



Universidade Federal de São Carlos
Programa de Pós-Graduação em Antropologia Social
Laboratório de Experimentações Etnográficas



Mapeamento dos financiamentos a empreendimentos hidrelétricos na Bacia do rio Juruena – MT

Vanessa Parreira Perin - Pesquisadora associada ao Programa de Pós-Graduação em Antropologia Social da Universidade Federal de São Carlos (PPGAS/UFSCar) e colaboradora no Laboratório de Experimentações Etnográficas (LE-E).

AGOSTO DE 2022

APOIO



Sumário

Introdução	4
1. As transformações no padrão de financiamento do setor elétrico brasileiro.....	7
2. Estrutura de financiamento do setor elétrico brasileiro.....	13
2.1 Instituições Financeiras (mercado de crédito)	17
2.2 Programas Governamentais.....	23
2.2.1 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).....	23
2.2.2 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA).....	25
2.2.3 Fundo de Financiamento a Máquinas e Equipamentos (FINAME).....	27
2.2.4 Fundo de Financiamento a Empreendimentos (FINEM).....	29
2.2.5 Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).....	31
2.2.6 Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento de Infraestruturas (REIDI).....	33
2.2.7 Programa de Parceria de Investimentos (PPI).....	37
2.2.8 Programa de Aceleração do Crescimento (PAC).....	41
2.3 Mercado de Capitais.....	42
2.3.1 Mercado Acionário.....	43
2.3.2 Debêntures.....	44
2.3.3 Private Equity e Venture Capital.....	47
3. Estudos de Caso.....	49
3.1 Projeto Juruena: infraestrutura para o agro.....	49
3.2 UHE Castanheira: um retorno aos grandes projetos?.....	60
3.3 CGHs: desburocratização e os desafios para a transparência.....	70
Considerações Finais.....	79
Referências Bibliográficas.....	86

Lista de Acrônimos

AAI – Avaliação Ambiental Integrada
ACL – Ambiente de Comércio Livre
ACR – Ambiente de Comércio Regulado
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX – Capital Expenditures
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CGH – Central Geradora Hidrelétrica
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CVM – Comissão de Valores Imobiliários
DRDH – Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica
DRI – Despacho do Registro de Intenção
DRS – Despacho de Registro de Adequabilidade
ECI – Estudo da Componente Indígena
EIA – Estudo de Impacto Ambiental
EPE – Empresa de Pesquisa Energética
ESG – Environment, Social and Governance
EVTE – Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica
FINAME – Fundo de Financiamento de Máquinas e Equipamentos
FINEM – Fundo de Financiamento de Empreendimentos
FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos
FIP – Fundo de Investimento em Participações
FNDCT – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
FUNAI – Fundação Nacional do Índio
ICT – Instituto de Ciência e Tecnologia
IPHAN – Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
ISA – Instituto Socio Ambiental
MDI – Modelo de Decisão de Investimentos

MME – Ministério de Minas e Energia
MPE – Ministério Público Estadual
MPF- Ministério Público Federal
MRE – Mercado de Realocação de Energia
OIT – Organização Internacional do Trabalho
OPAN – Operação Amazônia Nativa
PAC – Programa de Aceleração do Crescimento
PASEP – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público
PCH – Pequena Central Hidrelétrica
PDE – Plano de Decenal de Energia
PIA – Produtor Independente Autônomo
PIE – Produtor Independente de Energia
PIS – Programa de Integração Social
PPI – Programa de Parceria de Investimentos
PPP – Parceria Público-Privada
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
REID – Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura
RIMA – Relatório de Impacto Ambiental
SEB – Setor Elétrico Brasileiro
SEMA – Secretaria de Meio Ambiente
SIN – Sistema Integrado Nacional
SPE – Sociedade de Propósito Específico
UHE – Usina Hidrelétrica
UNESCO – Organização das Nações Unidas para Educação, Ciência e Cultura
TEO – Tarifa de Energia de Otimização
TJLP – Taxa de Juros de Longo Prazo
TLP – Juros de Longo Prazo
TUSD – Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TUST – Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão

Introdução

Segundo o estudo “Acompanhamento de Projetos de Infraestrutura Energética na Bacia do Juruena”, realizado pela OPAN (2019), os empreendimentos em andamento para a instalação sequencial de usinas hidrelétricas nos rios da Bacia do Juruena devem comprometer a sustentabilidade e a integridade física, social e cultural de diversas comunidades locais. A organização destaca que as etapas de inventário, estudos de viabilidade técnica e econômica, licenciamento, construção e operação destes empreendimentos vêm ocorrendo rapidamente, sem a devida participação da sociedade, em particular dos povos indígenas. Este cenário vai na contramão do que está estabelecido na Convenção de 1969 da OIT e na legislação brasileira, que garantem a estas populações o direito a consultas livres, prévias e informadas antes que qualquer decisão técnica, política ou econômica seja tomada em relação aos seus territórios.

A Bacia do Juruena está localizada no noroeste do estado do Mato Grosso e é formada por uma rede de rios velozes de pequeno e médio porte, que nascem no Chapadão do Paresi, em pleno bioma do Cerrado. Todavia, este conjunto de rios percorrem mais de 19 milhões de hectares atingindo uma pequena parte do estado de Rondônia e chegando até o estado do Amazonas. Todos os cursos desaguam no rio Juruena que, por sua vez, se une ao rio Teles Pires para formar o rio Tapajós – que irriga a Floresta Amazônica. Como aponta Hacon (2022), além destes importantes cursos d’água, a região é território de dezenas de etnias indígenas de idioma próprio e de grupos isolados. Para eles, esta região guarda locais sagrados nas matas, acidentes geográficos e nos rios. Hoje, as 20 terras indígenas demarcadas nesse território são responsáveis pela conservação de quatro milhões de hectares na Bacia do Juruena. Somadas a outras áreas públicas, 32% da região encontram-se legalmente protegidas (OPAN, 2019, p.15).

Nesse sentido, determinadas práticas e saberes destes povos, vinculados diretamente ao complexo de rios e cachoeiras da bacia hidrográfica, já são considerados patrimônio cultural material e imaterial pelo IPHAN e UNESCO. A região possui ainda sítios arqueológicos recém descobertos, nas proximidades dos rios Arinos e dos Peixes. Os povos originários, porém, não são os únicos impactados pelos referidos empreendimentos hidrelétricos, pois no local existem também 25 projetos de assentamento rurais, onde vivem centenas de agricultores familiares, sendo recorrentes as tensões entre empresários e população em razão de indenizações irrisórias e da inviabilização de outras atividades econômicas existentes.

No encontro entre Juruena e Tapajós ocorre a transição entre o bioma do Cerrado e da Amazônia, criando uma região de endemismo, isto é, existem ali espécies únicas que são fundamentais para a manutenção da biodiversidade da região e seu equilíbrio ecológico. Conforme a Avaliação Ambiental Integrada (AAI) da sub-bacia do Juruena, existe em seu importante ecossistema aquático mais de 146 espécies de peixes. No entanto, os barramentos realizados pelas hidrelétricas têm afetado a reprodução destas espécies, impactando diretamente no regime alimentar das populações locais e em suas práticas econômicas. Ainda segundo o AAI (EPE, 2010), as florestas na região somavam 46% do território e as áreas de Cerrado cerca de 18% do total da bacia, sendo que 61% do Cerrado e 18% de mata encontram-se dentro de terras indígenas. As demais áreas de Cerrado foram convertidas em monoculturas, como soja, milho e algodão, pelos empreendimentos do agronegócio, beneficiados pelo relevo facilmente mecanizável e pela proximidade de rodovias para o escoamento da safra.

O estabelecimento de extensas fazendas nesta região já ocorre desde meados dos anos 60, a partir de incentivos técnicos e financeiros de projetos do governo brasileiro para a colonização do Cerrado, que estimularam a ocupação destas terras pelos produtores agrícolas do sul do país (Heredia et al. 2010). Mais recentemente, os programas de desenvolvimento governamentais têm se voltado para a realização de obras de infraestrutura, como rodovias, terminais portuários, hidrovias, linhas de transmissão e hidroelétricas de diferentes dimensões. Segundo o projeto Sistema de Indicadores Socioambientais para terras Indígenas, conduzido pelo Instituto Socioambiental (ISA), 84% das terras indígenas da Amazônia Legal estão sob pressão de alguma obra planejada, sendo que das dez terras indígenas mais ameaçadas, cinco estão na bacia do Juruena.

Um ponto relevante destacado pelos estudos da OPAN e de outras organizações é que por encontrarem dificuldades para obter informações sobre tais empreendimentos logísticos, a opção das comunidades afetadas de recorrer ao sistema de justiça, para que suas perspectivas sejam incluídas nos processos de aprovação de estudos e de aval para obras, ocorre muito tardiamente. Assim, suas demandas apresentam poucas chances de sucesso. Desse modo, o direito das comunidades de serem ouvidas previamente tem sido tratado com um anexo ao processo de licenciamento e não como parte integrante e fundamental deste. Conclui-se que povos indígenas locais, bem como outros segmentos da sociedade civil não têm tido a possibilidade de participar de fato das discussões sobre o planejamento da política energética nacional e do modelo de desenvolvimento pensado para a Bacia do rio Juruena.

Em contraposição a este cenário, a Rede Juruena Vivo, coletivo formado por indígenas, agricultores familiares, pesquisadores, movimentos sociais urbanos e rurais, entidades da sociedade civil, entre elas a OPAN, tem buscado levantar informações sobre a situação da bacia do Juruena perante estes empreendimentos e seus impactos cumulativos. A OPAN, particularmente, tem monitorado a tramitação dos projetos hidrelétricos pensados para a bacia, desde as fases mais iniciais de planejamento (OPAN, 2019). Assim, têm encontrado meios de compartilhar informações que os órgãos públicos não tem se preocupado em disponibilizar com antecedência, para que medidas de resistência possam ser organizadas. Segundo os últimos dados levantados pelo monitoramento independente realizado pela organização, foram identificados 160 empreendimentos em diferentes fases de instalação – de plantas inventariadas, até aqueles já em fase de operação. Apenas entre os anos de 2019 até agosto de 2021, foram descobertas 20 novas Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) (Werneck-Regina e Rodrigues, 2021).

De modo a colaborar com este monitoramento, o objetivo geral desta investigação é o de mapear quais são as principais modalidades de financiamentos recebidos por estas hidrelétricas. Os objetivos específicos são: i) levantar informações sobre quem são, sua forma de atuação e possíveis motivações dos financiadores e acionistas destes empreendimentos; ii) investigar para que finalidade esta energia está sendo gerada; iii) examinar quais são os fluxos de capitais que possibilitam a implementação destes projetos e quais os seus montantes; iv) identificar como estes atores recebem informações sobre riscos socioambientais; v) verificar quais agentes estatais dão suporte a estas ações; vi) analisar quais são os impactos destes fluxos financeiros para a configuração socioambiental da região (para o acesso, posse ou gestão de recursos como terras, água e biodiversidade). Assim, esperamos contribuir com melhores diagnósticos, ao possibilitar que as populações afetadas por tais empreendimentos tenham acesso aos subsídios necessários para a tomada de decisões melhor informadas.

Os dados têm sido coletados através de (i) pesquisa documental (ii) entrevistas semiestruturadas e (iii) estudos de caso. Este relatório está dividido em três seções. A primeira apresenta as transformações pela qual passou a estrutura de financiamentos para o setor elétrico brasileiro, desde meados dos anos 80 até os dias atuais. Na segunda seção, são apresentadas as principais modalidades de financiamento, públicos e privados, acessados pelos empreendedores da amostra de aproveitamentos hidrelétricos na Bacia do Juruena. Por fim, na terceira seção são desenvolvidos três Estudos de Caso, com a finalidade de aprofundar as

análises sobre os elementos apresentados nas seções anteriores, identificando tendências, questões e divergências entre os diferentes casos.

1. As transformações no padrão de financiamento do setor elétrico brasileiro

Embora seja considerado como estratégico para o desenvolvimento econômico do país, o segmento de infraestrutura apresenta características quanto à sua “financiabilidade” que o torna pouco atrativo para o capital privado: intensidade de capital aportado logo na fase de construção; longo prazo para maturação e retorno do capital investido; presença de “custos afundados”, isto é, irrecuperáveis; riscos de sobrecustos na construção ou na operação; atrasos na implantação dos projetos; incertezas regulatórias; riscos socioambientais (Castro et al., 2021). Em razão desta baixa atratividade, o poder público tem assumido historicamente um papel estratégico como acionista majoritário e financiador deste conjunto complexo de atividades, além de mobilizar recursos para o setor no mercado de capitais (Instituto Acende Brasil, 2018; Werner, 2019)

Nesse sentido, durante décadas a formação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) foi marcada pela intensa participação estatal, com empresas públicas capitaneando tanto a construção de grandes empreendimentos, quanto a consolidação das redes de transmissão. A crise fiscal e cambial de meados dos anos 80 do século passado, porém, levou ao que analistas consideram como a “exaustão deste modelo”, não só em relação ao setor elétrico, mas nas áreas de infraestrutura de maneira geral.

Do ponto de vista do financiamento, a crise do setor público privou o modelo estatal do financiamento a baixo custo. As empresas não podiam mais basear seu financiamento na garantia soberana, independente de sua própria eficiência microeconômica. Além disso, o vencimento da dívida do setor ficou concentrado entre os anos de 1987 e 1993. Tal situação, associada à taxa de juros flutuantes que incidia sobre os empréstimos, deixou em dificuldades as empresas elétricas estatais (Barros, 2005, p.30).

Em 1992 a inadimplência era elevada e somava-se aos déficits nos caixas das estatais, o que resultou na paralização de novas obras. A resposta governamental a este cenário foi a reestruturação do setor de infraestrutura através da reavaliação do papel do Estado, que passa a transferir à iniciativa privada a responsabilidade pelo provimento dos serviços nesta esfera da economia. Emerge, então, um novo modelo institucional, no qual o Estado assume o papel de regulador e planejador de políticas setoriais, abandonando a posição de investidor (Landi,

2002). Portanto, a década de 1990 marca o início de uma transformação institucional do SEB, no sentido de estimular a participação do setor privado na exploração da capacidade energética do país, ao promover “oportunidades de investimento” atrativas.

Segundo Moraes (2010) a reforma do SEB foi orientada por dois princípios: a busca pela garantia do abastecimento de longo prazo, por meio da expansão da oferta, e o fornecimento de energia dentro de uma relação entre qualidade e preço. Um dos primeiros instrumentos criados foi a instituição de outorgas sobre novas concessões de serviços de eletricidade, através de preço licitado ou do maior valor oferecido à União. As concessões, portanto, deixaram de estar restritas à gestão das concessionárias estaduais e federais. Neste momento, também os grandes consumidores passam a ter autorização para livre aquisição de energia, novamente atingindo o monopólio das referidas empresas públicas, cujos ativos de geração passam a fazer parte do Programa Nacional de Desestatização (PND) e Programas Estaduais de Desestatização (PED) da gestão do ex-presidente Collor de Mello¹.

