

Programa C.5: Elaboração de Estudos de Avaliação dos Efeitos da Implantação de Empreendimentos Hidrelétricos na Região Hidrográfica do Rio Paraguai

Meta C.5.4: Elaborar estudos socioeconômicos e de energia na RH Paraguai, visando à avaliação de impactos comparativos entre produção energética, pesca e turismo

Relatório de Andamento 07: Diagnóstico de Socioeconomia e energia

ENERGIA NA RHP

Brasília - DF

Abril/2020



**AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS
MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO
REGIONAL**

**C.5 Elaboração de Estudos de Avaliação dos Efeitos da
Implantação de Empreendimentos Hidrelétricos na Região
Hidrográfica do Rio Paraguai**

**Meta C.5.4: Elaborar estudos socioeconômicos e de energia na RH
Paraguai, visando à avaliação de impactos comparativos entre
produção energética, pesca e turismo**

Relatório de Andamento 07: Diagnóstico de Socioeconomia e energia

ENERGIA NA RHP

Brasília - DF

Abril/2020



COORDENAÇÃO E ELABORAÇÃO

Agência Nacional de Águas

Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos (SPR)

Coordenação Geral

Sérgio Rodrigues Ayrimoraes Soares

Flávio Hadler Tröger

Coordenação Executiva

Luciana Aparecida Zago de Andrade

Márcio de Araújo Silva

Gaetan Serge Jean Dubois

Rosana Mendes Evangelista

Coordenação Temática

Alexandre Abdalla Araújo (Meta C.5.1 - Elaborar estudos hidrológicos)

Bolivar Antunes Matos (Meta C.5.1 - Elaborar estudos hidrológicos)

Marcelo Luiz de Souza (Meta C.5.2 - Elaborar estudos de qualidade da água)

Márcio de Araújo Silva (Meta C.5.3 - Elaborar estudos de ictiofauna, ictioplâncton e pesca)

Mariane Moreira Ravanello (Meta C.5.5 - Elaborar análise integrada multicritério)

Thiago Henriques Fontenelle (Meta C.5.4 - Elaborar estudos socioeconômicos e de energia)

Fundação Eliseu Alves

Coordenação Temática

Carlos Padovani – Embrapa Pantanal e Walter Collischonn (Meta C.5.1 - Elaborar estudos hidrológicos)

Marcia Divina – Embrapa Pantanal (Meta C.5.2 - Elaborar estudos de qualidade da água)

Agostinho Catella – Embrapa Pantanal e Andrea Bialecki – UEM Nupelia (Meta C.5.3 - Elaborar estudos de ictiofauna, ictioplâncton e pesca)

Maurício Amazonas – CDUS/UnB (Meta C.5.4 - Elaborar estudos socioeconômicos e de energia)

Equipe Socioeconomia

João Nildo Souza Vianna

Gabriel Leuzinger

Mauricio Amazonas

Zenaide Rodrigues Ferreira

Tainá Labrea Ferreira

Grupo de Acompanhamento do Plano da RH Paraguai - GAP

Segmento	Setor	Instituições	Nº	Indicações (Titular e Suplente)
Poder Público	Federal	Agência Nacional de Águas	1	Titular: Luciana Aparecida Zago de Andrade
				Suplente: Rosana Mendes Evangelista
		Ministério do Meio Ambiente	2	Titular: Leonardo Rodrigues Klosovski
				Suplente: a designar
		Ministério de Minas e Energia	3	Titular: Adriano Jerônimo da Silva
				Suplente: Marlian Leão de Oliveira
		Ministério dos Transportes	4	Titular: Deodoro Barbosa Rezende
				Suplente: Marcos de Souza Martins
		Ministério da Integração	5	Titular: Marlian Leão de Oliveira

				Suplente: Roberto Anselmo Rubert
		Fundação Nacional do Índio	6	Regina Nascimento Ferreira
		Embrapa Pantanal	7	Márcia Divina de Oliveira
		Secretaria de Estado de Meio Ambiente, Desenvolvimento Econômico, Produção e Agricultura Familiar - SEMAGRO	8	Leonardo Sampaio Costa
		Agência de Desenvolvimento Agrário e Extensão Rural	9	Carlos Henrique Lemos Lopes
		Secretaria de Estado do Meio Ambiente do Mato Grosso	10	Titular: Luiz Henrique Magalhães Noquelli
				Titular: Nédio Carlos Pinheiro
		Agência de Desenvolvimento Agrário e Extensão Rural	11	Juraci de Ozêda Ala Filho
Poder Público	Municipal	Consórcio Intermunicipal para o Desenvolvimento Sustentável da Bacia Hidrográfica do Taquari	12	Titular: Nilo Peçanha Coelho Filho
		Consórcio Nascentes do Pantanal		Suplente: Dariu Antonio Carniel
Usuários	Abastecimento/ Saneamento	Empresa de Saneamento do Estado de Mato Grosso do Sul - SANESUL	13	Dulcélya Monica de Queiroz Sousa
		Águas Cuiabá	14	Titular: Luciana Nascimento Silva Suplente: Édio Ferraz Ribeiro
	Irrigação/ Agropecuária	Federação da Agricultura e Pecuária do Mato Grosso - FAMATO	15	Titular: Lucélia Denise Perin Avi Suplente: Laura Garcia Venturi Rutz
		Federação da Agricultura e Pecuária do Mato Grosso do Sul - FAMASUL		16
		Federação dos Trabalhadores na Agricultura no Estado de Mato Grosso do Sul - FETAGRI	17	Titular: Valdinir Nobre de Oliveira Suplente: Orlando Luiz Nicolotti
	Pesca, Turismo e Lazer	Associação dos Atrativos Turísticos de Bonito e Região - ATRATUR	18	Eduardo Folley Coelho
		Sindicato dos Guias de Turismo de Mato Grosso - SINGTUR	19	Waldir Teles de Ávila

		Cooperativa de Pescadores e Aquicultores do Mato Grosso – COOPEAMAT	20	Titular: Claudionor Angeli
		Federação de Pescadores Profissionais de Mato Grosso do Sul		Suplente: Pedro Jovem dos Santos Júnior
	Indústria	Federação das Indústrias do Estado de Mato Grosso do Sul	21	Titular: Edemir Chaim Asseff Suplente: Érico Flaviano Coimbra Paredes
		Federação das Indústrias do Estado de Mato Grosso	22	Titular: Monicke Sant'anna Pinto de Arruda Suplente: Álvaro Fernando Cícero Leite
	Hidroeletricidade	Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – Abragel	23	Titular: Maria Aparecida Borges P.Vargas
				Suplente: Delfim José Leite Rocha
	Hidroviário	Confederação Nacional do Transporte	24	Titular: Paulo Delmar Leismann
Sociedade Civil	Organizações Não Governamentais	SOS Pantanal	25	Felipe Augusto Dias
				Breno Ferreira Melo (WWF)
		Associação Brasileira de Engenheiros Sanitaristas	26	Suzan Lannes de Andrade
		Fórum Nacional da Sociedade Civil nos Comitês de Bacias Hidrográficas - FONASC / Fundação Neotrópica do Brasil	27	Titular: Debora Calheiros (FONASC)
				Suplente: Reinaldo Lourival (Neotrópica)
	Organizações Técnicas de Ensino e Pesquisa	Universidade Federal de Mato Grosso do Sul	28	Synara Aparecida Broch
		Universidade Federal de Mato Grosso	29	Ibraim Fantin da Cruz (UFMT)
Organizações Indígenas	Povos Indígenas da BAP	30	Titular: Ideolfonso Boro Kuoda (Etnia Bororo)	
			Suplente: Valdinez Gabriel	

SUMÁRIO

1. Introdução	7
2. Metodologia	9
3. Caracterização da energia no mundo e no Brasil	11
4. Empreendimentos Hidrelétricos no Pantanal	19
4.1. Perfil energético dos estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.....	19
4.2. Caracterização Geral dos Empreendimentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Paraguai.....	22
4.3. Os Empreendimentos Energéticos na BHP no Contexto da Matriz Elétrica Nacional e da Segurança Energética	25
4.4. Aspectos Socioeconômicos dos Empreendimentos Hidrelétricos da BHP	25
4.4.1. Empregos e Salários gerados	26
4.4.2. Contribuição à Renda Local (PIB Municipal).....	30
4.4.2.1. Os Impactos Socioambientais e Econômicos dos Empreendimentos Hidrelétricos: Revisão de Literatura	30
4.4.2.2. Aspectos Tributários dos Empreendimentos Hidrelétricos	33
4.4.2.3. Análise Econométrica de Painel da existência de efeito da instalação de EH sobre a Renda Local (PIB Municipal)	38
4.4.2.4. Considerações.....	48
4.5. Aspectos Ambientais dos Empreendimentos Hidrelétricos da BHP	50
4.5.1. Impactos Ambientais.....	50
4.5.2. Mecanismos de transposição de barragens.....	51
4.5.3. Impacto dos Empreendimentos da BHP em Emissões Geradas e Evitadas frente o Aquecimento Global	54
4.6. Síntese dos indicadores desenvolvidos.....	57
5. Considerações Finais.....	66
REFERÊNCIAS.....	68

ENERGIA

1. Introdução

O planeta está aquecendo: 2017 e 2018 estão entre os anos mais quentes já registrados, sem influência de *el Niño*. O *Special Report on Global Warming of 1.5°C (IPCC-GIEC, 2018)* indica que a temperatura média do planeta já aumentou 1°C em relação à era pré-industrial. A concentração média de gases de efeito estufa (GEE) em maio de 2018 foi de 409,65 ppm e, seguindo o padrão sazonal, pode ultrapassar 415 ppm em maio de 2019 (NOAA, 2019).

A avaliação da totalidade dos NDC's (Contribuição Nacionalmente Determinada) de todos os países revela que, se todas as medidas mitigadoras forem implementadas, ainda assim elas serão insuficientes para alcançar as metas de redução de GEE previstas no Acordo de Paris. As metas contidas nos NDC's levariam a temperatura do planeta, numa condição mais otimista, a um aumento superior a 3°C, até 2050, o que significa sepultar todas as ambições de salvar o planeta de uma catástrofe ambiental global. O setor energético tem um papel central neste cenário global, uma vez que em 2018 foi responsável pela emissão mundial de 33,1 GtCO₂ (IEA, 2019).

O Brasil, em sua Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) ao Acordo de Paris (BRASIL, 2016; BRASIL, 2017), assume a responsabilidade de reduzir, até 2025, as emissões de GEE em 37%. Entre as medidas para alcançar estas metas e a aspiração de conter o aumento de temperatura em menos de 2°C, está a transição para uma matriz energética mais sustentável, que deverá privilegiar as energias renováveis. O Planejamento Decenal de Expansão de Energia do Brasil para 2029 estima que 3,97% da composição do parque elétrico seja de Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs, atingindo 9,05 GW de potência instalada em 2029 nesta modalidade de geração distribuída, não só para cumprir papel social e econômico em comunidades isoladas, mas também para potencializar benefícios que resultam deste tipo de empreendimento tanto para futuro do Sistema Elétrico nacional quanto para suas estratégias de operação (EPE, 2019).

Devido a um complexo sistema de otimização operacional adotado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a energia gerada pelas UHE deve, preferencialmente, ser consumida na região onde é gerada e só o excedente ser

disponibilizado para outros submercados do Sistema Interligado Nacional (SIN). Atendendo ao consumo local, a PCH poupa a UHE para despacho ao SIN. Desta forma, as PCHs, mesmo que não façam parte dos despachos ao SIN, devido sua vocação para atendimento aos submercados locais, emergem com uma importância nacional, devido a sua contribuição para superar as limitações sazonais e espaciais inerentes às energias renováveis. Associado a esta contribuição para a segurança energética do sistema integrado, a operação das PCHs ajuda a reduzir a utilização das usinas térmicas poluidoras, evitando emissão de GEE e particulados, extremamente agressivos à saúde (OCDE, 2014).

A expansão de PCHs pode integrar uma estratégia portadora de futuro, em um mundo em transição para energias renováveis, como ambiciona o Acordo de Paris. Sua composição com a energia solar e/ou eólica pode contribuir para segurança energética da geração distribuída, atributo que pode lhe proporcionar maior protagonismo neste tipo de geração. Por sua vez, nesse processo de transição tem-se assistido à rápida ascensão e barateamento de custos das energias renováveis eólica e solar, reduzindo-se comparativamente a atratividade econômica da geração por fontes hidrelétricas relativamente a estas.

Assim, apesar deste reconhecido potencial de expansão, as PCHs carecem de estudos que permitam identificar os efeitos das mudanças climáticas na sua eficiência, na incorporação de novas tecnologias na sua utilização e nos seus custos, o barateamento das fotovoltaicas e eólicas, sua complementariedade, e a mitigação dos impactos negativos. Por estas razões, a rigorosa identificação dos impactos negativos e positivos, seus efeitos cumulativos e suas repercussões vistos de forma holísticas/sistêmicas, abrem caminhos para desenvolver métodos e meios para mitigá-los e/ou potencializá-los.

Na Bacia Hidrográfica do Paraguai (BHP) existem atualmente 47 PCH/CGHs em operação, 11 em construção ou em fase de implantação e outras 112 em fase de planejamento e estudos, totalizando 170 pequenas unidades geradoras na BHP, segundo dados disponíveis na Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) e na Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além destas unidades, são contabilizadas na BHP dez empreendimentos com potência instalada superior a 30 MW: sete UHE em operação, uma UHE com construção não iniciada, um eixo disponível e uma UHE com projeto básico aceito. O conjunto dos empreendimentos utilizando os recursos hídricos da BHP totalizam 180 hidrelétricas dos mais diversos portes.

Desta forma, as PCHs têm um papel estratégico que vai muito além da geração distribuída, que por si só já cumpre as metas do Objetivo 7 da Agenda 2030 da ONU. São empreendimentos que têm uma aderência às dimensões da sustentabilidade local e global, e é neste contexto que seus impactos positivos e negativos, suas vantagens e desvantagens, devem ser analisados.

O objetivo deste estudo é caracterizar este conjunto de empreendimentos da forma mais detalhada possível, de maneira que, além de fornecer subsídios técnicos para outras áreas de estudo, ofereça uma visão sistêmica dos possíveis impactos gerados, desde a sua construção até a sua operação, considerando do contexto regional ao nacional.

2. Metodologia

Em primeiro lugar, no presente estudo faz-se uma caracterização do setor de energia no Brasil e no mundo. Identifica-se qual a situação atual da geração de energia, em especial da energia elétrica. Analisam-se também cenários futuros, com foco na tendência do crescimento das energias renováveis, notadamente a eólica, a solar e a hidrelétrica. Os compromissos com as ambições do Acordo de Paris, sua capilarização do global para o local, serão consideradas.

É feita em seguida uma caracterização do setor de energia elétrica dos estados do Mato Grosso e do Mato Grosso do Sul, estados onde está localizada a BHP. Entender a dinâmica da energia nestes estados é fundamental para se compreender como as PCHs da BHP se inserem no contexto regional. Isso permite entender também a relação entre o contexto energético regional e o nacional, considerado dentro do funcionamento do SIN.

A fase seguinte da pesquisa consta da identificação e localização das diversas bases de dados de várias instituições. Em seguida, a atualização dos dados: de situação atual, localização, tensão de transmissão, potência instalada e área alagada dos 180 empreendimentos; a partir desta complementação dos dados, promover uma identificação e classificação tão rigorosa quanto possível de todos os Empreendimentos Hidrelétricos da BHP. Os dados técnicos e operacionais do conjunto dos Empreendimentos, foco deste trabalho, encontram-se disseminados em diversas bases de dados aninhadas em diversos órgãos e instituições. Para complementar as informações contidas na relação dos Empreendimentos fornecida pela ANA consultadas as seguintes bases de dados:

- Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico - SIGEL - <http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>.
- Consulta Processual da ANEEL - <http://www.aneel.gov.br/consulta-processual>
- Biblioteca Virtual da ANEEL - <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>

Para avaliar os prováveis impactos no período de construção, torna-se necessário criar indicadores socioeconômicos que permitam estimar um número aproximado de trabalhadores não especializados envolvidos nas obras de construção dos Empreendimentos Hidrelétricos, PCHs, CGHs e UHE, bem como a massa salarial paga a estes trabalhadores. O indicador que permite uma “Estimativa de Mão de Obra” a ser empregada no empreendimento, foi obtido relacionado o número de empregados (GUANHÃES ENERGIA, 2013; BORGES e MAIRA, 2009) contratados durante a construção com a potência instalada em empreendimentos de vários portes. Além destas informações da bibliografia, foram obtidos dados de 10 empreendimentos da BHP, por meio de questionários individuais, solicitados de todas usinas em operação.

Para construção do indicador “Estimativa de Massa Salarial”, tendo em vista que as informações dos salários pagos não foram fornecidas pelos empreendedores nos formulários enviados, relacionou-se a massa salarial pagas aos trabalhadores, descritas na literatura (TIAGO. et al, 2008), à potência instalada da usina.

Estes dois indicadores, embora sejam uma estimativa, são relevantes para oportunizar uma avaliação sistêmica, uma vez que, com a duração da obra de aproximadamente dois anos, a contratação formal da mão de obra local ou externa ao município pode ter forte influência sobre os equipamentos municipais durante este período. Da mesma forma, quando da desmobilização da mão de obra, após a conclusão da obra (GUANHÃES ENERGIA, 2013).

Estes indicadores foram validados por meio de pesquisa junto a algumas PCHs da BHP. Embora os dados sobre geração de emprego ao longo da operação da usina tenham sido fornecidos, nenhuma das PCHs que aceitou participar da pesquisa forneceu dados sobre a massa salarial disponibilizada durante a construção das usinas.

Considerando o dinamismo inquestionável das energias renováveis, suas mudanças tecnológicas e o progresso na escala de produção, bem como a aceitação pela sociedade e os compromissos internacionais, será realizada uma análise de oportunidades de utilização de outros tipos de energia, como solar e eólica para geração distribuída.

Por último, serão analisados o alinhamento destes Empreendimentos com a política energética brasileira e sua relevância para segurança energética do Estado e o desenvolvimento regional, bem como quanto ao seu alinhamento com a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) e aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável constantes da Agenda 2030 da ONU. Para executar esta etapa, inicialmente serão determinadas as energias disponíveis e estimada e a geração anual de cada unidade geradora hidrelétrica. Considerando que, em um quadro de déficit energético, a inexistência destas PCHs seria compensada pelo acionamento das usinas termoeletricas (UTH) para suprir a demanda de energia, e sendo as emissões destas muito mais elevadas, serão estimadas as emissões que seriam evitadas com a geração pelas PCHs, dentro do cenário de participação das diferentes fontes projetado pela EPE para 2029 em seu Plano Decenal. Assim, as emissões de carbono evitadas serão calculadas comparando-se as emissões ao longo do ciclo de vida das usinas hidrelétricas, com as emissões ao longo do ciclo de vida das demais energias que irão compor a expansão da matriz energética brasileira até 2029. Considerando o caráter indicativo do presente estudo, optou-se por uma metodologia consolidada (MME-EPE, 2010) para estimar a geração anual, partindo da potência instalada para calcular a potência disponível, utilizando o índice de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e o índice de Indisponibilidade Programada (IP), recomendados por BRACIER (MME-EPE, 2010).

3. Caracterização da energia no mundo e no Brasil

A matriz energética mundial ainda é composta majoritariamente por fontes fósseis, sobretudo petróleo e gás natural (ver Figura 1). A pequena participação das energias renováveis se dá principalmente pelos biocombustíveis, como o etanol e o biodiesel. Contudo, analisando a evolução do consumo mundial de energia, percebe-se uma clara tendência de crescimento na participação das fontes renováveis e de queda das fontes fósseis, principalmente a partir da década de 2010 (Ver Figura 2).

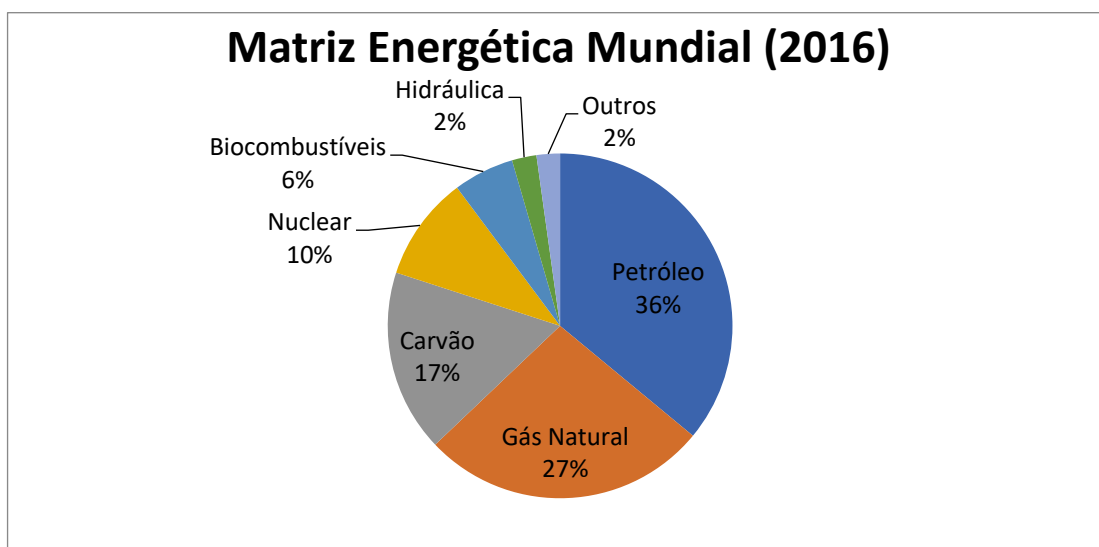


Figura 1 – Matriz energética mundial (2016). Fonte: Elaborado pelos autores com base em www.iea.org.

