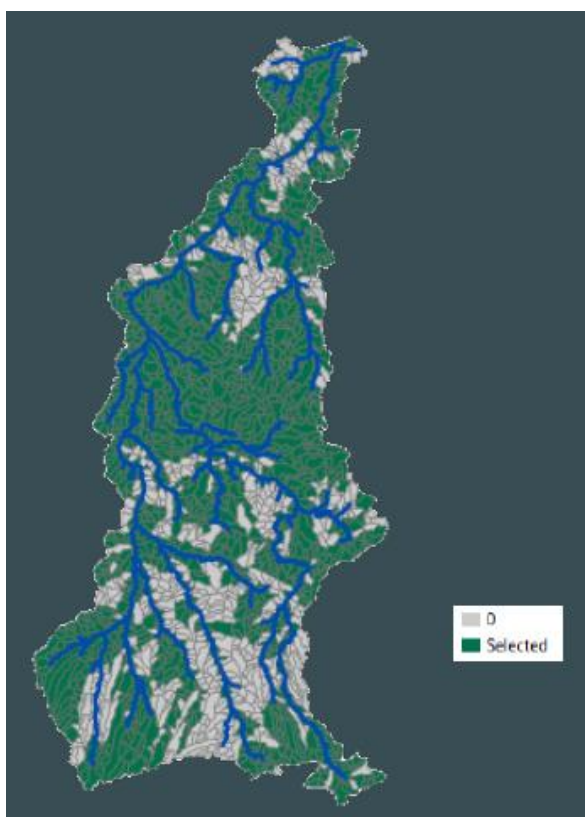


Figura 46: Conservation Blueprint da Bacia do Tapajós

Fonte: TNC

Embora a iniciativa Hydropower by Design tenha como prioridade o planejamento ao nível da bacia hidrográfica, estratégias que busquem melhorar a performance ambiental de hidrelétricas individuais ainda são importantes e não podem ser abandonadas. Muitos rios já possuem barragens, e a restauração de seus ecossistemas e serviços depende de melhoras na operação das barragens. Além disso, embora a HbD busque sempre evitar o barramento em áreas com maior valor ecológico dentro da bacia em questão, isso certamente não

deixará de ocorrer por completo, o que faz com que as inovações na operação dessas barragens tenha grande importância.

A mudança na operação das barragens, ou reoperação (do inglês *dam reoperation*), pode recuperar os serviços ambientais e sociais dos rios perdidos com a operação normal, sem comprometer significativamente a função principal da barragem, como o controle de inundação ou a geração de energia. Por exemplo, a reoperação pode restaurar processos ecossistêmicos e geomorfológicos, melhorar os habitats aquáticos, criar oportunidades para migração e aumentar a biodiversidade no rio e nas margens (Watts et al., 2011).

Segundo Richter e Thomas (2007) o planejamento para a reoperação da barragem envolve seis etapas: i) avaliação da alteração hidrológica causada pela barragem; ii) descrição das consequências ecológicas e sociais; iii) detalhamento dos objetivos para a reoperação da barragem; iv) elaboração das estratégias de reoperação; v) implementação das estratégias; e vi) avaliação dos resultados relativos aos objetivos. As oportunidades, limitações e objetivos da reoperação dependem da região e local onde a barragem está instalada, assim como da sua função principal (Richter e Thomas, 2007 *apud* Watts et al., 2011).

No caso de usinas hidrelétricas, Watts et al. (2011) identificam dois principais impactos que poderiam ser minimizados com a reoperação das barragens: a elevada flutuação diária no fluxo hídrico em resposta à variação na demanda; e a redução na vazão dos rios, devido ao armazenamento para a produção de eletricidade. A reoperação poderia permitir um fluxo hídrico mais próximo do fluxo natural, reduzindo os impactos à jusante. Estratégias para essa mudança incluem reservatórios de regulação, armazenagem por bombeamento e a operação coordenada de várias barragens em cascata. Por outro lado, a reoperação poderá impactar negativamente a capacidade de geração de energia, causando a necessidade de uma compensação por essa perda. Por exemplo, com os reservatórios de armazenagem por bombeamento a água pode ser bombeada do reservatório à jusante para o reservatório à montante durante as horas de baixa demanda, para depois ser utilizada para geração durante as horas de demanda elevada. Assim, as flutuações diárias são contidas dentro dos dois reservatórios. Deve-se, contudo, levar em consideração que esses reservatórios são consumidores líquidos de energia, sendo necessária uma análise custo/benefício para avaliar sua viabilidade (*Ibid*).

IV.2.1.2 - Smart Infrastructures – Infraestruturas Inteligentes

O termo Smart Infrastructures se refere a uma das linhas de ação do Conselho Latino-americano de Conservação (Latin America Conservation Council – LACC)³⁷. O Conselho é comandado pela TNC e conta com membros de diversas empresas da região, além de membros de instituições multilaterais, como o Banco Interamericano de Desenvolvimento e o Banco de Desenvolvimento da América Latina.

Essa linha de ação foi criada a partir do desafio de planejar o desenvolvimento de infraestruturas mais “inteligentes”, que preservem e ampliem os sistemas naturais e os ricos ecossistemas da América Latina, dado o crescimento econômico contínuo que a região vem apresentando e a consequente necessidade de novas infraestruturas. Acredita-se que o investimento necessário em infraestrutura na região seja de 5% do PIB (algo próximo a US\$ 250 bilhões em 2010) nos próximos anos. Esse investimento traz riscos socioambientais elevados, uma vez que a região contém 40% da biodiversidade mundial, 6 dos 17 países mega-diversos do mundo e cerca de 640 grupos indígenas.

A solução proposta pelo Conselho é o envolvimento com empresas, governos e instituições de fomento para desenvolver os setores de energia, transporte e mineração na região de uma forma que evite ou reduza de forma significativa os impactos sobre o capital natural. Essa linha de ação passa pela ideia de “impacto líquido zero” (*no net impact*), que significa que os impactos negativos de projetos de infraestrutura devem ser antes de tudo evitados ou minimizados, e os impactos remanescentes devem ser quantificados e inclusos no custo de desenvolvimento do projeto através de fundos de compensação.

Para alcançar o objetivo do “impacto líquido zero” a TNC defende que se deve realizar um planejamento nos estágios iniciais do desenvolvimento e proativo, com envolvimento de diversos setores, que balanceie o desenvolvimento das infraestruturas, a conservação e as necessidades sociais, e que gere mecanismos de compensação para a conservação e o desenvolvimento sustentável. Assim, acredita-se que os investimentos iniciais em planejamento para guiar o zoneamento territorial, o licenciamento e a distribuição efetiva da compensação podem reduzir os impactos ambientais, os conflitos e

³⁷ O Conselho possui outras duas linhas de ação: a de Segurança Hídrica, e a de Segurança de Alimentos Sustentáveis.

custos. Percebe-se, portanto, uma visão semelhante àquela presente na iniciativa Hydropower by Design.

O Grupo de Trabalho para Infraestruturas Inteligentes do Conselho, que conta com nove membros (Banamex, CAF, Cargill, Caterpillar, Dow, IBM, IDB, Odebrecht, e o Instituto Paulson), desenvolveu um Plano Trienal (Jan/2014 – Dez/2016) para buscar o impacto líquido zero no desenvolvimento de infraestruturas de energia, mineração e transporte na América Latina. Foi definida uma metodologia de três etapas em torno da questão “Como construir os projetos certos da forma certa?”.

1. **Investimentos ex-ante** no planejamento multi-setorial em regiões extensas que priorizem a conservação, o bem estar social e que evitem impactos;
2. **Construção** usando as melhores práticas em cada setor para minimizar impactos, orientadas por sistemas de licenciamento eficientes e critérios de empréstimos sustentáveis;
3. **Fundos de longo prazo para o desenvolvimento sustentável** gerados por compensações ambientais e/ou royalties para aumentar os “impactos positivos para todos”.

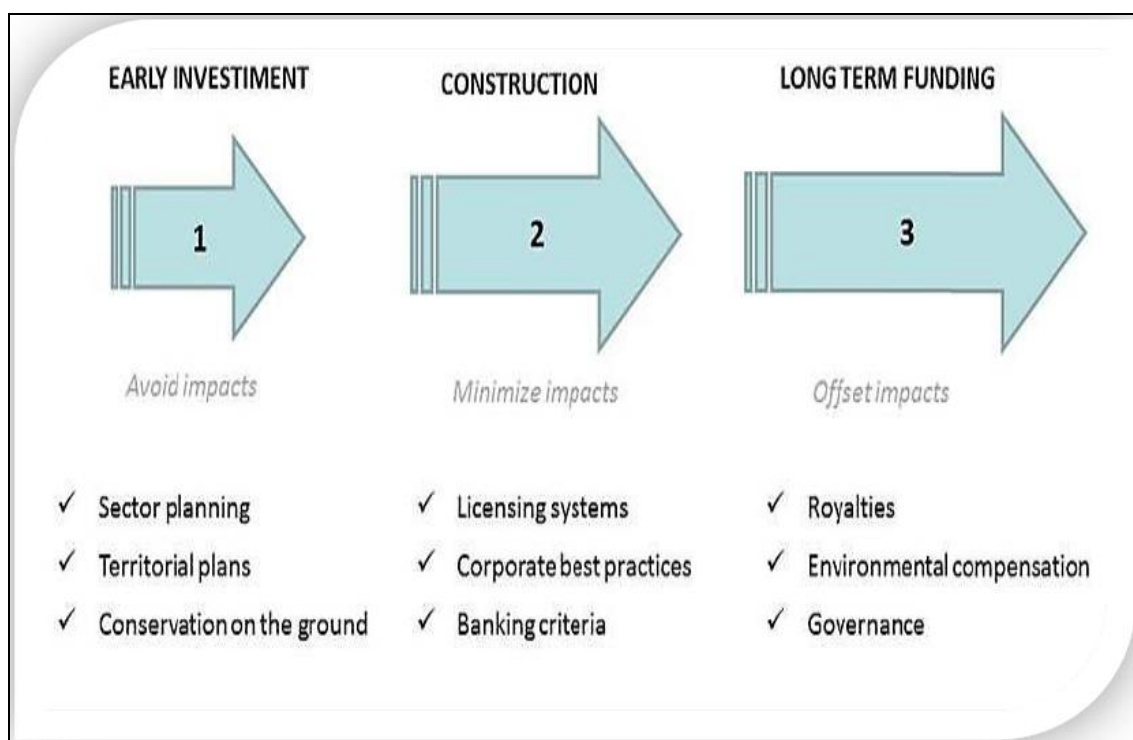


Figura 47: Etapas do Plano Trienal

Fonte: TNC

Etapas 1 – Investimentos *ex-ante*: Definindo os projetos certos e preparando o território

Os investimentos prévios no planejamento de infraestruturas e desenvolvimento territorial buscam evitar os impactos negativos e gerar benefícios sociais e de conservação. A ideia é que os investimentos tenham uma visão integrada de energia, transporte e uso de recursos em equilíbrio com critérios sociais e ambientais. Através do engajamento de parceiros, como ONGs e fundações com experiência em atividades de uso dos recursos naturais, é possível ter um processo participativo para a elaboração de melhores infraestruturas e planos de desenvolvimento territorial.

O Grupo de Trabalho elaborou um mecanismo de fomento regional para fornecer assistência técnica para governos e empresas visando melhorar a seleção e o desenho dos projetos. Além da necessidade de fomento para um melhor planejamento, os governos precisam de demonstrações de projetos para convencê-los de que as infraestruturas inteligentes são viáveis. Em 2014 a TNC finalizou seu primeiro planejamento de projetos hidrelétricos ao nível de bacia, na Bacia Coatzacoalcos, no México. Utilizando critérios técnicos, sociais e ambientais, o planejamento reduziu o número de barragens dos iniciais 28 para apenas 5 (Figura 48), resultando em uma capacidade de geração equivalente a 57% da prevista inicialmente (o que foi considerado suficiente para atender à demanda), e mantendo 70% dos rios não fragmentados ou intactos, enquanto inicialmente 70% deles seria afetados. Além disso, os impactos sobre a biodiversidade terrestre e aquática seriam de 8 a 10 vezes menores e o número de pessoas afetadas cairia de 24 mil para apenas 4 mil.

Etapas 2 - Construção: fazendo os projetos da forma certa

A TNC está trabalhando com os governos para implementar sistemas mais eficientes de licenciamento ao longo do Plano Trienal, ao mesmo tempo em que a magnitude dos investimentos em infraestrutura tem levado à revisão desses sistemas. A equipe da TNC revisou os programas de compensação criados nos últimos 5 anos em 7 países (Argentina, Brasil, Chile, Colômbia, México, Peru e Venezuela) e identificou três áreas com necessidade de aprimoramento imediato:

- i) Melhorar a prevenção dos impactos (primeira etapa na hierarquia de mitigação);
- ii) Priorizar e cobrar compensações que sejam apropriadas para a recuperação dos impactos ou reposição das perdas; e, acima de tudo,

iii) Monitorar a performance das compensações ao longo do tempo.