Em 1998 teve início o processo construção do Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN), cujo objetivo era melhorar a distribuição de energia em todo o território nacional e aumentar a estabilidade do fornecimento. Como explicam Mancebo e Brandão (2013), com um sistema predominantemente hidráulico e em um país de grande dimensão territorial, as usinas do SEB muitas vezes estão distantes dos maiores centros de consumo. Isso faz com que seja necessária uma extensa rede de linhas de transmissão. Dessa forma, foi feita a interligação das usinas localizadas em diferentes bacias hidrográficas, de modo a contornar as diversidades hidrológicas de vazão e sazonalidade dos rios. Assim, esperava-se aumentar a confiança dos investidores na estabilidade do setor elétrico.

Ainda como parte das reformas, foi modificada a própria estrutura do SEB, através da “desverticalização” de seu mercado, conforme a Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987/95), já no governo de Fernando Henrique Cardoso. Assim, os segmentos do SEB – geração, transmissão, distribuição e comercialização – tornaram-se independentes, com a finalidade de estimular a competição tanto na oferta, quanto na comercialização da energia elétrica (Landi,

¹ Tal processo de transformação institucional e financeira teve início em 1993, ano da saída do ex-presidente Fernando Collor do poder, após o processo impeachment. Merecem destaque a Lei 8.631/93, que eliminou o regime tarifário pelo custo do serviço e o Decreto 1.009/93, que inicia a desverticalização contábil das concessionárias. A partir de 1995, já no governo de Fernando Henrique Cardoso, este processo se intensifica com a promulgação da Lei das Concessões 8.987/95 e do Decreto 9.074/95, que estabeleceram normas para outorga e prorrogação de concessões. Já com o Decreto 2.003/96 fica regulamentada a figura do Produtor Independente e a liberalização do acesso às redes de transmissão e distribuição para os produtores e consumidores livres.

2002; Werner, 2019). Dada a complexidade do SIN, as atividades de transmissão e distribuição seguiram tendo regulações estatais específicas. Já a geração de energia perdeu seu status de monopólio do Estado, uma vez que esta etapa pode ser realizada a partir de fontes variadas e ofertada por diferentes produtores. Sobre este segmento, porém, também incidem regulações, como o Mecanismos de Realocação de Energia (MRE)².

Com este conjunto de medidas, as autoridades governamentais tentavam formular um novo ambiente, visando instituir a concorrência na construção de novos projetos elétricos e criar, através da lei de conversão das concessões de eletricidade, condições legais para que os geradores pudessem competir pelo suprimento dos grandes consumidores de energia elétrica. Completando esse movimento, foi promulgada a Lei 9.427/96, que criou a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão regulador do setor em nível federal, que substituiu o DNAEE e reordenou as áreas de negócios do setor (...). Essa alteração desverticalizou os dois negócios setoriais existentes, a saber: suprimento (venda ao atacado) e fornecimento (venda no varejo). (Landi, 2002, p. 3.)

No entanto, conforme apontam Castro e Rosenthal (2016), as privatizações não foram levadas às últimas consequências. Uma primeira dificuldade surgiu das resistências de ordem política, dada a importância das companhias estatais até então, o que resultou em muitas prorrogações de decisões. A maior dificuldade, porém, derivava do próprio modelo de privatização, pois impedia que a Eletrobrás mantivesse o planejamento sobre o setor. Assim, os investimentos privados, em sua maioria estrangeiros, concentraram-se na compra de ativos privados, deixando de lado o investimento na ampliação da capacidade produtiva. Ainda segundo estes autores, um dos resultados dessa ausência de coordenação dos investimentos, somada à redução contínua no nível dos reservatórios, foi a crise hídrica de 2001. Com o “apagão” o governo se viu obrigado a implementar um racionamento compulsório de 20% sobre o consumo, evidenciando o desgaste de um modelo baseado exclusivamente no investimento privado.

Tendo sido controlada a crise de racionamento, novos passos foram dados no sentido da criação de um mercado competitivo de energia elétrica, que estimulasse o investimento em novos ativos de geração e transmissão elétrica. Entre 2003 e 2004, portanto, foi elaborado um novo marco regulatório do SEB, que aperfeiçoava o arcabouço institucional e regulatório do

² Por meio deste, caso a empresa geradora não consiga produzir o volume de energia assegurado em seu contrato, ela recebe uma complementariedade advinda de usinas que tenham produzido em excesso. No entanto, é preciso que o empreendedor pague a chamada Tarifa de Energia de Otimização (TEO). Caso esta mesma geradora venha a produzir mais energia do que o assegurado, receberá, desta vez, um pagamento correspondente à TEO.

segmento, além de fomentar a competição entre os investidores nos leilões de energia, nos quais vence aquele que ofertar o menor preço.

Assim, a Lei 10.848 de 2004, já nos anos do governo de Lula da Silva, instituiu um “pool de contratação” de energia a ser comprada pelas concessionárias de distribuição, por meio de contratos de longo prazo. “Outro elemento importante, que também se constituiu como um dos pilares do modelo, é a reincorporação do planejamento como instrumento da política energética, através da criação da EPE [Empresa de Pesquisa Energética], em 2004” (Castro et al., 2021, p.18). Desde então, as pesquisas desenvolvidas pela instituição dão subsídio para a formulação, planejamento e implementações da política energética nacional, com destaque para a elaboração dos Planos Decenais de Expansão (PDE), que também informam e orientam as decisões dos possíveis investidores neste segmento (Werner, 2019).

Com as transformações trazidas pelo novo marco regulatório, dois tipos de mercado foram criados, o regulado e o livre. No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), este agrupamento de empresas voltava-se para a proteção do “consumidor cativo” do SIN. Desse modo, “as distribuidoras passam a determinar (...) qual a estimativa de crescimento da demanda para 3 e 5 anos à frente. E com base no somatório destas estimativas, são realizados leilões dando aos vencedores contratos que variam de 15 a 30 anos dependendo da fonte” (Castro e Rosenthal, 2016, p.3). Já para os “consumidores livres”, foi criado o Ambiente de Contratação Livre (ACL), no qual podem optar pelo atendimento através de um distribuidor local, pela compra direta de um produtor independente ou de um comercializador de energia.

No mesmo período também foi criada a Câmara de Comercialização da Energia Elétrica (CCEE), cuja função é gerir os contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores. Ainda no que se refere à regulação da comercialização, foram estabelecidos dois parâmetros para balizar os riscos inerentes ao setor: todo consumo de energia no SIN deveria estar 100% coberto por contratos de compra e venda de energia; tais contratos deveriam ter um lastro físico de geração, denominado Garantia Física ou Energia Assegurada, que cobriria cada MW consumido³. Em conjunto com o referido MRE, esta

³ A Garantia Física ou Energia Assegurada, representa a quantidade de energia que a usina tem maior chance de gerar em uma hora. Seu cálculo e possíveis revisões são realizados pela EPE. A metodologia de cálculo é abordada pela Portaria nº 303 do MME, de 18 de novembro de 2004 e pela Portaria nº 258 do MME, de 28 de julho de 2008. Considerando que existe diferença entre a potência instalada e a garantia física, a usina pode comprometer em contrato apenas a segunda. Este mecanismo é o que confere lastro físico de geração aos contratos de compra e venda (Moraes, 2010).

estrutura regulatória visava constituir um ambiente de segurança jurídica e estabilidade para o SIN, que motivasse os investimentos na geração de energia (Moraes, 2010).

Este novo modelo foi arquitetado a partir de três pilares básicos: garantia do suprimento, modicidade tarifária e universalização do acesso à energia elétrica (Castro et al., 2021). Como aponta Werner (2019), o marco regulatório de 2004 não rompeu de fato com os mecanismos de mercado trazidos pelas reformas liberais anteriores, mesmo que tenha recuperado parte da participação estatal nos investimentos e no planejamento. Nesse sentido, ainda que as empresas estatais não tenham sido totalmente privatizadas, a lógica de sua atuação passou a ser regida por princípios de concorrência e pelo controle dos projetos por parte do parceiro privado, mesmo quando o capital era majoritariamente estatal. O que se observa é uma nova forma de integração entre o capital privado e o Estado, por exemplo, com a formação das Parcerias Público-Privadas (PPPs), que não significaram a redução da atuação estatal nos investimentos:

Ao contrário, ele se mantém nos principais aproveitamentos hidrelétricos, tanto naqueles instalados antes das reformas setoriais quanto nos projetos de expansão recente, no âmbito do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), de 2007. A atuação do Estado se realiza por meio de empresas estatais e de economia mista de geração de energia elétrica, fundos de pensão das empresas estatais (Fundação Petrobras de Seguridade Social – Petros, Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil – Previ e Fundação dos Economistas Federais – Funcef)⁴ e como principal financiador dos projetos, através do BNDES, o que fragiliza os argumentos de ausência de recursos do Estado que justifiquem a necessidade de PPPs (...) ou a ineficiência do ente estatal (Werner, 2029, p.2019).

O novo marco regulatório de 2004 permitiu uma efetiva expansão da oferta de energia, calcada na realização dos leilões de contratação de longo prazo. Contudo, em meados de 2012 uma nova crise hídrica recaí sobre o setor, no momento de transição para novas regras determinadas pela Medida Provisória 579, cujo objetivo era reduzir os valores das tarifas do mercado regulado em 20%. Esta conjunção resultou em um período de forte desequilíbrio financeiro na distribuição e geração, que levou o governo a adotar medidas regulatórias que conferiam às empresas de distribuição empréstimos e repasses do Tesouro Nacional da ordem de R\$ 25 bilhões (Castro e Rosenthal, 2016). Segundo Esposito (2018), em meio à crise hídrica, houve um descompasso entre os montantes que as hidrelétricas eram capazes de gerar e o somatório das Garantias Físicas disponíveis no sistema elétrico. Durante todos os anos do

⁴ Como descreve Jardim (2009), durante o governo de Lula da Silva estes fundos de pensão passaram a ser usados como ferramentas para alavancar os investimentos em obras de infraestrutura, através de parcerias público-privadas (PPPs). Ver o Estudo de Caso 1.

período que vai de 2013-2017, o uso de termelétricas para abastecer o SIN foi intenso e o custo marginal de operação do sistema permaneceu em patamares elevados.

A partir de 2016, já no governo pós-impeachment da ex-presidente Dilma Rousseff, surgiram novamente propostas de reforma do SEB. Como apontam Castro e Rosenthal (2016), o Ministério de Minas e Energia passou por mudanças na sua estrutura de governança que, associadas à busca por recursos extra orçamentários, retomaram o processo de privatização das distribuidoras. Além disso, foram realizados ajustes (ainda em andamento) com o objetivo de minimizar atrasos na geração e na transmissão de energia: elevação dos preços iniciais nos leilões; alongamento dos prazos de implantação previstos nos editais; aprimoramento dos requisitos financeiros dos detentores dos projetos, com a exigência de comprovação de parcela do aporte de capital e/ou da obtenção de financiamento entre os marcos iniciais dos cronogramas de implantação (Esposito, 2018).

Como foi dito, os empreendimentos de geração de energia têm a característica de serem intensivo em capital, pois necessitam de grandes investimentos em terrenos, instalações, máquinas, equipamentos e serviços, além de demandarem longos prazos para o retorno do capital investido. Essa especificidade destaca a necessidade de garantir a estabilidade do setor, principalmente após a crise do “apagão” em 2001. Uma das iniciativas neste sentido, que já perpassa diferentes governos (independente de seus vieses ideológicos), foi a criação de mecanismos de incentivo à diversificação da matriz energética brasileira, como os programas e políticas direcionados a “fontes incentivadas” ou “fontes alternativas”, dentre elas as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) e Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs).

Segundo os critérios mais recentes para o enquadramento dos empreendimentos na condição de PCHs, estas são classificadas como aproveitamentos hidrelétricos destinados à autoprodução ou produção independente de energia elétrica, cuja potência varie de 5 a 30 MW e o reservatório tenha até 13km². Já as CGHs são os aproveitamentos hidrelétricos cuja potência seja igual ou inferior a 5 MW⁵. Como ressaltam Moraes (2010) e Lima (2009) até os anos 1960 as pequenas centrais hidrelétricas eram o padrão existente no ainda incipiente setor elétrico brasileiro. Somente com o aporte financeiro estatal para a construção de grandes empreendimentos, visando o abastecimento da malha industrial em expansão, estas usinas perderam sua importância. Entretanto, de modo a contornar os desgastes políticos gerados

⁵ Conferir as Resoluções Normativas Nº 673 de 2015, Nº 745 de 2016, nº 875 de 2020 da ANEEL e a Lei nº 13.360 de 2016.

pela instalação de grandes hidrelétricas, as PCHs reaparecem no cenário da produção de energia brasileiro em meados dos anos 90 como alternativa viável do ponto de vista social, ambiental e econômico, assim como para a “democratização” e “descentralização” do SEB.

Seguindo a tendência global de incentivos a tecnologias renováveis, tal indústria resgatou antigas tecnologias de produção de energia em rios de pequeno e médio porte, para se reinventar como empreendimento “sustentável” (Couto et al., 2021). Afirma-se que tais empreendimentos possibilitam revitalizar o setor, uma vez que podem ser construídos em locais não interligados ao SIN, com maior rapidez e custos reduzidos, além de apresentarem menor impacto ambiental, dado que utilizam uma área de barragem menor.

O capital financeiro percebeu rapidamente essas potencialidades e conseguiu captar nas brechas da legislação, oportunidades de investimentos altamente rentáveis. Com isso, as PCHs passaram do patamar de “alternativa de democratização do setor elétrico” para um grande filão de mercado que se amplia a cada dia. (Almeida, 2010, 33)

Além de serem apresentadas aos investidores como uma alternativa com possibilidades de retorno financeiro rápido e menores riscos, destaca-se o estímulo advindo de mudanças legislativas no sentido de “desburocratizar” e simplificar os procedimentos para a sua implantação nas últimas duas décadas, que se ampliaram na atual gestão de Jair Bolsonaro (como será explorado em maiores detalhes no Estudo de Caso 3, com relação às CGHs). Soma-se a isso, o fato de que por serem consideradas pelo aparato governamental como fontes de energias incentivadas, estas podem ser enquadradas em diversas políticas e programas públicos que lhes conferem isenções fiscais ou subsídios financeiros, conforme será apresentado na próxima seção. Vale ressaltar que, embora possam ser avaliados como o retorno de uma maior intervenção estatal sobre o SEB, estes incentivos estiveram diretamente vinculados à tentativa de controlar os riscos inerentes ao segmento, além de consolidar um ambiente de investimentos atrativos e acessíveis ao capital privado (nacional e estrangeiro).