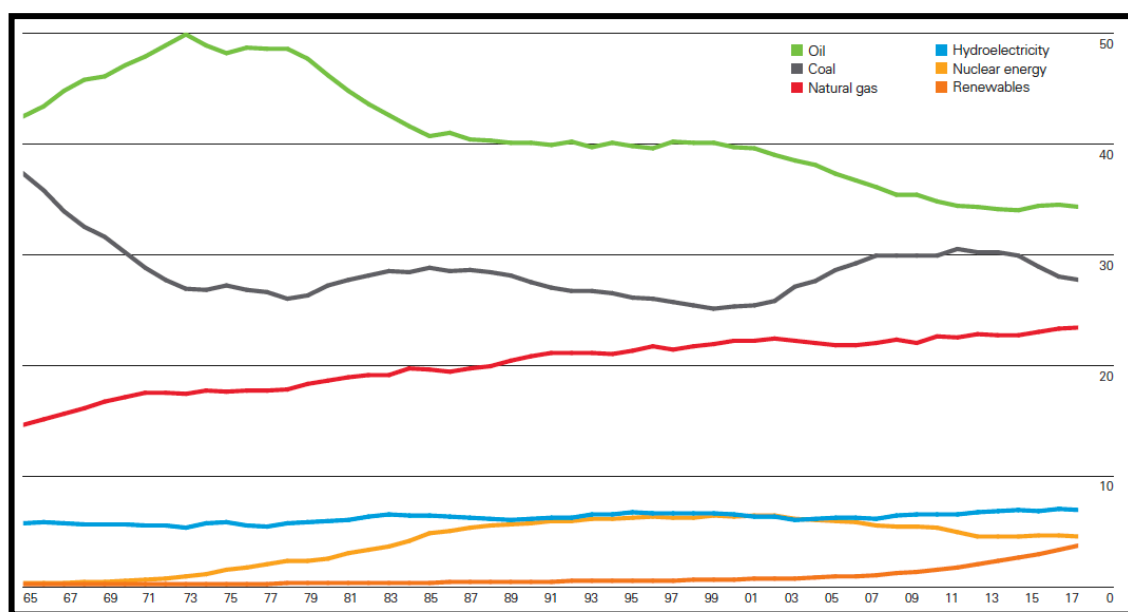


Figura 2 – Percentual do consumo de energia por fonte de 1965 a 2017. Fonte: www.bp.com.

A Agência Internacional de Energia (IEA) entende que a participação das fontes renováveis continuará aumentando consideravelmente nos próximos anos. O REN21 (2018) corrobora este entendimento. A IEA projeta que as renováveis aumentarão sua participação de na matriz energética mundial de menos de 10% em 2017, para 16% em 2040, no cenário conservador. Destes 16%, 52% seriam de fontes hidrelétricas, 23% eólicas e 9% solares. Já projeções da indústria de fontes renováveis estimam que a

participação destas fontes na matriz energética mundial deverá chegar a 55% em 2040. A *Bloomberg New Energy Finance* (BNEF) projeta que mais de 60% da matriz energética elétrica mundial será composta por fontes renováveis em 2040 (EIA, 2016; REN21, 2017; BNEF, 2016).

No que diz respeito aos investimentos, as energias renováveis têm demonstrado o mesmo vigor que o crescimento da potência instalada. Estes investimentos aumentaram de US \$ 63 bilhões em 2006 para US \$ 279 bilhões em 2011, caindo para 274 bilhões em 2016 (REN21, 2018). A partir daí os investimentos se estabilizaram enquanto a capacidade instalada registrou um aumento de 17% em 2016, em relação a 2014 (Figura 3). Esta estabilização foi resultado da redução dos preços das instalações (REN 21, 2014) devido exatamente ao significativo aumento da escala de produção e da diminuição dos riscos devido a previsibilidade de mercado ascendente. Outro fator que pode ter contribuído adicionalmente para mudança na inclinação da curva de investimentos é a substituição gradativa dos investimentos públicos pelos privados. Desta forma, o setor empresarial entendeu que as energias renováveis deixam de ser um ideal para ser uma vigorosa oportunidade de negócios.

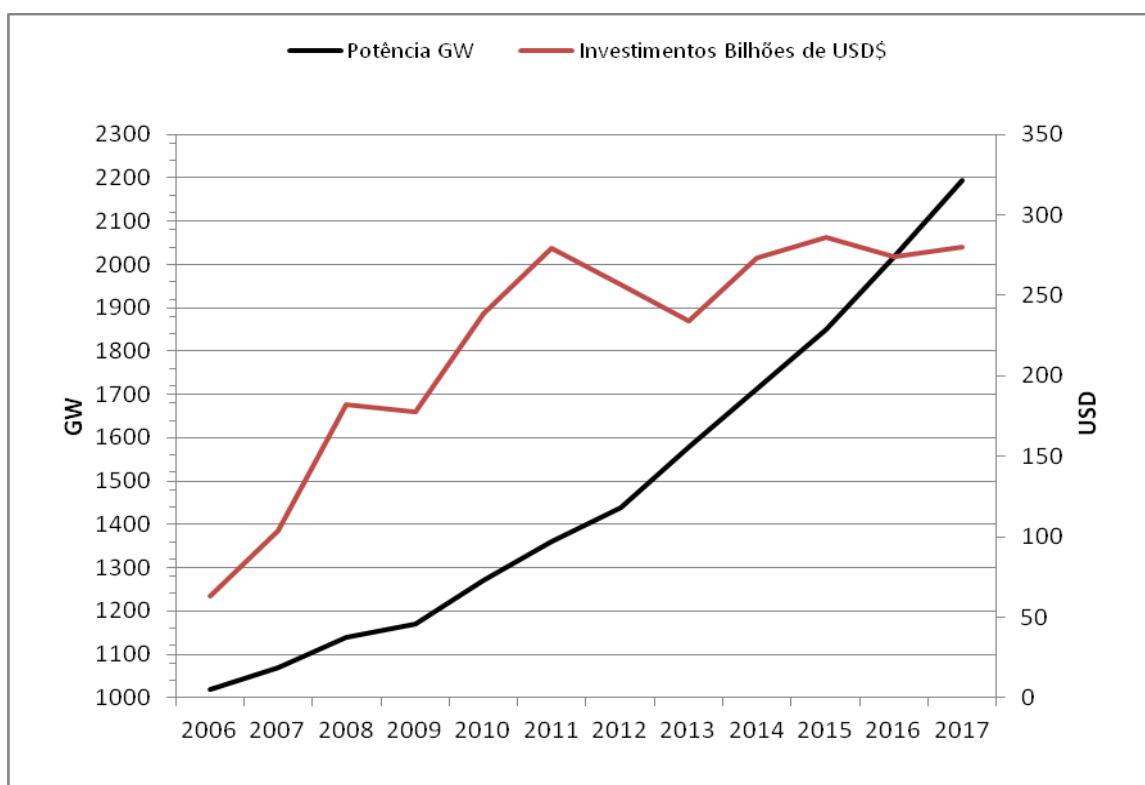


Figura 3 - Investimentos em energias renováveis e potência instalada. Fonte: Elaborada pelos autores com base em REN21-2018.

Quando se desacopla o crescimento das energias solar e eólica de todas as renováveis, constata-se que muitas das projeções feitas para estas duas modalidades ficaram abaixo do observado na realidade (ver Figuras 4 e 5); as taxas de crescimento real superam as expectativas. A maior parte das instituições, incluindo a IEA, subestimou a queda no preço destas tecnologias e o consequente aumento de sua utilização, ocorrido especialmente na última década. Verifica-se, inclusive, que as energias eólica e solar já estão entre as mais baratas no mundo, superando o carvão e o petróleo e se igualando ao gás natural. A energia hidrelétrica, apesar de também ser barata, é uma tecnologia madura. Por isso, ela apresenta pouco espaço para futura redução de custos, ao contrário de tecnologias emergentes como a eólica e a solar, que ainda apresentam forte tendência de queda dos custos (LAZARD, 2017; REN21, 2017) e incorporação de novas tecnologias, de materiais e controle operacional, com fortes impactos na eficiência energética e nos custos.

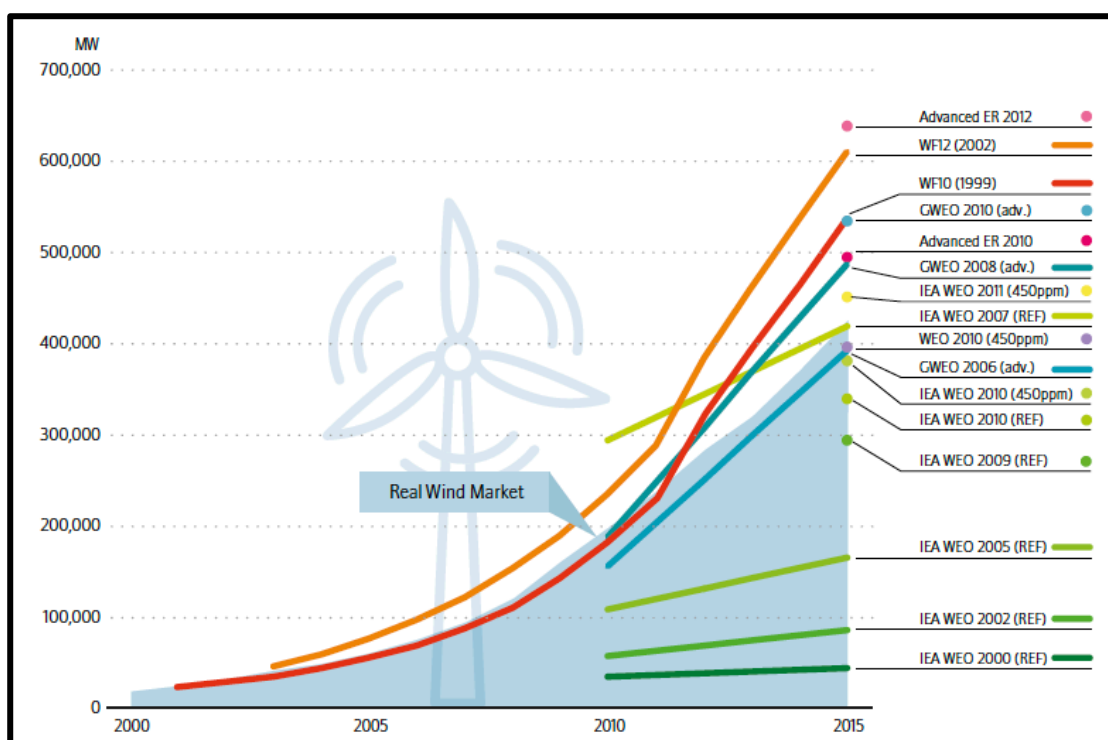


Figura 4 – Projeções da energia eólica versus mercado real. Fonte: REN21 (2017).

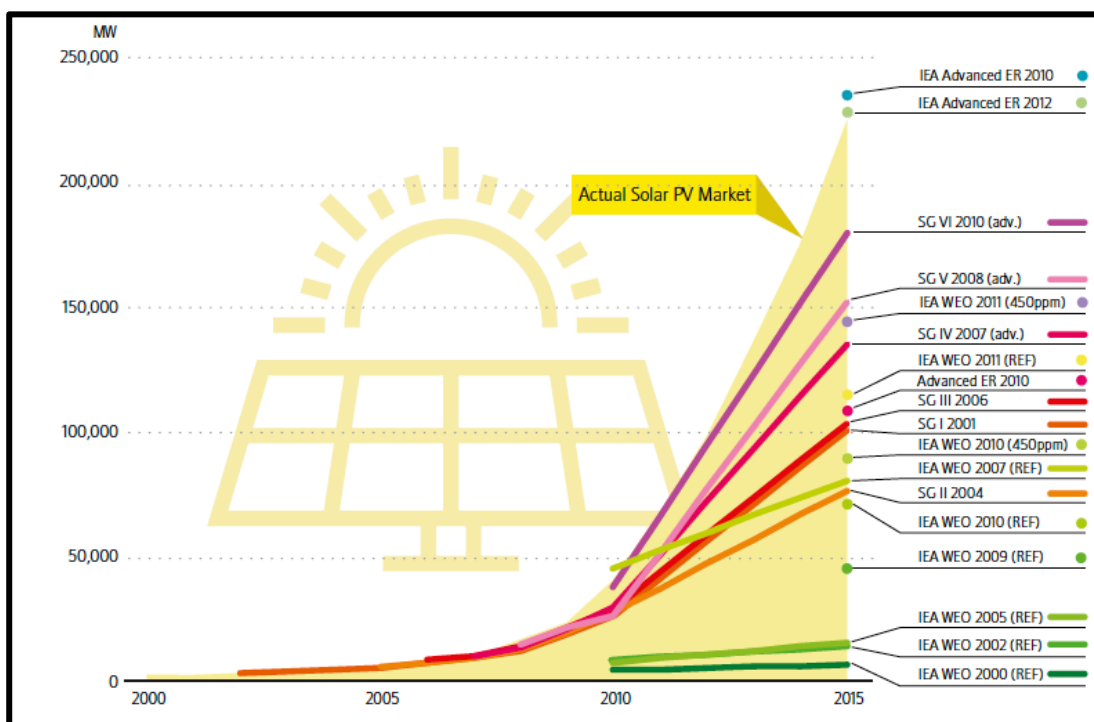


Figura 5 – Projeções da energia solar versus mercado real. Fonte: REN21 (2017)

Olhando especificamente para o caso brasileiro, nota-se que a produção de energia primária ainda está muito concentrada em combustíveis fósseis, notadamente o petróleo e o gás natural (Figura 6). Contudo, há uma participação considerável das fontes renováveis na matriz energética, principalmente em função da grande utilização de usinas hidrelétricas na geração de eletricidade, bem como no uso dos biocombustíveis nos transportes (EPE, 2017).

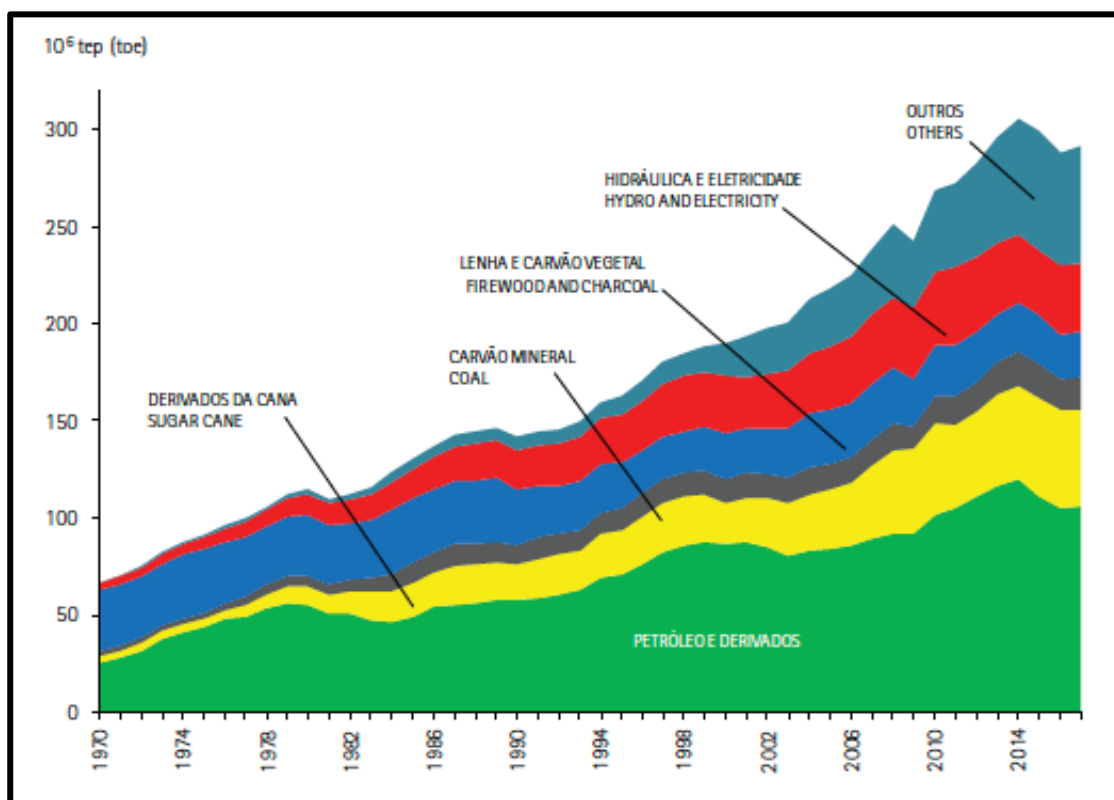


Figura 6 – Produção de energia primária no Brasil de 1970 a 2016. Fonte: EPE (2017).

A energia eólica e a solar ainda participam de forma reduzida na matriz energética brasileira. Considerando apenas a matriz energética elétrica, verifica-se que, em junho de 2018, a energia eólica respondia por 8,85% da capacidade instalada no Brasil, enquanto a energia solar era responsável por apenas 1,10%. A hidrelétrica, por sua vez, domina a matriz elétrica brasileira, respondendo por 64,01% da capacidade instalada, sendo que 60,41% são UHEs, 3,17%, PCHs e 0,43% CGHs (ANEEL, 2019).

Apesar da pequena participação na matriz energética elétrica brasileira, a capacidade instalada de energia eólica no Brasil, 14,4 GW, em 2018, é a oitava maior do mundo. Em primeiro lugar está a China com 188,4 GW (2017). Com relação à energia solar, entretanto, o Brasil ainda se encontra bem longe do top 10 mundial, que tinha a Espanha no décimo lugar de 2017 com uma capacidade instalada de 5,6 GW, enquanto a brasileira estava em 1,8 GW, em 2018. A China tem a maior capacidade instalada de energia solar: 131,1 GW (ABSOLAR, 2018; REN21, 2018).

Apesar de pequena, a geração fotovoltaica de energia mostra uma forte tendência de crescimento no Brasil. A potência instalada de geração fotovoltaica centralizada (sem considerar a geração distribuída) duplicou em 2018, saindo de 0,9 GW em 2017 para 1,8 GW em 2018, conforme previsto pela Associação Brasileira de Energia Solar

Fotovoltaica (ABSOLAR) (2018). Isso significa a instalação de mais de 1 GW de energia solar fotovoltaica, caso se inclua também a geração distribuída.

Projeções da BNEF (2016) indicam que a energia solar fotovoltaica representará 32% da matriz energética elétrica brasileira em 2040, superando as fontes hídrica (29%) e eólica (12%). Este aumento seria possível em função da redução do custo dos painéis fotovoltaicos em conjunto com a evolução das tecnologias de armazenamento de energia, onde as hidrelétricas desempenham esta função de armazenamento. A previsão da EPE, no PDE 2029, é que em 2029 a energia solar centralizada represente 4,68% da capacidade instalada do Brasil, as PCHs 3,97%, e a eólica 17,32%. (EPE, 2019). A EPE também prevê uma redução significativa na participação das hidrelétricas na matriz energética, de 64,47% em 2020 para 48,67% em 2029.

Verifica-se que, na questão do custo, as energias eólica e solar já estão mais baratas que as demais fontes no Brasil (Figura 7).

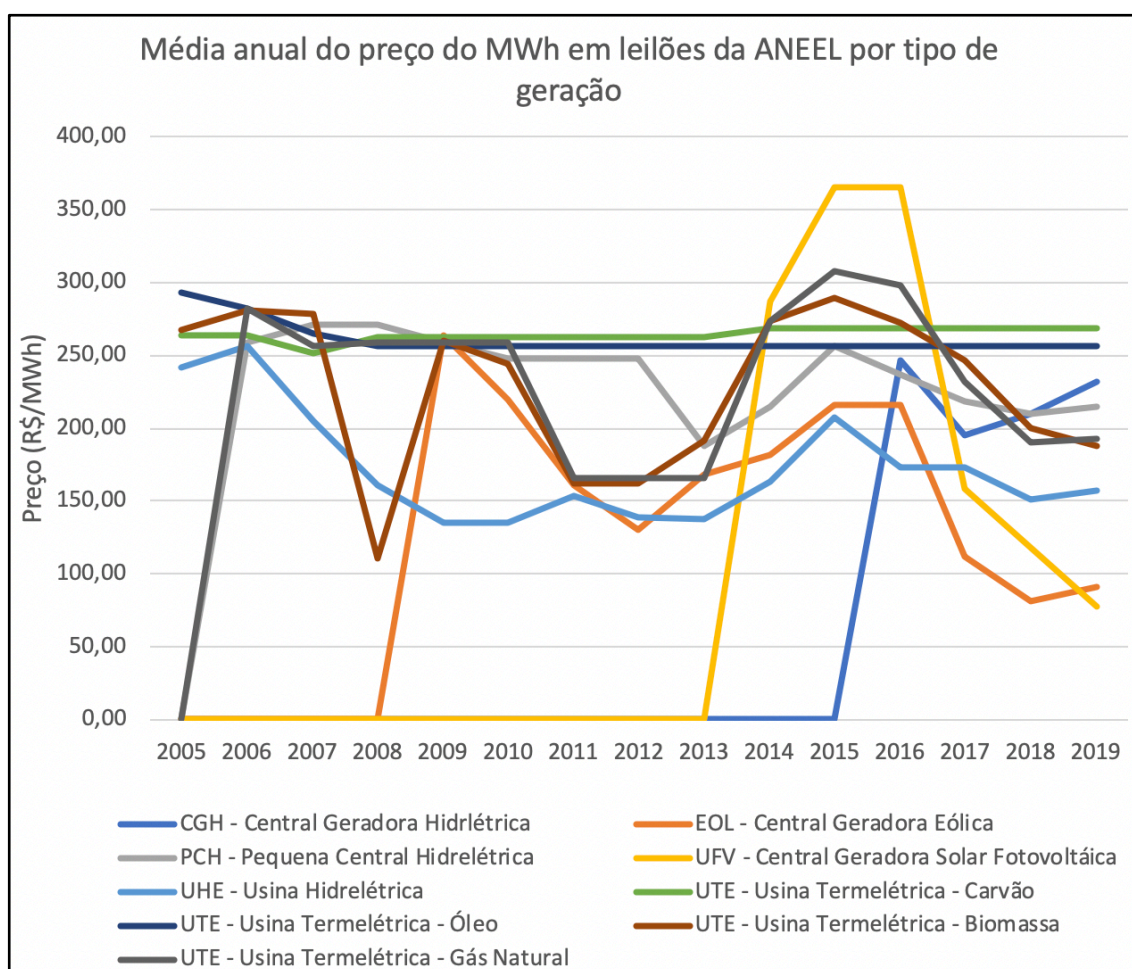


Figura 7 – Valor médio do MWh nos leilões da ANEEL por tipo de fonte de 2005 a 2019.