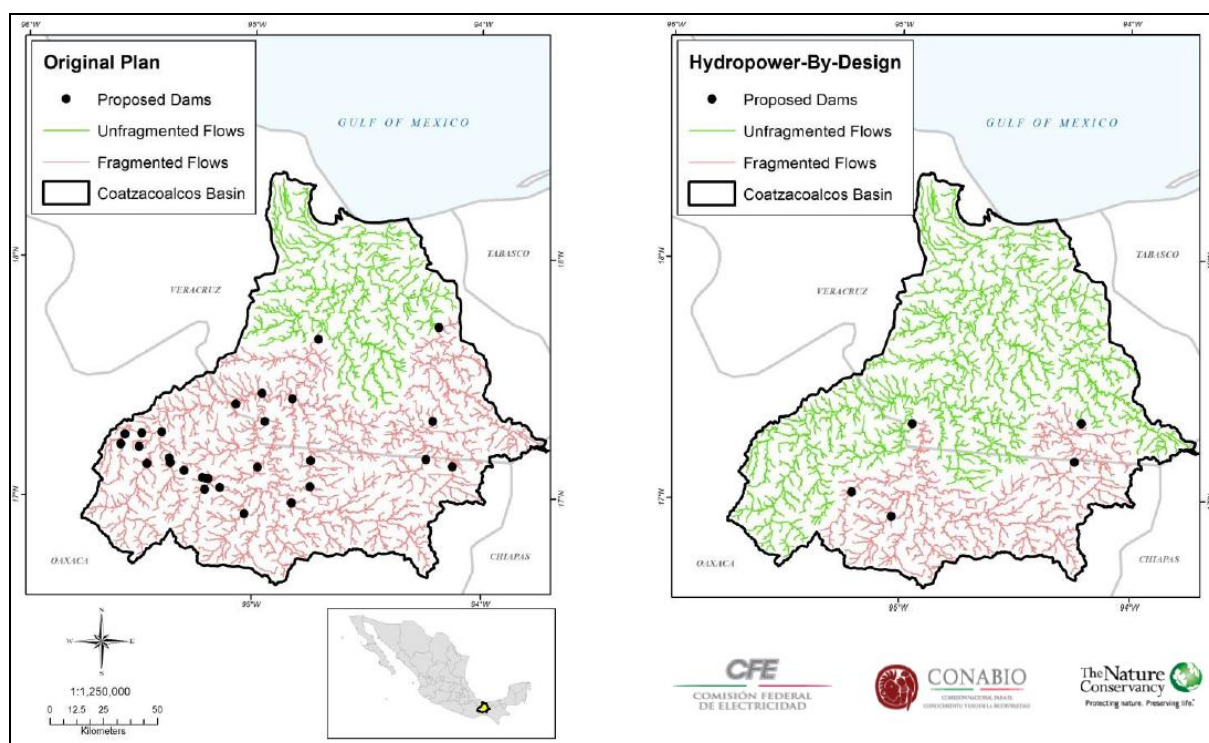


Figura 48: Bacia Coatzacoalcos: planejamento inicial vs Hydropower by Design

Fonte: TNC

Etapas 3 - Fundos de longo prazo para o desenvolvimento sustentável: impactos positivos para todos

Para garantir que o desenvolvimento de infraestruturas contribua para o desenvolvimento sustentável ao longo do tempo, são necessários fundos dedicados à conservação. A inexistência desses fundos fez muitos projetos falharem e se afastarem de seus objetivos originais de desenvolvimento. A garantia de que esses fundos sejam aplicados da forma certa depende de um bom planejamento e licenciamento dos empreendimentos e diretrizes claras sobre o uso de royalties, da compensação ambiental e de fundos públicos e privados complementares.

Uma das principais dificuldades encontradas pelo Grupo de Trabalho nessa etapa foi quanto à capacidade dos governos em gerir esses recursos. A TNC trabalhou com o governo brasileiro na destinação de US\$ 300 milhões (R\$ 900 milhões) oriundos de compensação ambiental para apoiar áreas protegidas. A ONG esperava ainda que outros US\$ 500 milhões (R\$ 1,5 bilhões) fossem destinados em 2014.

IV.2.2 - Associação Internacional de Hidroeletricidade (IHA)

A Associação Internacional de Hidroeletricidade (International Hydropower Association – IHA) foi criada em 1995 com patrocínio da UNESCO, e atualmente tem como missão promover o avanço da sustentabilidade no setor hidrelétrico. Em 2004 a IHA passou a ser membro da Aliança Internacional de Energias Renováveis (REN Alliance), junto com parceiros de setores de energia geotérmica, solar, eólica e de bioenergia.

Ainda em 2004 a IHA publicou suas primeiras diretrizes sustentáveis para projetos hidrelétricos, seguidas pela publicação do Protocolo de Sustentabilidade IHA em 2006. Esses trabalhos foram a base para a participação da IHA no Fórum de Avaliação da Sustentabilidade Hidrelétrica, que iniciou com uma parceria entre a IHA e as ONGs WWF e TNC e tem a participação de governos, de bancos comerciais e de desenvolvimento, de ONGs socioambientais e do setor hidrelétrico. O Fórum resultou em uma nova ferramenta para o setor: o Protocolo de Avaliação da Sustentabilidade Hidrelétrica.

IV.2.2.1 – O Protocolo de Avaliação da Sustentabilidade Hidrelétrica

Esse protocolo é uma ferramenta que tem como objetivo fornecer diretrizes e promover a sustentabilidade de projetos hidrelétricos. Foi desenvolvido inicialmente em uma primeira versão pela IHA e aperfeiçoada pelo Fórum de Avaliação da Sustentabilidade Hidrelétrica em um processo que durou 2 anos e meio para o término do trabalho. O desenvolvimento do trabalho contou com a participação de técnicos, gestores de empresas de hidroeletricidade e de organizações governamentais e não governamentais.

Durante o processo de criação do Protocolo algumas outras ferramentas de avaliação da sustentabilidade foram revistas como: as Recomendações da Comissão Mundial de Barragens, os Princípios do Equador, as Políticas de Salvaguarda do Banco Mundial e os Padrões de Desempenho da International Finance Corporation (IFC).

Uma primeira versão do protocolo foi apresentada pelo IHA em 2006. A versão final, expandida e revisada, e considerando a colaboração do Fórum, deu-se em novembro de 2010 (IHA, 2010). Cabe destacar que o Protocolo tem um caráter dinâmico, podendo ser atualizado na medida em que o processo de avaliação continua.

O Protocolo de 2010 contém um maior consenso dos agentes interessados do que a versão inicial de 2006. Algumas áreas em que não houve consenso são destacadas no

próprio documento, tendo em vista a garantia de isenção e credibilidade da condução do processo. O Protocolo tem o objetivo de atender as empresas de geração hidrelétrica na avaliação de seus projetos, ao gerar condições para a criação de um perfil de sustentabilidade para um dado projeto hidrelétrico, através da avaliação do desempenho no âmbito de importantes tópicos de sustentabilidade. Os princípios do protocolo são (IHA,2010):

- Afirmar o conceito de desenvolvimento sustentável;
- O desenvolvimento sustentável deve relacionar-se com a redução da pobreza, respeito pelos direitos humanos, alteração de padrões de produção e consumo não sustentáveis, viabilidade econômica de longo prazo, proteção e gestão da base de recursos naturais e gestão ambiental responsável;
- O desenvolvimento sustentável exige a consideração de sinergias e trocas entre os valores econômicos, sociais e ambientais. Este equilíbrio deverá ser obtido e garantido de forma transparente e responsável, aproveitando o conhecimento cada vez maior, as várias perspectivas e a inovação;
- A responsabilidade social, a transparência e a prestação de contas são princípios chave da sustentabilidade;
- A energia hídrica, desenvolvida e gerida de forma sustentável, pode providenciar benefícios nacionais, regionais e locais e tem o potencial de representar uma função importante ao permitir que as comunidades cumpram objetivos de desenvolvimento sustentável.

O Protocolo é uma ferramenta de estágio inicial de avaliação de um empreendimento e pode ser usada para avaliação de risco e promover o diálogo antes de se avançar para um planejamento detalhado (IHA 2010). Contudo, também é possível que ele seja aplicado a um projeto que já está em operação. A metodologia do Protocolo divide-se basicamente em cinco fases que correspondem a cinco documentos :

- 1) Antecedentes;
- 2) Estágio Inicial;
- 3) Preparação;
- 4) Implementação;
- 5) Funcionamento.

A figura 49 traz os principais pontos de decisão e as ferramentas do Protocolo.

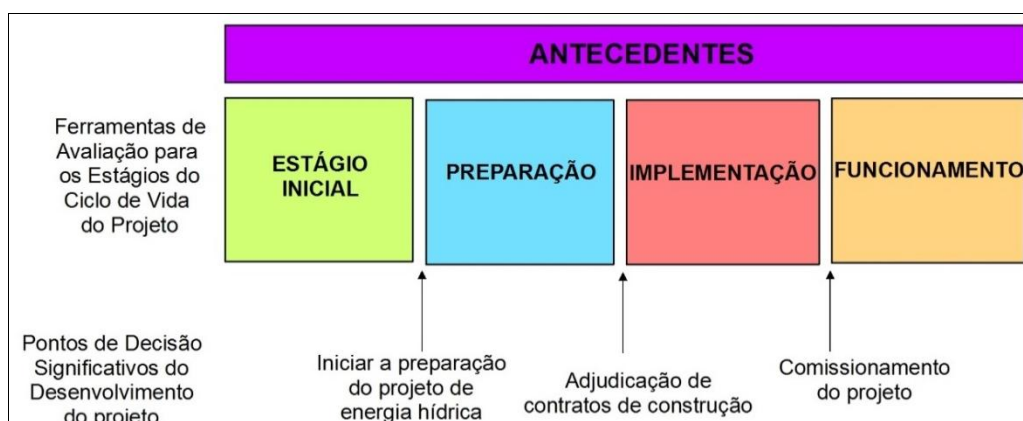


Figura 49: Ferramentas de avaliação do Protocolo e principais pontos de decisão

Fonte: IHA, 2010

Cada ferramenta pode ser empregada individualmente, sendo aplicadas a um momento específico de desenvolvimento do projeto ou aplicadas em todas as fases do projeto.

A ferramenta **Estágio Inicial** serve para identificar riscos e oportunidades de um projeto na sua fase inicial de planejamento e pode ser descrita como um guia de avaliação, dado o fato de que a concepção do projeto ainda não foi definida.

A ferramenta de **Preparação** é aplicada na fase de planejamento e concepção do projeto em si e se alinha com a fase em que o projeto é avaliado ambientalmente pelo processo de Avaliação de Impacto Ambiental de cada país. Nesta fase são avaliados se todos os requisitos preparatórios foram cumpridos, se os planos de gestão estão em vigor e se os compromissos são adequados e vinculativos.

A ferramenta **Implementação** é aplicada no estágio inicial da implantação de um projeto hidrelétrico. Corresponde à fase onde todas os planos e programas ambientais são implementados.

A ferramenta **Funcionamento** corresponde a uma fase onde as medidas são aplicadas à fase de operação da planta e onde são verificadas todas as ações implantadas e os processos de monitoramento.

As ferramentas do Protocolo buscam uma perspectiva integradora com a junção das perspectivas ambiental, social, técnica e financeira/econômica. Para cada fase existe um conjunto de tópicos a serem cobertos na avaliação. A Tabela 27 traz esta síntese.