2. A estrutura de financiamento do setor elétrico brasileiro

Os ativos de infraestrutura, por constituírem atividades intensivas em capital e com longo prazo para a maturação e retorno dos investimentos, estão fortemente condicionados aos mecanismos de financiamento existentes. Segundo o Instituto Acende Brasil (2018) as dinâmicas do mercado financeiro afetam os investimentos no SEB de duas maneiras principais:

i) pelo custo da obtenção de recursos financeiros; ii) pela sua disponibilidade no tempo. No primeiro caso, a taxa de retorno esperada pelos investidores representa um grande determinante para o custo da produção, transporte e fornecimento da energia, tendo em vista que as injeções de capital são um dos principais insumos para as empresas nesse segmento. De maneira conexa, a tempestividade para a obtenção do capital é um fator crítico, pois atrasos podem acarretar racionamentos, interrupção no fornecimento e custos com a deterioração das infraestruturas.

(...) do lado da demanda, as empresas não dispõem de muita flexibilidade para a realização de investimentos. Por outro lado, o mercado financeiro apresenta a sua própria dinâmica: devido às condições macroeconômicas, à demanda por recursos de outros setores ou ao comportamento dos poupadores, há momentos que não são propícios para a captação de recursos, ou, pelo menos, não nas condições condizentes com as necessidades de financiamento das empresas de energia elétrica (Instituto Acende Brasil, 2018, p.1).

Nas atividades intensivas em capital a estrutura dos financiamentos é ainda afetada pelo “ciclo de vida” dos empreendimentos, já que é comum que a empresa passe por um período de grandes despesas burocráticas (licenças, projetos, etc.) com as obras, com a aquisição de máquinas e de equipamentos, seguido de um período operacional em que os dispêndios de capital se reduzem. É quando a empresa passa a obter um fluxo de caixa positivo. Nesses casos, é comum que haja uma estrutura de capital com elevado grau de alavancagem (alta participação de capital de terceiros) na fase inicial do projeto, acompanhado de um longo período de redução desta, quando passa a depender de seu próprio balanço financeiro. Assim, os riscos nos empreendimentos de infraestrutura são mais intensos em suas fases iniciais.

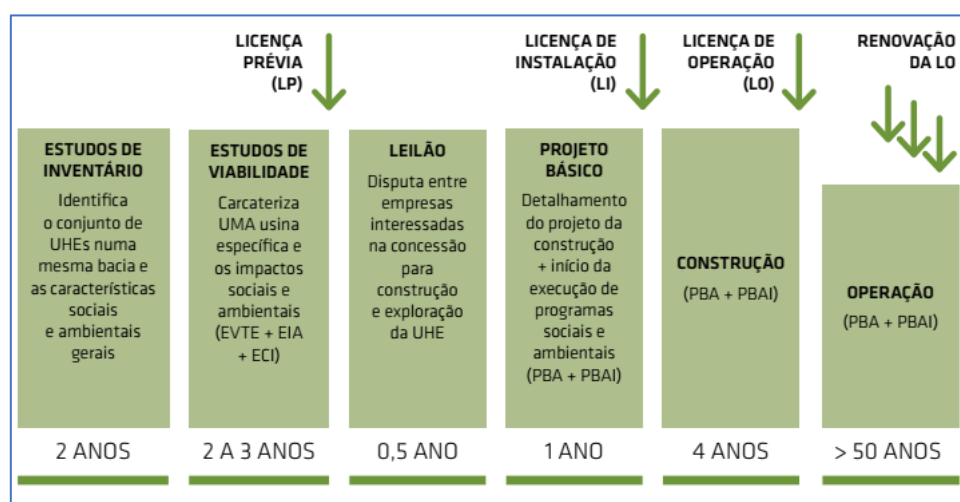


Figura 1: Ciclo de Planejamento e Construção de um Projeto Hidrelétrico.

Fonte: Rosenthal, 2022.

Obter financiamentos de longo prazo, portanto, é uma dificuldade que perpassa toda a esfera de empreendimentos em infraestrutura e não apenas no Brasil. Conforme Castro et al. (2021), os fundos necessários para o investimento são elevados, logo, para além do aporte realizado pelos acionistas (*equity*), um projeto no setor elétrico somente se torna viável caso possam ser mobilizadas estruturas de crédito, oriundas de bancos públicos ou privados, do mercado de capitais e mesmo de organismos multilaterais. Os autores destacam também a necessidade de um arranjo institucional e regulatório capaz de criar um “ambiente favorável” aos investimentos. Uma vez consolidada, esta institucionalidade é responsável por mitigar riscos e incertezas associados aos projetos de longo prazo, como as hidrelétricas.

A aversão dos financiadores ao risco é grande, pois as [fontes de energia] renováveis apresentam alto custo de produção, o mercado ainda não está bem consolidado, a tecnologia muitas vezes não está difundida e a escala de produção é reduzida. Por isso, torna-se importante superar algumas barreiras políticas e legais, de forma que o financiador se sinta mais confortável em apoiar as fontes renováveis de energia. Do ponto de vista do setor público, há pelo menos três modalidades de apoio: recursos não-reembolsáveis, financiamentos a baixo custo e prestação de garantias. O setor privado pode participar com capital de risco (*venture capital*), podendo se consorciar com o capital público (Costa e Prates, 2005, p.21).

Nesse sentido, as reformas no segmento elétrico iniciadas em 2004 buscaram estruturar um mercado de energia mais atrativo ao capital privado, por meio do sistema de leilões de licitações com prazos de 25 a 30 anos e preços indexados à inflação. O objetivo era viabilizar os contratos na modalidade *Project Finance*: estruturação financeira na qual tanto a receita para o pagamento dos empréstimos, quanto a remuneração do capital investido advêm do fluxo de caixa gerado pelo próprio empreendimento, tendo como garantia os seus ativos e recebíveis⁶. Através desse mecanismo financeiro, a captação de recursos se volta para uma unidade ou um conjunto de unidades produtivas (projeto), legalmente independentes dos investidores (patrocinadores). Deste modo, o projeto pode ser separado do balanço geral da empresa, pois constitui uma entidade jurídica distinta, denominada Sociedade de Propósito Específico (SPE). Todo o patrimônio e balanço financeiro da SPE é realizado de forma independente ao da

⁶ Para mais informações sobre este tipo de financiamento conferir <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-project-finance>

empresa que implementa o projeto⁷, portanto, os riscos de implantação e operação ficam diluídos entre os *stakeholders* (Siffert et al., 2009; Wenner, 2019).

Neste contexto, “mercado financeiro” pode ser compreendido como aquelas instituições tais quais bancos privados e públicos, fundos de investimento e agências de avaliação de risco de crédito, que se especializam na coleta de informações, análise de projetos, avaliação dos tomadores de empréstimos e no desempenho dos tomadores de empréstimos. Estes agentes dividem a forma de financiamento concedido aos empreendimentos em duas categorias:

Capital Próprio	Aquele aportado pelos proprietários da empresa, que detêm o controle sobre sua administração e sobre os resultados de seus empreendimentos, após o cumprimento de todas as suas obrigações contratuais. Sua remuneração depende dos lucros auferidos após o pagamento de todas as obrigações com os demais <i>stakeholders</i> [partes interessadas] da empresa, tais como funcionários, credores, fornecedores, clientes, governos e reguladores. Assume, portanto, os riscos das operações cotidianas do empreendimento e proporciona um fluxo de receitas variáveis (renda variável). Do ponto de vista da empresa, porém, é mais flexível, pois esta controla como e quando investir.
Capital de Terceiros	Aquele recebido de agentes externos à empresa, com condições pré-estabelecidas quanto à data de devolução do capital e a taxa de remuneração a ser paga (juros) no momento de aporte financeiro. Desde que a empresa esteja solvente (seja boa pagadora), os investidores devem receber seus recursos de volta nos prazos previamente especificados e com a remuneração acordada. Trata-se, assim, de um investimento que proporciona um fluxo de receitas futuras previsível (renda fixa) que, no longo prazo, deverá ter um retorno médio na forma de capital próprio superior ao obtido na forma de capital de terceiros. Da perspectiva da empresa o capital de terceiros é mais barato, mas também é mais arriscado, pois os compromissos estabelecidos no financiamento impõem um rígido cronograma de pagamentos.

Fonte: Elaboração própria com base em Instituto Acende Brasil (2018)

Ambas as formas de capital podem ser obtidas de maneiras diversas no mercado financeiro, como será descrito nas próximas seções. Vale ressaltar que em alguns produtos financeiros, como os FIP (Fundos de Investimento em Participação) e debêntures, estas modalidades de investimento se interpenetram e não são facilmente distinguíveis.

⁷ Esta modalidade de financiamento diferencia-se do *corporate finance*, na qual a concessão de crédito da entidade financeira para a empresa não está atrelada a um projeto específico, mas a uma avaliação da capacidade financeira da empresa como um todo, ou seja, considerando seus ativos, passivos e patrimônio (Castro et al., 2021).

2.1. Instituições Financeiras (mercado de crédito)

Grupo em que estão incluídos recursos como os empréstimos e financiamentos obtidos junto a instituições bancárias (públicas ou privadas). Neste caso, os bancos concedem uma parcela dos recursos dos poupadores (pessoas ou organizações que guardam montantes de dinheiro nos bancos) ao empreendedor contratante do serviço financeiro. Enquanto os financiamentos são recursos destinados a um propósito específico, os empréstimos são conferidos sem destinação determinada. Em ambos os casos, porém, o banco vai requerer garantias dos contratantes, dado o alto risco destas operações. No que concerne aos empreendimentos de infraestrutura de grande porte, é comum a realização de operações de crédito sindicalizado, nas quais um grupo de bancos ou mesmo investidores institucionais ofertam conjuntamente o financiamento, compartilhando o risco do empreendimento (Instituto Acende Brasil, 2018).

No âmbito deste trabalho, destacamos o papel do BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social), que constitui um dos principais agentes de viabilização dos investimentos para o setor elétrico, sobretudo em função das referidas dificuldades em se encontrar condições adequadas para financiamentos de longo prazo, seja via mercado de crédito ou mercado de capitais privados. Por isso, o BNDES exerce papel central na engenharia financeira e na trajetória de desenvolvimento do SEB (Costa e Paresi, 2005; Castro et. al, 2021; Esposito, 2018; Werner, 2019). Destaca-se ainda sua atuação como financiador de projetos na modalidade *Project Finance*, principalmente nas esferas de geração e distribuição de energia, que contribuiu para criar um ambiente favorável à implantação de novos projetos (Siffert et al., 2009). A tabela abaixo apresenta as sete PCHs na Bacia do Juruena que receberam este tipo de financiamento até o momento, totalizando um montante de R\$ 278.681.833,00:

Empreendedor	Empreendimento	Data do Contrato	Valor Contratado (em reais)	Situação do contrato	Instituição Financeira Credenciada	Valor total desembolsado (em reais)
Campos de Júlio Energia S.A.	PCH Cidezal	31/08/07	18.700.000,00	Liquidada	Direto: 9.350.000,00 Banco do Brasil: 1.936.267,00 Caixa Econômica Federal: 7.413.733,00	18.700.000,00

Parecis Energia S.A.	PCH Parecis	31/08/07	13.000.000,00	Liquidada	Direto: 6.500.000,00 Banco do Brasil: 1.346.030,00 Caixa Econômica Federal: 5.153.970,00	13.000.000,00
Rondon Energia S.A.	PCH Rondon	31/08/07	12.000.000,00	Liquidada	Direto: 6.000.000,00 Banco Do Brasil: 1.242.620,00 Caixa Econômica Federal: 4.757.380,00	12.000.000,00
Sapezal Energia S.A.	PCH Sapezal	31/08/07	14.700.000,00	Liquidada	Direto: 7.350.000,00 Banco do Brasil: 1.522.088,00 Caixa Econômica Federal: 5.827.912,00	14.700.000,00
Telegráfica Energia S. A	PCH Telegráfica	31/08/07	26.000.000,00	Liquidada	Direto: 13.000.000,00 Banco do Brasil: 2.692.084,00 Caixa Econômica Federal: 10.307.916,00	26.000.000,00
Inxú Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	PCH Inxú	05/04/13	99.560.220,00	Ativa	Energias Alternativas: 99.060.220,00 Investimento Social de Empresas: 500.000,00	99.724.271,00
Cravari Geração de Energia S.A.	PCH Bocaiúva	14/11/18	94.500.000,00	Liquidada	Direto	94.557.562,00

Tabela 1: PCHs financiadas na modalidade *project finance* do BNDES.

Fonte: Elaboração própria.

Embora a concessão de financiamentos de longo prazo tenha sido uma das motivações para a fundação do BNDES, em 1952, foi somente com as reformas e privatizações iniciadas nos anos 90 que sua atuação em relação ao SEB se consolidou. Em meados de 1996, o Ministério das Minas e Energia contratou a empresa Coopers & Lybrand para realizar uma consultoria sobre a reforma do setor, o *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro*. Dentre as propostas apresentadas estava a recomendação de que o BNDES assumisse todos os aspectos de entidade financeira antes atribuídos à Eletrobrás, de modo a compartilhar os riscos com o setor privado (Landi, 2002). Dessa forma, ainda que a Eletrobrás tenha mantido parte

de suas funções de fomento financeiro, os recursos liberados pelo BNDES elevaram-se substancialmente⁸.

Entre 2001 e 2016, os investimentos no SEB ganharam impulso, especialmente nos empreendimentos em geração de energia, com destaque para os anos que se seguiram à implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) em 2007. Atuando não apenas como agente financeiro de longo prazo, o BNDES também promoveu a alavancagem de suas operações e diversificação de sua carteira de ativos através de dois mecanismos principais: i) a adoção de uma nova modalidade de apoio ao setor, o *Project Finance*; ii) a criação de um mercado de títulos emitidos por companhias hidroelétricas. Assim, a instituição definiu como uma de suas estratégias de atuação o fortalecimento do mercado de capitais (BNDES, 2001).

Quanto às políticas de racionamento instituídas em 2001, o apoio do BNDES foi fundamental para preservar a solvência e capacidade de investimento das empresas do setor, assim como para conter a elevação tarifária. Foi somente com o novo marco regulatório de 2004, porém, que a atuação da agência pôde ser direcionada à promoção de investimentos no segmento energético. Nesse sentido, com a instauração do sistema de leilões de concessão os contratos de longo prazo têm funcionado como as principais garantias para a obtenção de financiamentos e empréstimos junto ao BNDES. Tais contratos seguem o modelo de *Project Finance*, com a taxa de juros indexada à TJLP (Taxa de Juros de Longo Prazo)⁹.