Fonte: Elaborado pelos autores com base em <http://www.aneel.gov.br/geracao4>.

Em 2019, o preço destas duas fontes nos leilões da ANEEL foi significativamente menor que das fósseis e mesmo das hidrelétricas, como pode ser visto na Figura 7. O valor médio do MWh de energia eólica foi de R\$ 91,55 e de solar R\$ 77,73, enquanto as hidrelétricas ficaram em R\$ 157,08 e as usinas termelétricas a gás natural em R\$ 193,03. O preço médio das CGHs e PCHs foi de R\$ 232,05 e 215,42, respectivamente.

Destaca-se que, em 2019, pela primeira vez o preço da energia solar ficou abaixo do da energia eólica. Outro fato que merece destaque é que a ANEEL alterou as regras dos leilões de geração de energia para os contratos de energia eólica e solar no que diz respeito à sazonalidade. Essas fontes passaram a estar sujeitas às mesmas regras que as fontes hidrelétricas. Assim, quando estas usinas não conseguirem gerar a energia contratada, por falta de vento ou de sol, elas terão que assumir o custo de comprar no mercado de curto prazo esta energia. Por isso, a expectativa de alguns agentes do setor elétrico era de que o preço destas energias no leilão 04/2019 iria subir significativamente (AMATO, 2019; ABDIB, 2019). Contudo, o que se viu na prática foi um aumento muito pequeno do preço da energia eólica e uma queda significativa no preço da energia solar, como pode ser visto na Figura 7.

É importante ressaltar que um dos fatores fundamentais para o crescimento das energias solar e eólica, agora e no futuro, é o barateamento e o desenvolvimento das tecnologias de armazenamento de energia, uma vez que sua utilização em larga escala era considerada economicamente inviável até recentemente (LUO et al., 2014). São estas tecnologias que permitem superar em determinadas situações a intermitência, inerente às energias renováveis. A intermitência é apontada por muitos técnicos do setor elétrico como a razão pela qual a penetração destas fontes nos sistemas elétricos não pode ser maior que 30%, visto que isso prejudicaria a estabilidade destes sistemas.

Conclui-se então que a tendência mundial, refletida também no Brasil, é que a participação das energias eólica e solar na matriz energética aumente em ritmo cada vez maior. Embora algumas projeções esperem um crescimento mais modesto, o que vem sendo observado na última década é que o crescimento real destas energias vem sempre superando estas projeções. Deste modo, cenários em que as energias renováveis, especialmente a energia solar, superem os combustíveis fósseis parecem cada vez mais prováveis. Suas composições com as PCHs podem ser um futuro promissor para segurança energética local e para promover o nexus entre água, energia e alimento.

4. Empreendimentos Hidrelétricos no Pantanal

4.1. Perfil energético dos estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul

Os estados do Mato Grosso e do Mato Grosso do Sul são ambos grandes produtores de energia para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Como pode ser visto na Figura 8, o consumo de energia destes estados está muito abaixo da energia gerada por eles. Para o ano de 2018, o MS gerou 25,1 milhões de MWh, enquanto o consumo de energia foi de apenas 8,8 milhões de MWh, ou seja, a produção foi de quase três vezes o utilizado. No caso do MT, a diferença é ainda maior: são 23,5 milhões de MWh gerados e apenas 5,8 milhões de MWh consumidos, uma diferença de mais de quatro vezes. Esses dados evidenciam o caráter exportador de energia dos dois estados, cuja produção de eletricidade em 2018 foi equivalente a 8,1% de toda a energia gerada no Brasil.

Deve-se ressaltar, entretanto, que o MT e o MS têm tendências diferentes com relação ao crescimento de sua demanda e de sua geração de energia elétrica (Figura 8). No MT, o consumo de eletricidade cresceu a uma taxa anual de 4,32% no período de 2006 a 2018, e a geração no estado aumentou a uma de 12,95%. Considerando este mesmo período, verifica-se que no MS a taxa anual média de crescimento do consumo de energia elétrica foi de 5,72%, 32% superior à do MT. Contudo, a taxa de crescimento da produção de eletricidade foi de apenas 1,3%. Verifica-se então que enquanto o MT aumentou a quantidade de energia que tem disponível para exportar para outros estados brasileiros nos últimos anos, o MS diminuiu sua disponibilidade em termos relativos.

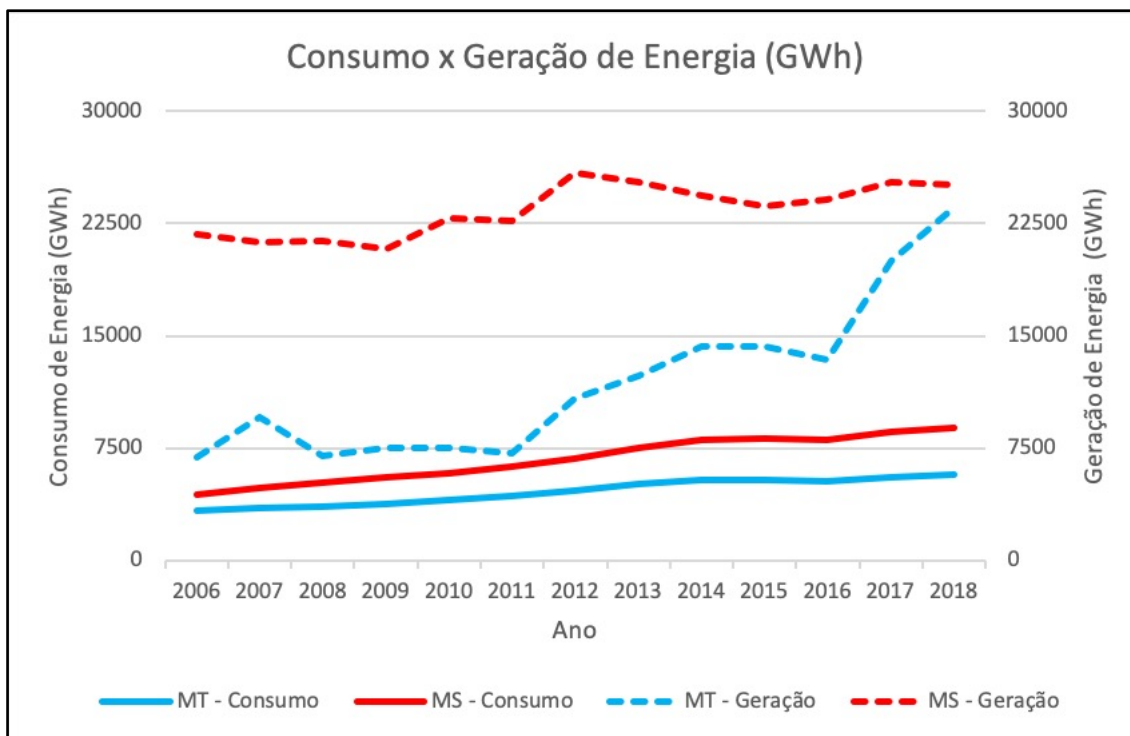


Figura 8 – Consumo e geração de eletricidade nos estados do Mato Grosso e do Mato Grosso do Sul no período de 2006 a 2018. Fonte: Elaborado pelos autores baseado em Balanços Energéticos Nacionais de 2007 a 2019 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Verifica-se que os empreendimentos hidrelétricos construídos na Bacia Hidrográfica do Paraguai (BHP) contribuíram pouco para o crescimento da produção de energia em ambos os estados. As UHEs, PCHs e CGHs construídas na BHP no período de 2006 a 2018 possuem uma potência instalada total de aproximadamente 315 MW, sendo 302 MW no MT e apenas 13 MW no MS. Uma vez que o aumento da potência instalada no MT neste mesmo período foi de 3.722 MW e no MS de 1.902 MW, verifica-se que as usinas da BHP contribuíram com apenas 8,11% e 6,8% do aumento da potência instalada do MT e do MS, respectivamente. Considerando todas as usinas da BHP, verifica-se que elas são muito mais relevantes para o MT do que para o MS, uma vez que respondem por 19,85% da potência instalada do primeiro e por apenas 0,23% da do segundo. A maior participação no parque gerador hidráulico do MT se deve, em grande parte, às UHEs Manso, Jauru e Ponte de Pedra. As PCHs e CGHs da BHP contribuem com apenas 7,18% de toda a potência instalada do MT.

Apesar da pequena contribuição das PCHs da BHP para a geração de energia no MT e no MS, elas continuam relevantes para o SIN por diversos motivos. Primeiro, esta ainda é uma fonte de energia relativamente barata. Outra questão importante é que as

PCHs podem ajudar a superar o grande problema da energia solar: a intermitência. Composições da matriz energética que considerem a utilização conjunta destas duas energias permitem gerar energia de modo a que as PCHs sejam usadas sempre que a produção das usinas fotovoltaicas estiver baixa. Mais que isso, quando ocorre o contrário, ou seja, quando as usinas solares estiverem gerando muita energia, é possível guardar água nos reservatórios das PCHs, ainda que pequenos, de modo que a água armazenada possa ser utilizada para a geração de energia em momentos em que as solares não estejam produzindo, notadamente à noite.

Na região da BHP, por outro lado, as diferenças de geração em aproveitamentos que não regularizam vazão permanecerão expressivas entre estações, devido ao próprio regime hidrológico, com estação seca bem definida. Como consequência, o estado do MT, apesar de grande exportador de energia para o SIN, precisa importar energia do SIN em determinados momentos do ano, como pode ser visto na Figura 10.

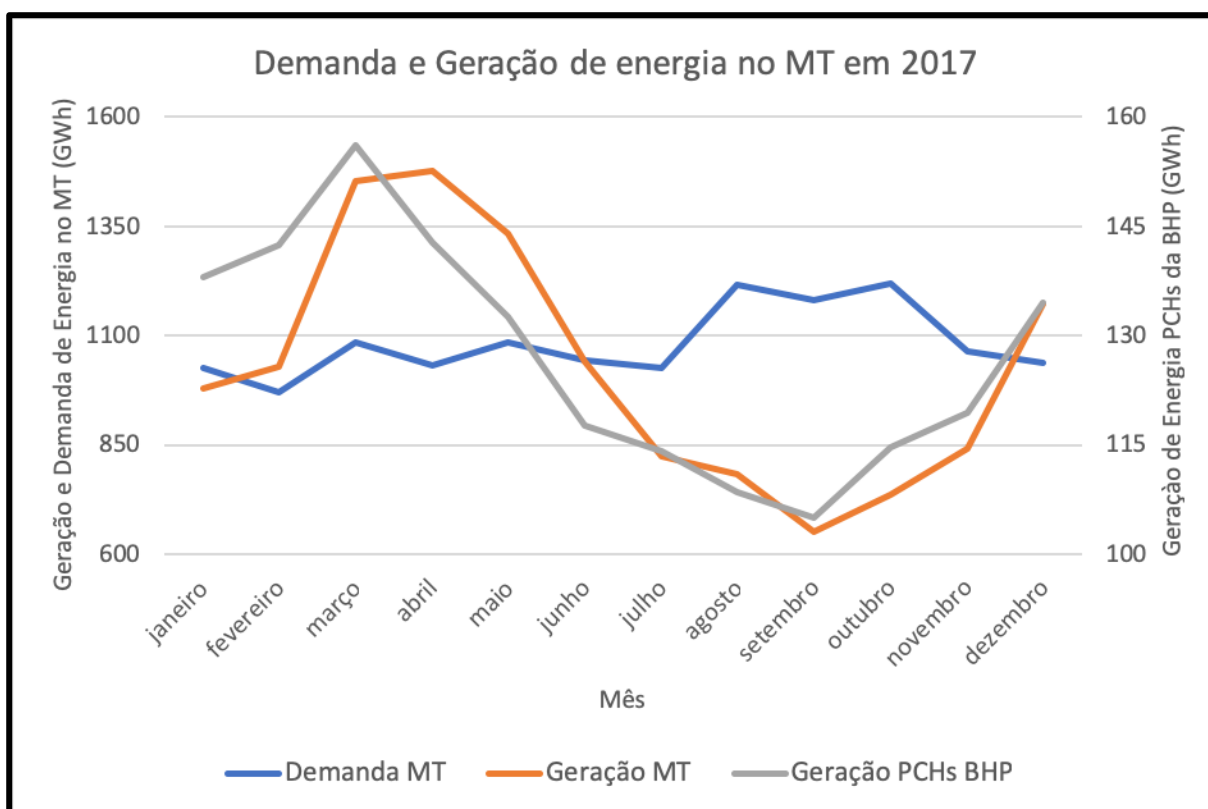


Figura 10 – Demanda e geração de energia no MT no ano de 2017. Fonte: Elaborado pelos autores baseado em dados fornecidos pela Energisa e algumas PCHs da BHP em 2018.

No período de julho a novembro, a demanda de energia do estado é muito superior à capacidade de geração, em função do período de seca, que diminui a energia que pode

ser produzida nas diversas usinas hidrelétricas do estado. Verifica-se ainda que as PCHs da BHP contribuem pouco para superar este período de falta de geração, uma vez que também sofrem com a seca e a conseqüente menor disponibilidade de água para a geração de energia. Neste período, a complementação com outros tipos de fontes de energia renovável, como a solar, dentro do estado, poderia fazer com que o MT não precisasse importar energia do SIN, oriunda de outros estados ou países, possivelmente contribuindo para a redução de perdas na transmissão e para o aumento da eficiência energética do sistema elétrico.

Por fim, é necessário considerar também o impacto das mudanças climáticas na geração de energia no Brasil. Scianni (2014) e Santana (2013) estudaram, por meio de modelos climáticos, como as alterações no clima podem impactar na capacidade de geração das usinas hidráulicas no Brasil. Eles preveem que estas usinas irão gerar de 15 a 50% menos energia até 2040 em função das mudanças nos balanços hidrológicos, causados pelo aumento da temperatura global. Neste contexto, as PCHs ganham destaque especial na função de gerar energia de modo que seja possível guardar água nas UHEs com grandes reservatórios. Mais que isso, é preciso repensar a construção de PCHs e mesmo UHEs a fio d'água, visto que este tipo de empreendimento é mais vulnerável às mudanças climáticas, que tem generalizado o stress hídrico em todo país.

4.2. Caracterização Geral dos Empreendimentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Paraguai

A análise da relação dos Empreendimentos Hidrelétricos do Mato Grosso e do Mato Grosso do Sul revela a inclusão de 10 UHEs:

1. UHE Sucuri, no Rio Coxim, possui 38 MW de potência instalada e um lago de 4,9 km²;
2. UHE Ponte de Pedra, no Rio Correntes, possui 176 MW de potência instalada e 17 km² de área alagada;
3. UHE Salto das Nuvens, no rio Sepotuba, tem 20 MW de potência instalada, mas sem valor declarado para área inundada;
4. UHE Juba I, no rio Juba, conta com 42 MW de potência instalada e área alagada de 0,92 km²;
5. UHE Juba II, também no rio Juba, possui 42 MW de potência instalada e área alagada de 2,79 km² ;
6. UHE Jauru, no rio de mesmo nome, tem 121,5 MW de potência instalada e um lago de 121,5 km²;

7. UHE Barra do Piraputanga, no rio Jauru, tem 10,3 MW de potência instalada e área alagada de 32,2 km²;
8. UHE Casca III, no rio Casca, possui 12,4 MW de potência instalada e área inundada de 0,37 km²;
9. UHE Itiquira, no rio de mesmo nome, conta com uma potência instalada de 96,5 MW e uma área alagada de 1 km²;
10. UHE Manso, de maior porte e localizada no rio Manso, possui 210 MW de potência instalada e um lago com 427 km².

Desta forma, para efeito desta análise, será considerada a seguinte classificação para os Empreendimentos Hidrelétricos da Bacia do Rio Paraguai:

- 1) 10 Usinas Hidrelétricas: a) UHE 412 Sucuri, com PB Aceite; b) UHE 412 Salto das Nuvens em vias de ter a construção iniciada; c) UHE 395 Juba I em operação; d) UHE 395 Juba II em operação; e) UEH 395 Jauru em operação; f) UHE Barra do Piraputanga, com Eixo Disponível; g) UHE 395 *Casca III em operação; h) UHE 412 Itiquira em operação; i) UHE Ponte de Pedra, em operação; j) UHE 412 Manso, em operação.
- 2) 132 PCHs, das quais 29 estão em operação, 10 estão em vias de terem a construção iniciadas (Tabela 1) e 93 em fase de estudo e/ou planejamento;
- 3) 38 CGHs, das quais 11 estão em operação e 27 em fase de estudo e/ou planejamento;

Com relação à potência instalada dos empreendimentos em operação, configura na região um total de 1.110 MW de potência instalada de todas as hidrelétricas em operação, sendo que destas a potência das PCHs totaliza 404 MW e as CGHs 6,5 MW.

A Figura 11 mostra a distribuição espacial destas usinas, destacando a relação entre potência instalada e área alagada destes empreendimentos. Neste mapa fica clara a grande concentração de empreendimentos em algumas regiões da BHP. Nota-se também que a relação entre potência instalada e área alagada não é diretamente proporcional, havendo outros fatores característicos do local de instalação de cada empreendimento que influenciam no tamanho dos reservatórios.

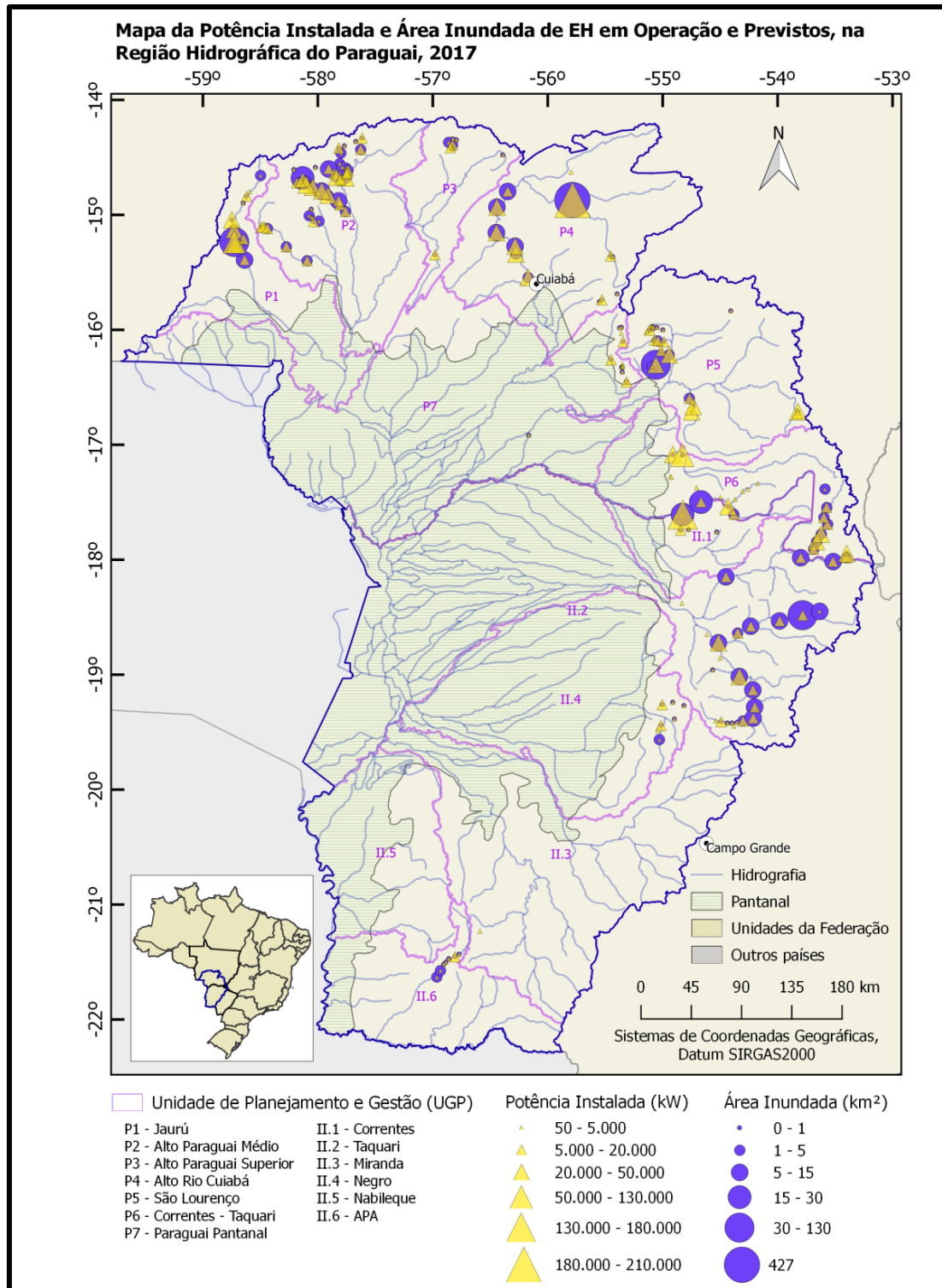


Figura 11 – Mapa da Potência Instalada e Área Inundada de EH em Operação e Previsto na BHP.