Tabela 27: Conjunto de Tópicos de Cada Fase do Protocolo

ES - Estágio Inicial	P – Preparação	I - Implementação	O – Funcionamento
ES-1 Necessidade Demonstrada	P-1 Comunicações & Consultoria	I-1 Comunicações & Consultoria	O-1 Comunicações & Consultoria
ES-2 Avaliações de Opções	P-2 Governança	I-2 Governança	O-2 Governança
ES-3 Políticas & Planos	P-3 Necessidade Demonstrada & Adequação Estratégica		
ES-4 Riscos Políticos	P-4 Localização e Concepção		
ES-5 Capacidade Institucional	P-5 Gestão & Avaliação de Impacto Social & Ambiental	I-3 Gestão de Assuntos Ambientais & Sociais	O-3 Gestão de Assuntos Ambientais & Sociais
ES-6 Assuntos Técnicos & Riscos	P-6 Gestão de Projeto Integrada	I-4 Gestão de Projeto Integrada	O-3 Gestão de Assuntos Ambientais & Sociais
E-7 Riscos & Problemas Sociais	P-7 Recurso Hidrológico		O-4 Recurso Hidrológico
E-8 Riscos & Problemas Ambientais			O-5 Eficiência & Viabilidade de ativos
E-9 Riscos & Problemas Financeiros & Econômicos	P-8 Segurança da Infraestrutura	I-5 Segurança da Infraestrutura	O-6 Segurança da Infraestrutura
	P-9 Viabilidade Financeira	I-6 Viabilidade Financeira	O-7 Viabilidade Financeira
	P-10 Benefícios do Projeto	I-7 Benefícios do Projeto	O-8 Benefícios do Projeto
	P-11 Viabilidade Econômica		
	P-12 Aprovisionamento	I-8 Aprovisionamento	
	P-13 Meios de Subsistência & Comunidades Afetadas pelo Projeto	I-9 Meios de Subsistência & Comunidades Afetadas pelo Projeto	O-9 Meios de Subsistência & Comunidades Afetadas pelo Projeto
	P-14 Realojamento	I-10 Realojamento	O-10 Realojamento
	P-15 Indígenas	I – 11 Indígenas	O-11 Indígenas
	P-16 Condições de Trabalho & Mão de obra	I-12 Condições de Trabalho & Mão de obra	O-12 Condições de Trabalho & Mão de obra
	P-17 Herança Cultural	I-13 Herança Cultural	O-13 Herança Cultural
	P-18 Saúde Pública	I-14 Saúde Pública	O-14 Saúde Pública
	P-19 Biodiversidade & Espécies Invasivas	I-15 Biodiversidade & Espécies Invasivas	O-15 Biodiversidade & Espécies Invasivas
	P-20 Erosão & Sedimentação	I-16 Erosão & Sedimentação	O-16 Erosão & Sedimentação
	P-21 Qualidade de Água	I-17 Qualidade de Água	O-17 Qualidade de Água
		I-18 Resíduos, Ruídos & Qualidade do Ar	
	P-22 Planejamento do Reservatório	I-19 Enchimento & Preparação do Reservatório	O-18 Gestão de Reservatório
	P-23 Regime de Fluxo a Jusante	I-20 Regime de Fluxo a Jusante	O-19 Regime de Fluxo a Jusante

Fonte: IHA, 2010

Existem três níveis de detalhamento de cada tópico:

- **Declaração de Intenção** – constitui uma ferramenta de contextualização e informação sobre o tópico;
- **Declaração de Classificação** – classifica os critérios de cada tópico em níveis de 1 a 5 segundo sua pertinência;
- **Orientação de Avaliação** – criada para servir de auxílio na atribuição da classificação e fornece exemplos de entrevistas a serem realizadas.

Os critérios utilizados para definir os níveis na declaração de classificação são em número de seis: Avaliação, Gestão, Comunicação com a Parte Interessada, Apoio à Parte Interessada, Concordância/Conformidade e Resultados. Os níveis são assim definidos:

- Nível 1 - Existem lacunas significativas relativamente à melhor prática comum;
- Nível 2 - Os elementos mais relevantes da boa prática básica foram realizados, mas existe ainda uma lacuna significativa;
- Nível 3 - Descreve boas práticas básicas num tópico de sustentabilidade particular (constitui uma prática que deve ser empregada extensivamente em outros casos, porém não pode ser considerada um padrão);
- Nível 4 - Todos os elementos da boa prática básica foram realizados e em um ou mais casos excederam, mas ainda existe uma lacuna significativa nos requisitos para a melhor prática comprovada;
- Nível 5 - Descreve a melhor prática comprovada sobre um assunto de sustentabilidade particular que é demonstrável em contextos de vários países (são objetivos não muito fáceis de serem alcançados).

As declarações de Nível 3 e Nível 5 providenciam níveis significativos e reconhecíveis de desempenho perante as quais as outras classificações são calibradas. (IHA, 2010). O Protocolo estipula uma metodologia para o enquadramento dos casos analisados nos respectivos níveis (IHA, 2010):

1. O assessor avalia se as declarações de classificação para cada um dos critérios especificados no Nível 3 são cumpridas pelo projeto;

2. Caso exista uma lacuna significativa relativamente às declarações de Nível 3 (todo ou parte de um critério não é cumprido), então é atribuída uma classificação de 2 ao tópico;
3. Caso exista mais de uma lacuna significativa relativamente às declarações do Nível 3, então é atribuída uma classificação de 1 ao tópico;
4. Se todas as declarações de Nível 3 forem cumpridas, então o assessor avalia se as declarações de classificação para cada um dos critérios especificados no Nível 5 são cumpridas pelo projeto;
5. Caso exista uma lacuna significativa relativamente às declarações de Nível 5, então é atribuída uma classificação de 4 ao tópico;
6. Caso exista mais de uma lacuna significativa relativamente às declarações de Nível 5, então é atribuída uma classificação de 3 ao tópico;
7. Se todas as declarações de Nível 5 forem cumpridas, então uma classificação 5 é atribuída ao tópico.

A Figura 50 traz uma síntese do procedimento de atribuição de níveis a cada projeto.

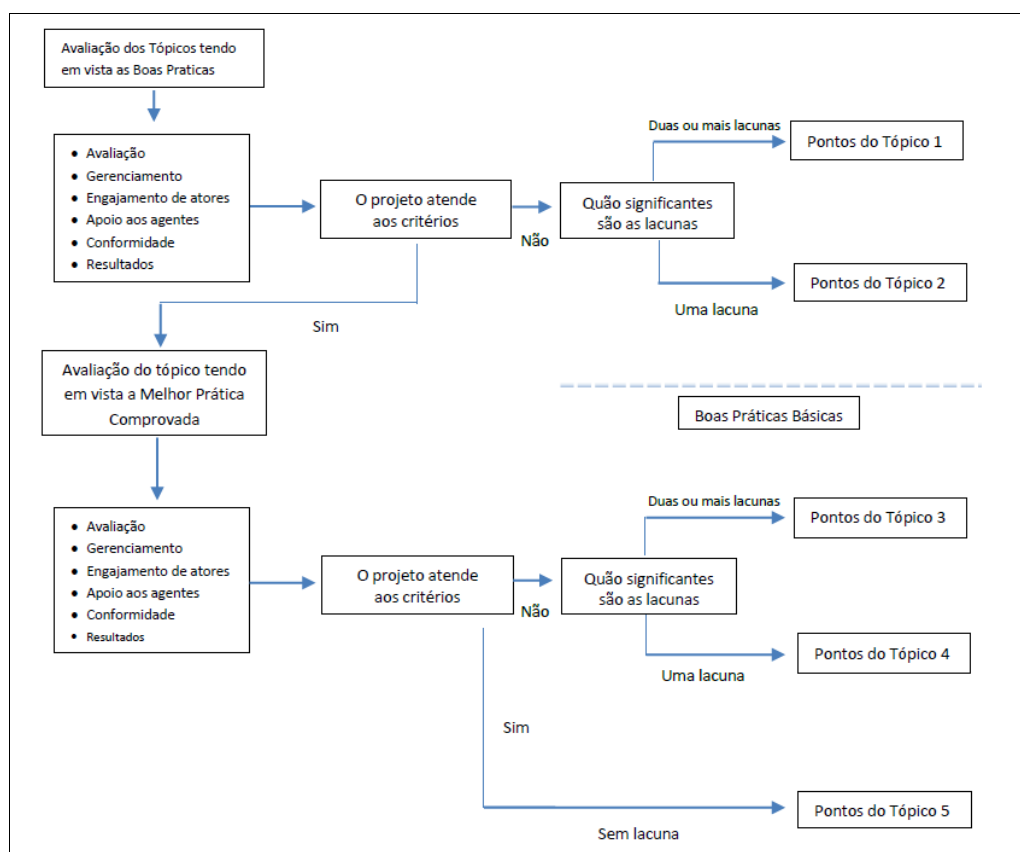


Figura 50: Procedimento de Enquadramento do Nível de um dado Projeto

Fonte: IHA, 2010

Durante a fase de julgamento o analista deve recolher uma série de documentações de forma a comprovar as declarações prestadas nas fases de entrevistas. Em seguida há uma fase de avaliação de conformidades exigidas pela legislação de cada país. Posteriormente é gerado um relatório contendo as principais conclusões e recomendações. Este relatório é avaliado por um corpo de revisores. O Protocolo já foi aplicado em cerca de 20 projetos no mundo e uma grande quantidade de empresas está sendo treinada para se capacitar a utilizar tal ferramenta, como se pode ver na Figura 51 e na Tabela 28 a seguir.



Figura 51: Distribuição dos Casos e Treinamentos do Protocolo de Sustentabilidade do IHA
Fonte IHA, 2015

Tabela 28: Projetos que Empregam o Protocolo do IHA

Data	Nome do projeto	Desenvolvedor	País	Tamanho	Estágio
Out-10	Shardara	Shardara HPP JSC	Cazaquistão	100 MW	Operação
Out-11	Trevallyn	Hydro Tasmânia	Austrália	97 MW	Operação
Set-12	Murum	Sarawak Energy	Malásia	944 MW	Implementação
Mar-12	Walchensee	EON	Alemanha	124 MW	Operação
Mai-12	Hvammur	Landsvirkjun	Islândia	84 MW	Preparação
Aug-12	Jostedal	Statkraft	Noruega	290 MW	Operação
Set-12	Jirau	ESBR (GDF Suez)	Brasil	3750	Implementação
Dec - 12	Keeyask	Manitoba Hydro	Canadá	695 MW	Preparação
Jun-13	Gavet	EDF	França	92 MW	Implementação
Set-13	Blanda	Landsvirkjun	Islândia	150 MW	Operação
Out-13	Sogamoso	Isagen	Colômbia	820 MW	Implementação
Jan-14	Trung Son	EVN/TSHPCo	Vietnam	260 MW	Implementação
Abr-14	Santo Antônio	SAE	Brasil	3150 MW	Implementação
Jun-14	Miel	Isagen	Colômbia	260 MW	Operação
Mar-14	Canafisto	Isagen	Colômbia	936 MW	Preparação
Jun-14	Sava River Program	Program Sava Ltd	Croácia	160 MW	Inicial
Set-14	Kabeli A	Kabeli Hydro	Nepal	38 MW	Preparação
Nov-14	Semia	EON	Suécia	3 MW	Operação
Mar-15	Multiple Project	Government Ghana	Ghana		Inicial
Abr-15	Nam Lik	CTG	Laos	100 MW	Operação

Fonte IHA, 2015

Várias instituições têm recomendado e citado em suas publicações o Protocolo do IHA, entre elas podemos citar: WWF, World Bank, OECD, IIED, CITI, ICDPR, EON.

IV.2.3 - World Wildlife Fund (WWF)

A ONG World Wildlife Fund foi fundada em 29 de abril de 1961 por um pequeno grupo de indivíduos ao assinarem a declaração “Manifesto Morges”. A organização, de acordo com o seu site, tem como missão “eliminar a degradação do meio ambiente e construir de um futuro em que a sociedade viva em harmonia com a natureza”. Para isso, a WWF atua na:

- Conservação da diversidade biológica mundial;
- Garantia do uso sustentável dos recursos naturais renováveis;
- Promoção da redução de poluição e do consumo excessivo.

Após mais de 50 anos da fundação, a WWF já investiu aproximadamente US\$ 11,5 bilhões em cerca de 13.000 projetos em mais de 150 países. Atualmente, a ONG tem escritórios em mais de 80 países, com aproximadamente 6.200 empregados e suporte de mais de 5 milhões de pessoas.

A WWF considera a construção de algumas hidrelétricas como inevitáveis devido à necessidade de desenvolvimento econômico e à luta contra as mudanças climáticas, por ser uma fonte energética renovável (a mais utilizada do mundo). Contudo, a ONG questiona se os benefícios previstos realmente são atingidos, tendo em vista os impactos que os barramentos causam (60% dos 227 maiores rios do mundo foram fragmentados e 20 estão com ecossistemas em risco por conta do grande número de hidrelétricas planejadas ou em construção). Nesse sentido, a organização tem 10 princípios orientadores para a hidroeletricidade sustentável (WWF; Banco Mundial; WWF, 2004; WWF, 2003):

1. A proposta de novas plantas deve estar de acordo com as estratégias prioritárias e princípios políticos da Comissão Mundial de Barragens (*World Commission on Dams - WCD*);
2. Governos e agências internacionais devem priorizar investimentos em serviços para os 2 milhões de pessoas que não têm acesso à eletricidade;

3. Hidrelétricas *Clean Development Mechanism* (Mecanismo de Desenvolvimento Limpo) e *Joint Implementation* (Implementação Conjunta) devem seguir critérios do Padrão de Ouro (*Gold Standard*);
4. Alguns rios remanescentes em áreas de alto valor ambiental devem ser designados como “não-disponíveis” para aproveitamentos hidrelétricos;
5. Decisões locacionais para novas plantas devem considerar impactos em toda a bacia hidrográfica e optar pelas opções com mínimo efeito adverso ao meio ambiente;
6. Deve-se dar preferência às alternativas que tenham a menor relação de área inundada por unidade de energia produzida;
7. A capacidade de empreendimentos existentes deve ser “atualizada” sempre que possível para reduzir a necessidade de novos projetos;
8. Medidas de mitigação devem ser incluídas em todas as usinas existentes e planejadas;
9. Deve haver medidas mitigatórias restritas e avaliação de impactos cumulativos quando pequenas plantas hidrelétricas forem consideradas (podem ter papel fundamental para suprimento de energia em áreas rurais de países em desenvolvimento);
10. Os empreendedores devem incluir todos os stakeholders para a tomada de decisão, além de garantir processos justos de reassentamento de acordo com a WCD.