Segundo Esposito (2012), o novo marco regulatório, ao estabelecer que as usinas somente seriam licitadas após a obtenção da licença prévia ambiental, contribuiu para retomar os investimentos no setor de geração hidrelétrica. Tendo em vista que os empreendimentos somente seriam comercializados após a resolução de boa parte dos ritos socioambientais¹⁰, ficavam minimizados os riscos de embargo e paralizações de obras. De tal modo, afirma o autor,

⁸ No âmbito do Programa de Restruturação e Ajuste Fiscal o BNDES atuou como financiador nas seguintes modalidades: adiantamento de recursos aos estados (R\$ 898,4 milhões), a serem pagos com as receitas das privatizações; financiamentos para os vencedores dos leilões de privatização (R\$ 5,7 bilhões), a serem pagos pelos acionistas das concessionárias ou pelos funcionários das estatais que participaram do leilão (Esposito, 2012).

⁹ Instituída pela Medida Provisória nº 684/1994, a TJLP definia até 2018 o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES. Fonte: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazotjlp>

¹⁰ Refere-se aos seguintes processos: realização do estudo de impacto socioambiental (EIA/Rima), integrado à avaliação econômico-financeira do projeto e à definição dos projetos básico e executivo do empreendimento; obtenção do licenciamento prévio, com as principais medidas condicionantes a fim de preparar o entorno do projeto para sua posterior implantação; obtenção da licença de instalação do empreendimento, que detalhará um conjunto de medidas de compensação e mitigação de impactos a serem cumpridas pelo empreendedor; obtenção da licença de operação, concedida após o cumprimento dos condicionantes da licença de instalação.

os investimentos do SEB se acentuaram, assim como o papel do BNDES como financiador da expansão ocorrida na primeira década dos anos 2000:

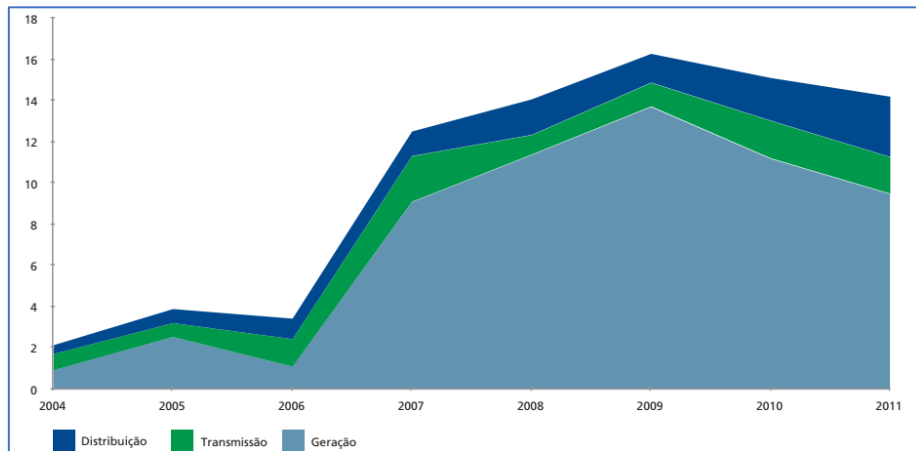


Figura 2: Financiamento do BNDES para geração, transmissão e distribuição (em R\$ bilhões)
Fonte: Esposito, 2012.

Contudo, em análises mais recentes o autor aponta que no segmento de geração de energia seguiram ocorrendo atrasos e paralisações sistemáticas de obras, indicados pela fiscalização da ANEEL. Em setembro de 2017, cerca de metade do total da expansão contratada em leilões apresentava problemas nesse sentido. “Ponto comum para os segmentos de geração e transmissão de energia foi a ocorrência de percalços nos processos de licenciamento ambiental, disponibilização de terrenos, bem como dificuldades financeiras, judiciais e trabalhistas das empresas envolvidas nos investimentos a serem executados” (Esposito, 2018, p.320). As reformas no marco regulatório foram importantes, porém, para mitigar riscos associados à estruturação dos investimentos na modalidade *Project Finance*, como a estabilidade do fluxo de caixa e riscos de inadimplência, o desempenho técnico e a própria engenharia do projeto, a estabilidade institucional, a recorrência de litígios relacionados a mão de obra ou impactos em áreas de preservação, o compromisso dos acionistas, dentre outros¹¹.

Uma menor percepção destes riscos potenciais possibilitou ao BNDES modificar suas linhas de crédito de modo a reduzir custos financeiros e alongar prazos para o segmento de geração. A instituição pôde também aprimorar as políticas de apoio às PCHs e demais fontes alternativas de energia, promovendo investimentos com a menor tarifa possível. Nesse sentido, desde julho de 2000 já havia sido criado o *Programa de Desenvolvimento e Comercialização de*

¹¹ Sobre principais inovações trazidas pelo marco regulatório de 2004 para mitigar os riscos associados aos novos empreendimentos de geração de energia ver Siffert et al., 2005.

Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidroelétricas, cujo objetivo era viabilizar a implantação ou revitalização destas usinas em regiões atendidas pelo SIN. Por meio deste programa, a Eletrobrás garantia a compra de energia, após decisão conjunta com o BNDES. Consequentemente, a capacidade instalada cresceu cerca de 110% e a matriz elétrica brasileira diversificou-se, uma vez que as grandes hidrelétricas que até então eram responsáveis por 80% da geração de energia, passaram a responder por 60%, graças aos incentivos dados às fontes alternativas (Esposito, 2018).

SEGMENTO	UNIDADE	BRASIL: CAPACIDADE FIM DE 2007 (A)	BRASIL: AUMENTO ENTRE 2008 E 2016 (B)	BRASIL: CAPACIDADE FIM DE 2016 (C)	BNDES: PROJETOS FINANCIADOS (D)	PARTICIPAÇÃO DO BNDES (D/B) (%)
Hidrelétricas*	MW	73.788	23.141	96.929	19.660	85
Termelétricas	MW	22.487	20.789	43.276	7.742	37
Eólicas	MW	142	9.982	10.124	7.600	76
Total	MW	96.417	53.912	150.329	35.002	65

Fonte: Elaboração própria, com base em *Relatório de efetividade 2007-2014* e *Relatório de efetividade 2017* do BNDES.

* Inclui PCHs.

Figura 3: Participação do BNDES na expansão da geração de energia (2008-2016)
Fonte; Esposito, 2018.

Como apontam Castro et al. (2021), apenas no período compreendido entre os anos de 2007 a 2015 o BNDES foi responsável pelo financiamento de 227 projetos de geração de energia, agregando 42 GW de capacidade nominal instalada. Tendo em vista os investimentos em geração e transmissão, houve no mesmo período uma demanda R\$ 122 bilhões em financiamentos. Siffert et al. (2014), indicam que, no tocante aos investimentos em projetos realizados pelo BNDES especificamente na região Centro-Oeste, destacam-se aqueles no setor de energia elétrica, que totalizaram R\$ 32,6 bilhões. A maior parcela do apoio refere-se aos projetos de geração hidrelétrica, com R\$ 20,5 bilhões investidos, despontando os projetos de PCH apoiados na região, com um total de R\$ 3,9 bilhões em investimentos.

Não obstante, os analistas ressaltam que desde 2015 observa-se uma redução progressiva da atratividade dos recursos do BNDES, em especial com a mudança na TJLP realizada em 2018. Primeiramente estabelecida com base na meta da inflação, agora denominada TLP (Taxa de Longo Prazo), esta taxa passou a ser definida pelo IPCA (Índice

Nacional de Preços ao Consumidor), somada à taxa de juros real das Notas do Tesouro Nacional-série B¹².

Esta alteração teve o objetivo prático de aproximar as taxas de juros do BNDES às praticadas pelo mercado, o que provocou um encarecimento do custo do financiamento de projetos. Com isso, os setores tradicionalmente apoiados pelo BNDES, como o setor elétrico, buscaram diversificar as suas fontes de captação de recursos, demandando um volume de recursos menor do Banco para o financiamento de seus projetos. No nível de política econômica, merece ser destacado o movimento de queda da taxa de juros, notadamente no biênio mais recente (2019/2020), o que levou os investidores a buscarem no mercado privado fontes para o financiamento de seus projetos, por meio de (i) captações no mercado externo ou (ii) das debêntures de infraestrutura (Castro et al., 2021, p.12).

Apesar do aumento na oferta de energia, calcada no sistema de leilões de contratação, houve um descompasso entre os montantes gerados pelas usinas hidrelétricas e a Garantia Física existente no sistema elétrico, agravado por uma crise hídrica que levou à redução intensa dos níveis nos reservatórios das usinas. Além disso, ocorreram atrasos na implantação de projetos licitados, tanto para concessões de transmissão de energia quanto para usinas de geração contratadas nos leilões públicos. Assim, a partir de 2016 novas propostas de reforma para o SEB começam a ser conjecturadas, conforme descrito na primeira seção, exigindo novas condições de financiamento por parte do BNDES. De modo geral, foram reduzidos os montantes direcionados aos grandes empreendimentos, sob a alegação de que estes poderiam angariar fundos no mercado de capitais, ao mesmo tempo em que se buscou estimular o financiamento privado em áreas prioritárias por meio de PPPs.

O encarecimento dos financiamentos do BNDES, em razão da troca da TJLP pela TLP, associada à queda dos juros no mercado doméstico e internacional, entretanto, resultou na perda de sua hegemonia como financiador de longo prazo, abrindo espaço para alternativas de financiamento via mercado privado, como as debêntures incentivadas (Castro et al., 2021). Apesar da perda de atratividade de seus financiamentos, o BNDES ainda se manteve relevante quanto aos investimentos em fontes alternativas de energia. Nesse sentido, enquanto as grandes hidrelétricas tiveram a participação máxima de financiamento do BNDES reduzida de 70% para 50% e termelétricas a carvão ou diesel deixaram de ser financiadas, o financiamento para fontes solares passou de 70% para 80% e foram mantidos os 70% de participação para fontes eólicas, de biomassa e PCHs (Instituto Acende Brasil, 2018).

¹² <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>

2.2. Programas Governamentais

Uma importante fonte de financiamento para o setor elétrico no Brasil tem sido os programas públicos, que em geral oferecem taxas inferiores às do mercado, além de outros benefícios como isenções fiscais e tarifárias. Foi possível identificar ao longo da pesquisa oito iniciativas governamentais, apresentadas a seguir, por meio das quais os empreendimentos hidrelétricos na Bacia do Juruena estariam buscando formas de investimento ou financiamentos (seja por empréstimos diretos ou outro tipo de apoio financeiro).

2.2.1. CDE (Conta de Desenvolvimento Energético)

Criada pela Lei 10.438 em 2002, a CDE é um fundo setorial que tem como objetivo fomentar o abastecimento energético para todo o território nacional. Dentre suas finalidades estão: garantir descontos tarifários a usuários de baixa renda, financiar a universalização do acesso à energia elétrica (programa Luz para Todos), custear a geração de energia nos sistemas isolados, incentivar o programa de expansão da malha de gás natural, promover a competitividade do carvão mineral nacional, conceder subsídios a consumidores e geradores de fontes incentivadas, assim como para consumidores dos segmentos de irrigação e aquicultura, eletrificação rural e para os serviços públicos de água, esgoto e saneamento.

Desde maio de 2017, a gestão financeira e operacional da CDE tem sido realizada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Seus recursos são arrecadados através do aporte de crédito da União, multas aplicadas pela ANEEL, pagamentos do Uso do Bem Público feitos por permissionárias e de quotas anuais fixadas pela ANEEL, pagas pelos agentes que comercializam energia para o consumidor, por meio de encargo tarifário incluído nas tarifas dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD - Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição e TUST-Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão)¹³. Através desta tarifa,

¹³ Ao final de todos os anos a ANEEL promove uma audiência pública para discussão do orçamento apresentado pela CCEE para o ano seguinte, levantando todas as receitas e despesas esperadas para o próximo ano. Os agentes de mercado podem submeter à agência reguladora suas análises sobre aos valores apresentados para o orçamento e após a avaliação dessas contribuições pela ANEEL são divulgadas as quotas da CDE. Mais informações podem ser obtidas em <https://www.ccee.org.br/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>

portanto, todos os consumidores conectados ao SIN, excetuando aqueles de baixa renda enquadrados na Tarifa Social de Energia Elétrica, contribuem para a composição deste fundo.

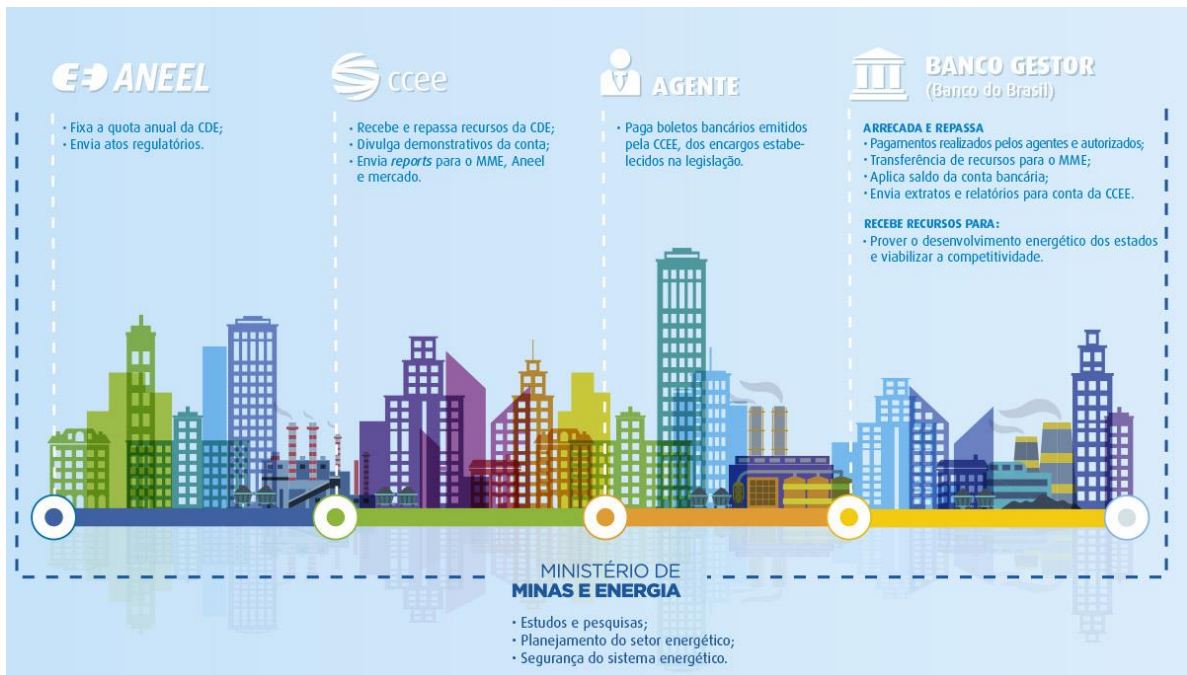


Figura 4: Fluxo da Conta de Desenvolvimento Energético

Fonte: Ministério de Minas e Energia

Entre as políticas de estímulo abarcadas pela CDE estão aquelas medidas voltadas para as chamadas fontes incentivadas: eólica, biomassa, solar, cogeração qualificada (que aproveita o calor dissipado por geradores para a produção de energia térmica), PCHs e CGHs. Estas fontes recebem descontos permanentes consideráveis na TUST e TUSD:

A inclusão dos descontos às fontes incentivadas na legislação ocorreu a partir de 1996, com previsão apenas para as PCH. Em 2002, foram incluídos os descontos para as fontes eólica, biomassa e cogeração qualificadas. Em 2003, foram adicionadas as fontes solar, as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) e criado o limite máximo de 30 MW de potência instalada para que a fonte pudesse receber o benefício do desconto mínimo de 50% na TUSD e na TUST. A partir de 2007, para fazer jus ao desconto, o critério deixou de ser de 30 MW de potência instalada e passou a ser o mesmo valor sobre a potência injetada no SIN (Conselho de Monitoramento e Avaliação de Políticas Públicas, 2019, p.48).