4.3. Os Empreendimentos Energéticos na BHP no Contexto da Matriz Elétrica Nacional e da Segurança Energética

A estimativa da geração anual dos Empreendimentos Hidrelétricos da BHP foi feita por meio da potência disponível, que é uma função do Índice de Indisponibilidade Forçada (TEIF) e o Índice de Indisponibilidade Programada (IP), cujos valores são respectivamente 0,02333 e 0,06861, recomendados por Bracier (BRASIL, 2010), para unidades geradoras de 10 a 30 MW. Com esta potência disponível estimou-se a geração máxima anual para as PCHs da BHP, tanto as planejadas quanto as 11 que estão em vias de construção (Tabela 1).

O conjunto de empreendimentos hidrelétricos previstos para a Bacia do Rio Paraguai têm uma potência instalada total de 2,29 GW. Destes, 1,1 GW são de empreendimentos já em operação, que representam 0,65% da matriz elétrica brasileira em 2019. Os empreendimentos previstos acrescentariam 1,18 GW à matriz (0,05 GW de CGHs, 1,07 GW de PCHs e 0,066 GW de UHEs), o que representa aproximadamente 1,9% da expansão da geração (61,42 GW) prevista pela EPE até 2021. Contudo, visto que a EPE prevê o incremento de apenas 2,66 GW de PCHs e CGHs em todo o Brasil até 2021, parece improvável que 1,12 GW (42% do total) sejam apenas na BHP. Caso todos estes empreendimentos venham a ser de fato construídos, a BHP representaria 1% da matriz elétrica brasileira em 2021.

No curto prazo, os 11 empreendimentos que estão na eminência de entrarem em construção (Tabela 1) acrescentarão 115,4 MW ao sistema, o que permitirá a geração estimada em 919 GWh por ano. Os estados da região são exportadores de energia elétrica para o SIN, conforme exposto anteriormente. Com o atendimento da demanda local pelas 11 PCHs, o SIN poderá continuar se beneficiando de uma substancial sobra de energia, mesmo em um cenário de crescimento da demanda. Isto aumentará a segurança energética de todo o sistema interligado nacional, superando os efeitos negativos da sazonalidade das energias renováveis e os cada vez mais frequentes e longos períodos de seca, ao mesmo tempo em que evita a entrada em operação das usinas térmicas de reserva, altamente poluidoras da matriz elétrica brasileira.

4.4. Aspectos Socioeconômicos dos Empreendimentos Hidrelétricos da BHP

4.4.1. Empregos e Salários gerados

Conforme dados primários coletados, verifica-se que, no período de construção, devemos considerar que a duração da obra de uma PCH típica é em torno de 2 anos, mobilizando um volume de mão de obra que pode variar entre 200 e 800 trabalhadores. Um percentual destes trabalhadores pode ser recrutado no próprio canteiro de obra o que, naturalmente, atrairá mão de obra local, interferindo ou competindo com as atividades tradicionais, mesmo que de forma temporária. Tendo como suporte a metodologia proposta, pode-se adotar como um indicador, com razoável grau de abrangência, a estimativa de 24,56 trabalhadores por MW instalado. Alinhado à mesma metodologia anterior, para não perder a coerência sistêmica, os estudos indicam que durante a construção de uma usina de 20 MW o total de salário pago pela mão de obra direta é de aproximadamente R\$ 6.000.000,00 durante os 2 anos de construção (TIAGO FILHO et al, 2008). Um valor de R\$ 300.000,00 por MW pode ser adotado como um indicador da massa salarial durante o período de construção.

Tabela 1 – Empreendimentos hidrelétricos em vias de construção

Nome	Município	Rio	Potência Instalada (kW)	Energia Gerada (MWh-ano)	Emissões Evitadas (ton CO ₂ eq/ano)	Contribuição para a Matriz Energética do MT	Área Inundada (km ²)	Estimativa de mão de obra local a ser empregada	Estimativa de Massa Salarial (R\$)
Água Brava	Jaciara - MT Juscimeira – MT	Rio Prata	13.050	103.990	2.015	0,36%	1,680	240	5.114.304
Água Clara	Jaciara - MT Juscimeira – MT	Rio Prata	4.000	31.878	665	0,11%	0,403	74	1.576.910
Água Prata	Jaciara - MT Juscimeira – MT	Rio Prata	13.300	105.978	2.660	0,37%	0,278	245	5.220.852
Caramujo	Barra do Bugres - MT Salto do Céu - MT	Córrego Caramujo	3.520	28.050	718	0,09%	0,040	65	1.385.124
Juba IV	Tangará da Serra - MT	Rio Juba	7.480	59.603	708	0,20%	2,020	138	2.940.724
Jubinha II	Barra do Bugres - MT Tangará da Serra - MT	Rio Jubinha	15.980	127.335	1.864	0,44%	3,490	294	6.265.022
Jubinha III	Barra do Bugres - MT Tangará da Serra - MT	Rio Jubinha	4.080	32.508	635	0,11%	0,513	75	1.598.220
Lajari	Alto Taquari - MT Alto Araguaia - MT	Rio Taquari	20.880	166.387	4.139	0,58%	0,520	385	8.204.196
Mutum I	Santo Antônio do Leverger - MT	Córrego Mutum	4.000	31.878	760	0,11%	0,178	74	1.576.910
Recanto	Tangará da Serra - MT	Rio Água Limpa	9.110	72.594	1.864	0,25%	0,092	168	3.580.012
Salto das Nuvens (UHE)	Tangará da Serra - MT	Rio Sepotuba	20.000	159.371	4.175	0,56%	0,0000	368	7.841.932

A tentativa de rastrear os valores de massa salarial, consultando tanto por e-mail, quanto em visitas técnicas as empresas que construíram algumas das PCHs da região da BHP, não obteve sucesso. Por esta razão, estes valores devem ser vistos como indicadores preliminares, construídos com os melhores dados que a literatura especializada oferece. Servem, portanto, como uma referência para estimativas.

Desta forma, o conjunto de todos Empreendimentos Hidrelétricos planejados para Bacia Hidrográfica do Paraguai tem potencial para gerar mais de 21.600 empregos de baixa qualificação, injetando na economia aproximadamente R\$ 460 milhões. Considerando unicamente as PCHs/CGHs planejadas, poderão ser gerados em torno de 20.300 novos empregos durante o período de construção, com uma massa salarial de R\$ 433,7 milhões durante a construção.

Considerando-se os 11 empreendimentos cuja construção está em vias de ser iniciada, pode-se estimar a geração de 2.126 novos empregos para mão-de-obra local durante a construção, com uma massa salarial de R\$ 45,3 milhões durante a construção (Tabela 1).

Alguns aspectos importantes podem ser considerados. Em termos regionais, há um aporte financeiro à economia local e seguramente uma mobilização de mão de obra que, por ser temporária, traz no seu bojo os efeitos da desmobilização. Considerando-se a população do município, se o recrutamento for local, poderá competir com as atividades tradicionais, desorganizando temporariamente estruturas produtivas como agricultura familiar, pesca artesanal, pesca difusa, entre outras, com forte impacto no custo de vida local. Por exemplo, a PCH Medianeira, no município de Santo Afonso, que tem uma população masculina de 1.628 homens, vai provocar uma oferta de 259 empregos, cerca 16% da população masculina do município. A Figura 12 mostra a sensibilidade dos municípios levando em consideração a proporção da população masculina local que necessitaria ser empregada para construção das PCHs. Verifica-se que as regiões mais sensíveis estão localizadas no norte da BHP. O grau de relevância desta preocupação dependerá de uma relação entre o porte do município e do Empreendimento bem como da capacidade de resiliência da organização socioeconômica local. Por outro lado, se a contratação for de pessoas fora do município, possivelmente a massa salarial terá um efeito relativamente menor sobre a economia local que a da hipótese anterior. Entretanto, exercerá uma pressão sobre os equipamentos municipais de saúde, sanitário, segurança, etc. Uma análise detalhada destes aspectos pode ser feita com os dados apresentados na Tabela 1 para cada município onde vão ser instaladas os 11 empreendimentos.

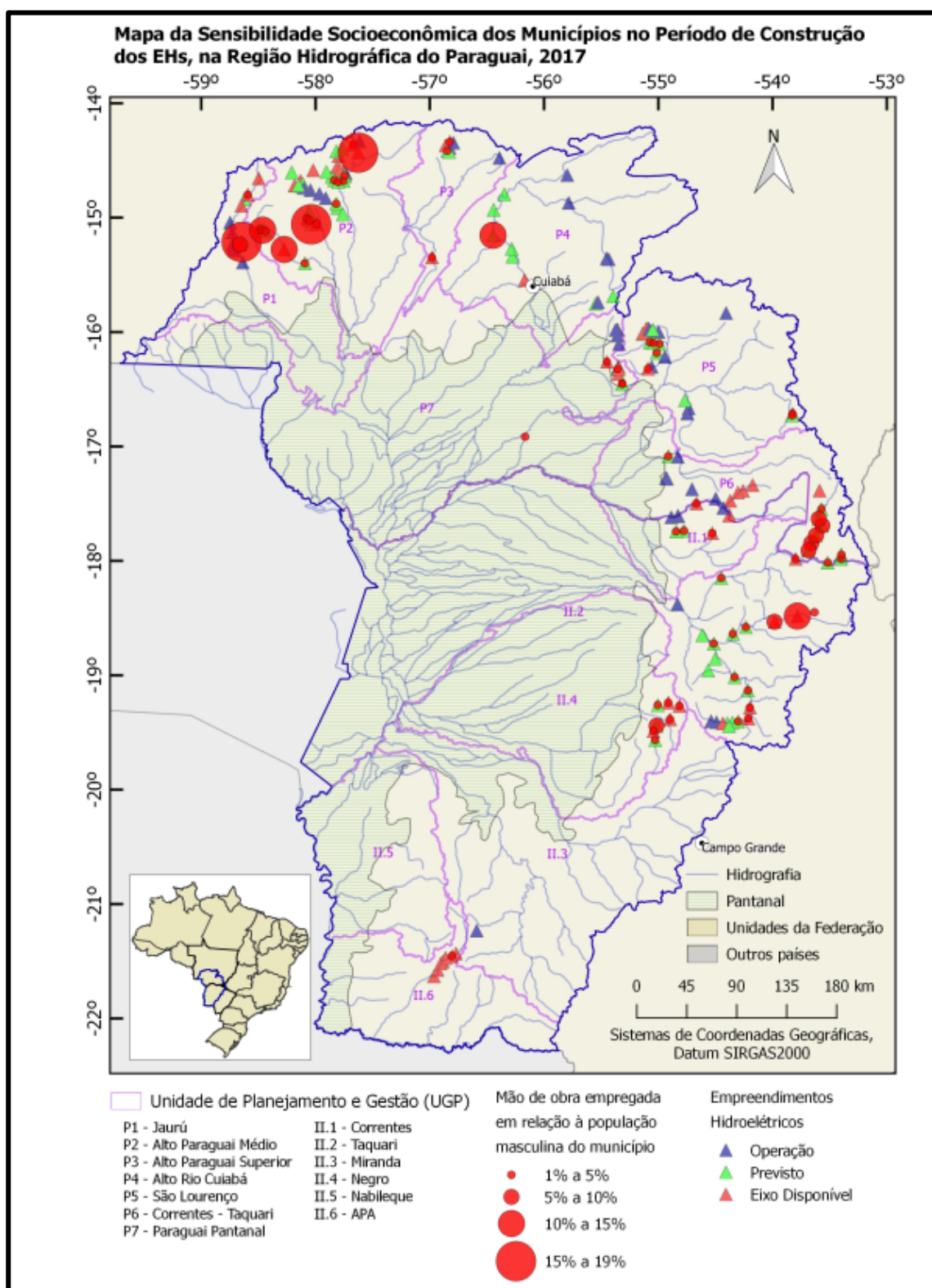


Figura 12 – Mapa da Sensibilidade Socioeconômica dos Municípios no Período da Construção dos EHS na BHP

Um outro aspecto de carácter permanente que precisa ser considerado diz respeito às oportunidades que uma energia mais barata e abundante, produzida localmente, associada à existência de um lago, podem trazer para a população local. Possibilidade de armazenamento da produção, novos investimentos, alternativas de turismo e lazer, oportunidade de implantação de piscicultura de rede, infraestrutura física, como estradas, resultante do Empreendimento, entre outras. A complementariedade com a geração fotovoltaica de energia elétrica é uma oportunidade real para um futuro que se avizinha rapidamente.

4.4.2. Contribuição à Renda Local (PIB Municipal)

Com a instalação de Empreendimentos Hidrelétricos verificam-se efeitos de encadeamento ligados à complementação de cadeias produtivas como, por exemplo, a possibilidade de realização de novos empreendimentos que necessitam de energia elétrica para que se efetivem. Por sua vez, tais empreendimentos podem gerar novas demandas, seja de bens de consumo ou de produção, desencadeando impactos distintos em termos de renda, mercado de trabalho, nível de produção regional, arrecadação fiscal, etc. De outro lado, a própria geração de renda e emprego diretos provindos do EH também em tese devem produzir encadeamentos na economia local. Do mesmo modo, assim também deve ser quanto aos tributos oriundos do EH, que podem contribuir, a partir dos gastos públicos, na economia do município. Assim, a presente seção visa investigar a contribuição econômica local da instalação de um empreendimento hidrelétrico, considerados os diferentes possíveis encadeamentos. Considerada a complexidade de tais encadeamentos e a impossibilidade de informações para a desagregação destes, a forma de se identificar tais efeitos pode ser vista de modo agregado, a partir de variáveis sínteses, como o a renda local, enquanto PIB municipal, ou o IDH-M. Para o presente propósito, a abordagem busca discutir como primeira aproximação o impacto sobre PIB municipal.

4.4.2.1. Os Impactos Socioambientais e Econômicos dos Empreendimentos Hidrelétricos: Revisão de Literatura

Em um contexto de ampliação do debate sobre impactos de hidrelétricas no território brasileiro e nas municipalidades alagadas ou não, cabe investigar se esses empreendimentos podem ser de fato instrumentos de contribuição econômica local. A presente seção tem por objetivo apresentar os estudos que analisaram a presença ou não desses efeitos considerando diferentes tipos de empreendimentos hidrelétricos.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) apresenta um consenso que reforça o lado referente ao desencadeamento de impactos positivos dos empreendimentos sobre as localidades, apontando que as usinas hidrelétricas (UHEs) seriam como polos de desenvolvimento para as regiões, sendo responsável por melhoras tanto em indicadores sociais e quanto econômicos. Boa parte dessa melhora se daria via aumento da arrecadação municipal dos impostos e royalties oriundos da utilização do recurso hídrico (LIMA, 2017). Contudo, se aplicaria às UHEs, mas, conforme será discutido, não às PCHs, que não produzem recolhimento direto de tributos localmente ao município.

Cabe ressaltar que não se identificou estudo empírico na literatura que analisa especificamente os efeitos dos empreendimentos do tipo PCH sobre renda local, mas sim sobre outros fatores relacionados a alterações hidrológicas, físicas e alterações na biodiversidade do meio aquático. Os estudos encontrados que tratam do impacto econômico se concentram em investigar empreendimentos de potência maior que 30MW, pois são empreendimentos que potencialmente geram renda para o município por meio de compensação financeira ou royalties. Como será visto adiante, as PCHs não recolhem esses tipos de tributos, o que reforça a necessidade de se explorar a existência dos benefícios locais desse tipo de empreendimento, que não pelo recolhimento direto de tributos que se dirijam ao município.

É sabido que incentivos políticos e econômicos têm alimentado o crescimento de PCHs, que atualmente representam um componente importante de futuras carteiras e estratégias de energia sob a premissa geral de que elas geram menos impactos socioeconômicos e ambientais em comparação com as grandes plantas. Além disso, as políticas que regulam as PCHs são mais flexíveis em comparação com as barragens maiores. Por exemplo, no Brasil apenas um relatório simplificado de impacto ambiental é necessário para implementação de projetos de até 10 MW (ATHAYDE *et al.*, 2019).

Estudos sobre impactos das PCHs concentram-se em avaliar questões como pegada ecológica por MW de eletricidade produzido, captação e conectividade hidrológica na escala da sub-bacia, alterações nas diversidades genéticas, mudanças nas condições ambientais do habitat e mudanças hidrofísicas em sistemas fluviais. De acordo com

Athayde et al. (2019), tais estudos buscam sobretudo desafiar a suposição de que as PCHs são menos ecologicamente prejudiciais em comparação com barragens maiores, especialmente no caso de PCHs construídas em cascata. Esses estudos, realizados após a barragem em operação, encontraram impactos cumulativos e consequências diversas no que diz respeito às questões supracitadas e, para os autores, a biodiversidade e os meios de subsistência humanos associados teriam sido amplamente negligenciados no planejamento de processos e instrumentos que envolvem tais empreendimentos.

Os aspectos da contribuição econômica desse tipo de empreendimento não foram explorados nos trabalhos acima citados. Já os estudos que seguem referenciados a seguir buscam identificar algum tipo de impacto, seja econômico ou em variáveis indicadoras de desenvolvimento, da implantação de empreendimentos hidrelétricos de potência maior que 30MW. No geral, tais análises mostram que, apesar de potencialmente gerarem receita para o município, tais empreendimentos não contribuem com melhoras significativas em indicadores de desenvolvimento.

Em um dos estudos citados, os autores verificaram a ocorrência de aumento na economia municipal, no entanto, esse aumento não foi acompanhado de melhoras nos níveis dos indicadores socioeconômicos. O trabalho de Ferraz (2016), pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da USP, aponta pouco avanço nos indicadores socioeconômicos em virtude do direcionamento de royalties pelo uso de recursos hídricos nos municípios contemplados. As análises mostram que, na maioria dos casos, há uma pequena melhora no desempenho do IDH (Índice de Desenvolvimento Humano), nos indicadores de mortalidade infantil e na educação dessas localidades. Apenas as cidades que recebem o benefício há mais tempo apresentaram aumentos significativos. Ao contrário do que se esperava, nem mesmo municípios que recebem os valores mais altos têm resultados expressivos. As causas são incertas e uma possível é a própria ineficiência na alocação dos recursos arrecadados. Seus resultados sugerem que o impacto da CFURH (Compensação Financeira por Uso de Recurso Hídrico) e dos royalties de Itaipu sobre os indicadores socioeconômicos dos municípios beneficiários é bastante limitado.

Já o estudo de Gomes *et al.* (2017) aponta que ainda não existem evidências empíricas suficientes de que usinas hidrelétricas induzam desenvolvimento nas escalas local e regional. O estudo dos autores buscou verificar essa associação considerando os desempenhos de desenvolvimento dos municípios afetados pelas usinas hidrelétricas de Itá, Barra Grande, Machadinho e Campos Novos, localizadas nos rios Pelotas e Uruguai, entre Santa Catarina e Rio Grande do Sul, no período de 2000 a 2010. Para isso, os

municípios afetados por essas usinas hidrelétricas foram comparados estatisticamente com os demais municípios da mesma bacia hidrográfica por meio de 37 indicadores sociais, econômicos e ambientais.

Os resultados obtidos demonstram que os municípios que sediam as casas de força (e por isso recebem mais recursos) apresentaram um aumento mais expressivo no tamanho de suas economias internas, acompanhado de aumento das desigualdades, trabalho infantil e lançamentos de esgotos, indicando que as usinas hidrelétricas estão associadas ao crescimento das economias municipais dos municípios sede das usinas, sem que esse crescimento esteja sendo aproveitado para mitigar o aumento da desigualdade e dos problemas ambientais (GOMES *et al.*, 2017).

Pulice e Moretto (2017), em artigo para a revista de Economia e Sociedade, também tratam da compensação financeira e o desenvolvimento dos municípios alagados por usinas hidrelétricas. Nesse trabalho os autores destacam a investigação primordialmente sobre a busca de evidências de que os valores de Compensação Financeira (CF) estariam associados ao desenvolvimento dos municípios alagados por hidrelétricas no Brasil. O conjunto de dados analisados foi organizado a partir de um universo de 119 hidrelétricas no território nacional com potência instalada maior que 30MW e 600 municípios alagados por essas hidrelétricas que receberam a CF. Finalmente, para cada município alagado foram listadas 155 variáveis de desenvolvimento nos anos de 2000 e 2010, com base no Atlas do Desenvolvimento Humano do PNUD.

Para compreender a relação entre Compensação Financeira e desenvolvimento, os autores utilizaram uma interpretação associada aos conceitos sobre instituições e o respectivo arcabouço teórico. Tal teoria embasa um modelo de análise da interface entre regras formais, regras informais e resultados da instituição. Sumariamente, seus resultados mostram que, de modo geral, no panorama nacional, observou-se que, das 21 associações significativas, todas foram consideradas como negativas em relação à direcionalidade do desenvolvimento. Sendo assim, ao interpretar sob a perspectiva da Economia Institucional, parte-se do pressuposto de que a regra formal da instituição CF não é efetiva no que tange à aplicação dos recursos auferidos, pois não há indicações de melhoras no quadro de indicadores de desenvolvimento municipal (PULICE; MORETTO, 2017).