IV.2.3.1 – A WWF Dams Initiative

A WWF Dams Initiative é uma parceria entre a WWF, bancos, indústrias e ONGs para desenvolver e promover padrões ambientais e boas práticas para as barragens. Segundo a WWF Dams Initiative (2004), as três medidas mitigadoras mais importantes para reduzir os impactos ambientais sobre a biodiversidade de água doce oriundos da construção de barragens são: medidas sobre os fluxos ambientais, restauração dos ecossistemas e mitigação da perda de peixes.

A mitigação sobre os fluxos ambientais pode ser feita através do ajuste do regime operacional da barragem para melhor atender às diversas necessidades da região, contribuindo para a saúde do rio, desenvolvimento econômico e redução da pobreza. Atualmente, há 230 rios em que esta prática é adotada. Um bom exemplo é o rio Snowy, no sudeste da Austrália, em que barragens desviaram 99% da vazão das nascentes. Em 2000 foi

firmado um acordo entre os governos federal, de Victoria e de New South Wales que visa à restauração de 15% da vazão original em 7 anos (WWF, 2004; WWF Dams Initiative, 2004).

No que se refere à restauração dos ecossistemas, um exemplo é o South Africa's National Water Act, que “reserva” volumes de água para servir de suporte a funções ecossistêmicas. Na Zâmbia, a WWF, em parceria com Zambian Electricity Supply Company e Ministry of Energy and Water Development, está atuando para estabelecer o fluxo ambiental no Kafue Flats como parte do projeto de gestão integrada dos recursos hídricos. A WWF está co-financiando a modelagem de diferentes vazões e o reestabelecimento de estações de monitoramento hidrológico para restaurar e conservar os terrenos aluviais com beneficiamento da natureza e do sustento da população, mantendo a geração de energia e irrigação para indústria. O objetivo é firmar novas regras operacionais na licença de operação exigidas para as usinas e, assim, garantir a implementação corente do acordo (WWF, 2004; WWF Dams Initiative, 2004).

Para a questão de perdas de peixes, a ONG observa que atualmente tal preocupação está sendo abordada no desenho da usina, de modo que a instalação da barragem permita sua passagem. No caso de barragens já construídas é possível adaptá-las para que a migração não seja impedida. Porém, estas medidas são muito dependentes do projeto e das espécies, necessitando de estudo para cada caso. As espécies aquáticas são impactadas também pela alteração na qualidade da água, como mudança na temperatura e na concentração de nutriente e, para compensação, poderia ser feito um reservatório artificial. A WWF ressalta que, apesar de não ser tão interessante do ponto de vista da biodiversidade, essa estrutura pode trazer benefícios sociais e econômicos (WWF Dams Initiative, 2004).

Uma das grandes dificuldades encontradas para a implantação das medidas mitigadoras (obrigação prevista em muitas legislações para novos projetos, e para o relicenciamento de obras já existentes, em determinados países) é lidar com os custos. Atualmente analisa-se que estes estão sendo incluídos no orçamento do empreendimento, ou são pagos com o aumento da tarifa de eletricidade, ou ainda por financiamentos de agências ou governos. Nos EUA, a licença de operação tem prazo máximo de 50 anos e, durante o relicenciamento, é possível incluir os custos dos programas de mitigação, assim como dos estudos ambientais, no orçamento da empresa interessada em obter a nova licença (WWF Dams Initiative 2004).

Pode-se citar como exemplo para aplicação de medidas compensatórias (quando a mitigação não é possível) o projeto de Peti no Brasil, comissionado em 1946 e que é atualmente cercado por 606 ha de reserva natural, onde a floresta nativa foi reabilitada. Além disso, a empresa operadora, CEMIG, estabeleceu centros de pesquisas ambientais e programa de reintrodução de espécies nativas. Porém, em países que dependem da atividade agrícola, é difícil estabelecer uma área para conservação. Nesses casos, a WWF orienta para a opção da promoção do uso sustentável das terras, o que é feito em Salto Caxias (BR), que promove a agricultura orgânica como parte do programa de mitigação (WWF Dams Initiative, 2004).

Outra ação apoiada pela WWF é a designação, pelo Governo, de alguns rios remanescentes e irregulares em áreas de alta conservação como não disponíveis para esquemas hidrelétricos. Como exemplo tem-se a Islândia, onde a usina de Kárahnjúkar irá causar danos consideráveis em dois rios glaciares. Por isso, a WWF está insistindo para que o Estado proporcione a proteção de um terceiro rio glacial, o Jökulsá á Fjöllum, e o inclua como um local Ramsar³⁸. No Brasil, a Fundação faz uma campanha para que os rios Purus e Negro, na bacia do Amazonas, sejam declarados como de “fluxo livre”³⁹. Apesar de essa abordagem não compensar totalmente as perdas, ela ao menos concede a proteção de áreas de alto valor (WWF, 2004).

IV.2.3.2 – A Certificação

A WWF acredita que um sistema de licenciamento bem executado deveria assegurar que as medidas de mitigação fossem aplicadas. Porém, no caso de usinas já existentes e em locais que não existem sistemas de relicenciamento, a ONG acredita que certificações podem ajudar na implementação das medidas previstas. Nesse sentido, a WWF, junto com associações ambientais, de consumidores, e companhias de eletricidade apoia um selo de energia verde da Suíça (*naturemade*), que se aplica a fontes de energia 100% renováveis. Para hidrelétricas, o certificado prevê a acreditação de usinas novas e para empreendimentos existentes, desde que os seus impactos não excedam a metade dos

³⁸ Lista Ramsar de Áreas Úmidas de Importância Internacional criado pela Convenção de Áreas Úmidas (Irã, 1971) para a conservação e uso sustentável desses locais, tendo em vista a relevância nos serviços ecossistêmicos, hidrológicos e climatológicos (WWF; WWF, 2006).

³⁹ Rios que fluem da nascente à foz sem perturbações, como barragens, açudes, canais ou diques; para que conservem seus serviços no controle de sedimentação e poluição, preservação da biodiversidade e de outros biomas (WWF, 2006).

efeitos danosos causados por uma moderna planta de energia com turbina de ciclo a gás combinado – critério global. A credibilidade do *naturemade* provém de ter um estatuto independente, com participação no conselho da indústria, dos consumidores e de organizações ambientais (WWF Dams Initiative, 2004; *naturemade*).

Para atingir o padrão mais alto (*naturemade star*), as plantas hidrelétricas devem seguir condições ambientais exigentes, que são definidas de acordo com a localização/região do empreendimento e incluem os fluxos ambientais, lavagem de sedimentos, escadas para peixes e medidas de proteção de habitats úmidos. Além disso, os operadores devem direcionar uma porcentagem de seus lucros a um fundo (deve ser escolhido junto com as autoridades locais e organizações ambientais) para melhorias no meio ambiente, incluindo a restauração de habitats – tais medidas não substituem as previstas pelo *naturemade*. Na Suíça, há 14 fornecedores de energia com este certificado (WWF Dams Initiative, 2004; *naturemade*).

Nos Estados Unidos, o Low Impact Hydropower Institute (LIHI) tem uma abordagem similar ao certificado suíço. Os critérios do Instituto para avaliar se as instalações da UHE evitaram ou reduziram os impactos ambientais são divididos em 8 principais áreas: vazões dos rios; qualidade da água; passagem e proteção de peixes; proteção da bacia hidrográfica; proteção de espécies ameaçadas de extinção; proteção dos recursos culturais; recreação; e instalações com recomendação de remoção. Além dos ganhos ambientais, a certificação por LIHI traz benefícios econômicos, uma vez que pode haver a ampliação do mercado consumidor, atingindo os “ecologicamente conscientes” e, também, ter a energia produzida qualificada, o que facilita o ganho de outras certificações (WWF Dams Initiative, 2004; LIHI).

V – Conclusões

O presente relatório, atendendo a seus objetivos, permitiu construir um quadro de referência de experiências seja internacionais, sobre a implantação de empreendimentos hidrelétricos em diversos países e sobre boas práticas preconizadas por algumas agências e organizações não governamentais, seja de experiências nacionais sobre a implantação de alguns empreendimentos em regiões pouco ou nada antropizadas como a região amazônica. Este quadro de referência poderá assim fornecer subsídios importantes para a fase posterior da pesquisa relativa à formulação das propostas para o desenvolvimento de usinas

plataforma, no que tange especificamente os impactos ambientais e sociais e suas modalidades de gestão.

Além do detalhamento e considerações encontrados nos respectivos capítulos alguns aspectos podem ser destacados

Assim, de um modo geral, as principais tendencias que emergiram da análise internacional são:

- A incorporação da variável ambiental desde as fases iniciais do processo de tomada de decisão e seu acompanhamento durante o ciclo de vida dos empreendimentos;
- A incorporação da participação das partes afetadas e interessadas desde as fases iniciais do processo de tomada de decisão (passando de “público” para “atores” do processo) com iniciativas de gestão compartilhada envolvendo diferentes níveis de governo, ONGs, agencias multilaterais, cientistas, comunidades, etc.
- A preocupação crescente com as comunidades tradicionais e indigenas resultando em ações diferenciadas tais como:
 - Envolvimento em maior ou menor grau no processo de tomada de decisão e/ou no processo de licenciamento e avaliação de impacto ambiental, com o estabelecimento de mecanismos legais, financeiros e/ou administrativos para garantir esta participação;
 - Estabelecimento de benefícios e/ou compensações para estas comunidades que vão desde a transferência direta de recursos por prazos relativamente longos, a dotação de condições de treinamento e emprego, a criação de oportunidades de negócios e formas de renda, a adoção de tarifas de energia elétrica diferenciadas e de iniciativas de melhorias de infraestrutura e saúde, até a participação no planejamento e gestão dos empreendimentos e áreas correlatas;
- Os procedimentos de licenciamento ambiental estabelecidos pela legislação dos vários países tem sofrido algumas simplificações recentes, mas, via de regra, são semelhantes entre si, seguindo modalidades diferenciadas de acordo com o potencial grau de impacto; as hidrelétricas recaem em todos os casos na modalidade em que é requerido Estudo de Impacto Ambiental;

- No âmbito dos processos de licenciamento o tratamento das medidas de mitigação e de compensação e do monitoramento tem sido reforçado através de diferentes mecanismos como a criação de fundos, a exigência de quantificação de seus custos e incorporação no valor do investimento, a exigências de detalhados planos de gestão ambiental, o acompanhamento destas medidas durante o ciclo de vida do empreendimento, dentre outras;
- A seleção do sitio e a análise de alternativas vem sendo apontados como as questões chave para a redução dos impactos ambientais de hidrelétricas, destacando-se em alguns casos a adoção da Avaliação Ambiental Estratégica ou a proposição de planejamento integrado ao nível da bacia hidrográfica;
- A priorização crescente de modalidades de planejamento e construtivas que reduzam os impactos sociais e ambientais;
- O aumento nos últimos anos de iniciativas por parte de agencias internacionais, com o envolvimento de organizações não governamentais, empresas e governos, voltadas para a sustentabilidade de hidrelétricas.

A partir dos casos nacionais de empreendimentos de exploração implantados em áreas de floresta da região amazonica também podem ser extraídas algumas observações finais:

- Embora todos os empreendimentos tenham sido implantados numa epoca em que a legislação ambiental ainda não estava consolidada, os mesmos foram objeto de iniciativas corretivas de gestão ambiental no decorrer dos anos, cabendo destaque para o Projeto Urucu que desde o início foi concebido segundo modalidades que visavam restringir a ocupação da área;
- Dentre as práticas adotadas, a criação de UCs e TIs nas áreas ao redor de alguns dos empreendimentos analisados desponta como iniciativa importante na contenção do avanço de atividades causadoras de impacto e degradação ambiental como o desmatamento;
- A criação de FLONAS nas áreas dos empreendimentos permitiu compatibilizar em seu interior a preservação ambiental com a exploração sustentável do minério, mostrando-se também uma iniciativa importante na contenção da degradação ambiental;

- O compartilhamento na gestão das UCs entre empresas e órgão ambiental desponta como mecanismo de sucesso para garantir a preservação ambiental da área;
- O envolvimento de equipes de pesquisadores e do Banco Mundial contribuíram para o aprimoramento das ações de mitigação e gestão;
- Emergem no entanto em algumas destas experiências alguns aspectos negativos que contribuíram para a geração de conflitos e, em certa medida, para o aumento dos impactos ambientais e sociais, notadamente: a pouca ou nenhuma participação das comunidades afetadas, inclusive na demarcação de UCs que acabou se sobrepondo às áreas das comunidades extrativistas; um reduzido aproveitamento do transporte hidroviário em contraposição à abertura de estradas e/ou ferrovias; a não consideração inicial dos problemas ambientais que poderiam derivar da logística de escoamento da produção, dentre outros.