Além dos incentivos aos fornecedores, segundo as normas da CCEE os chamados consumidores especiais, isto é, aqueles que têm uma demanda entre 500kw e 1MW, devem adquirir energia elétrica somente de fontes incentivadas. Portanto, estes ficam fora das negociações no ACL (também conhecido como Mercado Livre de Energia), pois estão “garantidos” aos fornecedores de energia elétrica advindas de fontes incentivadas.

2.2.2. PROINFA (Programa de Incentivo à Fontes de Alternativas)

A Lei nº 10.438/2002 além instituir a CDE também criou o PROINFA, que visa fomentar uma maior participação da energia elétrica produzida por fontes como eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa¹⁴ no SIN. O programa tem como objetivos estratégicos: i) diversificar a matriz energética nacional; ii) descentralizar territorialmente a geração de energia (hoje concentrada nas grandes hidrelétricas); iii) valorizar a figura do Produtor Independente Autônomo (PIA); iv) aumentar a segurança e confiabilidade no sistema de abastecimento nacional¹⁵. Adicionalmente, o programa incentiva de forma indireta a indústria nacional, uma vez que exige um índice mínimo de nacionalização de 60% do custo total de construção dos projetos (Costa e Prates, 2005).

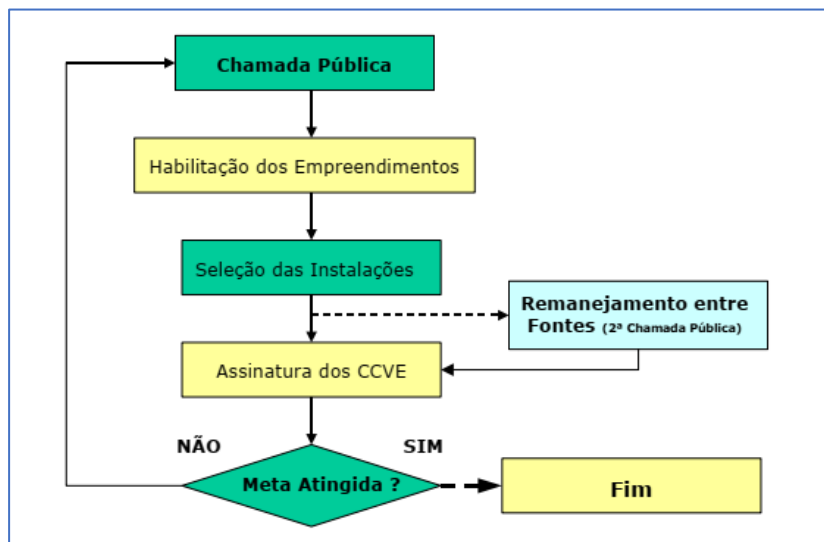


Figura 5: Processo Global de Seleção do PROINFA
Fonte: Ministério de Minas e Energia.

Dividido em duas fases, tendo a primeira sido encerrada em 2005, o PROINFA prevê a implantação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de energia instalada: 1.191,24 MW provenientes de 63 PCHs; 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27 usinas a base

¹⁴ Estas são também enquadradas como fontes incentivadas, que incluem ainda a cogeração qualificada.

¹⁵ Descrito como “o maior programa do mundo de incentivo a fontes alternativas de energia”, o site institucional da Eletrobrás destaca que através do PROINFA teriam sido criados cerca de 150 mil empregos diretos e indiretos em todo o país, proporcionando grande avanço industrial e internalização de tecnologia de ponta. Além disso, apresenta a estimativa de que o programa tem possibilitado a redução de emissões de gases de efeito estufa equivalentes 2 milhões e meio de toneladas de CO₂ anuais. Ver <https://eletrobras.com/en/Paginas/Proinfa.aspx>.

de biomassa. Toda essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Eletrobrás¹⁶. Com o auxílio do BNDES, o PROINFA também tem financiado projetos de geração de energia elétrica com base nas fontes alternativas apontadas, dando preferência aos empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição – os PIA. Ao final de 2005 o BNDES tinha em carteira 30 projetos no âmbito do PROINFA, que somavam R\$ 1,7 bilhão, dos quais R\$ 718 milhões eram referentes a investimentos em pequenas centrais hidrelétricas (BNDES, 2005).

Segundo Costa e Prates (2005), o BNDES participou das discussões sobre o modo de operação do programa antes mesmo de seu lançamento, visando reduzir os riscos da estrutura contratual que seria montada. Assim, buscou por mecanismos interessantes aos produtores de energia, como a fixação de tarifas por um prazo de 20 anos, além de condições de financiamento mais favoráveis em relação aos financiamentos tradicionais. Em 2005 a diretoria do BNDES aprovou alterações nas condições de financiamento no âmbito do PROINFA, que visavam atingir a meta de operação de 3.300 MW advindos de fontes eólica, biomassa e hidráulica. Entre as modificações aprovadas estavam o aumento da participação máxima do banco nos investimentos financiáveis de até 70% para até 80% e a ampliação do prazo de amortização máximo de 10 para 12 anos, além de novas garantias:

As garantias do financiamento serão compostas, a partir de agora, com a não obrigatoriedade de constituição de garantia real fora do projeto. Além disso, a fiança dos sócios poderá, dependendo do caso, limitar-se ao período de implantação e até que se atinjam os indicadores financeiros pré-estabelecidos. Permanecem entre as exigências, a critério do BNDES ou do agente financeiro da operação, o melhor: de ações da beneficiária (SPE); de direitos emergentes da autorização; e de direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVE), firmado entre Eletrobrás e a beneficiária. Também serão exigidas: reserva de meios de pagamento; propriedade fiduciária de máquinas e equipamentos; hipoteca do imóvel onde se instala o empreendimento financiado; e pacote de seguros, a abranger riscos de engenharia, de performance e de execução (BNDES, 2005, s/p).

O programa é administrado pelo Ministério de Minas e Energia, que estabelece o montante anual dos contratos de compra e venda de energia que serão realizadas. No entanto, a Eletrobrás é responsável pela efetivação da contratação e seleção dos empreendimentos que serão beneficiados. A partir da análise dos contratos de empreendimentos selecionados para participarem do PROINFA, disponibilizados no site da Eletrobrás, foram identificadas cinco

¹⁶ Dados obtidos em <https://www.mercadolivredeenergia.com.br/proinfa/>

PCHs localizadas na Bacia do Juruena entre as iniciativas beneficiadas. Todas elas fazem parte do chamado Projeto Juruena (ver o Estudo de Caso 1).

Empreendedor	Empreendimento	Data de Assinatura do Contrato	Valor Recebido (em reais)
Campos de Júlio Energia S.A.	PCH Cidezal	07/03/2005	63.000.000,00
Parecis Energia S.A.	PCH Parecis	07/03/2005	62.000.000,00
Rondon Energia S.A.	PCH Rondon	07/03/2005	51.000.000,00
Sapezal Energia S.A.	PCH Sapezal	07/03/2005	64.000.000,00
Telegráfica Energia S.A.	PCH Telegráfica	07/03/2005	120.000.000,00

Tabela 2: PCHs na Bacia do Juruena enquadradas no PROINFA

Fonte: Elaboração própria

O valor de custeio do programa é dividido em cotas mensais, recolhidas por distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias, sendo posteriormente repassadas à Eletrobrás. Tais cotas são calculadas anualmente e publicadas pela ANEEL, em conformidade com o Plano Anual do PROINFA. Segundo tal normativa, a reguladora efetua o cálculo do percentual de rateio para a definição das cotas, tendo como base as informações de consumo dos agentes apresentadas, por sua vez, pela CCEE. Vale ressaltar que os custos das cotas do PROINFA são divididos entre todos os consumidores finais atendidos pelo SIN.

2.2.3. FINAME (Fundo de Financiamento de Máquinas e Equipamentos)

Trata-se de uma modalidade de financiamento do BNDES destinada a investimentos na produção, modernização ou compra de máquinas, equipamentos, bens industrializados, bens de informática e automação, a serem empregados em atividade econômica. Estes devem ser novos, de fabricação nacional e estarem credenciados no BNDES. O FINAME foi criado há algumas décadas, tendo sido instituído pelo Decreto 55.275 de 1964. Atualmente, está dividido nas seguintes linhas, com taxas, prazos e garantias diferenciados¹⁷: FINAME Baixo Carbono; FINAME BK Aquisições e Comercialização; FINAME BK Produção; FINAME Crédito Máquinas e Veículos Direto; FINAME Materiais; FINAME 4.0.

Podem requerer este financiamento empresas sediadas no país, fundações, associações, cooperativas e empresas públicas, sendo que as condições financeiras do programa podem

¹⁷ Mais informações podem ser obtidas em <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/finame>.

variar conforme o porte do empreendedor. O financiamento pode ser solicitado nas instituições financeiras credenciadas ao BNDES (como o Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal ou mesmo bancos privados), mediante a apresentação de uma proposta com as informações técnicas do produto de interesse. A instituição analisará a possibilidade de concessão do crédito e negociará as garantias. Se aprovada, a operação é encaminhada para homologação e posterior liberação dos recursos pelo BNDES.



Figura 6: Fluxo simplificado do financiamento via FINAME

Fonte: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/finame/como-obter-inanciamento-finame/como-obter-financiamento-finame>

A partir dos dados disponibilizados no site do BNDES foram identificados três empreendimentos na Bacia do Juruena que obtiveram essa modalidade de financiamento:

Empreendedor	Empreendimento	Data do Contrato	Valor Contratado (em reais)	Instituição Financeira Credenciada	Valor total desembolsado (em reais)
Hidrelétrica Novo Colorado LTDA.	CHG Novo Colorado	19/09/11	3.286.439,00	Banco Rabobank International S.A.	3.286.439,00
Agroenergética Mato Grosso LTDA.	PCH Nova Mutum	04/09/15	160.000,00	Não disponível	160.000,00
Central Geradora Fazenda Modelo LTDA.	CGH Fazenda Modelo	27/12/17	148.000,00	Banco Bradesco S.A.	148.000,00
		12/01/18	2.621.640,00		2.621.640,00
		05/01/18	148.274,00		148.274,00
		22/02/18	2.318.288,00		2.289.144,00

Tabela 3: PCHs e CGHs na Bacia do Juruena que obtiveram financiamentos via FINAME.

Fonte: Elaboração própria

2.2.4. FINEM (Fundo de Financiamento a Empreendimentos)

É uma linha de crédito de longo prazo com recursos também alocados pelo BNDES, para projetos públicos ou privados voltados à geração e aumento de capacidade produtiva, por meio da ampliação, recuperação, modernização ou implantação de ativos fixos nos setores de comércio, indústria, agropecuária e prestação de serviços. Está disponível para empreendimentos cujo valor mínimo do financiamento seja igual ou superior a R\$ 40 milhões¹⁸ e pode ser solicitado por empresas sediadas no país, fundações, associações, cooperativas, órgãos públicos. Existem, porém, exceções em que não se aplica a restrição de valor mínimo, como nos casos de operações em conjuntos de empresas ou cooperativas e de projetos ou programas de investimento social.

O FINEM está dividido em diferentes linhas de financiamento com objetivos e condições financeiras específicos, de acordo com o porte e a atividade econômica do projeto. O aporte de recursos é realizado diretamente pelo BNDES ou por meio de instituições financeiras credenciadas, como no caso do FINAME, respeitando os itens financiáveis em cada linha. A taxa de juros do fundo é composta pela Remuneração do BNDES (com valores a partir de 1,1%, 1,5% e 2,3% ao ano, dependendo do tipo de empreendimento), pelo Custo Financeiro e pela Taxa de Risco de Crédito (variável conforme risco e prazo do financiamento)¹⁹.

No caso de projetos do setor elétrico, o fundo prevê o financiamento à taxa TLP para empreendimentos de geração de energia solar, eólica, hidrelétricas, PCHs, térmicas a biomassa e a gás natural, assim como projetos de distribuição de energia. Portanto, confere juros mais baixos que os do mercado por serem subsidiados pelo Estado (Instituto Acende Brasil, 2018). No caso dos empreendimentos voltados para a geração de energia, até 80% do valor total do projeto pode ser financiado por esta linha de crédito. Segundo relatórios disponíveis no site do BNDES, os seguintes empreendimentos hidrelétricos na Bacia do Juruena obtiveram esta modalidade de crédito:

¹⁸ O aporte pode ter valor mínimo de 20 milhões no caso de entes da administração pública direta, provedores regionais e para os setores de saúde, saneamento e inovação.

¹⁹ Conferir <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/taxa-de-juros>.

Empreendedor	Empreendimento	Data do Contrato	Valor Contratado (em reais)	Instituição Financeira Credenciada	Valor total desembolsado (em reais)
Hidrelétrica Fockink S.A.	PCH Buriti	10/12/03	13.430.000,00	Banco da Amazônia	13.460.214,00
Rio Sucuri Energia S.A.		06/02/06	75.088.000,00	Direto	75.712.203,00
Rio do Sangue Energia S.A.	PCH Garganta da Jararaca	19/09/05	90.658.780,00	Direto	90.090.000,00
Brasil Central Energia S.A.	PCH Sacre 2	31/08/06	30.100.000,00	Banco do Brasil: 30.100.000,00	30.181.819,00
Campos de Júlio Energia S.A.	PCH Cidezal	31/08/07	63.000.000,00	Não Disponível: 31.500.000,00 Banco do Brasil: 6.523.200,00 Caixa Econômica Federal: 24.976.800,00	63.153.739,00
Parecis Energia S.A.	PCH Parecis	31/08/07	62.000.000,00	Direto: 31.000.000,00 Banco do Brasil: 6.419.500,00 Caixa Econômica Federal: 24.580.500,00	62.157.794,00
Rondon Energia S.A.	PCH Rondon	31/08/07	51.000.000,00	Direto: 25.500.000,00 Banco do Brasil: 5.280.700,00 Caixa Econômica Federal: 20.219.300,00	51.125.778,00
Sapezal Energia S.A.	PCH Sapezal	31/08/07	64.000.000,00	Direto: 32.000.000,00 Banco do Brasil: 6.626.700,00 Caixa Econômica Federal: 25.373.300,00	64.163.167,00
Telegráfica Energia S. A	PCH Telegráfica	31/08/07	120.000.000,00	Direto: 60.000.000,00 Banco do Brasil: 12.424.900,00 Caixa Econômica Federal: 47.575.100,00	120.339.056,00
Inxú Geradora e Comercializadora de Energia S.A.	PCH Inxú	05/04/13	99.560.220,00	Energias Alternativas: 99.060.220,00 Investimento Social de Empresas: 500.000,00	99.724.271,00

Tabela 4: PCHs na Bacia do Juruena que obtiveram financiamentos via FINEM

Fonte: Elaboração própria.