4.4.2.2. Aspectos Tributários dos Empreendimentos Hidrelétricos

Essa seção visa detalhar os aspectos relacionados aos encargos setoriais dos empreendimentos hidrelétricos com o intuito de melhor compreender por qual veículo arrecadatório/tributário os empreendimentos hidrelétricos contribuem com o tamanho da economia local.

De forma sucinta, pode-se dizer que a principal fonte de arrecadação de impostos dos empreendimentos hidrelétricos é via compensação financeira pelo uso do recurso hídrico (CFURH). Quem tem a obrigação de pagar a compensação financeira são usinas hidrelétricas que possuem potência instalada superior a 30 MW e quem tem o direito de receber são os Estados, Distrito Federal e municípios que tenham áreas alagadas por reservatórios associados ao uso de aproveitamento hidrelétrico. Já os royalties constituem uma espécie de compensação financeira devida pela Usina Hidrelétrica de Itaipu pela utilização do potencial hidráulico do Rio Paraná para a geração de energia elétrica. Tal pagamento está previsto no anexo C do tratado de Itaipu de 1973, com regulamentação por meio de decreto em 1991 (ANEEL, 2007). Nesse contexto, é de se esperar que a literatura busque de fato compreender como o recebimento da compensação financeira e dos royalties se relaciona com o desenvolvimento de determinada região ou município via aumento das transferências correntes de instâncias superiores para as localidades afetadas ou mesmo buscando identificar uma redução do esforço fiscal dos municípios neste tipo de cenário.

De acordo com dados atualizados disponíveis no site da ANEEL (2018), na Região da Bacia do Rio Paraguai nove municípios recebem compensação financeira do tipo CFURH, sendo oito municípios no Mato Grosso e um no Mato Grosso do Sul. Não há nenhum município na RHP que recebe provimentos oriundos do repasse de Royalties. Este conjunto de municípios corresponde apenas 10,5% de todos os municípios da bacia do Rio Paraguai. No entanto, como é possível observar, tais impostos e royalties oriundos do uso de recursos hídricos se restringem aos empreendimentos hidrelétricos que possuem potência instalada superior a 30MW ou que tenham áreas alagadas por reservatórios associados aos empreendimentos hidrelétricos. Especificamente no caso dos Royalties, os municípios beneficiados devem possuir reservatórios da usina de Itaipu ou devem estar na mesma bacia hidrográfica em que esta hidrelétrica está localizada.

De acordo com a Cartilha da ANEEL sobre Compensação Financeira (2007), as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), cuja potência máxima é 30MW, estão isentas do

pagamento de imposto e os municípios que as sediam só irão ser ressarcidos dos mesmos desde que tenham áreas alagadas para aproveitamento hidrelétrico.

Deste modo, no caso de empreendimentos de potência menor que 30MW não há outro mecanismo de transferência de renda ao município contemplado, pois estes empreendimentos são isentos de recebimento de CFURH e royalties, salvo o caso em que o município sede tenha alguma área alagada por outro empreendimento.

Essa seção está baseada no trabalho de Ganin (2008), estudo mais atual encontrado sobre os aspectos tributários dos empreendimentos elétricos. De acordo com esse autor, o tipo de instalação, consumidor, concessão e autorização são determinantes na designação de encargos setoriais a que estão sujeitos os concessionários, permissionários e autorizados do setor elétrico como um todo.

No que tange a geração de energia elétrica, a resolução da ANEEL de nº 185/2001, aperfeiçoada pela resolução normativa nº 233/2006, definem qual é a receita operacional líquida à qual está sujeita a base de cálculo dos encargos setoriais dos empreendimentos de geração. Tal receita operacional é definida com base nas receitas geradas pelo fornecimento de energia elétrica, pelo suprimento de energia elétrica, pela disponibilização do sistema de transmissão/distribuição e também por outras receitas e rendas operacionais, exceto arrendamentos e alugueis, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido, qualquer tipo de ganho na alienação de materiais e qualquer outro tipo de receita que, por não serem originárias da atividade delegada pelo concedente, não entram na base de cálculo enquanto receita operacional (GANIN, 2008).

Nessa base de cálculo serão deduzidos o PIS/Pasep, Cofins, ISS, quota para Reserva Global de Reversão (RGR), a quota para Conta de Consumo de Combustível (CCC), a quota de Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e a contribuição para Pesquisa de Desenvolvimento e Eficiência Energética. No caso de transmissão e distribuição de energia elétrica, soma-se a essas deduções os encargos com o PROINFA (Programa de Incentivo a Fontes de Energia Alternativas) e do ICMS (GANIN, 2008; ANEEL, 2018).

O PIS/Pasep (Programa Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público) é equivalente a um salário mínimo e, de acordo com Ganin (2008), no setor elétrico brasileiro prevalece a apuração do seu valor pelo regime não-cumulativo, em que a alíquota é de 1,65% sobre a receita bruta, obrigatória para empresas sujeitas à tributação do Imposto de Renda com base no lucro real.

A Cofins (Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social), instituída pela Lei complementar nº 70 de 30/12/1991 nos termos do art. 195 inciso I da

Constituição Federal tem critérios de apuração do créditos e pagamento das contribuições semelhantes ao do PIS/PASEP e no regime não-cumulativo a alíquota é de 7,6% sobre a receita bruta (GANIN, 2008). PIS/Pasep e Cofins são recursos administrados pela União e são repassados aos municípios em termos de cotas na conta de transferências correntes das receitas orçamentárias municipais.

De acordo com Ganin (2008), a Conta de Consumo de Combustível instituída pela Lei nº 5.899 de 05.07.1973, posteriormente revogada, é responsável por subsidiar a geração de energia elétrica com o uso de combustíveis fósseis através do rateio dos custos de aquisição desses combustíveis entre todas concessionárias e autorizadas do país de modo a garantir os recursos financeiros ao suprimento de energia elétrica a consumidores de localidades isoladas do sistema interligado de geração e distribuição bem como a geração termelétrica. Já a Conta de Desenvolvimento Energético tem por objetivo desenvolver o setor energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCHs, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional. Portanto, as PCHs são beneficiárias e não devedoras dessa quota. Os recursos oriundos dessa quota são administrados pela Eletrobrás (ANEEL, 2018).

A Reserva Global de Reversão é regulamentada pelo Código de Águas no art. 165. Sua quota é calculada pela aplicação de um percentual anual sobre o montante de bens reversíveis. Tal percentual é fixado pela concedente com valor regulamentado pelo Decreto nº 1.771/1996 na Lei nº 9.427 de 26/12/1996. Sua gestão também fica a cargo da Eletrobrás (GANIN, 2008; ANEEL, 2018).

A Contribuição para Pesquisa e Desenvolvimento foi aprovada pela ANEEL por meio da resolução normativa nº 219 de 11/04/2006. Trata-se de uma exigência legal aos contratos de concessão de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica bem como nas autorizações para geração de energia elétrica em regime de produção independente. De acordo com a ANEEL (2018), o percentual sobre a receita operacional líquida aplicado é de no mínimo, 0,75% em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final. Os recursos são destinados e geridos pelo Ministério da Ciência e Tecnologia, pelo Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT, pelo Ministério de Minas e Energia e pelos agentes, a serem aplicados em projetos que devem ser aprovados pela ANEEL.

O Imposto Sobre Serviço de qualquer natureza, estabelecido pelo inciso III do art. 156 da Constituição Federal, é de competência municipal e só pode ser exigido em

conformidade com as leis expedidas pelo Município, cuja eficácia está limitada ao seu território. Cabe ao município estabelecer a exigência de lei complementar que tem por objetivo prever expressamente quais os serviços que poderão ser tributados pelo ISS. O contribuinte do ISS, conforme disposto no art. 5º da Lei Complementar nº 1116/2003, é qualquer pessoa física ou jurídica que preste os serviços especificados listados na lei complementar municipal, independente da existência de estabelecimento fixo e de estar ou não inscrito como contribuinte do imposto municipal. Cabe às empresas concessionárias e permissionárias de energia elétrica examinar atentamente essa legislação de acordo com sua área de concessão, uma vez que as leis complementares podem alterar de um município para outro (GANIN, 2008).

A base de cálculo do ISS, como estabelecido pela Lei nº 116, art. 8º, inciso II da Constituição Federal, é o preço do serviço e a alíquota máxima a ser cobrada é de 5%. Não há ISS sobre transmissão e distribuição de energia uma vez que os proprietários das instalações de transmissão e distribuição não estão prestando nenhum serviço de transporte, mas sim cedendo para uso compartilhado um bem público necessário para que se concretize a operação comercial de fornecimento de energia elétrica. Também não há incidência de ISS na locação de bens móveis nem sobre uso mútuo de postes, dada a inconstitucionalidade dessa cobrança em virtude de não constituir uma prestação de serviço em si esse caso (GANIN, 2008).

Há ainda encargos relacionados às alíquotas de imposto de renda (IR), a alíquota adicional do IR e contribuição social sobre o Lucro. A base de cálculo do imposto de renda da pessoa jurídica será o lucro real, o lucro arbitrado ou o lucro presumido. Nas concessionárias de serviço público predomina a apuração da base de cálculo pelo lucro real, havendo concessionárias que, por situações peculiares, optem pela apuração do IR com base no lucro presumido. Na apuração da base de cálculo do IR para as empresas concessionárias, autorizadas e permissionárias do setor elétrico que optaram pelo lucro real aplica-se: i) percentual de 8% sobre a receita bruta mensal decorrentes das operações com energia elétrica, e; ii) 32% para serviços prestados. São adicionados integralmente a essa base de cálculo os ganhos de capital, demais receitas e resultados positivos decorrentes de receitas não incluídas na base de cálculo, exceto rendimentos de aplicações financeiras de renda fixa e variável (GANIN, 2008). Além do imposto apurado, o contribuinte deverá pagar também o adicional de imposto à alíquota de 10% calculado sobre a parcela do lucro real, presumido ou arbitrado que exceder o valor de \$240.000,00 no total do ano calendário. Já a contribuição social sobre o Lucro está prevista no art. 195

inciso I da Constituição Federal. Tal contribuição tem por finalidade financiar de forma direta a seguridade social. São contribuintes as pessoas jurídicas que atendem aos critérios do art. 4º da Lei nº 7.689/1988 cuja alíquota pode ser aplicada com base no lucro real, presumido ou arbitrado (GANIN). Essas três últimas contribuições ficam a cargo da União e podem refletir nos municípios em termos de cotas na conta de transferências correntes das receitas orçamentárias municipais oriundas de instâncias superiores.

Podemos inferir que, fora os encargos que ficam a cargo da ANEEL e da Eletrobrás, os demais encargos em nível de município, União e Estados podem refletir sobre a receita corrente municipal. Contudo, não se afigura possível estimar quantitativamente tais contribuições dos EHs junto às receitas municipais.

No caso dos tributos municipais, dada a ampla diversidade de tributos passíveis de incidirem e dada a heterogeneidade de informações, especialmente entre os diferentes tributos municipais nos diferentes municípios, e dada a insuficiência de dados tributários sistematizados de tais tributos, não se mostrou possível obter uma série de informações sobre os recolhimentos realizados pelos EHs junto aos municípios, portanto não sendo possível tecer estimativas mais claras de seus impactos, especialmente no caso de PCHs e CGHs.

Com relação aos demais encargos e contribuições dos empreendimentos para demais esferas e entes da federação, é esperado que o aumento dos mesmos em função da implementação destes se reflita nas cotas partes de transferências correntes originadas das instâncias superiores - Estado e União - junto aos municípios. Contudo, neste caso, adicione-se o fato de que tributos recolhidos junto a outros entes da federação, que possam ser revertidos aos municípios, o farão de modo heterogêneo entre os diferentes municípios, ao passo que tais transferências quando realizadas também ocorrem com base em outros fatores que não apenas os EHs, impossibilitando a identificação em separado das informações, de modo que a não disponibilidade de informações e de sua sistematização impedem a realização de estimativas de impactos positivos dos EHs junto aos municípios por meio de tais transferências.

4.4.2.3. Análise Econométrica de Painel da existência de efeito da instalação de EH sobre a Renda Local (PIB Municipal)

Conforme visto nos itens anteriores, no caso das PCHs pouca é a evidência de contribuição econômica local destas tanto em termos da contribuição em empregos gerados, e conseqüentemente efeitos de encadeamento gerados pelos salários, tanto em termos da arrecadação em nível municipal e dos encadeamentos gerados por tais receitas. Contudo, a atividade de operação das PCHs gera receitas, na forma de lucros aos empreendimentos. E tais receitas podem ter rebatimentos econômicos positivos locais, caso e quando seja revertida localmente. Contudo, uma vez que boa parte destes rendimentos irão compor o portfólio de receitas de grupos econômicos não residentes no município, sendo assim revertida fora do município, a contabilização desta renda ao produto (PIB) municipal não forçosamente implicará em efetiva melhora econômica e de desenvolvimento do município.

Nesse sentido coloca-se a pergunta: uma vez que as PCHs não exercem influência direta sobre o recebimento de compensação financeira tributária pelos municípios e trazem pouca contribuição em empregos, qual o potencial das PCHs na geração de renda nos municípios onde o empreendimento estiver localizado?

Para responder essa pergunta propôs-se o uso de um painel de efeitos fixos para avaliar se há efeitos estatisticamente significantes sobre a renda local no caso da presença de empreendimentos de PCHs no município. Com isso, busca-se identificar algumas relevantes para entendimento da contribuição local das PCHs, buscando identificar quais seriam os prováveis impactos destes empreendimentos hidrelétricos em nível local.

A. Descrição da Amostra do Modelo

O banco de dados utilizado nesse estudo é composto por um painel (combinando os dados de cross-section no espaço com a série temporal desses dados) referente a 86 municípios dos estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, que compõem a Região Hidrográfica do Rio Paraguai (RHP). O recorte de tempo observado corresponde aos anos de 2005 a 2015 e foram obtidos de quatro fontes: i) Contas Nacionais e Censo Demográfico, disponibilizada pelo site do IBGE; ii) Finanças Brasileiras (FINBRA), disponibilizados pela Secretaria do Tesouro Nacional; iii) Federação das Indústrias do Estado do Rio de Janeiro (FIRJAN), e; iv) ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Este horizonte temporal utilizado teve o recorte dado pela disponibilidade dos diferentes dados, que se restringiram ao período.

O Produto Interno Bruto municipal foi estabelecido como variável dependente e inicialmente foram escolhidas como variáveis explicativas: a receita tributária municipal, o tamanho da população, o índice IFDM (Índice Firjam de Desenvolvimento Municipal), participação dos setores agrícolas, indústria e serviço no valor adicionado total do município, bem como *dummies* (variáveis binárias, 0 ou 1, para a presença ou ausência da variável) para empreendimentos do tipo PCH, UHE e CGH. Foi também adicionada uma variável de tendência como controle para choques macroeconômicos globais.

As receitas tributárias visam controlar a importância da arrecadação sobre o desempenho da economia interna. De acordo com o Balanço Orçamentário (SICONFI), as receitas que compõem esse grupo de arrecadação correspondem aos impostos e taxas, incluindo imposto sobre produção e circulação, bem como os impostos sobre serviço de qualquer natureza (ISSQN).

Utilizou-se o FDM – Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal visando controlar o efeito esperado pelo grau de desenvolvimento do município. O IFDM/FIRJAN é uma medida que agrega diversos indicadores sociais e é calculado a partir de uma média aritmética simples de três componentes relativos a indicadores de Educação, Saúde e Emprego & Renda. O índice, que varia entre 0 e 1, é de fácil interpretação classificando o nível de cada localidade em quatro categorias: *i*) baixo, entre 0 e 0,4 ; *ii*) regular, entre 0,4 e 0,6 ; *iii*) moderado, entre 0,6 e 0,8 , e; *iv*) alto, se maior que 0,8. (POSTALI; NISHIJIMA, 2011; FIRJAM, 2018).

O tamanho da população municipal foi inserido visando controlar o tamanho da localidade, uma vez que se espera que municípios maiores tenham dinâmica de PIB diferenciada. Foram também inseridas as variáveis que dizem respeito à participação dos valores adicionados pela Agricultura, pela Indústria e pelos Serviços, sendo nesta última excluído o valor adicionado pela administração, defesa, educação e saúde públicas e seguridade social. Visa-se, por meio dessas variáveis covariadas, controlar para o tipo de atividade econômica do município que porventura tem consequências sobre o perfil do produto interno do mesmo.

Como de costume em análise de painel, adicionou-se uma variável de tendência com vistas a controlar choques macroeconômicos globais, mas sem efeito relevante para os resultados finais. A variável explicativa de interesse é uma *dummy* indicando se o município tem ou não presença de PCH no período analisado, de acordo com a data de início de operação da mesma. As demais *dummies* para UHE e CGH foram adicionadas com intuito de controlar também pela presença desses outros dois tipos de

empreendimentos, que hipoteticamente também podem exercer influência sobre a economia local. No entanto, em virtude de não haver qualquer UHE que teve início de suas operações no período analisado, e sim antes de 2005, não foi possível obter estimativas para o coeficiente desta *dummy*, uma vez que ela não varia no período de tempo observado sendo, então, omitida no modelo de efeitos fixos.

A Tabela 2 apresenta a estatística descritiva das variáveis utilizadas na aplicação do modelo econométrico e suas respectivas descrições e unidades de medidas.

Tabela 2 – Variáveis Utilizadas, Descrição, Unidade de Medida e Estatísticas Descritivas.

Variável	Descrição	Natureza da Unidade de medida	Número de Observações	Média	Desvio Padrão	Mínimo	Máximo
lnPiB	logaritmo natural do Produto Interno Bruto (PIB)	Logaritmo	946	19,08	1,39	16,51	23,92
lnRecTribut	logaritmo natural da Receita Tributária	Logaritmo	915	14,41	1,54	10,51	20,91
lnPop	logaritmo natural da População	Logaritmo	946	9,51	1,14	7,43	13,65
lnIFDM	logaritmo natural do IFDM	Logaritmo	941	-0,43	0,12	-0,95	-0,14
part_Agro	participação do valor adicionado da agropecuária no valor adicionado total	percentual	946	31,65	17,21	0,15	88,55
part_ServExcl	participação do valor adicionado dos serviços (excluindo o valor adicionado pela administração, saúde, educação pública e seguridade social) no valor adicionado total	percentual	946	29,42	12,34	3,79	66,72
part_Inds	participação do valor adicionado da indústria no valor adicionado total	percentual	946	11,99	11,97	0,56	75,96
D_pch	Dummy indicativa de presença de PCH no município i	Dummy	946	0,18	0,38	0	1
D_cgh	Dummy indicativa de presença de CGH no município i	Dummy	946	0,07	0,25	0	1
D_uhe	Dummy indicativa de presença de UHE no município i	Dummy	946	0,08	0,27	0	1
Trend	Tendência para controle de choques macroeconômicos globais	Numérica	946	6	3,16	1	11

Fonte: Resultado do Estudo.

B. Modelagem Econométrica

Para aplicação empírica, utilizou-se o modelo de análise de dados em painel. De acordo com Greene (2003), a análise de dados em painel conta com uma dimensão temporal e outra espacial, acompanhando uma determinada unidade amostral ao longo do tempo. Há muitas vantagens no uso desse tipo de modelo, o qual, sumariamente, permite que o pesquisador possa detectar e medir efeitos mais complexos que não podem ser observados por uma análise feita puramente sobre dados de corte transversal ou mesmo de série temporal simples. Além disso, o uso de dados em painel aumenta o tamanho da amostra, permite fazer inferências sobre o efeito do tempo nos dados, produz informações com maior variabilidade, menos colinearidade, mais graus de liberdade e mais eficiência dos estimadores.

O modelo de análise de dados em painel pode ser estimado através dos efeitos fixos ou aleatórios. No caso de efeitos fixos, o intercepto pode diferir entre as unidades observacionais, pois cada uma delas possui características especiais. A expressão “efeitos fixos” indica, no entanto, que essas características especiais não alteram no tempo, ou seja, o intercepto de cada unidade observacional não muda ao longo do tempo observado. Tal modelo é adequado quando o intercepto da unidade observacional estiver correlacionado a um ou mais regressores. Nesse caso, um termo constante irá incorporar esses efeitos sem viesar ou prejudicar o poder explicativo das variáveis. (GREENE, 2003; PINTOR; PIACENTI, 2016).

Já no caso do modelo de efeitos aleatórios ou modelo de componente de erros, é suposto que o intercepto de cada unidade observacional seja extraído aleatoriamente de uma população maior cujo valor médio é constante. O intercepto comum representa o valor médio dos interceptos de todas as unidades observacionais e o componente de erro representa o desvio aleatório do intercepto individual desse valor médio. No caso do modelo de efeitos aleatórios, o intercepto de cada unidade de corte transversal, ou seja, as heterogeneidades individuais, não podem estar correlacionadas com as demais variáveis incluídas no modelo, o que é uma suposição muito forte no modelo de efeitos aleatórios. As diferenças individuais, ou heterogeneidades de cada unidade observada estarão refletidas no termo de erro da regressão (GREENE, 2003; PINTOR; PIACENTI, 2016).