Referências Bibliográficas

- ACEVEDO, R. **Camponeses e conflitos socioambientais na região do Trombetas**. Belém: NAEA, 2004.
- ACEVEDO, R.; CASTRO, E. **Negros do Trombetas: guardiões de matas e rios**. Belém: Cejup/UFPa/NAEA, 1998.
- ACEVEDO, V. **Amazonía contemporánea: fronteras y espacio global. Comentarios al dossier de ICONOS**. Revista de Ciencias Sociales (Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales), Quito, n. 25. p. 119-130, 2006.
- AIPP, 2013. **A experiência de povos indígenas da Ásia com as políticas de empréstimos financeiros das instituições financeiras internacionais: Uma síntese seleta**. Disponível em: <http://www.forestpeoples.org/fr/node/4434>. Acesso em: 03/2015.
- ALCANTARA, L. A. G. **Sobre conservação, políticas de desenvolvimento e populações tradicionais no vale do rio Trombetas**. In: Anais do Congresso Internacional Interdisciplinar em Socia e Humanidades, 2012. v. 1. p. 50. Congresso Internacional Interdisciplinar Em Sociais E Humanidades, Niterói, 2012.
- ALLIN, S.R.F. **An Examination of China's Three Gorges Dam Project Based on the Framework Presented in the Report of The World Commission on Dams**. Dissertação de Mestrado em Ciência de Questões Urbanas e Planejamento) – Faculdade do Virginia Polytechnic Institute and State University, EUA, 2004.
- ALMEIDA, W. S. **Coari Petróleo e Sustentabilidade**. Dissertação de Mestrado do Centro de Desenvolvimento Sustentável da Universidade de Brasília, Brasília, 2005.
- ALMEIDA, W. S.; SOUZA, N. M. **Avaliação das clareiras abertas na área florestal do Município de Coari/AM, utilizadas no apoio às tarefas de prospecção sísmica de petróleo**. In: Anais XIII Simpósio Brasileiro de Sensoriamento Remoto. Florianópolis, p. 6565-6572. XIII SIMPÓSIO BRASILEIRO DE SENSORIAMENTO REMOTO, Florianópolis, 2007.
- ALMEIDA, W. S.; SOUZA, N. M. **Coari Petróleo e Sustentabilidade – um exemplo amazônico**. Revista do Programa de Pós-Graduação em Meio Ambiente e Desenvolvimento. Editora UFPR, n. 17, p. 69-92, jan./jun. Curitiba, 2008.
- ALVEZ, F. **Qual o futuro do maior município minerador do Brasil**. Revista Brasil Mineral. n. 345. 92p. São Paulo, 2014.
- AMARAL, M. **Dentro da Floresta, a Vale tem pressa**. 2012. Disponível em: <http://www.oeco.org.br/reportagens/26684-dentro-da-floresta-a-vale-tem-pressa>. Acesso em: 14/12/2014.
- ANDERSON, E. P.; PRINGLE, C. M.; FREEMAN, M. C. **Quantifying the extent of river fragmentation by hydropower dams in the Sarapiquí River Basin, Costa Rica**. In: Aquatic Conservation: Marine Freshwater Ecosystem, v.18, p. 408–417, 2008.

ANDERSON, E. P.; PRINGLE, C. M.; ROJAS, M. **Transforming tropical rivers: an environmental perspective on hydropower development in Costa Rica**. In: Aquatic Conservation: Marine Freshwater Ecosystem, v.16, p. 679–693, 2006.

ANDRADE, L. **Terras Quilombolas em Oriximiná: pressões e ameaças**. Comissão pró-indio, 1 Ed., 41p. São Paulo, 2011.

ANDRITZ HYDRO. HidroNews n.21, p.2, 2012.

ARIAS, L. **Construction of Central America's biggest hydroelectric dam is nearly finished in Costa Rica**. 2014. Disponível em: <http://www.ticotimes.net/2014/12/19/construction-of-central-americas-biggest-hydroelectric-dam-is-nearly-finished-in-costa-rica>. Acesso em: 09/04/2015.

ATKINSON, M.; MULRENNAN, M.E. **Local Protest and Resistance to the Rupert Diversion Project**. Artic, v. 62, n. 4, p. 468-480, 2009.

AURECON GROUP. Disponível em: <http://www.aurecongroup.com/en/projects/water/nam-theun-2-hydroelectric-project.aspx>. Acesso em: 03/2015.

BANCO MUNDIAL E STEA. **Lao PDR Environment Report**. Vientiane, Lao PDR, 2005.

BANCO MUNDIAL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate**. (Em Três Volumes). Volume III: Anexos Técnicos. Relatório No. 40995-BR. Escritório do Banco Mundial no Brasil, Estudo Econômico e Setorial, Região da América Latina e Caribe. 2008.

BANCO MUNDIAL. **Licenciamento Ambiental de Empreendimentos Hidrelétricos no Brasil: Uma Contribuição para o Debate**. (Em Três Volumes). Volume I: Relatório Síntese. Relatório Nº 40995-BR. Escritório do Banco Mundial no Brasil, Estudo Econômico e Setorial, Região da América Latina e Caribe. 2008.

BANCO MUNDIAL. **Map of Area of Project Activities**. 2010. Disponível em: <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/vn-trung-son-map.pdf>. Acesso em: 19/04/2015.

BANCO MUNDIAL. **Map of General Project Area**. 2010. Disponível em: <http://www.worldbank.org/content/dam/Worldbank/document/vn-trung-son-map-project-area.pdf>. Acesso em: 19/04/2015.

BANCO MUNDIAL. **Energizing Sustainable Development: Energy Sector Strategy of the World Bank**. Code 2011-0021. E&E Publishing. 2011.

BANCO MUNDIAL. **Trung Son Hydropower Project: Meeting Growing Energy Demands**. 2012. Disponível em: <http://www.worldbank.org/en/news/feature/2012/11/20/trung-son-hydropower-project-meeting-growing-energy-demands>. Acesso em: 14/04/2015.

BANCO MUNDIAL. **Latest Implementation Status & Result**. 2014.

BANCO MUNDIAL. **Vietnam**. 2015. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/en/country/vietnam>> Acesso em: 14/04/2015.

BANCO MUNDIAL. **Safeguards Policies**. 2015. Disponível em: <http://web.worldbank.org/wbsite/external/projects/extpolicies/extopmanual/0>. Acesso em: 07/2015.

BANCO MUNDIAL. 2015. Disponível em: <http://www.worldbank.org/en/topic/hydropower/overview>. Acessado em: 22/06/ 2015.

BDA. BANCO DE DESENVOLVIMENTO ASIÁTICO. **Summary Environmental and Social Impact Assessment**. Laos People's Democratic Republic, 2004.

BDA. BANCO DE DESENVOLVIMENTO ASIÁTICO. **Sector Assistance Program Evaluation For The Energy Sector In Lao People's Democratic Republic**. Vientiane, Lao PDR, 2010.

BECKER, B. K. **Uma visão de futuro para o coração florestal da Amazônia**. In: CGEE. (Org.). Um projeto pra a Amazônia no século 21: Desafios e contribuições. Brasília: CGEE, 2009, v. 1, p. 225-242.

BEHRENS, C.; GLOVER, C. **U.S Energy: Overview and Key Statistics**. Congressional Research Service. 33p. Washington, 2011.

BÉRUBE, M. **A sustainable approach to public participation in large hydroelectric projects**. In: The 5th Concept Symposium on Project Governance Valuing the Future - Public Investments and Social Return. Canada, 2012.

BID. BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. **Reasentamiento involuntario en los proyectos del BID: principios y lineamientos**. Washington D.C., 1999.

BID. BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. **Chaglla hydroelectric project draft environmental and social strategy**. 2010. Disponível: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=35552352>. Acesso em: 25/04/2015.

BLACKMAN, A.; WOODWARD, R. T. **User financing in a national payments for environmental services program: Costa Rican hydropower**. Ecological Economics, v.69, p.1626–1638, jun. 2010.

BOSSHARD, P. **Laos' Nam Theun 2 Dam Starts Illegal Operation**. In: The Huffington Post. 2010. Disponível em: http://www.huffingtonpost.com/peter-bosshard/laos-nam-theun-two-dam-st_b_509834.html. Acesso em: 03/2015.

BOZELLI, R.; ESTEVES, F.; ROLAND F. **Lago Batata: Impacto e Recuperação de um Ecossistema Amazônico**. Rio de Janeiro: Sociedade Brasileira de Limnologia; UFRJ, Instituto de Biologia, 2000.

BRASIL. **Resolução nº 331 5 de dezembro de 1986**. Disponível em: <http://legis.senado.gov.br/legislacao/ListaPublicacoes.action?id=130795>. Acesso em: 05/11/2014.

BRASIL. **Decreto nº 98.704 de 27 de dezembro 1989**. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1980-1989/D98704.htm. Acesso em: 05/11/2014.

BRASIL. **Decreto nº 1.298 de 27 de outubro de 1994.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/D1298.htm. Acesso em: 05/11/2014.

BRASIL. **Decreto nº 2.486 de 2 de fevereiro de 1998.** Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2486.htm. Acesso em: 15/10/2014.

BRASIL. Arquivo Nacional. **Conselho Interministerial do Programa Grande Carajás.** 2010. Disponível em: http://www.an.gov.br/sian/Multinivel/Exibe_Pesquisa.asp?v_CodReferencia_ID=1032451. Acesso em: 14/04/2015.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Peace River Site C Hydro Project: pre-consultation discussion guide and feedback form.** 2007. Disponível em: www.bchydro.com/site.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Summary: Stage 1 Review of Project Feasibility.** 2007. Disponível em: www.bchydro.com/site.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **BC Hydro Response to Treaty 8 Tribal Association's Submission on Stage 2 Consultation.** 2009. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Stage 2 Report: Consultation and Technical Review.** 2009. Disponível em: www.bchydro.com/site

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Project Description Site C Clean Energy Project.** 2011. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Regional and Local Government Liaison Summary Report: Regional and Local Government Liaison Committee (June 2010 – September 2011) and Local Government Technical Engagement (June 2010 – October 2011).** 2011/2012. Disponível em: <http://www.bchydro.com/>. Acesso em: 02/2015

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Project Definition Consultation - Discussion Guide and Feedback Form.** 2012. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Clean Energy Project - Project Definition Consultation, Fall 2012, Consultation Summary Report.** 2013. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Environmental Impact Statement, Executive Summary.** 2013. Disponível em: <http://www.bchydro.com/>. Acesso em: 02/2015.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Environmental Assessment Process.** 2014. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Information Sheet: Aboriginal Consultation and Engagement.** 2014. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Information Sheet: Worker Accommodation Overview.** 2014. Disponível em: www.sitecproject.com.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Site C Clean Energy Project: Business Case Summary**. 2014. Disponível em: www.sitecproject.com. Acesso em: 12/2014.

BC Hydro. British Columbia Hydro and Power Authority. **Monthly Field Studies Summary**. 2015. Disponível em: <https://www.sitecproject.com/sites/default/files/march-2015-field-studies-summary.pdf>. Acesso em: 03/2015.

BUNKER, S. **Da castanha-do-pará ao ferro: os múltiplos impactos dos projetos de mineração na Amazônia brasileira**. In: Coelho, M.; Monteiro, M. (Org.). *Mineração e reestruturação espacial na Amazônia*, p. 105-140. Belém: NAEA, 2007.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Audiência Pública N°: 0472/06 da Comissão da Amazônia, integração nacional e desenvolvimento regional**. Data: 25/4/2006.

CANADA. **Comprehensive Study List Regulation - SOR/94-638**. 1994.

CANADA. **Canadian Environmental Protection Act - S.C. 1999, c. 33**. 1999.

CANADA. **Exclusion List Regulation -SOR/2007-108**. 2007.

CANADA. **Establishing Timelines for Comprehensive Studies Regulations - SOR/2011-139**. 2011.

CANADA. **Canadian Environmental Assessment Act - S.C. 2012, c. 19, s. 52**. 2012.

CANADA. **Canadian Environmental Assessment Act, 2012**. Disponível em <http://www.ceaa.gc.ca/default.asp?lang=En&n=D75FB358-1>. Acesso em: 03/2015.