Através do FINEM são financiáveis itens bastante diversos, como: estudos e projetos; obras civis; montagens e instalações; móveis e utensílios; treinamento; despesas pré-operacionais; máquinas e equipamentos nacionais novos credenciados no BNDES; máquinas e equipamentos importados sem similar nacional; despesas de outorga fixa de empreendimentos

de infraestrutura²⁰. O BNDES também pode financiar o capital de giro associado ao empreendimento, desde que limitado a 30% dos itens financiados e com a Remuneração do BNDES a partir de 2,3% ao ano.

2.2.5. FINEP (Financiadora de Estudos e Projetos)

A FINEP é uma empresa pública vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, que apoia projetos apresentados por Institutos de Ciência e Tecnologia (ICTs) nacionais, com recursos originados do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico²¹, do Fundo para o Desenvolvimento Tecnológico das Telecomunicações, e de convênios de cooperação com ministérios, órgãos e instituições setoriais. Seu objetivo é fomentar projetos de cadeia da inovação voltadas ao desenvolvimento científico e tecnológico.

A FINEP concede recursos reembolsáveis e não-reembolsáveis a instituições de pesquisa e empresas brasileiras. Seu suporte abrange todas as etapas e dimensões do ciclo de desenvolvimento científico e tecnológico, como pesquisa básica, pesquisa aplicada, inovações e desenvolvimento de produtos, serviços e processos. A FINEP apoia, ainda, a incubação de empresas de base tecnológica, a implantação de parques tecnológicos, a estruturação e consolidação dos processos de pesquisa, o desenvolvimento e a inovação em empresas já estabelecidas, e o desenvolvimento de mercados. Desde 2012 a FINEP tem subsidiado a implementação de primeira unidade industrial, além de incorporações, fusões e *joint ventures*.

A empresa dispõe dos seguintes instrumentos financeiros: financiamento reembolsável; financiamento não-reembolsável a ICTs; subvenção econômica a empresas; financiamento não reembolsável a empresas; fundos de investimento em participações; aportes de capital via instrumentos conversíveis em participação no capital social. Estes produtos podem ser oferecidos diretamente pela FINEP ou de forma indireta e descentralizada, por meio de agentes financeiros credenciados e parceiros estaduais e regionais. A principal iniciativa de fomento da

²⁰ A lista completa e detalhes sobre os itens financiáveis através do FINEM pode ser encontrada em <https://www.bndes.gov.br/wps/wcm/connect/site/52603e4e-407a-4cc4-8122-e0d4419e59fd/BNDES-Finem-itens-financiaveis.pdf?MOD=AJPERES&CVID=IGVAVR6>

²¹ Segundo a Lei nº 11.540, de 12 de novembro de 2007, em seu artigo 8º a FINEP atua como Secretaria Executiva do FNDCT, recebendo anualmente até 2% dos recursos orçamentários atribuídos ao fundo para cobertura de despesas de administração. No artigo 13, também está prevista a aplicação de até 5% os recursos arrecadados anualmente para despesas operacionais, de planejamento, prospecção, acompanhamento, avaliação e divulgação de resultados, relativas ao financiamento de atividades de pesquisa científica e desenvolvimento tecnológico.

FINEP para o setor elétrico é o Plano de Ação Conjunta Inova Energia, desenvolvido em parceria com a ANEEL e o BNDES, cuja finalidade é apoiar o desenvolvimento e difusão de dispositivos eletrônicos, microeletrônicos, sistemas, soluções integradas e padrões para implementação de redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*). Também se enquadra nesse programa o apoio às empresas brasileiras no desenvolvimento e domínio tecnológico das cadeias produtivas das seguintes energias renováveis alternativas: solar fotovoltaica, termossolar e eólica para geração de energia elétrica²².

Contudo, a única empresa da Bacia do Juruena identificada entre os contratos da FINEP não obteve financiamento via Inova Energia, mas através de demanda espontânea da própria empresa, a Atiaia Energia S.A., pelo Financiamento Reembolsável. Esta modalidade de apoio funciona como um empréstimo com encargos reduzidos, em que os montantes devem ser direcionados para a realização de projetos de pesquisa, desenvolvimento e inovação em empresas nacionais (FINEP, 2022). Em sua maioria, são recursos direcionados à infraestrutura e a pesquisa básica e aplicada de instituições de pesquisa, tais como universidades e ICTs.

Proponente	Valor FINEP (em reais)	Data da Assinatura	Instrumento	Situação do Contrata
Atiaia Energia S.A.	18.432.410,00	21/10/11	Reembolsável Demanda Espontânea em 2007	Encerrado

Tabela 5: Empreendedor de geração de energia que obteve financiamento via FINEP

Fonte: Elaboração própria

Com prazo para execução até dezembro de 2014, o projeto foi caracterizado como “Estudos e projetos para implantação de pequenas centrais hidrelétricas”. Portanto, enquadrou-se como iniciativa de pesquisa, desenvolvimento e inovação. Vale destacar que o empreendedor, que utiliza o nome fantasia Atiaia Renováveis, apresenta-se como uma empresa que desenvolve “soluções em energia renovável com o olhar do cliente e da sustentabilidade de seus negócios”, com expertise em comercializar “energia limpa”²³. Tais elementos podem ter colaborado para seu enquadramento na linha de fomento da FINEP, que destaca como componente de seu perfil de atuação o foco em ações de impacto para desenvolvimento sustentável²⁴. Todavia, o empreendedor possui 8 PCHs em operação (1 na

²² O programa Inova Energia possui outras linhas temáticas, cujos detalhes podem ser encontrados em <http://www.finep.gov.br/apoio-e-financiamento-externa/historico-de-programa/programas-inova/inova-energia>

²³ <https://www.atiaiaarenovaveis.com.br/quem-somos/>

²⁴ <http://www.finep.gov.br/a-finep-externo/sobre-a-finep>

Bacia do Juruena), duas em construção e 7 em desenvolvimento (2 na Bacia do Juruena), não tendo sido possível verificar em quais delas os projetos foram subsidiados pela FINEP.

2.2.6. REIDI (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura)

Consiste em um incentivo fiscal criado pela Lei Federal nº 11.488 de 2007, com a finalidade de desonerar a implantação de projetos de longo prazo na área de infraestrutura. O REIDI suspende a incidência do PIS/PASEP (Programa de Integração Social/ Programa de Formação de Patrimônio do Servidor Público) e COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) sobre as receitas decorrentes das seguintes aquisições: (i) venda de máquinas, aparelhos, instrumentos e equipamentos, novos; (ii) venda de materiais de construção, quando adquiridos por pessoa jurídica habilitada ao regime; (iii) prestação de serviços, por pessoa jurídica estabelecida no país; (iv) locação de máquinas, instrumentos e equipamentos. Todas essas aquisições devem ser feitas em nome da pessoa jurídica habilitada ao regime e aplicadas em obras de infraestrutura destinadas ao seu ativo imobilizado. Dessa forma, o REIDI visa reduzir os custos iniciais dos investimentos (fase que demanda maior aporte de capitais) em obras de infraestrutura.

Podem beneficiar-se deste regime pessoas jurídicas que tenham projeto aprovado para iniciativas nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação, pois exigem um prazo maior para implantação e início de operação. O projeto deve ser apresentado ao ministério correspondente e, uma vez aprovado, a empresa pode usufruir desse benefício por cinco anos após a data de habilitação (Bastos, 2015). A adesão ao REIDI fica condicionada à regularidade fiscal do empreendedor em relação aos impostos e contribuições administrados pela Receita Federal. No caso do setor elétrico, a pessoa jurídica de direito privado que for titular do projeto deverá requerer o enquadramento no REIDI à ANEEL. A agência analisa a adequação do pleito e instrui o processo, encaminhando a documentação para decisão final do Ministério de Minas e Energia.

Segundo a Portaria do MME nº 318 de 2018, o REIDI engloba empreendimentos no setor elétrico conforme uma das seguintes categorias: geração de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão no Ambiente de Contratação Regulado (ACR); geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL); geração de energia elétrica decorrente de ampliação de que trata o art. 2º da Portaria MME nº 418 de 2013;

transmissão de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão; reforço nas instalações de concessão de transmissão de energia elétrica objeto de Resolução Autorizativa da ANEEL, Contrato de Conexão às Instalações de Transmissão, ou de Contrato de Compartilhamento de Infraestrutura; melhoria nas instalações de concessão de transmissão de energia elétrica objeto de Resolução Autorizativa da ANEEL.

De uma amostra de 37 aproveitamentos hidrelétricos já em operação na Bacia do Juruena, 18 foram enquadradas no REIDI (aproximadamente 50%). O mais recente foi a UHE Juruena, que obteve a outorga para entrar em operação como Produtor Independente de Energia (PIE)²⁵ em janeiro de 2022²⁶.

Empreendedor	Projetos Aprovados	Órgão de Aprovação Final (após ANEEL)	Data	Enquadramento	Critérios
Cravari Geração de Energia S.A.	PCH Bocaiúva	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2008	Art. 5º, § 2º, da Portaria MME nº 263, de 2007	- Titular de projeto de geração que não possua CCEAR, contrato firmado com agente de distribuição ou contrato resultante da comercialização de energia elétrica enquadrada no PROINFA
Sapezal Energia S.A.	PCH Sapezal	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2009	Art. 3º, inciso V, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica com contratos regulados pelo poder público negociados antes de 22 de janeiro de 2007
Telegráfica Energia S.A.	PCH Telegráfica	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2009	Art. 3º, inciso V, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica com contratos regulados pelo poder público negociados antes de 22 de janeiro de 2007
Rondon Energia S.A.	PCH Rondon	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2009	Art. 3º, inciso V, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica com contratos regulados pelo poder público negociados antes de 22 de janeiro de 2007

²⁵ PIEs são pessoas jurídicas ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco (Mendes, 2011).

²⁶ Conforme a Portaria nº 600 de 10 de janeiro de 2022 do MME. Entretanto, a UHE ainda precisa cumprir uma série de obrigações (obtenção da Licença Ambiental de Instalação até 15 de fevereiro de 2022; início da Implantação do Canteiro de Obras até 30 de março de 2022; comprovação do aporte de capital ou obtenção do financiamento referente a pelo menos 20% do montante necessário à implantação do empreendimento até 30 de maio de 2022; comprovação de celebração de instrumento contratual de fornecimento de equipamentos eletromecânicos até 31 de maio de 2022; início das Obras Civis das Estruturas até 31 de maio de 2022; desvio do Rio - 1ª fase, até 15 de junho de 2022; desvio do Rio - 2ª fase, até 1º de maio de 2024; conclusão da montagem eletromecânica das Unidades Geradoras até 1º de agosto de 2024; obtenção da Licença Ambiental de Operação até 30 de agosto de 2024; início do enchimento do reservatório até 10 de setembro de 2024; início da operação comercial da 1ª Unidade Geradora até 20 de novembro de 2024; início da operação comercial da 2ª Unidade Geradora até 25 de dezembro de 2024, dentre outros).

Campos de Júlio Energia S.A.	PCH Cidezal	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2009	Art. 3º, inciso V, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica com contratos regulados pelo poder público negociados antes de 22 de janeiro de 2007
Parecis Energia S.A.	PCH Parecis	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2009	Art. 3º, inciso V, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica com contratos regulados pelo poder público negociados antes de 22 de janeiro de 2007
Inxú Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A.	PCH Inxú	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2011	Art. 1º-A e 3º, inciso II, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Pessoa jurídica detentora do despacho de recebimento do requerimento de outorga, emitido pela ANEEL, previsto nas Resoluções Normativas ANEEL n. 390 e n. 391 de 2009 - Projetos de geração de energia elétrica com contrato de comercialização de energia regulado pelo poder público, decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão ou na modalidade Chamada Pública, realizada após 22 de janeiro de 2007
Ilha Comprida Energia S.A.	PCH Ilha Comprida	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2011	Art. 3º, inciso I, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica sem contrato regulado pelo poder público
Segredo Energia S.A.	PCH Segredo	Ministério de Minas e Energia (Ministro Edson Lobão)	2011	Art. 3º, inciso I, da Portaria MME nº 319, de 2008	- Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica sem contrato regulado pelo poder público
Agroenergética Mato Grosso LTDA.	PCH Nova Mutum	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Secretário Moacir Carlos Bertol)	2012	Art. 1º-A, inciso III, e 3º, inciso I, da Portaria MME nº 319, de 2008	- A pessoa jurídica detentora do despacho de aprovação final do projeto básico, emitido pela ANEEL, conforme dispõem as Resoluções Normativas ANEEL n. 343 de 2008, e n. 412 de 2010 - Projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica sem contrato regulado pelo poder público
Hidroelétrica Correntão LTDA.	CGH Correntão	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Secretário Eduardo Azevedo Rodrigues)	2016	Art. 1º da Portaria MME nº 310, de 2013	- Pessoa jurídica de direito privado, constituída na forma de Sociedade de Propósito Específico - SPE, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre
PCH Juína S.A.	PCH Juí 117	Ministério de Minas e Energia (Ministro Fernando Coelho Filho)	2017	Portaria MME nº 222, de 7 de junho de 2016	- Pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto de geração de energia elétrica habilitado tecnicamente para Leilão regulado nos termos da

					Portaria do MME n. 102/16, que tenha negociado energia no Leilão
Hidroelétrica Buritizal LTDA.	CGH Buritizal	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Secretário Eduardo Azevedo Rodrigues)	2017	Art. 1º da Portaria MME nº 310, de 2013	- Pessoa jurídica de direito privado, constituída na forma de Sociedade de Propósito Específico - SPE, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre
Hidroelétrica Água Quente LTDA.	CGH Água Quente	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Secretário Eduardo Azevedo Rodrigues)	2017	Art. 1º da Portaria MME nº 310, de 2013	- Pessoa jurídica de direito privado, constituída na forma de Sociedade de Propósito Específico - SPE, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre
Hidroelétrica Fockink S.A.	PCH Buriti	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Secretário Eduardo Azevedo Rodrigues)	2017	Art. 1º da Portaria MME nº 310, de 2013	- Pessoa jurídica de direito privado, constituída na forma de Sociedade de Propósito Específico - SPE, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre
EECO Jacutinga S.A.	PCH Perdidos	Ministério de Minas e Energia (Ministro Wellington Moreira Franco)	2018	Portaria MME nº 222, de 7 de junho de 2016	- Pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto de geração de energia elétrica habilitado tecnicamente para Leilão regulado nos termos da Portaria do MME n. 102/16, que tenha negociado energia no Leilão
Jesuíta Energia S.A.	PCH Jesuíta	Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético (Secretário Reive Barros Dos Santos)	2020	Art. 1º, inciso I, da Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018	- Pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica, na categoria: geração de energia elétrica decorrente de participação de licitação, na modalidade Leilão no Ambiente de Contratação Regulado
UHE Juruena LTDA.	UHE Juruena	Ministério de Minas e Energia (Ministro Bento Albuquerque)	2022	Portaria MME nº 318, de 1º de agosto de 2018	- Pessoa jurídica de direito privado, titular de projeto para implantação de infraestrutura de geração e transmissão de energia elétrica

Tabela 6: UHEs, PCHs e CGHs na Bacia do Juruena enquadradas no REIDI

Fonte: Elaboração própria.