Não obstante, o modelo de efeitos fixos peca em aspectos importantes, devido seu grau de robustez. Quaisquer variáveis invariantes no tempo irão imitar o termo constante

específico da unidade observada e automaticamente será omitido no ato da estimação. Assim, variáveis como, por exemplo, cor e sexo, no caso de indivíduos, localização geográfica, tipo de solo, no caso de unidade territorial, não podem ser estimadas, pois são invariantes no tempo e a especificação da estimação por efeitos fixos entende essas variáveis como efeitos ou características específicas das unidades observacionais, sendo, portanto, absorvidas pelo termo constante do modelo de efeitos fixos. Há poucas justificativas para tratar tais efeitos individuais como não correlacionados com outros regressores, como é assumido no modelo de efeitos aleatórios. Em função disso, escolhas arbitrárias de estimação por efeitos fixos ou aleatórios, na esperança de captar relações de interesse entre variável dependente e regressores, podem ter como preço a inconsistência dos parâmetros estimados caso exista essa correlação.

O teste de especificação desenvolvido por Hausman é usado para testar a hipótese nula subjacente a igualdade entre os estimadores de feitos fixos e aleatórios, ou seja, a hipótese nula de Hausman é que os estimadores do modelo de efeitos fixos e do modelo de efeitos aleatórios não diferem substancialmente entre si. Caso a hipótese nula seja rejeitada, a conclusão é de que o modelo de efeitos aleatórios não é adequado, porque as heterogeneidades não observadas provavelmente estarão correlacionadas com um ou mais regressores (GREENE, 2003).

Considerando todas essas particularidades, bem como atendendo ao resultado do Teste de Hausman, levou-se em consideração a estimação do modelo de efeitos fixos aplicado conforme a equação abaixo especificada e estimada por meio do *Software Stata* 12:

$$\begin{aligned} \ln PIB_{i,t} = & \beta_0 + \beta_1 \ln \text{RecTribut}_{i,t} + \beta_2 \ln \text{Pop}_{i,t} + \beta_3 \ln \text{IFDM}_{i,t} + \beta_4 \text{part_AGRO}_{i,t} \\ & + \beta_5 \text{part_SERVEXCL}_{i,t} + \beta_6 \text{part_INDS}_{i,t} + \beta_7 D_pch_{i,t} + \beta_8 D_cgh_{i,t} + \beta_9 D_uhe_{i,t} \\ & + \beta_{10} \text{trend}_{i,t} + \varepsilon_{i,t} \end{aligned}$$

Quando se aplica dados em painel, a combinação de cortes transversais e série temporal pode suscitar problemas de estimação e inferência. Esses problemas estão relacionados à não homocedasticidade do termo de erro nas unidades de corte transversal e também à autocorrelação na série temporal. Sendo assim, foram realizados os testes para identificação dessas possíveis violações dos pressupostos do modelo de regressão em painel, quais sejam, os teste de Wooldridge para autocorrelação e Breusch-Pagan para

heterocedasticidade. Detectados tais problemas, estimou-se a regressão de forma a corrigir tais erros e tornar os coeficientes estimados confiáveis.

C. Discussão dos Resultados

O potencial das Pequenas Centrais Hidrelétricas instaladas na bacia hidrográfica do Rio Paraguai (RHP) na geração de renda (Produto) nos municípios onde o empreendimento estiver localizado foi estimado por modelo econométrico com técnica de dados em painel utilizando o modelo de efeitos fixos. A Tabela 3 apresenta os resultados das equações estimadas antes e pós-correção robusta de heterocedasticidade e autocorrelação para painel.

Tabela 3 – Resultados das estimativas do modelo.

Variáveis	Coeficientes para Efeitos Fixos	Coeficientes Robustos para Efeitos Fixos
lnRecTribut	0,019*** (0,007)	0,019 (0,013)
lnPop	0,654*** (0,035)	0,654*** (0,075)
lnIFDM	0,133*** (0,045)	0,133** (0,055)
part_AGRO	0,036*** (0,001)	0,036*** (0,004)
part_SERVEXCL	0,032*** (0,001)	0,032*** (0,004)
part_INDS	0,035*** (0,001)	0,035*** (0,003)
d_pch	0,054*** (0,018)	0,054** (0,029)
d_cgh	-0,022 (0,036)	-0,022 (0,021)
d_uhe	- -	- -
Trend	0,098*** (0,001)	0,098*** (0,002)
_cons	9,543*** (0,369)	9,543*** (0,879)
Observações	910	
Grupos	86	
Períodos	11	

R-WITHIN	0,9643	0,9643
R-BETWEEN	0,9814	0,9814
R-OVERALL	0,9708	0,9708
Teste F	2445,04***	1068,93***

Fonte: Elaborado a partir dos resultados da pesquisa. Nota: * significativo ao nível de 10%, ** significativo ao nível de 5% e *** significativo ao nível de 1%. Erro-padrão entre parênteses abaixo do coeficiente estimado.

A análise dos modelos estimados mostra que todas as variáveis foram, em geral, estatisticamente significativas e obedeceram aos sinais esperados. Quando observamos a última coluna que reporta as estimativas do modelo de efeito fixo com correção usando o método robusto de correção de dados em painel, pode-se observar que apenas a primeira variável explicativa, que é o logaritmo natural da receita tributária, perde sua significância estatística. Os demais coeficientes mantiveram níveis de significância entre 1% e 5% o que mostra um bom ajuste do modelo, o qual também pode ser verificado pela alta significância estatística do teste F que, por sua vez, indica se os regressores, conjuntamente, conseguem explicar significativamente o PIB nos municípios estudados. Além disso, as estatísticas de ajustamento do R^2 também indicam que o modelo está bem ajustado dentro das unidades (*within*), entre as unidades (*between*) e no geral (*overall*), apresentando valores satisfatórios, acima de 95%, sinalizando um bom grau de ajustamento do modelo.

A RHP é formada por municípios bastante heterogêneos no que diz respeito à composição e desempenho da atividade econômica. De forma sucinta, pode-se evidenciar três grupos de identidades que compreendem os municípios da bacia: *i*) um grupo de municípios com alta dinâmica própria de centros urbanos, com grande importância do setor de serviços e também da atividade industrial no geral; *ii*) um grupo de municípios de porte médio-pequeno, cujo PIB *per capita* é expressivo em comparação a outros municípios do mesmo porte, sendo preponderantes as atividades ligadas a agricultura, como também comércio e serviços, e; *iii*) um grupo de municípios com características mais delicadas relacionadas a aspectos de vulnerabilidade em virtude do baixo dinamismo urbano, da expressiva população vivendo de trabalho de subsistência e dependentes de programas assistenciais, bem como por ainda conter notável população vivendo no meio rural.

Muito provavelmente, em virtude dessa heterogeneidade, o coeficiente relativo às receitas tributárias municipais ($\ln \text{RecTribut}$) mostrou-se estatisticamente não

significativo após a correção robusta para painel. Para boa parte dos municípios da bacia talvez sejam mais importantes as transferências do governo, como complemento da receita orçamentária municipal, do que o recolhimento de tributos no próprio município.

Avaliando a variável de interesse, a *dummy* indicativa de presença de empreendimento de PCH em cada município i , podemos observar que a mesma apresentou **efeito positivo e estatisticamente significativo a 5% sobre o PIB municipal**. Segundo o modelo estimado, o fato do município ter uma PCH instalada em sua sede aumenta, em média, o logaritmo natural do PIB anual em 0,054 unidades monetárias. Registre-se que é um impacto maior do que aquele decorrente do aumento da participação do valor adicionado da agricultura no valor adicionado total do município. É possível então assumir que há efeitos positivos dos empreendimentos de PCHs sobre a renda municipal, muito embora haja ressalvas a serem ponderadas decorrentes do isolamento dessa variável na base de dados, como será discutido em seguida.

Como já apontado, não há UHEs cuja operação tenha se iniciado durante o período analisado (2005-2015), de modo que não foi possível identificar, por meio da técnica utilizada, como variável *dummy*, o seu efeito sobre o PIB municipal. Há na RHP sete municípios com UHEs instaladas em sua sede, sendo uma no estado do Mato Grosso do Sul e seis no Mato Grosso. Foge assim do escopo avaliar os efeitos da introdução dessas UHEs, muito embora, como discutido na revisão de literatura, é sabido que há efeitos desses empreendimentos sobre a renda municipal que devem ser considerados. Por outro lado, o coeficiente da *dummy* que controla pela presença de CGHs (Central Geradora Hidráulica) não apresentou efeito estatisticamente significativo, o que pode ser explicado devido a sua baixa potência instalada e, em função disso, exerce baixa influência direta sobre a atividade econômica local.

É preciso chamar atenção ao fato de que há municípios que tem, simultaneamente, mais de um empreendimento e mesmo dois ou três tipos de empreendimentos, ou seja, municípios com mais de uma PCH, municípios com PCH e UHE, municípios com PCH, UHE e CGH entre outras combinações possíveis. A segunda combinação citada aparece em 37% dos municípios com empreendimento em PCH, o que pode sobrestimar o efeito da PCH sobre o PIB municipal no modelo. Isso porque as UHEs são empreendimentos que potencialmente geram renda para o município por meio de compensação financeira ou royalties. No modelo de efeitos fixos estimados não foi possível captar tal efeito isoladamente, pois, como já dito, as UHEs na bacia tem datas de instalação antes dos anos 1990, o que foge da série temporal analisada.

A ressalva acima não anula o resultado do modelo, embora seja necessário analisá-lo com mais cautela, sugerindo pesquisas futuras que busquem isolar e analisar tal efeito utilizando base de dados mais ampla tanto em corte transversal quanto no corte temporal. Na presença de tal efeito é preciso buscar evidências de como esse resultado implicaria em real indução de desenvolvimento local e regional, buscando verificar se há, de fato, melhoras em indicadores socioeconômicos municipais, para se verificar se os ganhos econômicos originados desse tipo de empreendimento são eficientes também em termos de ganho de bem estar social.

4.4.2.4. Considerações

Esta seção teve por objetivo analisar o efeito da presença de empreendimentos de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) sobre a renda ou PIB dos municípios pertencentes à Região Hidrográfica do Rio Paraguai (RHP). Para tanto foi utilizada a análise de dados em painel abrangendo os anos de 2005 a 2015.

Em uma breve revisão de literatura, não foram encontrados trabalhos que avaliassem isoladamente os efeitos de PCHs sobre a renda municipal e sim estudos que analisavam o impacto de empreendimentos hidrelétricos de maior porte, pois são potencialmente geradores de receitas municipais através do recebimento de royalties e CFURH (Compensação Financeira por Uso de Recurso Hídrico). As PCHs não promovem ao município qualquer tipo de compensação financeira direta, porém, como pressuposto, dados os aspectos tributários que envolvem esse tipo de empreendimento, ele pode vir a ser importante gerador de receitas municipais via recolhimento de impostos para a sede onde o mesmo tiver instalado. Mesmo para tributos oriundos de transferências de outras esferas da federação, um maior PIB municipal pode suscitar uma maior participação do município como beneficiário de tais transferências, assim suscitando aumento da renda do mesmo.

Para atingir o objetivo do trabalho foi estimado um painel de efeitos fixos com correção robusta para heterocedasticidade e autocorrelação utilizando *dummies* que indicavam a presença ou não de empreendimentos hidrelétricos do tipo PCH, UHE e CGH e tendo como variável dependente o logaritmo natural do PIB municipal. Os resultados da estimação mostraram efeito positivo e estatisticamente significativo da presença de PCHs sobre a renda municipal e, apesar das limitações apresentadas, não seria possível

anular os efeitos dos empreendimentos do tipo PCH sobre a geração de riqueza no município.

Como uma limitação deste trabalho, vale destacar a dificuldade de isolar os efeitos da PCHs sem considerar os efeitos de outros empreendimentos maiores como as UHEs. Dada a delimitação da amostra, não foi possível captar o efeito das UHEs, pois todas elas datavam instalação antes de período estabelecido na amostra o que, por sua vez, fez com que tal efeito tenha sido absorvido pelo termo constante do modelo de feitos fixos ou ainda, pode aparecer sobrestimando o efeito de PCHs sobre a renda municipal. Tal ressalva sugere a aplicação de novas estimações contemplando uma base de dados maior tanto no que se refere aos corte temporal quanto ao corte transversal para corroborar a conclusão desse estudo.

Por fim, importa considerar que o resultado positivo identificado de contribuição da presença de PCH no município no PIB municipal seria de fato intuitivamente esperado, especialmente em municípios de menor PIB, onde a PCH passaria a contar mais expressivamente. Contudo, tal resultado deve ser lido restritamente à variável PIB, o que não implica necessariamente contribuição equivalente em termos da geração de renda para a sociedade local e conseqüentemente o desenvolvimento local. No presente estudo buscou-se compreender e identificar a contribuição da operação de uma PCH ou CGH para o efeito dinâmico integrado, na cadeia econômica local, das receitas, da massa salarial e das arrecadações tributária originadas de tal operação. Contudo, aqui a principal limitação está na suposição quanto ao primeiro elemento, as receitas do empreendimento. Como é conhecido, a grande maioria dos empreendimentos hidrelétricos na região pertencem a proprietários individuais ou grupos econômicos que se originam e atuam em outras localidades, notadamente grandes centros, de modo que o produto gerado pelo empreendimento será, de um lado, contabilizado para o PIB local, mas de outro lado efetivamente esta renda gerada apenas em pequena parte se reverte na cadeia econômica local, indo se destinar enquanto renda às regiões sede de seus proprietários.

Ou seja, dos benefícios gerados pela PCH, sendo de pequena expressão os oriundos da geração de emprego e da tributação, sua parcela mais relevante como contribuição ao PIB provém das receitas diretas geradas pela operação do empreendimento, mas estas tendem em grande medida serem “exportadas” para outras regiões, assim pouca contribuição trazendo ao desenvolvimento local.

4.5. Aspectos Ambientais dos Empreendimentos Hidrelétricos da BHP

4.5.1. Impactos Ambientais

Considerando a relevância ecológica e sua localização na maior área úmida do planeta, a construção de Empreendimentos Hidrelétricos na BHP deve ser analisada de forma sistêmica, uma vez que o barramento dos cursos hídricos produz significativas alterações na dinâmica ecológica associada a seus regimes hídricos, com efeitos cumulativos dos impactos gerados sobre os encadeamentos na biodiversidade e, em sua decorrência, sobre a sociobiodiversidade.

No escopo do presente projeto de pesquisa, os impactos ambientais dos Empreendimentos estão sendo analisados em diferentes vertentes pelas diferentes equipes: Impactos hidrológicos, impactos sedimentológicos e sobre a qualidade da água, impactos sobre a ictiofauna e impactos sociais e econômicos, destacadamente sobre a atividade da pesca.

Em que pese a ocorrência de impactos ecológicos sistêmicos sobre o conjunto da biodiversidade, o presente projeto de pesquisa enfoca como elemento central a ictiofauna, pela centralidade desta tanto na dinâmica ecológica quanto social, pela pesca, na BHP, e por ser um elemento das cadeias ecossistêmicas mais fortemente afetados pelos barramentos, pois estes interferem de modo decisivo em seus ciclos biológicos reprodutivos, especialmente nos das espécies migradoras. Com este recorte centrado nos impactos sobre os peixes e a pesca, vários outros aspectos de impactos ecológicos existentes estarão, sabida e deliberadamente, subdimensionados nesta pesquisa.

Souza Filho (2013), em seu artigo que relaciona a descarga fluvial e o transporte de sedimento nas barragens na bacia do rio Paraguai, aborda de maneira exemplar os impactos ambientais inerentes a este tipo de intervenção.

Gonçalves Jr. e Borges (2011) avaliam impactos diretos, causados pelas características estruturais do empreendimento: barramento, vertedouro tomada de água, tubulação forçada, câmara de carga, casa de máquinas, canal de fuga de restituição ao leito do rio, cujas dimensões são função da vazão de alimentação. O tamanho e natureza deste impacto dependem da relação entre a vazão natural do rio e a potência instalada. Devem, portanto, ser avaliados caso a caso.

Gonçalves Jr e Borges (2011) apresentam uma situação extrema, a PCH José Gelázio, com 23,7 MW de potência, instalada no rio Ponte de Pedra da BHP. Nesta instalação, o canal de adução captura quase toda vazão natural do rio para alimentar a

casa de máquina, deixando seco cerca de 6 km do leito do rio. Arranjos desta natureza, que não respeitam minimamente o critério de vazão ecológica, provocam fortes impactos diretos no meio físico, biótico e mesmo socioeconômico. Este estudo é eloquente ao colocar em evidência a indispensabilidade de estudos eco-hidrográficos para avaliação das vazões em todo ciclo das cheias e secas e sua compatibilidade com a operação do Empreendimento Hidrelétrico, como recomendado por Calheiros et al. (2009).

Com relação aos impactos sobre a ictiofauna, complementarmente às análises próprias realizadas pela respectiva equipe nesta pesquisa, apresentamos no item a seguir, como aspectos próprios dos empreendimentos, um levantamento da discussão sobre a mitigação dos impactos sobre a ictiofauna por meio de tecnologias de passagem de peixes.

Neste presente capítulo em que são analisadas as características dos empreendimentos são destacados dois impactos ambientais de caracterização geral e calculados diretamente com base nas características dos empreendimentos: os impactos em termos de *emissões de Gases de Efeito Estufa* e a *área de inundação*. Estes elementos serão apresentados adiante.

4.5.2. Mecanismos de transposição de barragens

As tecnologias para passagem de peixe são bastante antigas. As primeiras foram desenvolvidas no século XVIII, visando a permitir que peixes migradores, em especial os salmonídeos, pudessem transpor obstáculos nos rios (CLAY, 1995; AGOSTINHO; GOMES; PELICICE, 2007). O primeiro barramento artificial a ter uma estrutura para passagem de peixes data de 1828 (GODOY, 1985), enquanto a primeira passagem para peixes no Brasil foi construída em 1911 no rio Pardo (MAKRAKIS et al, 2007). O uso destas tecnologias ganhou força no Brasil na segunda metade do século XX, e, em alguns estados, o uso das passagens de peixe passou a ser exigido por lei (GODINHO; KYNARD, 2009; LIRA et al, 2017).

Existem diversas tecnologias de passagem de peixes (AGOSTINHO; GOMES; PELICICE, 2007):

- Escadas de peixe: tecnologia mais comum no Brasil e no mundo, consiste em uma estrutura para reduzir a velocidade e o gradiente da água, de maneira a permitir que os peixes consigam subir e passar pela barragem. Existem diversos modelos de escadas de peixe;
- Eclusa de peixe: semelhante às eclusas para navegação, trata-se de um sistema de compartimentos interligados e comportas de diferentes níveis

(jusante e montante), de modo que se possa variar o nível da água no interior do compartimento;

- Elevadores de peixe: têm um conceito de funcionamento similar ao das eclusas, mas contam com um sistema mecânico (elevador) para levar os peixes do nível jusante ao montante. Existem duas estruturas deste tipo no Brasil: na UHE Porto Primavera, no rio Paraná e na UHE Funil, no rio Grande;
- Canais de passagem secundários: são rios artificiais que visam manter a conexão entre o trecho à montante e o trecho à jusante;
- Sistema de captura e transporte por caminhões: usado, em geral, apenas de maneira provisória.

O sucesso atribuído às passagens de peixe, notadamente às escadas de peixe, está muito ligado à sua eficiência no caso dos salmonídeos do hemisfério norte (AGOSTINHO et al, 2007). Contudo, apesar dos diversos tipos de tecnologias disponíveis e dos grandes investimentos de capital e de engenharia para melhorá-las, diversos estudos mostram que as passagens de peixe são ineficientes no caso dos peixes neotropicais, devido a sua alta diversidade ecológica e comportamental (PELICICE; POMPEU; AGOSTINHO, 2015).

Alguns estudos até consideram as passagens de peixes eficientes, mesmo no caso de peixes neotropicais, por entender que elas promovem a subida dos peixes para a montante da barragem. Contudo, este aspecto, isoladamente, não é suficiente para determinar o sucesso desta tecnologia para preservação das espécies de peixe (POMPEU; AGOSTINHO; PELICICE, 2012).

Primeiro, é preciso que as passagens de peixe consigam atrair os peixes para dentro delas. Se o mecanismo de atração não funcionar de maneira apropriada, os peixes podem ficar nos arredores da passagem, sem efetivamente transpor a barragem. Isso pode atrasar a migração, comprometendo a desova. Caso esse atraso seja excessivo, pode resultar inclusive na reabsorção dos ovócitos, de modo a nem sequer haver a desova (AGOSTINHO; GOMES; PELICICE, 2007; ANTONIO et al, 2007).

Outros problemas são a seletividade e a dominância. A seletividade diz respeito à proporção das espécies existentes no rio que percorrem a passagem, enquanto a dominância significa que uma quantidade pequena de espécies representa a maior parte dos peixes que atravessam a passagem. A seletividade foi verificada, por exemplo, por Fernandez, Agostinho e Bini (2004) na UHE Itaipú. Eles verificaram que as espécies mais abundantes na escada não eram as mesmas que no rio (rio Paraná). Diversos outros

estudos relatam tanto o problema da seletividade e da dominância (ver Pompeu, Agostinho e Pelicice (2012)). Estes estudos indicam que, em geral, apenas de 3 a 5 espécies de peixes representam 80% ou mais dos exemplares encontrados nas escadas de peixe.

Uma questão relevante apontada por Agostinho et al (2012) é a predação intensa nas escadas de peixe. Isso ocorre em função da alta concentração de peixes em uma estrutura de espaço limitado. Desse modo, a escada pode se tornar um *hotspot* para a predação (MCLAUGHLIN et al, 2013). O estudo de Agostinho et al (2012) mostra que a predação intensa não ocorre apenas na escada, havendo predação também nos arredores da entrada e da saída da escada. Algumas espécies podem, inclusive, passar períodos prolongados dentro da escada, predando as demais espécies de peixe que passam por ela. Mas as espécies predadoras não se limitam aos próprios peixes, ocorrendo predação por mamíferos, répteis e aves.