CANADA. **Cost Recovery Regulations -SOR/2012-146**. 2012.

CANADA. **Prescribed Information for the Description of a Designated Project Regulations - SOR/2012-148**. 2012.

CANADA. **Regulations Designating Physical Activities - SOR/2012-147**. 2012.

CARDOSO, R. F. **Licenciamento Ambiental De Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil: Estudo de Caso do Sistema de Transmissão do Madeira**. Tese de Doutorado em Planejamento Energético. Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

CEAA. CANADIAN ENVIRONMENTAL ASSESSMENT AGENCY. **A Guide to Understanding the Canadian Environmental Assessment Agency (CEAA)**. 2011. **Canadian Environmental Assessment Act: An Overview**. 2004. Disponível em: <http://www.ceaa-acee.gc.ca>.

CHINA NATIONAL ENERGY ADMINISTRATION & CHINA NATIONAL RENEWABLE ENERGY CENTRE. **12th Five-Year Plan for Renewable Energy Development**. 2012. Disponível em: <http://en.cnrec.info/>.

CHINA THREE GORGES CORPORATION. Disponível em: <http://www.ctg.com.cn>. Acesso em: 05/2015.

CIA – THE WORLD FACTBOOK. Disponível em: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/la.html>. Acesso em: 03/2015.

COELHO, M.; CUNHA, H. **Reflexões sobre o futuro dos assentados e das populações quilombolas em áreas de mineração na Amazônia Oriental**. In: Coelho, M.; Monteiro, M. (Org.). *Mineração e reestruturação espacial na Amazônia*, p. 263-281. Belém: NAEA, 2007.

COELHO, M.; MONTEIRO, M. FERREIRA, B.; BUNKER. **Impactos ambientais da estrada de ferro Carajás no sudeste do Pará**. In: Teixeira; Beisiegel (Org.). *Carajás: geologia e ocupação humana*, p. 414-465. Belém: Museu Paraense Emílio Goeldi, 2006.

COELHO, M. C. N. et al. **Trajetórias históricas das duas mineradoras na Amazônia: CVRD e Caemi/Antunes**. Disponível em: <http://goo.gl/boVyK>. Acesso em: 13/07/2009.

COES. COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL. **Informe de diagnostico de las condiciones operativas del SEIN período 2013-2022**. Lima: Relatorio, Dirección de Planificación de Transmisión, 2011.

COSTA RICA. **Ley Florestal. Nº7575**. San José, Costa Rica, fevereiro de 1996.

COTA, R. **Carajás: a invasão desarmada**. Petrópolis: Vozes, 1984. 164 p.

CRUZ, A. P. O.; SOUSA, J. S.; BASTOS, M. N. C.; BARBOSA, C. V. O. **Passiflora (Passifloraceae) na Província Petrolífera de Urucu, Coari, Amazonas, Brasil**. Rodriguésia, Rio de Janeiro, v. 64 n. 1 jan./mar. 2013.

CVRD - COMPANHIA VALE DO RIO DOCE. **Ações Ambientais e Sociais da Companhia Vale do Rio Doce no Estado do Pará**. 1999.

DESCLOUX, S.; GUEDANT, P.; HOMMACHANH, D.; LUTHI, R. **Main features of the Nam Theun 2 hydroelectric project (Lao PDR) and the associated environmental monitoring programmes**. EDF, 2014.

DEVERNAY, J-M. **TNC Workshop**. 2014.

DIXON, J. A.; TALBOT, L. M.; LE MOIGNE, G. J. M. **Dams and the environment: considerations in World Bank Projects**. World Bank technical paper; n. WTP 110. Washington, D.C.: The World Bank, 1989.

DNPM. **Arrecadação CFEM**. Disponível em: https://sistemas.dnmp.gov.br/arrecadacao/extra/Relatorios/arrecadacao_cfem.aspx. Acesso em: 15/03/2015.

DORCEY, T.; STEINER, A.; ACREMAN, M.; ORLANDO, B. (ORG.). **Large dams: learning from the past looking at the future - workshop proceedings, Gland, Switzerland, April 11-12, 1997**. Proceedings. Washington, D.C. : The World Bank, 1997. **EARTH SYSTEMS. Initial Environmental Examination Report**. 2014.

EdL. 2015. Disponível em: <http://www.edl.com.la/>. Acesso em: 26/05/2015.

EdL. **Planning Office Finance Department**. 2012.

ÉGRÉ, D.; ROQUET, V.; DUROCHER, C. **Monetary benefit sharing from dams: A few examples of financial partnerships with Indigenous communities in Québec (Canada)**. International Journal of River Basin Management, v.5 i.3, p. 235-244, sep. 2006.

EPA. **Environmental Protect Act**. Hydroelectricity. 2013. Disponível em: <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-and-you/affect/hydro.html>. Acesso em: 19/05/2015.

EUA. **Energy Policy Act**. 2005. Disponível em: http://energy.gov/sites/prod/files/2013/10/f3/epact_2005.pdf. Acesso em: 19/05/2015.

EVN. **Project Information Document - Concept Stage**. Socialist Republic of Vietnam. 2007.

FAS. FEDERAL AMERICAN SCIENTISTS. **Hydropower: Federal and Nonfederal Investment**. Disponível em: <https://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42579.pdf>. Acesso em: 22/05/2015.

FEITOSA, A. **O programa Grande Carajás no contexto da Amazônia Oriental**. Boletim de Geografia da Universidade Estadual de Maringá. Ano 06. n°1. Maringá, 1988.

FERC. FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. **Hydroelectric Licensing under the Federal Power Act**. 2003. Disponível em: <http://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/072303/H-1.pdf>. Acesso em: 20/05/2015.

FERC. FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. **Code of Federal Regulations (CFR)**. 2012. Disponível em: <http://www.ferc.gov/help/faqs/cfr.asp>. Acesso em: 18/05/2015.

FERREIRA, P. **O sistema de licenciamento ambiental e o desafio econômico – proposta para o estado de São Paulo**. Tese de Doutorado em Engenharia. Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

FERREIRA, S. O. F.; MARTINS, M. B.; PRUDENTE, A. L. C.; MONTAG, L. F. A.; MONNERAT, M. C. ; CABRAL, P. R. ; ROSÁRIO, D. A. P. **Biodiversidade na Província petrolífera de Urucu**. PETROBRAS. CENPES. Rio de Janeiro, 2008.

FORTIN, P. **The hydro industry and the Aboriginal people of Canada: Paving the way for new relationships**. Hydropower & Dams i. 3, p. 47-50, ago. 2001.

FRANZINI, A. M. **Etnoecologia do peixe boi da Amazônia (Trichechus inunguis) na província petrolífera de Urucu, Amazonas, Brasil**. Dissertação de Mestrado em Ciências do Ambiente e Sustentabilidade na Amazônia. Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2008.

FUMES, F. G.; AGUERA, V. M.; WANDER, F. JR.; WILLIAM, H. I. **Curta análise de alguns impactos sociais e ambientais da exploração e produção de petróleo na Amazônia**. Revista Ciências do Ambiente On-Line, v. 2, n. 2, ago. 2006.

GAO, S. **The Three Gorges Project: Development and Environmental Issues**. In: Macalester Faculty Development International Seminar, Macalester College, EUA, 2006.

GAWORA, D. **Urucu: Impactos sociais, ecológicos e econômicos do projeto de petróleo e gás Urucu no Estado do Amazonas**. 441 p. Manaus: Valer, 2003.

GISTELINCK, F. **Carajás: usinas e favelas**. 173 p. São Luis, 1988.

GLEICK, P.H. **Three Gorges Dam Project, Yangtze River, China**. *The World's Water 2008-2009*. p. 139-150.

GOODLAND, R.; IRWIN, H. **A selva amazônica: do inferno verde ao deserto vermelho**. 160 p. São Paulo: Itatiaia, 1975.

GOVERNMENT OF CANADA. **Aboriginal Consultation and Accommodation. Updated Guidelines for Federal Officials to Fulfill the Duty to Consult**. Minister of the Department of Aboriginal Affairs and Northern Development Canada. ISBN 978-1-100-20350-8. 2011. Disponível em: <http://www.aadnc-aandc.gc.ca>.

GUERRA, G. **O posseiro da fronteira: campesinato e sindicalismo no sudeste paraense**. 1.ed. 169 p. Belém: UFPA/NAEA, 2001.

HALES, D. F. **Nam Theun Dam**. In: [World Watch Magazine](http://www.worldwatch.org/node/577), v.18, n. 3., maio/jun. 2005. Disponível em: <http://www.worldwatch.org/node/577>. Acesso em: 03/2015.

HALL, A. **Amazônia desenvolvimento para quem? Desmatamento e conflito social no programa grade Carajás**. 300p. Rio de Janeiro: Zahar, 1991.

HERMES, G. **A Amazônia: da borracha, ano 1900, às hidrelétricas, minérios e o Grande Carajás, ano 2000**. 480p. Brasília, 1981.

HYDRO QUEBEC. **Summary of Knowledge Acquired in Northern Environments from 1970 to 2000**. 2001.

HYDRO QUEBEC. **Eastmain-1-A Powerhouse and Rupert Diversion – Impact Assessment – Summary Report**. 2004.

HYDRO QUEBEC. **Romaine Complex Environmental Impact Statement Summary**. 2008.

HYDRO QUEBEC. **Eastmain-1-A and Sarcelle Powerhouses and Rupert Diversion**. 2011.

HYDRO QUEBEC. **Sustainable Development Action Plan 2013–2016**. 2013.

HYDRO QUEBEC. 2015. Disponível em: <http://www.hydroquebec.com/generation/centrale-hydroelectrique.html>. Acesso em: 10/04/2015.

IBAMA. **Plano de Manejo da Floresta Nacional de Saracá-Taquera**. Estado do Pará – Brasil. 708 p. Curitiba, 2001.

IBAMA. **Plano de manejo para uso múltiplo da floresta nacional de Carajás**. 2003. Disponível em: http://www.icmbio.gov.br/portal/images/stories/imgs-unidades-coservacao/FLONA_carajas.pdf. Acesso em: 10/12/2014.

ICE. **Índice de Cobertura Eléctrica**. San José, Costa Rica, 2014.

ICE. **Plan de Expansion de la Generacion Eléctrica Periodo 2014-2035**. San José, Costa Rica, 2014.

ICEM. **Biodiversity and Development of the Hydropower Sector: Lessons from the Vietnamese Experience – Volume I.** Socialist Republic of Vietnam, 2010.

BID. BANCO INTERAMERICANO DE DESENVOLVIMENTO. **Reventazón Hydropower Project - Environmental and Social Management Report (ESMR).** 2012. Disponível em: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=36879354>. Acesso em: 09/04/2015.

IHA. **Hydropower Sustainability Protocol.** International Hydropower Association, London, 2010.

IHA. 2015. Disponível em: <http://www.hydrosustainability.org/>. Acesso em: 28/06/2015.

INDEX MUNDI. **Vietnam Geography Profile 2014.** 2014. Disponível em: http://www.indexmundi.com/vietnam/geography_profile.html. Acesso em: 14/04/2015.

INPE. **Estimativas de desmatamento nos municípios do estado do Pará.** Disponível em: <http://www.dpi.INPE.br/prodesdigital/prodesmunicipal.php>. Acesso em: 12/03/2015.

INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA. **Ampliação do Estudo Específico sobre Padrões de Boro em Efluentes para o Lançamento em Corpos Hídricos, em Outros Países.** Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia - Programa de Planejamento Energético. PPE/COPPE/UFRJ. PPE 10982-A. 2008.

INTERNATIONAL RIVERS. **Laos.** Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/campaigns/laos>. Acesso em: 03/2015.

INTERNATIONAL RIVERS. **Letter from International Rivers to Nam Theun 2 Power Company.** 2012. Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/resources/letter-from-international-rivers-to-nam-theun-2-power-company-february-2012-3054>. Acesso em: 03/2015.

INTERNATIONAL RIVERS. **Nam Theun 2 Dam.** Disponível em: <http://www.internationalrivers.org/campaigns/nam-theun-2-dam>. Acesso em: 03/2015.

INTERNATIONAL RIVERS. **The New Great Walls: a Guide to China's Overseas Dam Industry. Second edition.** 2012. Disponível em: <http://internationalrivers.org>.

INTERTECHNE. **Previsão de antecipar em 9 meses a geração da UHE Chaglla.** 2014. Disponível em: http://www.intertechne.com.br/index.php?option=com_content&task=view&id=702&Itemid=2. Acesso em 25/04/2015.

IPAM. **Plano Estadual de Prevenção, Controle e Alternativas ao Desmatamento do Estado do Pará.** 2008. Disponível em: <http://www.ipam.org.br/revista/Plano-Estadual-de-Prevencao-Controle-e-Alternativas-ao-Desmatamento-do-Estado-do-Para/148>. Acesso em: 14/01/2015.