2.2.7. PPI (Programa de Parceria de Investimentos)

Instituído pela Lei nº 13.334 de 2016, o PPI está entre as políticas mais recentes de incentivo aos empreendimentos de infraestrutura. O programa destina-se à ampliação e ao fortalecimento da interação entre Estado e iniciativa privada, por meio da celebração de contratos de parceria²⁷ para a execução de empreendimentos públicos de infraestrutura e de outras medidas de desestatização. Segundo a secretária especial do PPI, baseado “na realidade nacional de escassez de recursos fiscais para realizar investimentos em infraestrutura”, o programa vem atuando em um cenário de “fortalecimento da atuação privada em segmentos nos quais a presença do Estado não mais se justifica ou não encontra espaço no cada vez mais disputado orçamento público”. Dessa forma, poderiam convergir as oportunidades de negócios e as necessidades nacionais (PPI, 2021).

Para operacionalizar o PPI foram criadas duas estruturas no âmbito da administração federal, um conselho e uma secretaria. A primeira é um órgão colegiado, que avalia e recomenda ao presidente da república os projetos que integrarão o portfólio do programa, decidindo, ainda, sobre temas relacionados à execução dos contratos de parcerias e desestatizações. Já a segunda está vinculada ao Ministério da Economia e atua em apoio aos demais ministérios setoriais e às agências reguladoras envolvidas na execução das atividades do PPI. Através do mecanismo denominado “procedimento preliminar” os interessados podem apresentar estudos sobre determinados empreendimentos a serem incorporados ao programa, sem contrapartida financeira. Já a “estrutura integrada de projetos”, que engloba o conjunto de ações de liberação, licitação e contratação de um empreendimento, permite que a administração do PPI conte com os investimentos mobilizados pelo o Fundo de Apoio à Estruturação de Parcerias mantido pelo BNDES (Rosa, 2020)²⁸.

O PPI envolve uma grande variedade de empreendimentos disputados em leilões, perpassando diversos setores (transportes, energia, óleo, gás, mineração, iluminação pública, saneamento, parques, terminais pesqueiros, segurança pública, saúde, comunicações e

²⁷ Entendidos como “contratos de parceria” a concessão comum, patrocinada, administrativa ou regida por legislação setorial, assim como a permissão de serviço público, o arrendamento de bem público, a concessão de direito real e os demais negócios público-privados, que por seu caráter estratégico, complexidade, volume de investimentos, especificidade, longo prazo, riscos ou incertezas envolvidas, adotem estrutura jurídica semelhante.

²⁸ Mais detalhes sobre o processo de seleção dos projetos podem ser encontrados no relatório de acompanhamento do andamento dos empreendimentos e demais ações no âmbito do programa (PPI, 2021).

tecnologia). O “hub” ou matriz de atividades do programa engloba também os processos de desestatização de empresas públicas como a Eletrobrás. “O objetivo é buscar modelos mais eficientes de oferta e gestão de serviços públicos, promoção da concorrência, segurança jurídica, propostas de melhorias regulatórias, com vistas a atrair investidores nacionais e estrangeiros” (PPI, 2021).

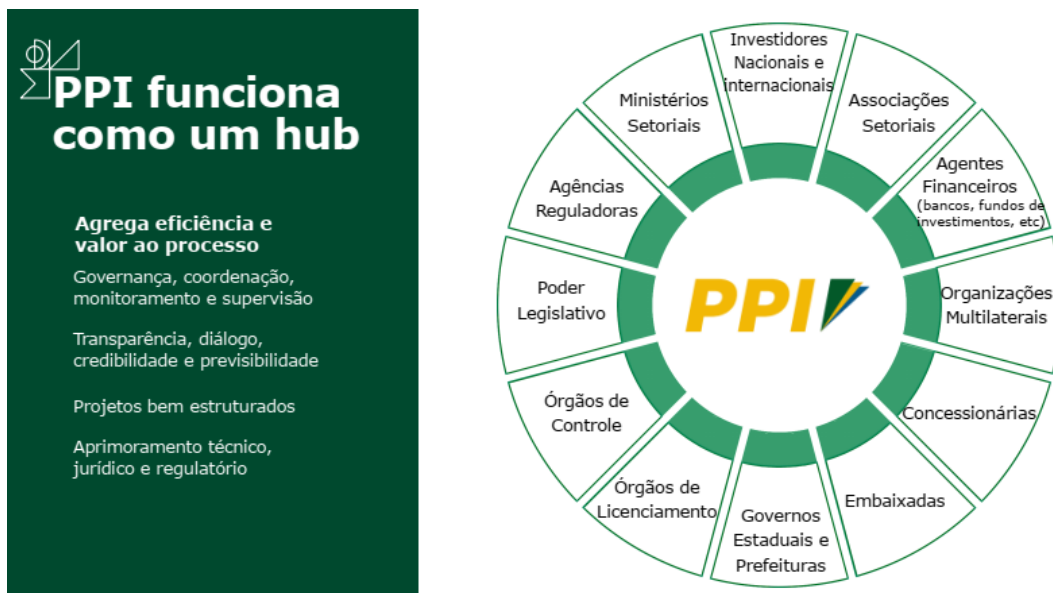


Figura 7: Conjunto de agentes que participam do PPI.

Fonte: PPI, 2022.

São apontados como objetivos das parcerias desenvolvidas pelo PPI: (i) a ampliação das oportunidades de investimento e emprego; (ii) o estímulo ao desenvolvimento tecnológico e industrial, em harmonia com as metas de desenvolvimento social e econômico do país; (iii) a garantia da expansão da infraestrutura pública, com qualidade e tarifas adequadas aos usuários; (iv) a promoção ampla e justa da competição na celebração das parcerias e na prestação dos serviços; (v) a garantia da mínima intervenção nos negócios e investimentos, assegurando a estabilidade e a segurança jurídica dos contratos; (iv) o fortalecimento do papel regulador do Estado e da autonomia das entidades estatais de regulação. A legislação que institui o PPI estabelece que:

§ 1º Podem integrar o PPI: I - os empreendimentos públicos de infraestrutura em execução ou a serem executados por meio de contratos de parceria celebrados pela administração pública direta e indireta da União; II - os empreendimentos públicos de infraestrutura que, por delegação ou com o fomento da União, sejam executados por meio de contratos de parceria celebrados pela administração pública direta ou indireta dos Estados, do Distrito Federal ou dos Municípios; e III - as demais medidas do Programa Nacional de Desestatização

a que se refere a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997; e IV - as obras e os serviços de engenharia de interesse estratégico (Lei nº 13.334 de setembro de 2016).

Vale destacar que o programa tem buscado seguir métricas de ESG em seus projetos. Trata-se de um índice de “sustentabilidade empresarial” e de “boas práticas”, que considera de forma integrada as dimensões ambiental (*environment*), social (*social*) e de governança (*governance*) de um empreendimento. O termo foi cunhado em 2004 em uma publicação do Pacto Global da ONU em parceria com o Banco Mundial, denominada Who Cares Wins, para se referir aos 17 grandes temas que representam os desafios e vulnerabilidades para o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Assim, espera-se que as questões ambientais, sociais e de governança passem a ser consideradas como centrais nas análises de riscos e nas decisões de investimentos por parte do setor empresarial²⁹.



Figura 8: Princípios ESG seguidos pelo PPI.

Fonte: PPI, 2022.

Nesse sentido, desde 2019 um dos eixos de atuação do PPI tem sido o apoio ao licenciamento ambiental de projetos de desenvolvimento, incluindo possíveis processos de desapropriação. É neste quesito que a UHE Castanheira, localizada no rio Arinos, afluente do rio Juruena, está enquadrada no programa. Segundo o Decreto Presidencial nº10.116 de 2019,

²⁹ Conferir <https://www.pactoglobal.org.br/pg/esg>. Em maio deste ano a CVM publicou um estudo sobre a agenda ESG (ou ASG) e o mercado de capitais., disponível em <https://www.gov.br/cvm/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/estudos/a-agenda-asg-e-o-mercado-de-capitais.pdf>

o empreendimento está qualificado no âmbito do PPI “para fins de apoio ao licenciamento ambiental e de outras medidas necessárias à sua viabilização”. No entanto, o projeto ainda não foi a leilão, por razões que serão detalhadas no Estudo de Caso 2.

Empreendedor	Projetos Aprovados	Decreto	Modalidade	Enquadramento	Valor Recebido
Empresa de Pesquisa Energética	UHE Castanheira	Nº 10.116, de 19/11/2019	Apoio ao licenciamento ambiental e à desapropriação	Art. 1º inciso II do caput do art. 4º da Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016	?

Tabela 7: Enquadramento da UHE Castanheira no PPI

Fonte: Elaboração própria.

Uma vez que os empreendimentos são qualificados no PPI, passam a ser enquadrados como projetos prioritários para o Estado. Segundo o Decreto nº 8.874 de 2016 e sua atualização pelo Decreto nº 10.387 de 2020, os projetos de investimento considerados como prioritários na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação: i) são objeto de processo de concessão, permissão, arrendamento, autorização ou parceria público-privada e que integrem o PPI ou o programa que venha a sucedê-lo; ii) proporcionam benefícios ambientais ou sociais relevantes; iii) ou foram aprovados pelo ministério setorial responsável e realizados por concessionária, permissionária, autorizatória, arrendatária ou SPE. Em relação aos benefícios ambientais ou sociais considerados relevantes, no setor de energia enquadram-se os projetos baseados em tecnologias renováveis de geração de energia solar, eólica ou de resíduos, assim como as PCH com potência mínima de 4W por metro quadrado de área alagada.

Para além da UHE Castanheira, foi possível identificar apenas um aproveitamento hidrelétrico na Bacia do Juruena aprovado como projeto prioritário. Trata-se da PCH Buriti, de titularidade da empresa Hidrelétrica Fockink S.A, que pela Portaria nº 70/SPE de 2019 do MME foi enquadrada no Art. 2º, caput e § 1º, inciso III, do Decreto nº 8.874 de 2016. Portanto, a prioridade do empreendimento advém de sua participação no PPI (Leilão A-4 de energia nova, realizado em 18 de dezembro de 2019) e não por benefícios ambientais ou sociais relevantes.

2.2.8. PAC (Programa de Aceleração do Crescimento)

Embora já tenha sido encerrado, vale destacar a contribuição do PAC para o financiamento do setor elétrico, a partir da promoção de um “ambiente de investimentos” atraente ao capital privado, aliada à retomada do planejamento governamental sobre grandes programas de desenvolvimento. O primeiro Plano de Aceleração do Crescimento (PAC 1) foi lançado pela Lei nº 11.578 de 2007, com a duração prevista para quatro anos (2007-2010). Seu objetivo era criar condições macro setoriais para o crescimento do país por meio da expansão do investimento público em infraestrutura e da remoção de obstáculos burocráticos, administrativos, normativos, jurídicos e legislativos ao crescimento (Pêgo e Campos Neto, 2008). Para melhorar o “ambiente de investimentos” foram estabelecidas políticas de incentivo ao crédito e financiamento, além de desonerações fiscais e tributárias de longo prazo. O aporte financeiro para o programa veio do orçamento público (através do Plano Plurianual), do BNDES³⁰ e outros bancos públicos, de empresas estatais e dos fundos de pensão de trabalhadores destas empresas.

Além do incentivo ao co-financiamento, vinham as concessões ao empreendedor privado do uso para exploração econômica do empreendimento quando esse entrasse em operação. A exploração de rodovias, por exemplo, com a cobrança de pedágio; a comercialização da energia elétrica gerada por uma usina hidroelétrica, entre outros. Por intermédio do Plano e seus incentivos, alegavam seus promotores, se intentava estabelecer as condições de possibilidade para uma maior e mais bem articulada “parceria” entre o Capital estatal – com seus recursos financeiros obtidos por meio de taxas, impostos, lucros das empresas, concessões e empréstimos etc. – e o Capital privado; uma parceria focada no objetivo da promoção do “crescimento econômico” (Verdun, 2010, p. 3).

Esta primeira fase do programa estava organizada em três eixos: logístico, energético e de infraestrutura social. Com o PAC-2 (2011-2014) buscou-se consolidar alguns projetos da fase anterior, que por motivos diversos não haviam sido iniciados ou que foram parcialmente implementados, além de incorporar novas áreas de investimento como a urbanização de favelas e assentamentos, saneamento, ampliação do abastecimento de água e “equipamentos públicos” (unidades básicas de saúde, creches, espaços de lazer e cultura).

³⁰ O BNDES aprovou já em 2007 a redução da taxa de juros para os segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia para estimular investimentos nesse setor (assim como para outros eixos do PAC), além de conceder financiamento mínimo de 70% do investimento e a redução do índice de cobertura da dívida de 1,3 para 1,2. Também houve a ampliação do prazo de amortização do financiamento de 14 anos para 20 anos em projetos de geração de energia superior a 1.000 MW. Abaixo dessa potência, como no caso das PCHs, o prazo máximo foi de 16 anos (Pêgo e Campos Neto, 2008).

Muito influenciado pela descoberta do pré-sal, o PAC-2 teve uma alocação maior de investimentos no setor energético, definindo cinco áreas prioritárias: i) geração e transmissão de energia elétrica; ii) petróleo e gás natural; iii) combustíveis renováveis; iv) pesquisa mineral; v) eficiência energética (Oliveira, 2017). Com relação à primeira área, incentivava-se a construção de fontes de geração de energia competitivas e de baixa emissão de carbono, como usinas hidrelétricas, eólicas, nucleares, de biomassa e de gás natural. Foi neste eixo, portanto, que se enquadraram as PCHs e UHEs projetadas em tal período.