O maior problema das passagens de peixe é que elas são estrutura unidirecionais. Tanto peixes que conseguem subir à montante da barragem, quanto os ovos e larvas resultantes da desova desses peixes, têm dificuldade para descer de volta à jusante da barragem. No caso dos peixes adultos, há consenso de que as passagens projetadas para fazê-los subir não funcionam de maneira adequada para fazê-los descer (LARINIER; TRAVADE, 2002; POMPEU; AGOSTINHO; PELICICE, 2012).

Os peixes da América do Sul tendem a evitar ambientes lânticos, como os reservatórios das hidrelétricas. Desse modo, após subir pelas passagens de peixe, eles tendem a subir ainda mais pelo rio e não mais retornar ao reservatório (POMPEU; AGOSTINHO; PELICICE, 2012). Assim, os próprios reservatórios funcionam como barreiras comportamentais, com efeito semelhante à barreira física imposta pela barragem. O gradiente de condições hidrológicas e limnológicas nos reservatórios resulta numa transição do ambiente lótico do rio para um ambiente semi-lântico e lântico. Esse ambiente lântico não oferece as condições necessárias para a orientação dos peixes para a migração rumo à jusante (PELICICE; POMPEU; AGOSTINHO, 2015).

O reservatório também impede que os ovos e larvas desçam o rio. Como os ovos e as larvas são levemente mais densos que a água, no ambiente lântico do reservatório, eles tendem a afundar (PELICICE; POMPEU; AGOSTINHO, 2015). Estudo feito por Agostinho et al (2007) na UHE Luís Eduardo Magalhães não identificou nenhuma larva ou ovo de peixes migradores abaixo da barragem. Eles constataram também que a subida

dos peixes pela escada de peixe ocorria em uma frequência 258 vezes maior que a descida, chegando a 282 vezes para espécies migradoras.

Deste modo, as passagens de peixe, ao invés de auxiliar na conservação do ecossistema, podem, na verdade, funcionar como armadilhas ecológicas. Se os peixes que sobem pela passagem não conseguem descer e se o ambiente à montante da barragem tem condições piores que o ambiente à jusante para o desenvolvimento dos ovos e larvas, o resultado é que os peixes ficam presos em um ambiente com condições ruins para a reprodução. Isso ocorre com mais frequência em rios com hidrelétricas em sequência e em barragens localizadas nas regiões superiores da bacia hidrográfica (PELICICE; AGOSTINHO, 2008).

Ressalta-se que a migração descendo o reservatório não é um problema nos sistemas temperados, visto que os salmonídeos têm comportamento diferente dos peixes neotropicais, sendo capazes de vencer o efeito de barreira imposto pelo reservatório (PELICICE; POMPEU; AGOSTINHO, 2015).

Logo, a utilização de passagens de peixe, independentemente da tecnologia adotada, não soluciona o impacto que as barragens têm no ciclo reprodutivo dos peixes, em especial das espécies migradoras. Segundo Pompeu, Agostinho e Pelicice (2012), o insucesso na descida é o maior obstáculo para o uso das passagens de peixe como ferramentas de gestão e conservação ambiental. Isso é ainda mais relevante por não haver, até o momento, solução técnica para o problema da descida dos peixes (PELICICE; POMPEU; AGOSTINHO, 2015).

4.5.3. Impacto dos Empreendimentos da BHP em Emissões Geradas e Evitadas frente o Aquecimento Global

A partir dos cálculos de geração anual dos Empreendimentos Hidrelétricos da BHP, foram então determinadas as emissões evitadas por esta geração, calculadas comparando-se as emissões de carbono equivalente ao longo do ciclo de vida das usinas hidrelétricas com as emissões ao longo do ciclo de vida das demais energias que irão compor a expansão da matriz energética brasileira até 2029.

Primeiro, verificou-se no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2029 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) qual a expectativa de expansão da matriz energética. No cenário de expansão de referência da EPE, é previsto que, em 2029, as UHEs, PCHs e CGHs gerarão 124 TWh a mais do que em 2019, como pode ser visto na

Tabela 4. Isso representa 42,15% do incremento na geração de energia elétrica neste período.

Tabela 4 – Previsão de expansão da oferta de energia elétrica no Brasil – 2019-2029

Tipo de fonte	Oferta de energia elétrica em 2019 (TWh)	Oferta de energia elétrica prevista em 2029 (TWh)	Incremento (TWh)
Hidráulica (UHE, PCH e CGH)	421	545	124
Eólica	65	155	90
Solar	6	34	28
Biomassa	69	87	18
Nuclear	15	26	11
Gás Natural	36	42	6
Carvão	6	6	0
Outros	31	48	17
Total	649	943	294

Fonte: (EPE, 2020)

Tendo este cenário de expansão da geração de energia elétrica, é possível estimar o total de emissão de carbono equivalente desta expansão com base nos fatores de emissão de GEE ao longo do ciclo de vida de cada tipo de fonte. A utilização do ciclo de vida permite uma comparação mais justa entre os diversos tipos de fonte, uma vez que, algumas delas, apesar de não apresentar qualquer emissão de GEE durante a fase de operação, possuem valores relevante de emissões nas fases de produção/construção, instalação e de fim de vida. É o caso, por exemplo, da energia solar fotovoltaica, cujas emissões ocorrem principalmente na fase de produção dos painéis e nas etapas de reciclagem/descarte ao final da vida útil.

A Tabela 5 mostra os fatores de emissão para cada fonte da matriz energética brasileira ao longo de seu ciclo de vida. Ressalta-se que para o cálculo do fator de emissão médio da expansão da matriz energética utilizou-se o valor de 0,019 e não 0,024 tCO₂eq/MWh para as fontes hidrelétricas. Isso é feito porque o valor de 0,024 considera a emissão de CH₄ dos reservatórios, enquanto o valor de 0,019 considera apenas as emissões relacionadas à construção da infraestrutura das hidrelétricas (IPCC, 2014; Almeida et al, 2019). As emissões dos reservatórios serão calculadas posteriormente, considerando o tamanho de cada reservatório.

Tabela 5 – Fator de emissão de carbono por tipo de fonte

Tipo de fonte	Fator de emissão de CO ₂ (tCO ₂ eq/MWh)
Hidrelétrica (considerando o reservatório)	0,024
Hidrelétrica (sem considerar o reservatório)	0,019
Eólica	0,011
Solar	0,048
Biomassa	0,230
Nuclear	0,012
Gás Natural	0,490
Carvão	0,820

Fonte: (IPCC, 2014; Almeida et al, 2019)

A partir dos dados das tabelas 4 e 5 é possível calcular o fator de emissão de carbono médio referente à expansão da geração de energia elétrica no Brasil até 2029. Para isso, fez-se a média ponderada do fator de emissão de cada fonte (Tabela 5) e o respectivo incremento na oferta de energia em 2029 (Tabela 4), obtendo-se o valor aproximado de 0,045 tCO₂eq/MWh. Ressalta-se que os 17 TWh de incremento na oferta referente a outras fontes de energia (Tabela 4) não foi considerado neste cálculo, pois não é possível estimar um fator de emissões para este caso. Sendo assim, verifica-se que as hidrelétricas podem evitar a emissão de aproximadamente 0,026 tCO₂eq/MWh em relação ao valor médio previsto para a expansão da geração até 2029.

Calcula-se, então, o fator de emissão de carbono dos reservatórios dos empreendimentos hidrelétricos. Usando dados do IPCC (2006), verifica-se que os reservatórios em clima tropical emitem em média 0,463 kgCH₄/ha.dia o que equivale a 422 tCO₂eq/km².ano, considerando um fator de 25 para a conversão do CH₄ para CO₂eq (IPCC, 2014). Logo, cada empreendimento hidrelétrico irá evitar (ou emitir) 0,026 tCO₂eq/MWh - 422 tCO₂eq/km².ano de GEE.

Por fim, para estimar os benefícios dos empreendimentos hidrelétricos em um indicador síntese único, é preciso converter o quanto cada empreendimento irá evitar (ou emitir) de GEE em valores monetários. Para isso, optamos pela utilização dos valores propostos pelo *Carbon Pricing Leadership Coalition* (2017) que afirma que para se alcançar os objetivos do acordo de Paris, do qual o Brasil é signatário, é preciso que o preço do carbono em 2020 esteja entre US\$ 40-80 por tonelada de CO₂eq. Assumimos para os nossos cálculos o valor médio, ou seja, 60 US\$/tCO₂eq, equivalente a aproximadamente 225 R\$/tCO₂eq. Assim, podemos admitir que cada tonelada de CO₂eq não emitida traria um benefício equivalente a R\$ 225 para ao Brasil (e também para o

mundo, dado o caráter global das mudanças climáticas), enquanto cada tonelada emitida traria um prejuízo neste mesmo valor.

Neste contexto, as 11 PCHs em via de construção evitariam as emissões de 20.185 ton de CO₂eq por ano. Isso corresponde a um benefício equivalente a R\$ 4,5 milhões. O conjunto de todas as PCHs da BHP evitaria a emissão de 161.429 ton de CO₂eq por ano, enquanto as CGHs evitariam a emissão de 4.405 ton de CO₂eq. As UHEs, por sua vez, emitiriam por volta 49.229 ton de CO₂eq por ano, o que se deve aos grandes lagos desses empreendimentos. Considerando o conjunto dos empreendimentos (em operação, em construção e previstos), seriam evitados a emissão de 116.536 ton de CO₂eq por ano, correspondendo a um benefício de R\$ 26,2 milhões por ano.

4.6. Síntese dos indicadores desenvolvidos

A Tabela 6 apresenta uma síntese dos indicadores desenvolvidos e utilizados neste trabalho.

Tabela 6 – Síntese dos indicadores utilizados

Indicador	Valor
Tempo médio de construção de PCHs/CGHs	25,7 meses
Vida útil empreendimentos hidrelétricos	35 anos
% de utilização de mão de obra local na construção de PCHs/CGHs	75%
Estimativa de mão de obra local a ser empregada por ano durante a construção de empreendimentos hidrelétricos	24,6 empregos/MW
Estimativa de mão de obra local a ser empregada por ano durante a operação de empreendimentos hidrelétricos	0,35 empregos/MW
Estimativa de massa salarial que fica no município por ano de construção de empreendimentos hidrelétricos	887,90 R\$/emprego/mês
Estimativa de massa salarial que fica no município por ano de operação de empreendimentos hidrelétricos	2916,08 R\$/emprego/mês
Emissões de GEE evitadas pela utilização de empreendimentos hidrelétricos	0,026 tCO ₂ eq/MWh - 422 tCO ₂ eq/km ² .ano.
Estimativa de benefício para monetário pelas emissões evitadas	225 R\$/tCO ₂ eq

A partir dos indicadores apresentados na Tabela 6, é possível construir índices para avaliar os empreendimentos hidrelétricos.

De um lado, aqui se propõe um indicador de Contribuição Econômica Local (CEL). A contribuição econômica de um Empreendimento Hidrelétrico deve ser compreendida tanto em termos de sua contribuição em termos da energia gerada em si mesma, ou seja, uma contribuição à matriz energética nacional, quanto em termos do benefício que produz ao desenvolvimento em termos locais e regionais. Para fins do presente estudo, a ponderação dos benefícios de um empreendimento e a decorrente confrontação destes com os custos de seus impactos sociais e ambientais negativos será aqui considerada em termos de sua contribuição local, e não de sua contribuição quantitativa absoluta à matriz nacional.

Do ponto de vista agregado, a consideração do valor *in totem* da energia gerada em si, em termos absolutos, enquanto benefício do empreendimento, somente faria sentido se: 1. Esta fosse a única alternativa energética disponível; 2. Houvesse um déficit energético insuperável. Ou seja, se houvesse um déficit que necessariamente devesse ser coberto por esta fonte, então o valor de tal contribuição poderia ser computado em sua totalidade, em termos absolutos. Contudo, esta não é a realidade. De um lado, em termos de planejamento energético, se houver uma necessidade de oferta energética para atender determinada demanda, se esta não for atendida por PCHs do Pantanal ela será atendida por outras fontes, e mobilizadas pelo planejamento público para tal fim. De outro lado, a contribuição econômica de um fator de produção ao conjunto da cadeia econômica, em particular um fator essencial como é a energia, será tão mais “valioso” no conjunto da contabilidade social quanto mais barato este for, e não mais caro. Com isso, é um equívoco querer-se valorar o benefício gerado por tal produto, a energia, em termos dos preços pelos quais a energia é vendida. Assim, a contribuição econômica da energia gerada deve ser lida não em termos absolutos, mas sim em termos relativos, considerados não apenas os custos de produzi-la e os valores pelos quais é vendida, mas sim em termos relativos, ou seja, confrontada com o grau de essencialidade e insubstituibilidade de uma oferta energética específica e com o custo de oportunidade de a sociedade adquirir energia de uma fonte mais cara vis-à-vis a adquiri-la de fonte energética mais barata. Em outras palavras, para fins dos propósitos deste estudo, o valor da contribuição de um EH relativo à energia que este produz para a matriz energética nacional deve ser interpretado não em termos dos valores de mercado desses quantitativos, mas sim em termos de qual o

diferencial econômico que o acionamento desta fonte de energia produz comparativa e relativamente às demais fontes, notadamente as mais baratas.

Deste modo, a análise aqui presente irá inicialmente focar a contribuição econômica ao desenvolvimento local. Para tal, irá focar não na abordagem pela ótica do Produto, e sim da Renda. Nesta, os elementos centrais se concentram na remuneração aos fatores de produção, ou seja, a renda ou rendimento do capital, a remuneração do emprego (salários) e a arrecadação tributária.

Conforme anteriormente apresentado, os dados primários específicos obtidos junto aos empreendimentos puderam nos informar apenas o número de empregos gerados. Até mesmo os dados salariais não foram obtidos e tiveram que ser estimados por dados secundários. Do mesmo modo, a análise tributária não se mostrou ser viabilizada, dada a não incidência de CFURH e royalties sobre as PCHs e CGHs, sendo a efetiva contribuição tributária a cada município dispersamente complexa na incidência caso a caso entre diferentes impostos e transferências e repartição de impostos. Ademais, no complexo sistema tributário, não há uma correspondência entre os tributos recolhidos pelos empreendimentos, que se destinam a diferentes esferas e entes da federação, e os tributos recebidos pelo município, de diferentes origens e de diferentes sistemas de repartição. Por sua vez, também a massa de rendimentos líquidos dos empreendimentos (lucros), a sua renda, não nos é conhecida.

O primeiro índice construído para fins desta análise foi a Contribuição Econômica Local (CEL), que apresenta, em valores econômicos, os benefícios diretos e indiretos dos empreendimentos hidrelétricos na BHP que puderam ser quantificados. O índice CEL pode ser calculado conforme a seguinte fórmula:

$$CEL = \left(\frac{t_{obra} \times emp_{obra} \times renda_{obra} + t_{op} \times emp_{op} \times renda_{op}}{(t_{obra} + t_{op})} \right) \times PI \quad (1)$$

Em que:

t_{obra} = tempo médio de construção: 25,7 meses;

emp_{obra} = mão de obra local a ser empregada por ano durante a construção: 24,6 empregos/MW;

$renda_{obra}$ = salário médio que fica no município por ano de construção: 887,90 R\$/emprego.mês;

t_{op} = vida útil do empreendimento: 35 anos;

emp_{op} = mão de obra local a ser empregada por ano de operação: 0,35 empregos/MW;

$renda_{op}$ = salário médio que fica no município por ano de operação: 2916,08 R\$/emprego.mês;

PI = potência instalada do empreendimento em MW.

Substituindo os valores chega-se a:

$$CEL = 26.655 \times PI \left[\frac{R\$}{ano} \right] \quad (2)$$

onde o coeficiente numérico corresponde à massa salarial anual média do empreendimento por MW instalado, que multiplicado pela potência instalada conforma a massa salarial total anual média gerada pelo empreendimento.

Além do CEL, calculou-se também a contribuição anual dos empreendimentos hidrelétricos em termos de mitigação de emissões de GEE. Chamou-se este índice de Contribuição Econômica em Mitigação de Emissões (CME), correspondente ao valor monetário das emissões mitigadas, ao ano, em virtude da operação do empreendimento comparativamente a outras alternativas energéticas, que pode ser calculado conforme segue:

$$CME = EV \times BMEV \quad (3)$$

Em que,

EV = Emissões de GEE evitadas ao ano pela utilização de empreendimentos hidrelétricos (tCO₂eq);

BMEV = Estimativa de benefício monetário por quantidade de emissões evitadas (R\$/tCO₂eq).

Estas emissões evitadas (EV) consistem de duas componentes, a primeira correspondente às emissões evitadas decorrentes da operação do empreendimento (com sinal positivo) e a segunda correspondente às emissões por área alagada do empreendimento (com sinal negativo): 0,026 tCO₂eq/MWh - 422 tCO₂eq/km².ano.

Ou seja, o primeiro componente consiste no quanto uma hidrelétrica pode evitar de emissões, por MWh gerado, em relação ao valor médio de emissões entre as diferentes fontes previstas (pela EPE) para a expansão da geração até 2029, que como visto anteriormente é de 0,02618 tCO₂eq/MWh. Para o cômputo das emissões evitadas totais anuais por um empreendimento ou conjunto de empreendimentos basta multiplicar-se tal valor pela energia gerada (EG) por estes no ano, em MWh.

O segundo componente, as emissões geradas a partir da área alagada pelo empreendimento, é obtido multiplicando-se o fator de 422 tCO₂eq/km².ano, anteriormente calculado, pela área alagada pelo empreendimento (AL).

Deste modo tem-se que:

$$EV = 0,02618 \cdot \left[\frac{\text{tCO}_2\text{eq}}{\text{MWh}} \right] \cdot EG \left[\frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] - 422 \cdot \left[\frac{\text{tCO}_2\text{eq}}{\text{km}^2 \cdot \text{ano}} \right] \cdot AL \text{ [km}^2\text{]} \quad (4)$$

A EG pode ser estimada conforme a equação 5:

$$EG = PI \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) \times 8760 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{ano}} \right] \quad (5)$$

Em que,

TEIF = Índice de indisponibilidade forçada;

IP = Indisponibilidade programada;

PI = potência instalada em MW.

A Tabela 7 fornece os valores de TEIF e IP para diferentes valores de potência instalada de empreendimentos hidrelétricos.

Tabela 7 – Valores de TEIF e IP

Potência instalada (MW)	Índice de indisponibilidade forçada (TEIF)	Indisponibilidade programada (IP)
até 29	0,02333	0,06861
de 30 a 59	0,01672	0,05403
de 60 a 199	0,02533	0,08091
de 200 a 499	0,02917	0,12122

Fonte: Comitê Brasileiro da Comissão de Integração Energética Regional (BRACIER)

Chamemos por β :

$$\beta = (1 - TEIF) \times (1 - IP) \times 8760 \quad (6)$$

coeficiente este calculado com base nos dados da Tabela 7.

Assim, tem-se que as Emissões evitadas EV (tCO₂eq/ano) serão dadas por:

$$EV = 0,02618 \times PI \times \beta - 422 \times AL \left[\frac{\text{tCO}_2\text{eq}}{\text{ano}} \right] \quad (7)$$

Com base nestas, calcula-se a Contribuição Econômica em Mitigação de Emissões (CME) multiplicando-se EV por seu valor monetário unitário (BMEV), conforme a equação 3. Com base nas estimativas anteriormente apresentadas, BMEV foi estimado como sendo 225 R\$/tCO₂eq. Assim tem-se:

$$\begin{aligned} CME &= EV \times BMEV = (0,02618 \times PI \times \beta - 422 \times AL) \times 225 \\ &= 5,89 \times PI \times \beta - 94.950 \times AL \left[\frac{\text{R\$}}{\text{ano}} \right] \end{aligned} \quad (8)$$

Em que,

PI = potência instalada do empreendimento em MW;

AL = área alagada pelo empreendimento em km²;

coeficiente $\beta = (1-TEIF) \times (1-IP) \times 8760$ (calculado pela Tabela 7).

Por fim, construiu-se um índice para avaliar a contribuição do empreendimento para a geração de energia para a matriz energética nacional, determinado com base no diferencial da contribuição deste tipo de empreendimento para a sociedade relativamente ao que seria o suprimento desta oferta por outros tipos de fontes. Ou seja, levando-se em consideração o custo de oportunidade para a sociedade da utilização de cada tipo de fonte de energia. Tal foi calculado considerando o preço da energia (R\$/MWh) nos leilões da ANEEL. Adotou-se como referência o valor médio do preço nos últimos 5 anos (Tabela 8). Isso foi feito visando amenizar distorções que possam ser causadas por preços excessivamente altos ou baixos para uma determinada fonte em um determinado ano.

Tabela 8 – preço médio da potência instalada (MWh) por tipo de fonte

Fonte geradora	Preço médio da energia em leilões da ANEEL nos últimos 5 anos (R\$/MWh)
CGH	221,06
Eólica	143,84

PCH	227,27
Solar fotovoltaica centralizada	216,99
UHE	172,58
Termelétrica – carvão	268,82
Termelétrica – óleo	256,00
Termelétrica – biomassa	239,39
Termelétrica – gás natural	244,47

Fonte: Elaborado pelos autores com base em <http://www.aneel.gov.br/geracao4>.

A partir dos valores da Tabela 8, adotou-se como referência para o cálculo do Custo de Oportunidade Social (COS) a fonte com menor preço para o MWh na média dos últimos cinco anos, neste caso, a energia eólica (143,84 R\$/MWh). Ressalta-se que, ao se utilizar esta metodologia aqui apresentada em cálculos futuros tais, valores deverão ser atualizados com base em novos leilões de energia da ANEEL.