ISA. **ICMBio autoriza expansão da Vale em Carajás.** 2014. Disponível em: <http://uc.socioambiental.org/noticia/icmbio-autoriza-expansao-da-vale-em-carajas>. Acesso em: 05/03/2015.

ISA. **Mineração em Unidades de Conservação na Amazônia brasileira.** São Paulo: Instituto Socioambiental, 2006. 178p.

IUCN. **Tana river, Kenya: integrating downstream values into hydropower planning**. 2003. In: Integrating Wetland Economic Values into River Basin Management.

JOIN REVIEW PANEL. **Report of the Joint Review Panel – Site C Clean Energy Project**. Published under the authority of the federal Minister of the Environment, Government of Canada and the B.C. Minister of Environment, Her Majesty the Queen in Right of Canada Government of British Columbia. 2014.

LAO PDR. National Assembly. **Environmental Protection Law**. April 3, 1999, Vientiane, Lao PDR.

LAO PDR. National Assembly. **Law on Electricity**. April 12, 1997, Vientiane, Lao PDR.

LAO PDR. National Assembly. **Law on Water and Water Resources**. October 11, 1996, Vientiane, Lao PDR.

LAO PDR. Prime Minister's Office. **Decree on Environmental Impact Assessment**. February 18, 2010, Vientiane, Lao PDR.

LAO PDR. **The Seventh Five-year National Socio-Economic Development Plan (2011-2015)**. Vientiane, Lao PDR. 2011.

LEDEC, G.; QUINTERO, J. D. **Good dams and bad dams: environmental criteria for site selection of hydroelectric projects**. Latin America and Caribbean Region Sustainable Development working paper series; n. 16. Washington, DC: World Bank Group, 2003.

LEE, P. G.; HANNEMAN, M.; CHENG, R. **Hydropower Developments in Canada: Number, Size and Jurisdictional and Ecological Distribution**. Edmonton, Alberta: Global Forest Watch Canada, 2012 n.2. 64 p.

LESLIE, J. **Large Dams Just Aren't Worth the Cost**. In: The New York Times. 2014. Disponível em: http://www.nytimes.com/2014/08/24/opinion/sunday/large-dams-just-arent-worth-the-cost.html?_r=1. Acesso em: 03/2015.

LEYEN, B. C. **Ecoeficiência na exploração e produção de petróleo e gás em regiões de florestas tropicais úmidas: o caso da Petrobras na Amazônia**. Dissertação de Mestrado em Planejamento Energético. Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

LIHI. Disponível em: lowimpacthydro.org. Acesso em: 18/06/2015.

LOUIS BERGER. **Nam Theun 2 Hydroelectric | Laos**. Disponível em: <http://www.louisberger.com/our-work/project/nam-theun-2-hydroelectric-laos>. Acesso em: 03/2015.

MACHADO, R.; MACHADO, M. **Implantação do projeto Trombetas Na Amazônia: de 1962 a 1972**. In: 62º Congresso Anual da ABM, Vitória, 2007.

MAGRINI, A. **Metodologia de avaliação de impacto ambiental: o caso das usinas hidrelétricas**. 1992. Tese de doutorado. Instituto de Pós-Graduação e Pesquisa em Administração, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1992.

MAGRINI, A.; SZKLO, A.; HASSAN, A.; VEIGA, L. HENRIQUES, R.; SILVA, R. **Estudo das condições e padrões de lançamento de efluentes em outros países: descrição do gerenciamento de recursos hídricos nos Estados Unidos e na França, com ênfase nas condições e padrões de lançamento de efluentes.** 3º Relatório. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 2006.

MAINUSCH, J.; TAUSZIG, J.; YAN, D.; VISIAN. **Watershed management in Lao PDR - a case study of the opportunities for hydropower and forestry.** Laos and Thailand, 2009.

MARQUES, G.; I, MARQUES. **Grande mineração e população local na Amazônia brasileira.** In: Empreendimentos econômicos e população local em regiões de florestas tropicais. I Encontro Lusófono em Economia, Sociologia, Ambiente e Desenvolvimento Rural, 2013.

MARTINS, F.; MEDONÇA, M. **Floresta Nacional de Carajás: compatibilizando a mineração com a conservação.** 581-591 p. In: Bensuran, N.; Prates, A. (Org.). A diversidade cabe na unidade? Áreas protegidas no Brasil. Brasília: IEB, 2014.

MASCARENHAS, G. **Aspectos Ambientais na Elaboração do Plano de Aproveitamento Econômico - (P.A.E.).** In: Curso de Controle da Poluição na Mineração: Alguns Aspectos. Brasília: MME-DNPM, 1986.

MAUNSELL E LAHMEYER INTERNATIONAL. **Overview of Lao Power Sector.** In: Power System Development Plan – Final Report, v. A. p. 21-35. Lao PDR, 2004,

MCELWEE, C. R. II. et al. **The Environmental Impact Assessment in China: The First Step Toward Compliant Operations.** International Environmental Law Committee Newsletter, v. 10, n. 4, p. 21-25, ago. 2008.

MENEZES, A. L. **Gasoduto Urucu-Coari-Manaus: Impactos Ambientais e Sociais no Município de Manacapuru.** Dissertação de Mestrado em Geografia Física. Faculdade de Filosofia, Letras e Ciências Humanas, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

MILANEZ, B. **Costa Rica: o verdadeiro ouro do futuro.** 2014. In: Malerba, J. (org.). Diferentes formas de dizer não: Experiências de resistência, restrição e proibição ao extrativismo mineral. Rio de Janeiro: Fase, 2014. p. 93-113.

MINAE; S; MOPT; MAG; MEIC. **Reglamento General sobre los Procedimientos de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).** Nº 31849.

MINAET. **Agenda del Agua Costa Rica 2013 – 2030.** 2013.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. **Elaboracion de resúmenes ejecutivos y fichas de estudios de las centrales hidroelectricas con potencial para la exportación a Brasil..** Dirección General de Electricidad – DGE. Lima, 2007.

MINISTRY OF ENVIRONMENT, ENVIRONMENTAL ASSESSMENT OFFICE. **Site C project granted environmental assessment approval.** Information Bulletin. 2014.

MINISTRY OF THE ENVIRONMENT. **Decision Statement Issued under Section 54 of the Canadian Environmental Assessment Act, 2012.** 2014. Disponível

em: <http://energeticcity.ca/wp-content/uploads/2014/10/Federal-Site-C-Conditions.pdf>. Acesso: 01/2015.

MONTEIRO, M. **Meio século de mineração industrial na Amazônia e suas implicações para o desenvolvimento regional**. Estudos Avançados, São Paulo, v. 19 n. 53, p. 187-207, jan./apr. 2005.

MONTEIRO, M.; TEIXEIRA, S. **Mineração Industrial e a Estabilidade de Assentamentos Rurais no Sudeste do Estado do Pará, Brasil**. In: III Encontro da ANPPAS, Brasília, 2006.

MRN. **Mineração Rio do Norte: uma grande empresa**. 2015. Disponível em: https://www.mrn.com.br/sala_noticias/press.html. Acesso em: 14/03/2015.

MRN. **Porto Trombetas**. 2015. Disponível em: https://www.mrn.com.br/quem_somos/portotrombetas.html. Acesso em: 14/03/2015.

MRN. **Relatório anual de sustentabilidade 2013**. 2014. Disponível em: <http://www.mrn.com.br/Relatorios/Relat%C3%B3rio%20GRI%202013.pdf.pdf>. Acesso em: 10/03/2015.

MYDANS, S. **A Massive Dam, Under Way in Laos, Generates Worries**. 2006. In: The New York Times. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2006/06/26/world/asia/26laos.html?pagewanted=all&r=0>. Acesso em: 03/2015.

NASCIMENTO, J. G. Disponível em: http://www.sifloresta.ufv.br/bitstream/handle/123456789/4189/Tese-Parte1_Jorge-Glauco-Nascimento.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 15/05/2015.

NATIONAL PEOPLE'S CONGRESS OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA. Disponível em: <http://www.npc.gov.cn/>.

NATIONAL PEOPLE'S CONGRESS OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA. **Environmental Impact Assessment Law of the People's Republic of China**. 2003.

NATIONAL PEOPLE'S CONGRESS OF THE PEOPLE'S REPUBLIC OF CHINA. **Environmental Protection Law of the People's Republic of China**. 2014.

NATUREMADE. Disponível em: <http://www.naturemade.ch/>. Acesso em: 18/06/2015.

NSC - LAO STATISTICS BUREAU. Disponível em: <http://www.nsc.gov.la/en/index.php>. Acesso em: 03/2015.

NTPC. 2015. Disponível em: www.namtheun2.com. Acesso em: 03/2015.

ONU. ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. **Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente**. Disponível em: <http://nacoesunidas.org/agencia/pnuma/>. Acesso em: 30/06/2015.

OPPERMAN, J. J.; HARRISON, D. L. **Pursuing Sustainability and Finding Profits: Integrated Planning at the System Level**. The Nature Conservancy, Paper n. 093. USA, 2008.

PASH. Disponível em: <http://www.hydrosustainability.org/>. Acesso em: 22/06/2015.

PERU. **D. S. Nº 019-2009-MINAM Reglamento de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental**. Publicado el 25 de Setiembre de 2009.

PERU. **Decreto Legislativo Nº 1078 Modificatoria de la Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental**. Publicado el 28 de Junio de 2008.

PERU. **Decreto Supremo nº 29 – 94**. 1994. Disponível em: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGGAE/ARCHIVOS/LEGISLACION/DS-029-94.pdf>. Acesso em: 26/04/2015.

PERU. **Ley Nº 27446 Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental**. Publicada el 23 de Abril de 2001.

PETROBRAS. **Diretrizes de Sustentabilidade para as atividades de exploração e produção da PETROBRAS na Amazônia**. Rio de Janeiro, 2006. 23 p. Disponível em: http://www.hotsitespetrobras.com.br/diretrizes/diretrizes_print.pdf.

PETROBRAS. **Diretrizes Gerais de Gerenciamento Ambiental da PETROBRAS: Plano Diretor de Gerenciamento Ambiental para a Região Amazônica**. Relatório Interno, DESEMA, 498/89. 1989. Citado por da Silva, K. A. em: <http://slideplayer.com.br/slide/350771/>. Acesso em: 09/06/2015.

PETROBRAS. Disponível em: <http://sites.petrobras.com.br/minisite/urucu/urucu.html>. Acesso em: 06/05/2015.

PETROBRAS. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/gasodutos/urucu-coari-manaus.htm>. Acesso em: 07/05/2015.

PIAGENTINI, P.; FAVARETO, A. **Instituições para regulação ambiental: o processo de licenciamento ambiental em quatro países produtores de hidroeleticidade**. Desenvolvimento e Meio Ambiente, v. 30, p. 31-43, jul. 2014.

PIETROSEMOLI, L.; MONROY, C. R. **The impact of sustainable construction and knowledge management on sustainability goals. A review of the Venezuelan renewable energy sector**. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2013. Disponível em: www.elsevier.com/locate/rser. Acesso em: 08/08/2013.

PIMENTA, D. **Da Europa às Américas: uma breve análise comparativa do procedimento de avaliação de impacto ambiental adotado no Brasil, Estados Unidos da América e Portugal**. Revista do Instituto do Direito Brasileiro, Lisboa, Ano 1 (2012), n. 3, p. 1667-1718, sept. 2012.

PINHEIRO, C. **Extratativismo, cultivo e privatização do Jaborandi (*pilocarpus microphyllus*) no maranhão, Brasil**. Acta Bot. Bras., São Paulo, v.16 n. 2, p. 141-150, apr. 2002.

PINTO, L. **Carajás: o ataque ao coração da floresta**. Rio de Janeiro: Marco Zero, 1982. 114 p.

PIQUET, R. P. S. **Os Efeitos Multiplicadores da Indústria Brasileira de Petróleo**. Revista Paranaense de Desenvolvimento, Curitiba, n.123, p. 81-97, jul./dez. 2012.

QUEBEC. **Certificate of Authorization Ref. no.: 3214-10-17, Re: Eastmain-1-A Powerhouse and Rupert Diversion Project.** 2006.

QUEBEC. **Eastmain-1-A and Rupert Diversion Hydropower Project - Report by the Provincial Review Committee to the Administrator of Chapter 22 of the James Bay and Northern Québec Agreement.** Government of Quebec. 2006.

QUEBEC. **Eastmain-1-A and Rupert Diversion Hydropower Project.** 2011. Disponível em: <http://www.dfo-mpo.gc.ca/reports-rapports/eastmain/eastmain-eng.htm> e <http://www.hydroquebec.com/sebj/en/eastmain-1-a-carte.html>. Acesso em: 21/05/2015.

RAISG. **Amazônia sob Pressão.** 2012. 68p. Disponível em: http://raisg.socioambiental.org/system/files/AmazoniaSobPressao_28_03_2013.pdf. Acesso em: 12/04/2015.