Utiliza-se então a equação 9:

$$COS = P_i - P_{inf} \left[\frac{R\$}{MWh} \right] \quad (9)$$

Em que,

P_i = preço médio da energia da fonte i nos últimos 5 anos em R\$/MWh.

P_{inf} = menor preço médio da energia nos últimos 5 anos: 143,84 R\$/MWh;

Com base na equação 9, chega-se então no índice da Contribuição Econômica Energética Ajustada (CEA), que corresponde ao quanto a sociedade ganha, ou perde, em termos econômicos, com a aquisição de uma determinada quantidade gerada de energia EG, mais barata, ou mais cara respectivamente, que outra fonte energética de referência. Ou seja, a CEA é calculada considerando-se o custo de oportunidade social (COS) da geração para determinado tipo de fonte (por MWh gerado) e a estimativa da quantidade de energia que esta fonte gera por ano (EG).¹ A CEA será positiva, um benefício

¹ A CEA possui a seguinte racionalidade. Uma determinada quantidade de energia gerada por uma fonte i (EG_i), multiplicada por seu preço P_i , produz o montante de valor V_i .

$$EG_i \times P_i = V_i$$

Por sua vez, este mesmo montante de valor dispendido pela sociedade, caso fosse utilizado na aquisição de energia de uma fonte alternativa (a) mais barata (de preço P_a), adquiriria uma quantidade de energia maior (EG_a).

$$V_i \times \frac{1}{P_a} = EG_a$$

econômico, se a fonte sob análise for mais barata que a fonte energética de referência, e será negativa, um custo econômico, se for mais cara que a fonte energética de referência.

$$CEA = COS \times EG = (P_i - P_{inf}) \times PI \times \beta \left[\frac{R\$}{ano} \right] \quad (8)$$

Em que,

P_i = preço médio da energia gerada da fonte i nos últimos 5 anos em R\$/MWh.

P_{inf} = menor preço médio de energia nos últimos 5 anos: 143,84 R\$/MWh;

PI = potência instalada do empreendimento em MW.

coeficiente $\beta = (1-TEIF) \times (1-IP) \times 8760$ (ver Tabela 7).

A tabela 9 apresenta os índices construídos:

Tabela 9 – Síntese dos índices construídos.

Índice	Fórmula de cálculo
Contribuição Econômica Local – CEL	$26.655 \times PI$
Contribuição para Mitigação de Emissões - CME	$5,89 \times PI \times \beta - 94.950 \times AL$
Contribuição Energética Ajustada – CEA	$(P_i - P_{inf}) \times PI \times \beta$

Calculou-se o valor destes três índices para o conjunto de empreendimentos da BHP (Tabela 10). O CEL e o CME foram calculados para todos os empreendimentos, independente de seu status. Já o CEA, só faz sentido para empreendimentos que ainda serão construídos, sendo desconsiderados os empreendimentos já em operação.

Verifica-se, então, que os empreendimentos em operação na BHP apresentam contribuições de CEL e CME de aproximadamente 29,6 milhões R\$/ano e 1,6 milhões

A perda para a sociedade consiste materialmente neste diferencial de energia que deixou de ser adquirida (ΔEG) como perda de oportunidade, ao se optar pela fonte i ao invés da fonte a .

$$\Delta EG = EG_a - EG_i$$

Substituindo-se pelas equações anteriores tem-se:

$$\Delta EG = \frac{V_i}{P_a} - \frac{V_i}{P_i} = V_i \left(\frac{1}{P_a} - \frac{1}{P_i} \right) = EG_i \times P_i \left(\frac{1}{P_a} - \frac{1}{P_i} \right) = EG_i \left(\frac{P_i}{P_a} - 1 \right)$$

Ou seja, a energia que a sociedade perde, deixando de adquirir, é dada multiplicando-se o total de energia gerada pela fonte i em análise pela razão entre os preços da fonte i e da fonte a mais barata menos 1. Em valores monetários, a perda para a sociedade consiste nesta perda em energia gerada multiplicada pelo valor da energia mais barata P_a . Esta perda consiste na CEA, aqui com valores negativos. O mesmo se aplica quando a fonte i sob análise apresenta preços inferiores ao da fonte energética a de referência, neste caso o valor da CEA sendo positivo.

$$CEA = \Delta EG \times P_a = EG_i \left(\frac{P_i}{P_a} - 1 \right) \times P_a = EG_i (P_i - P_a) = EG \times COS \times EG$$

R\$/ano, respectivamente. Os empreendimentos previstos para a BHP teriam um CEL de 31,4 milhões R\$/ano e CME de 24,6 milhões R\$/ano. Contudo, o CEA desses empreendimentos seria de 752 milhões negativos R\$/ano, refletindo o custo para a sociedade em se arcar com a opção por uma fonte energética mais cara que a fonte mais barata, no presente caso a energia eólica. A tabela 10 apresenta a síntese desses resultados.

Tabela 10 – Valores do CEL, CME e CEA para os empreendimentos da BHP

Empreendimento	Status	CEL (mi R\$/ano)	CME (mi R\$/ano)	CEA (mi R\$/ano)
CGHs	Operação	0,17	0,28	-
PCHs		10,77	12,19	-
UHEs		18,67	-10,81	-
CGHs	Previsto	1,19	0,71	27,49
PCHs		28,42	24,13	708,83
UHEs		1,82	-0,29	15,83
CGHs	Operação + Previstos	1,36	0,99	27,49
PCHs		39,19	36,32	708,83
UHEs		20,49	-11,1	15,83
Total		61,04	26,21	752,15

Logo, nota-se os benefícios locais (renda) e nacionais/globais (mitigação de emissões) do conjunto de empreendimentos hidrelétricos da BHP, em operação e previstos, é significativo: 87,25 milhões de reais por ano. A tendência é que os benefícios dos empreendimentos hidrelétricos em termos da mitigação de emissões se reduza comparativamente, uma vez que o investimento em energias limpas eólica e solar deverão se elevar mais nos próximos anos, visto a forte tendência mundial de ampliação destas e os esforços mundiais, bem como do próprio Brasil, para mitigar as emissões de GEE, que ainda estão muito aquém do necessário para limitar o aquecimento global, conforme as metas do Acordo de Paris. Espera-se então que o benefício econômico estimado da mitigação de emissões de GEE pelo investimento em novas hidrelétricas se reduza nos próximos anos. Seguramente, a entrada em ação de novos empreendimentos hidrelétricos seria de relevante contribuição enquanto mitigação de emissões no cenário de ter-se que acionar usinas termelétricas, altamente poluentes, para atender a demanda da sociedade. Contudo, as tendências atuais apontam na direção de progressivo barateamento e ampliação do uso de fontes solares e eólicas, o que faz com que a contribuição das hidrelétricas em termos de contribuição à mitigação de emissões se esvaneca progressivamente.

Por sua vez, dada a grande diferença no custo de empreendimentos hidrelétricos, em especial PCHs e CGHs, frente à energia eólica, o custo de oportunidade da geração de energia por meio destas fontes na BHP é elevado: 752,15 milhões de reais por ano. Ressalta-se que o esperado é que este custo fique cada vez maior, uma vez que, neste caso, as tendências atuais apontam para a redução do preço da energia eólica e, principalmente, da energia solar e de manutenção do preço da energia hidrelétrica, especialmente de CGHs e PCHs.

5. Considerações Finais

A avaliação dos Empreendimentos Hidrelétricos da Bacia Hidrográfica do Rio Paraguai aqui realizada foi rigorosa na medida permitida pela compilação de dados dispersos em diversas bases institucionais e dentro da limitação dos dados primários possíveis por parte pelo setor, disponibilizados por este apenas parcialmente. A unificação destas bases não é só uma necessidade, é um imperativo para uma gestão eficiente.

Os impactos sociais, econômicos e mesmo culturais durante o período de construção devem ser considerados com cautela, pois se não forem tratados adequadamente, podem trazer prejuízos de difícil superação. Os impactos negativos durante a construção podem ser permanentes ou temporários, mas dependerão do local, tipo e porte da construção.

O fato de tanto o MT quanto o MS serem exportadores de energia para o SIN mostra que o principal benefício dos empreendimentos hidrelétricos na BHP, a energia, será aproveitado em outros estados do Brasil. Contudo, a maior parte dos impactos ambientais e sociais que estes empreendimentos causam tem caráter local. Logo, há um descompasso entre quem se beneficia da energia gerada na BHP e quem sofre com os impactos causados pela sua geração. Além disso, verifica-se que, após a construção, os empreendimentos hidrelétricos, especialmente PCHs e CGHs, têm pouco impacto na geração de emprego e renda local. Assim, também os principais benefícios econômicos destes empreendimentos são, em geral, experimentados longe do local onde estão instalados.

Por sua vez, em escala agregada, o conjunto dos dados apresentados, embora sejam estimativas, apontam para uma aderência destes Empreendimentos à política energética brasileira, bem como podem contribuir para com os compromissos assumidos

pelo Brasil perante a ONU, consolidados na Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), e aos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável constantes da Agenda 2030 da ONU, em especial na redução de emissões de GEE comparativamente a outras fontes de energia. As estimativas feitas neste relatório mostram que os empreendimentos da BHP podem evitar a emissão de aproximadamente 116.536 ton de CO₂eq por ano, o que representaria um benefício de aproximadamente R\$ 26 milhões por ano. Eles podem ainda gerar um benefício de renda local na ordem de R\$ 61 milhões por ano. Contudo, o custo de oportunidade da construção de novos empreendimentos hidrelétricos na BHP em detrimento de alternativas mais baratas, como a energia eólica, ainda que em outras regiões do Brasil que não a BHP, é da ordem de R\$ 752 milhões por ano.

REFERÊNCIAS

- ABDIB. Aneel muda leilão A-6, transferindo custo de déficit de eólicas e solares de consumidores a geradores. **ABDIB**, 12 set. 2019. Disponível em <<https://www.abdib.org.br/2019/09/12/aneel-muda-leilao-a-6-transferindo-custo-de-deficit-de-eolicas-e-solares-de-consumidores-a-geradores/>>.
- ABSOLAR. **Energia solar fotovoltaica: Panorama, oportunidades e desafios**. 2018. Disponível em <<http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/02-Setor-Dr.RodrigoLopesSauaia-Absolar.pdf>>.
- AGOSTINHO et al. Fish ladder of Lajeado Dam: Migrations on one-way routes? **Neotropical Ichthyology**, v. 5, n. 2, p. 121-130, 2007.
- AGOSTINHO, A. et al. Fish ladders: Safe fish passage or hotspot for predation? **Neotropical Ichthyology**, v. 10, n.4, p.687-696, 2012.
- AGOSTINHO, A.; GOMES, L.; PELICICE, F. **Ecologia e manejo de recursos pesqueiros em reservatórios do Brasil**. 1ª ed. Maringá: Eduem, 2007.
- ALMEIDA, R. et al. Reducing greenhouse gas emissions of Amazon hydropower with strategic dam planning. **Nature Communications**, v. 10, n. 1, p. 1-9, 2019.
- AMATO, F. Operadores dizem que energia eólica ficará mais cara devido a decisão da Aneel; agência contesta. **G1**, 12 out. 2019. Disponível em <<https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/10/12/operadores-dizem-que-energia-eolica-ficara-mais-cara-devido-a-decisao-da-aneel-agencia-contesta.ghtml>>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Compensação financeira e o seu município**. Cartilha ANEEL. 2007.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Informações Técnicas: Tarifas e Encargos**. 2018. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527&idPerfil=2>> .
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Plano de Dados Abertos 2018-2019**. 2018. Disponível em <<http://dados.gov.br/organization/agencia-nacional-de-energia-eletrica>>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica: **Dados dos Empreendimentos da Bacia Hidrográfica do Rio Paraguai**. ANEEL, 2017.
- ANEEL - **Biblioteca Virtual da ANEEL**. Disponível em <<http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>>
- ANEEL - **Consulta Processual da ANEEL**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/consulta-processual>>
- ANEEL - **Resultados dos leilões da ANEEL**. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>>.

ANEEL - **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL**. Disponível em <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>.>

ANEEL - **Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico – SIGEL**. Disponível em <<http://sigel.aneel.gov.br/sigel.html>.>

ANTONIO, R. et al. Blockage of migration routes by dam construction: Can migratory fish find alternative routes? **Neotropical Ichthyology**, v. 5, n.2, p. 177-184, 2007.

ATHAYDE S; DUARTE, C. G.; GALLARDO, A. L. C. F.; MORETTO, E. M.; SANGOI, L. A.; DIBO A. P. A.; SIQUEIRA-GAY J.; SÁNCHEZ L. E.. Improving policies and instruments to address cumulative impacts of small hydropower in the Amazon. **Energy Policy**, v. 132, p. 265-271, 2019.

BESSA, V. M. - Geração de energia elétrica no Brasil e CO2. – CSBS 2010

BNEF. **New energy outlook 2016**. 2016.

BORGES, R.R E MEIRA, R.L.- **Impactos Socioambientais de Pequenas Centrais Hidrelétricas e Estudo de Caso PCH-Queluz-SP e Lavrinhas-SP no Rio Paraíba do Sul** - Cadernos UniFOA - Edição Especial - agosto 2009

BP. **BP statistical review of world energy**. ed. 67. London, 2018.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Projeto 914BRZ2018 – Política de Ciência, Tecnologia e Inovação no Brasil- Emissões Setor elétrico brasileiro -2015**.

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. **Emissões de dióxido de carbono e de metano pelos reservatórios hidrelétricos brasileiros**. Brasília. 2006 (Relatório técnico). Disponível em:<<http://www.mct.gov.br>>

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Cálculo da Garantia Física da UHE Belo Monte -2010**

BRASIL. MMA – Acordo de Paris – Brasília-2015

CALHEIROS, D.F. et al. – **In fluências de usinas hidrelétricas no funcionamento hidro-ecológico do Pantanal Mato-Grossense: recomendações**. Embrapa Pantanal – Corumbá, 2009.

CARBON PRICING LEADERSHIP INITIATIVE. Report of the High-Level Commission on Carbon Pricing. World Bank, Washington, 2017.

CLAY, C. **Design of fishways and other fish facilities**. 2ª ed. Boca Raton: CRC Press, 1995.

EIA. **International energy outlook 2016: With projections to 2040**. Washington, 2016.

EPE. **Balanco energético nacional 2019: Ano base 2018**. Brasília, 2019.

EPE. **Estudos para a licitação da expansão da geração**, Brasília 2010

EPE. **Plano decenal de expansão da energia 2029**. Brasília, 2019.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasília:, 2015

FERNANDEZ, D.; AGOSTINHO, A. BINI, L. Selection of an exceptional fish ladder located at the dam of Itaipu Binacional, Paraná River, Brazil. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, Curitiba, v. 47, n. 4, p. 579-586, 2004.

FERRAZ, T. **Benefit Sharing na Exploração de Recursos Hídricos no Brasil**. . (Dissertação de mestrado FEA/USP). Informações FIPE, 2016.

FINBRA – Finanças Brasileiras. Balanço Anual: **Receitas Orçamentárias Municipal**. Secretaria do Tesouro Nacional, 2018.

FIRJAN – Federação das Indústrias do Rio de Janeiro. **IFDM: Índice Firjan de Desenvolvimento Municipal**. 2018. Disponível em < <https://www.firjan.com.br/ifdm/> >.

GANIM, A.. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários**. Editora Synergia. Brasília, 2008.

GODINHO, A.; KYNARD, B. Migratory fishes of Brazil: Life history and fish passage needs. **River Research and applications**, v. 25, p. 702-712, 2009.

GODOY, M. P. **Aqüicultura: atividade multidisciplinar, escadas e outras facilidades para passagens de peixes, estações de piscicultura**. Florianópolis: Eletrosul, 1985.

GOMES, C. S.; ROQUETTI, D. R.; PULICE, S. M. P.; & MORETTO, E. M. Usinas Hidrelétricas e Desenvolvimento Municipal: O Caso das Usinas Hidrelétricas do Complexo Pelotas-Uruguai. **Revista de Gestão Ambiental e Sustentabilidade**, 6(2), 150-163, 2017.

GONÇALVES JR. D, BORGES M.O. - **Pequenas Centrais Hidroelétricas Podem Gerar Grandes Impactos Sócio-Ambientais?** - Revista Geográfica de América Central - Número Especial EGAL, 2011- Costa Rica.

GREENE, W. H. **Econometric analysis**. Pearson Education India, 2003.

GUANHÃES ENERGIA E BIOCERVE - **Plano de Controle Ambiental – 5.2-** Programa de Mobilização e Desmobilização da Mão de Obra – 2013

IBGE- Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Contas Nacionais: Brasil, grandes regiões e unidades da federação**. Rio de Janeiro: IBGE, 2018.

IEA. **Global energy & CO2 status report: The latest trends in energy and emissions in 2018**. IEA Publications, França, 2019.

IPCC- Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories – 2006

IPCC. Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: IPCC. **Climate Change 2014: mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. Cambridge Press, Cambridge, 2014.

IPCC-GIEC-Special Report Global Warming of 1,5 °C (ISBN 978-92-9169-151-7), Switzerland, 2018.

LARINIER, M.; TRAVADE, F. Downstream migration: problems and facilities. **Bulletin Français de la Pêche et de la Pisciculture**, n. 364, p. 181–207, 2002.

LAZARD. **LAZARD's leveled cost of energy analysis** – version 11.0. 2017. Disponível em <https://www.lazard.com/media/450337/lazard-levelized-cost-of-energy-version-110.pdf>.

LIMA, L. Outorgas de PCH e Impactos Positivos. ANEEL. Campo Grande, MS. 2017.

LIRA, N. et al. Fish passages in South America: an overview of studied facilities and research effort. **Neotropical Ichthyology**, v. 15, n. 2, e160139, 2017.

LUO, Xing *et al.* Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. **Applied Energy**, Amsterdam, v. 137, p. 511-536, 2015

MAKRAKIS, S. et al. The Canal da Piracema at Itaipu Dam as a fish pass system. **Neotropical Ichthyology**, v. 5, n. 2, p. 185-192, 2007.

MCLAUGHLIN, R. et al. Unintended consequences and trade-offs of fish passage. **Fish and Fisheries**, v. 14, n.4, p. 580-604, 2013.

MMA - Ministério do Meio Ambiente. **Caderno da Região Hidrográfica do Paraguai**. Secretaria de Recursos Hídricos. Brasília: MMA, 2006.

NOAA-2019 – **Trends in Atmospheric Carbon Dioxide** – Recent Monthly Average Mauna Loa CO₂ – 2019,

OECD. **The Cost of Air Pollution: Health Impacts of Road Transport**, OECD Publishing, 2014.

ONS - Procedimentos de Rede do ONS – Disponível em <<http://www.ons.org.br/pt/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>

PELICICE, F.; AGOSTINHO, A. Fish-passage facilities as ecological traps in large neotropical rivers. **Conservation Biology**, v.22, n.1, p. 180-188, 2008.

PELICICE, F.; POMPEU, P.; AGOSTINHO, A. Large reservoirs as ecological barriers to downstream movements of Neotropical migratory fish. **Fish and Fisheries**, v. 16, n. 4, p. 697-715, 2015.

PINTOR, E. DE; PIACENTI, C. A.. Determinantes da expansão da fronteira de produção das culturas de arroz, milho e soja no Norte e Nordeste brasileiro. **Revista de Economia**. NE, Fortaleza, v. 47, n. 2, p. 41-57, abr./ jun., 2016

POMPEU, P.; AGOSTINHO, A.; PELICICE, F. Existing and future challenges: The concept of successful fish passage in South America. **River Research and Application**, v. 28, p. 504-512, 2012.

POSTALI, F. A. S.; NISHIJIMA, M.. Distribuição das rendas do petróleo e indicadores de desenvolvimento municipal no Brasil nos anos 2000S. **Estudos Econômicos** (São Paulo), v. 41, n. 2, p. 463-485, 2011.

PULICE, S. M. P.; MORETTO, E. M. A compensação financeira e o desenvolvimento de municípios brasileiros alagados por hidroelétricas. **Ambiente e Sociedade**, n 4, p 107-130, 2017.

REN21. **Renewables 2018**: Global status report. REN21 Secretariat: Paris, 2018.

REN21. **Renewables global futures report**: Great debates towards 100% renewables energy. REN21 Secretariat: Paris, 2017.

REN21.-**Renewables 2014 - Global Status Report**. Paris, 2014 – www.ren21.net

SANTANA, T. **Impacto de mudanças climáticas sobre o regime de vazões e a geração hidrelétrica de energia**. 2014. 137 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2013.

SCIANNI, L. **Avaliação preliminar do efeito das mudanças climáticas na geração de energia elétrica**. 2014. 91 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2014.

SICONFI – Sistema de Informações Contábeis e Fiscais do Setor Público Brasileiro. Tesouro Nacional. Disponível em < <https://siconfi.tesouro.gov.br/siconfi/index.jsf>>.

SOUZA FILHO, E.E. **As barragens na bacia do rio Paraguai e a possível influência sobre a descarga fluvial e o transporte de sedimentos** - Bol. geogr., Maringá, v. 31, n. 1, p. 117-133, jan.-abr., 2013

TIAGO FILHO, G.L, CAMILA ROCHA GALHARDO, C.R., DUARTE, E.R., NASCIMENTO, J.G.A. - **Impactos Sócio-econômicos das Pequenas Centrais Hidrelétricas inseridas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa)** - Revista Brasileira de Energia, Vol. 14, No. 1, 1o Sem. 2008, pp. 145-166