REIS, R. **O maior projeto de bauxita da Amazônia completa 35 anos.** Revista Brasil Mineral, São Paulo, n. 345, 92p, out. 2014.

RICHTER, B. D.; THOMAS, G. A. **Restoring environmental flows by modifying dam operations.** Ecology and Society, 12, 2007.

ROUX, D.; SEELOS, K. **Building on Partnerships with Indigenous Communities.** Disponível em: http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_seelos_paper.pdf. Acesso em: 26/03/2015

RUIZ, M. M. **Atividade Petrolífera e os seus efeitos na cobertura vegetal no Estado do Amazonas.** Dissertação de Mestrado em Ciências do Ambiente. Programa de Pós-Graduação em Ciências do Ambiente e Sustentabilidade, Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2010.

SANT'ANA, S. R.; REGO M. A. M. **Desenvolvimento sustentável em exploração e produção de petróleo e gás na Amazônia brasileira – estudo de caso Petrobrás.** Disponível em: www.aedb.br/seget/arquivos/artigos04/164_ARTIGO.doc. Acesso em: 13/05/2015.

SANTOS, B. **Recursos minerais da Amazônia. Estudos avançados.** [online]. 2002, vol.16, n.45, p. 123-152.

SANTOS, D.; BARRETO, G. **Unidades de Conservação Estaduais do Pará na Região da Calha Norte do Rio Amazonas.** 2.ed. Belém: Imazon, 2012.

SANTOS, F. S.; MENDES-OLIVEIRA, A. C. **Diversidade de mamíferos de médio e grande porte da região do rio Urucu, Amazonas, Brasil.** Biota Neotrop. Campinas, v. 2, n. 3, jul./sept.2012. Disponível em: <http://www.biotaneotropica.org.br/v12n3/pt/abstract?inventory+>.

SANTOS, J. **Território em transe: a Floresta Nacional de Carajás. Congresso da Associação Nacional dos Estudantes de Pós Graduação – ANPPAS.** Florianópolis, 2010. Disponível em: <http://www.anppas.org.br/encontro5/cd/artigos/GT16-43-16-20100903195758.pdf>.

SEGUNDO, C. E. I.; RIBEIRO, M. J. B.; ROCHA, E. P. **Levantamento preliminar da hidrografia da bacia do Rio Urucu**. Universidade Federal do Pará s/d. Disponível em: www.cbmet.com/cbm.../22-d3312922135101ac2b721a000a9a3d4c.doc. Acesso em: 21/05/2015.

SEIXAS, A. C. S.; BARRETO, E. O.; SIQUEIRA, F. W. T.; OLIVEIRA, J. S.; TEIXEIRA, M. J. M.; SILVA, R. P. G.; CORRÊA, S. S. **O projeto trombetas no baixo Amazonas paraense: produção do espaço em reestruturação espacial no município de Oriximiná**. In: Anais XVI Encontro Nacional dos Geógrafos. XVI Encontro Nacional dos Geógrafos – Crise, práxis e autonomia: espaços de resistência e de esperanças; espaço de diálogos e práticas, 2010, Porto Alegre., jul. 2010.

SERVIÇO FLORESTAL BRASILEIRO. **Gestão das florestas públicas. Relatório 2006**. 132. Brasília, 2007.

SEVÁ, A. O. F. **Análise preliminar técnica e ambiental da produção e do escoamento de óleo e gás em Urucu, Amazonas, Brasil, com informe sobre algumas contingências políticas**. 1999. Disponível em: http://www.ifch.unicamp.br/profseva/relat_urucu_seva_set99.PDF. Acesso em: 20/05/2015.

SEVÁ, A. O. F. **Foto da Província Petrolífera de Urucu**. UNICAMP. s/data.

SHU, G. **The Three Gorges Project: Development and Environmental Issues**. Macalester International. v. 18. 2007. Disponível em: <http://digitalcommons.macalester.edu/macintl/vol18/iss1/14>.

SILVA JR, O. M.; SANTOS, M. A. **Impactos ambientais da exploração de hidrocarbonetos na Amazônia: análise da província petrolífera de Urucu**. Boletim Amazônico de Geografia (on line), Belém, v. 01, n. 02, jul./dez. 2014.

SILVA L.; SOARES A. **Análise das experiências internacionais em avaliação de impacto ambiental**. In: . Anais do XLII Congresso da SOBER. XLII Congresso da SOBER, 2004, Cuiabá. Anais do XLII Congresso da SOBER.

SOLER, C. M. M. D. **A PETROBRÁS NA AMAZÔNIA: Dinâmicas Sócio-Econômicas vivenciadas por Trabalhadores no Município de Coari (AM)**. Tese de Doutorado em Desenvolvimento Socioambiental. Núcleo de Altos Estudos Amazônicos, Programa de Pós-Graduação em Desenvolvimento Sustentável do Trópico Úmido, Universidade Federal do Pará, Belém, 2007.

SOUSSAN, J.; NILSSON, M. **Final Report of Strategic Environmental Assessment of The Hydropower Master Plan In The Context Of The Power Development Plan VI**. Socialist Republic of Vietnam. 2009.

SOUZA, B.S., GOMES, VC., LIMA, FMC., SHIMIZU, S., SILVA, M.A. Banco Mundial. **Guia de Estudos Sinus**. 2014. Disponível em: <http://sinus.org.br/2014/wp-content/uploads/2013/11/BM-Guia-Online.pdf>

SOUZA, P. **Desigualdades espaciais e a questão tributária no entorno da Mineração Rio do Norte (PA)**. In: Coelho, M.; Monteiro, M. (Org.). Mineração e reestruturação espacial na Amazônia. Belém: NAEA, 2007. 281p.

SOUZA, P. **Valorizações das minas de bauxita e as (re) estruturas espaciais no médio Amazonas**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Geografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

SUPERINTENDÊNCIA DE PLANEJAMENTO E PESQUISA DA AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. 2010.

THE INDEPENDENT. **Nakai plateau: Dammed to Oblivion**. 2005. Disponível em: <http://www.independent.co.uk/environment/nakai-plateau-dammed-to-oblivion-531195.html>. Acesso em: 03/2015.

THE JAGUAR ACCESS GATEWAY PROJECT. Disponível em: <http://www.thejaguarproject.com>. Acesso em: 09/04/2015.

THE WORLD BANK GROUP. **Energy Strategy Approach Paper Sustainable Development Network**. 2009.

TNC. **The Next Frontier of Hydropower Sustainability: Planning at the System Scale**. 2013.

TOLEDO, V.M. **Povos/comunidades tradicionais e a biodiversidade**. In: Levin, S. et al., (eds.) Encyclopedia of Biodiversity. Academic Press, 2001. Instituto de Ecologia, UNAM, México, Tradução: Prof. Antonio Diegues,.

TORRES, R. C.; MOLLE JUNIOR, L.; FARIAS FILHO, J. R. **Evolução dos sistemas de gestão de segurança e meio ambiente na Petrobras**. In: Congresso Nacional de Excelência em Gestão, Niterói, 2002.

TRANH, D. **Good practices for hydropower development**. Indonesia. 2011.

TRUNG SON HP. 2013. Disponível em: <http://www.trungsonhp.vn/en>. Acesso em: 14/04/2015.

TU, D. T.; QUYNH, L. T. T. ; TU, P. Q. ; SINH, B. T. **Sustainability assessment of Vietnam's electricity planning**. Socialist Republic of Vietnam. 2011.

TULLOS, D. **Assessing the influence of environmental impact assessments on science and policy: An analysis of the Three Gorges Project**. Journal of Environmental Management. p. 1-16. 2008.

UNEP. **Compendium of Relevant Practices: Stakeholder Participation**. 53 p. Austria, 2006.

UNEP. **Proceedings of the first dams and development forum meeting**. 42 p. Nairobi, 2002.

UNEP. **Compendium of Relevant Practices for Improved Decision-Making, Planning and Management of Dams and Their Alternatives**. Compliance. 221 p. Washington, 2007.

UNEP. **Dams and Development Project (DDP). 2005. Final report phase 1. Covering the period November 2001 to December 2004**. Disponível em: <http://www.unep.org/dams/files/ddp.final.report.pdf>. Acesso em: 20/06/2015.

UNEP. **Dams and Development Relevant practices for improved decision-making: A compendium of relevant practices for improved decision-making on dams and their alternatives.** 192 p. Kenya, 2007.

UNEP. **Fifth Dams and Development Forum Meeting Proceedings.** 101p. Kenya, 2006.

VALE. **Projeto Ferro Carajás S11D: um novo impulso ao desenvolvimento sustentável do Brasil.** 2013. Disponível em: <http://www.vale.com/PT/initiatives/innovation/s11d/Documents/book-s11d-2013-pt.pdf>. Acesso em: 23/01/2015.

VALENTE, R.; SILVA, J.; STRAUBE, F; NASCIMENTO, J. (Org.). ALEIXO, A. **Carajás.** In: Conservação de aves migratórias Neárticas no Brasil. ed. Belém: Conservação Internacional, 2011, p. 96-99.

VALVERDE, O. **Grande Carajás: planejamento da destruição.** Rio de Janeiro: Forense universitária, 1989, 172 p.

VICENT, R.; JACOBI, C. ANTONINI, J. **A diversidade na diversidade.** Ciência hoje, v. 31. n. 185. p. 64.

VIRTANEN, M. **Hydropower in Lao PDR: The Taxable Transformation of Natural Resources.** University of Tampere, Finland. 2004.

WALSH PERU. **Estudio de impacto ambiental proyecto central hidroeléctrica chaglla chaglla.** 2010. 77p. Disponível em: <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getDocument.aspx?DOCNUM=36234118>. Acesso em: 25/04/2015.

WANDERLEY, L. **Conflitos e movimentos sociais populares em área de mineração na Amazônia brasileira.** Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Geografia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

WANG, C. **A guide for local benefit sharing in hydropower projects.** Social development papers; n. 128. Social sustainability and safeguard. Washington, DC: World Bank, 2012.

WANG, Y. MORGANB, R.K. CASHMORE, M. **Environmental impact assessment of projects in the People's Republic of China: new law, old problems.** Environmental Impact Assessment Review. v.23. p. 543–579. 2003.

WATTS, R. J. et al. **Dam reoperation in an era of climate change.** Marine and Freshwater Research, v. 62, p. 321–327, 2011.

WAYAKONE, S. E MAKOTO, I. **Evaluation of the Environmental Impacts Assessment (EIA) System in Lao PDR.** Journal of Environmental Protection, Vientiane, Laos. p. 1655-1670. 2012.

WEBB, W.; SIGAL, L. **Strategic environmental assessment in the United States.** Project Appraisal, 7(3), 137-141. 1992.

WORLD COMMISSION ON DAMS. **Dams and development a new framework for decision-making.** Londres, 2000. 356 p.

WORLD ENERGY COUNCIL. **World Energy Resources: Hydro**. 2013. Disponível em: www.worldenergy.org.

WRF. **Lavagem verde para a energia hidrelétrica**. In: Boletim 164. 2013. Disponível em: <http://wrm.org.uy/pt/artigos-do-boletim-do-wrm/secao1/lavagem-verde-para-a-energia-hidreletrica/>. Acesso em: 03/2015.

WRM. **Issue Number 93**. 2005. Disponível em: <http://www.wrm.org.uy/oldsite/bulletin/93/viewpoint.html>. Acesso em: 03/2015.

WWF DAMS INITIATIVE. **Dams and freshwater ecosystems – repairing the damage**. 2004.

WWF DAMS INITIATIVE. **To dam or not to dam? Five years on from the World Commission on Dams**. 2005.

WWF DAMS INITIATIVE. 2015. Disponível em: http://wwf.panda.org/what_we_do/footprint/water/dams_initiative/. Acesso em: 22/06/2015.

WWF. **Hydropower and the environment: Towards better decision-making**. In : United Nations Symposium on Hydropower and Sustainable Development, Beijing, oct. 2004.

WWF. **Free-flowing rivers – Economic luxury or ecological necessity?**. Project number 2085/fev. 2006.

WWF. **A Roadmap for a Living Planet**. 2008.

WWF. 2015. Disponível em: <<http://wwf.panda.org/>>. Acesso em: 22/06/2015.

XU, X.; TAN, Y.; YANG, G. **Environmental impact assessments of the Three Gorges Project in China: issues and interventions**. Earth-Science Reviews, v.124. p.115-125. 2013.

YOUMEI, L. **Hydropower and Sustainable Development in China**. Chinese Academy of Engineering; President of Chinese National Committee on Large Dams. Disponível em: http://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_luyoumei.pdf.

ZHU, T.; LAM, K. C. **Environmental Impact Assessment in China**. Research Center for Strategic Environmental Assessment. Nankai University, China and Centre of Strategic Environmental Assessment for China, The Chinese University of Hong Kong. 2009.