Entre os empreendimentos na Bacia do Juruena, foram beneficiados pelo PAC a já mencionada UHE Castanheira (R\$ 15.426.000) e a PCH Inxu (R\$ 133.000.000), de titularidade da Inxu Geradora e Comercializadora de Energia Elétrica S.A. Segundo Almeida (2010) e Galvão (2016), por estarem inseridas no PROINFA, cinco PCHs do Complexo Juruena³¹ (Campos de Júlio, Parecis, Rondon, Sapezal, Telegráfica) também teriam sido incluídas no PAC, além das UHEs Cachoeirão e Juruena³².

2.3. Mercado de Capitais

Muitas vezes as empresas necessitam mobilizar um montante de capital que possa ser investido na expansão de sua capacidade produtiva, em inovação, na implantação de um projeto, na compra de outra companhia, dentre outras razões. Uma das formas de reunir este dinheiro é através da emissão de ativos financeiros, negociados com investidores que estejam buscando aplicar seu capital em empreendimentos que se mostrem rentáveis (através de juros) ao longo do tempo. O mercado de capitais é o setor do sistema financeiro em que serão negociados tais ativos ou títulos mobiliários emitidos por empresas. Tais transações são reguladas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), autarquia vinculada ao Ministério da Fazenda que disciplina, fiscaliza e promove o mercado de títulos ofertados publicamente em bolsas de valores ou mercados de balcão, visando proteger os investidores por meio de normas e regulamentos previstos em lei.

Trata-se, portanto, de um ambiente de intermediação entre aqueles agentes que buscam captar recursos de longo prazo e os investidores que dispõem destes recursos. Contudo, não

³¹ Ver Estudo de Caso 1

³² Informações referentes a estes empreendimentos, entretanto, não foram encontradas nos dados sobre o PAC compilados em <https://dados.gov.br/dataset/obras-do-pac-programa-de-aceleracao-do-crescimento>.

constituem operações de crédito mediadas por instituições financeiras (como ocorre nos empréstimos e financiamentos descritos anteriormente). Os ativos negociados no mercado de capitais são bastante variados e dividem-se em duas categorias:

Renda Fixa	São aqueles valores mobiliários em que o investidor sabe exatamente qual será o retorno de sua aplicação (pré-fixada) ou em que o rendimento é atrelado a algum índice econômico (pós-fixada). São considerados ativos de renda fixa os Títulos do Tesouro Direto, Poupança, Letras de Crédito, Debêntures, Certificados de Depósitos Bancários (CDB), Certificados de Recebíveis do Agronegócio (CRA), Certificados de Recebíveis Imobiliários (CRI), Letras de Crédito Imobiliário (LCI) e Letras de Crédito do Agronegócio (LCA), Fundos de Investimento.
Renda Variável	São investimentos em que não é possível saber de antemão quanto a aplicação irá render em determinado período, pois varia conforme as condições de mercado. Nesta categoria estão ativos como as Ações, Notas Promissórias (<i>Commercial Papers</i>), alguns Fundos de Investimento, Fundos Imobiliários, Opções, Câmbio, Contratos de Futuro, ETFs (<i>Exchange Traded Funds</i>), os Fundos de Índice).

Conforme apontado, no caso do setor elétrico é um critério importante que estes investimentos sejam de longo prazo, acompanhando o ciclo de desenvolvimento e maturação dos empreendimentos. Destaco a seguir as modalidades que têm sido as mais procuradas pelos investidores em se tratando do segmento de geração de energia elétrica.

2.3.1. Mercado Acionário

É o local onde os investidores negociam, compram e vendem ações, isto é, pequenas parcelas do capital social de uma companhia organizada na forma de sociedade anônima de capital aberto. Uma ação, portanto, é um título patrimonial que concede aos seus detentores os direitos e deveres de um sócio. No mercado acionário é possível que as empresas captem recursos de forma massificada, ao emitirem ações que serão adquiridas por qualquer cidadão (e investidores estrangeiros) que possua uma reserva financeira para investir. O investidor torna-se, assim, uma espécie de “coproprietário” da empresa, com direito à participação nos seus resultados. A empresa segue podendo definir a sua política de pagamento dos dividendos, de forma a reter parte dos lucros para reinvestimento, sem precisar obrigatoriamente captar novos recursos com a emissão de novas ações. Para o investidor, a expectativa é que os lucros reinvestidos elevem o valor de suas ações.

Atualmente, existem 18 empresas do setor elétrico listadas na B3³³, a bolsa de valores brasileira. As empresas analisadas neste estudo, entretanto, são sociedades anônimas de capital fechado ou sociedades empresariais limitadas, cuja regulamentação não permite a emissão de ações para serem negociadas no mercado acionário.

2.3.2. Debêntures

Também chamados de títulos corporativos, as debêntures representam uma relação de credor e devedor, isto é, uma dívida, considerando que o investidor empresta dinheiro ao emissor do título. O devedor, por sua vez, deve devolver os valores investidos com o acréscimo referente à rentabilidade acordada, no prazo estabelecido. Portanto, as debêntures funcionam como empréstimos. No caso destes valores mobiliários, as regras relacionadas à rentabilidade, prazo de vencimento, resgate e aporte mínimo são definidas pelo emissor, que pode ser uma empresa privada ou pública. Estes títulos podem ser emitidos por sociedades anônimas de capital aberto ou fechado e utilizados para financiar projetos ou reestruturar dívidas da empresa. Desde modo, ao invés de buscar um empréstimo junto a um banco, a companhia pode realizar a emissão de debêntures para captar recursos.

Ao disponibilizar seus recursos para serem utilizados por uma empresa, o “debenturista”, “debenturista proprietário” ou “titular de debênture” espera receber juros periódicos e um pagamento do principal, correspondente ao valor unitário da debênture, no vencimento do título ou mediante amortizações nas quais se paga parte do valor principal antes do vencimento. Tais questões são estipuladas na Escritura de Emissão da debênture. Uma companhia pode realizar várias emissões e uma mesma emissão pode ser dividida em séries para adequar o recebimento de recursos às necessidades da empresa, conforme a decisão de seus acionistas. Um atrativo deste tipo de título é a possibilidade de ser convertido em ações da companhia e a participação do debenturista nos lucros desta.

A Lei 12.431/11 criou as debêntures incentivadas, com a finalidade de estimular a captação de recursos de longo prazo no mercado de capitais para financiar empreendimentos na área de infraestrutura ou de produção econômica intensiva em pesquisa, desenvolvimento e inovação. Para se qualificar como debênture incentivada, portanto, os títulos devem ser

³³ https://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/indices/indices-de-segmentos-e-setoriais/indice-energia-eletrica-iee-composicao-da-carreira.htm

remunerados por taxa de juros pré-fixada, vinculada a um índice de preços ou à Taxa Referencial, com prazo médio ponderado superior a quatro anos. Esta modalidade de debêntures recebe isenção do IOF (Imposto sobre Operações Financeiras) e do IR (Imposto de Renda) sobre os rendimentos auferidos para pessoas físicas ou na redução da alíquota do IR para 15% de pessoas jurídicas tributadas com base no lucro real.

Com este estímulo, nos últimos anos os empreendimentos no setor elétrico têm sido os que mais atraíram as debêntures incentivadas, tanto em quantidade de emissões quanto em volume de recursos, sendo que em 2019 o segmento respondia por 27% do total destes ativos no Brasil³⁴. No período de 2012 a 2020, foram emitidas por empresas do setor de energia o montante de R\$ 63,5 bilhões em debêntures incentivadas (Castro et al, 2021).

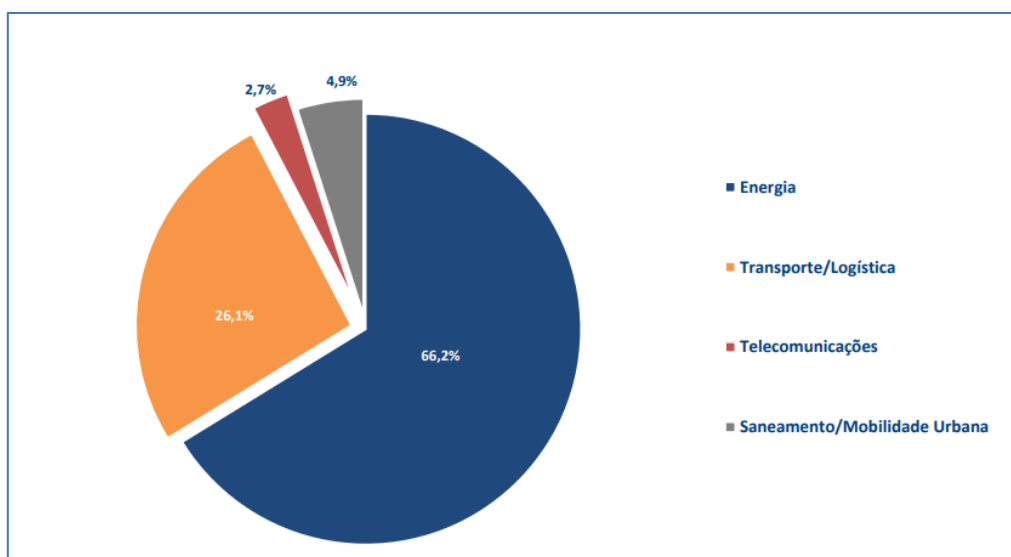


Figura 9: Porcentagem de debêntures em projetos de infraestrutura (2012-2022)
Fonte: Boletim mensal da Secretaria de Política Econômica do Ministério da Economia.

Com relação à amostra de empreendimento analisada, foram encontradas emissões de debentures realizadas por três empreendedores. Em 2014, a Global Energia Elétrica S.A. se valeu da emissão deste título de modo a captar recursos para viabilizar financeiramente a construção da PCH Baruíto. A Hidrelétrica Fockink S.A., por meio da Electra PCH Buriti SPE S.A., emitiu em 2019 três série de debêntures, cujos recursos seriam destinados exclusivamente à implantação da PCH Buriti. Por fim, a *holding* Hydria Participações e Investimentos S.A. (antiga

³⁴ Conferir <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2020/06/26/diretor-da-ANEEL-diz-que-confianca-no-setor-eletrico-garantiu-dominio-das-debentures-incentivadas.ghtml> e <https://epbr.com.br/debentures-incentivadas-financiamento-da-infraestrutura-e-a-sua-importancia-para-a-transicao-energetica/>

Juruena S.A.), detentora das subsidiárias Campos de Júlio S.A., Parecis S.A., Rondon S.A., Sapezal S.A., Telegráfica S.A., realizou emissões em 2019. Como será detalhado no Estudo de Caso 1, os valores arrecadados têm sido direcionados para o pagamento do empréstimo que este grupo empresarial recebeu da Caixa Econômica Federal.

Além dos incentivos fiscais, uma das razões para esse direcionamento dos investimentos para as debêntures seria a mudança no modelo de apoio ao setor por parte do BNDES. Buscando captar recursos no mercado de capitais, a instituição comprometeu-se a subscrever até 50% do valor das debêntures emitidas por empresas do setor de energia (Instituto Acende Brasil, 2018). Nesse contexto, em 2021 foi aprovado na Câmara de Deputados o Projeto de Lei nº 2.646/20, conhecido como o PL das Debêntures. Se aprovada pelo Senado Federal, este instrumento deve criar uma nova categoria para estes ativos – as debêntures de infraestrutura – cujo objetivo é ampliar os financiamentos no setor, visando a retomada do crescimento econômico no pós-pandemia da COVID-19.

Embora o projeto de lei siga em tramitação (sob regime de urgência), em junho de 2020 foi publicado o Decreto nº 10.387, que dispõe sobre o incentivo ao financiamento de projetos de infraestrutura, desenvolvimento econômico e pesquisa, que “proporcionem benefícios ambientais ou sociais relevantes”, podendo ser declarados como debêntures incentivadas. No segmento de energia, enquadram-se nesse regime: i) tecnologias renováveis de geração de energia solar, eólica e de resíduos; ii) pequenas centrais hidrelétricas com densidade de potência mínima de 4W/m² de área alagada. A medida reduz o imposto pago sobre o lucro das empresas em 50%, caso a emissão das debêntures destine-se a financiar projetos de “desenvolvimento sustentável”, como energia renovável, controle de poluição e conservação da biodiversidade (Agência Câmara de Notícias, 2020).

Assim como o Projeto de Lei nº 2.646/20, o Decreto nº 10.387/20 baseia-se em uma orientação política recente, que busca criar títulos mais atrativos ao mercado na medida em que incentivem empreendimentos ditos “sustentáveis”, conforme as referidas métricas de ESG. Em um contexto de transição energética para economias de baixo carbono, as debêntures incentivadas e de infraestrutura se enquadrariam, portanto, nos chamados *green bonds* (títulos

verdes) que têm atraído investidores estrangeiros³⁵. Nesse contexto, em janeiro deste ano a Amaggi emitiu seu primeiro “título sustentável”, com um total de US\$ 750 milhões para fundos de investimento, com o objetivo de financiar a ampliação de sua rede de PCHs por meio da construção da PCH Jesuíta³⁶.

2.3.3. Private Equity e Venture Capital

Também conhecidos como investimentos em “participações”, *private equity* (ativo próprio) e *venture capital* (capital de risco) são fontes de recursos tanto para o estabelecimento, quanto para o crescimento de uma empresa. Organizam-se na forma de “fundos” através dos quais um grupo de investidores adquire uma parte de uma empresa com a finalidade de injetar capitais e acelerar seu crescimento:

Geralmente os fundos tomam a forma de sociedade limitada com prazo fixo (usualmente de dez anos, com a possibilidade de extensões, caso conveniente). Esses fundos buscam investir em empresas com alto potencial de crescimento e os aportes são realizados de forma concentrada a fim de se adquirir controle significativo na gestão da empresa. Uma vez cumpridos os objetivos de crescimento da empresa, o fundo de *private equity* ou *venture capital* vende a sua participação e distribui os ganhos aos seus cotistas, momento em que a empresa inicia novo ciclo de captação de recursos para investimento em outra empresa (Instituto Acende Brasil, 2018, p. 28).

Segundo a APEX-Brasil (Agência Brasileira de Exportações e Investimentos)³⁷, estes fundos são uma alternativa ao empréstimo bancário e uma forma de compartilhar os riscos de um empreendimento através da parceria entre os gestores do fundo e os empreendedores. Assim sendo, contribuem para a formação de um “ecossistema de investimentos” que dê suporte a iniciativas em diferentes graus de desenvolvimento.

No caso das participações em *venture capital*, a injeção de capital é feita em empresas de pequeno e médio porte, mas que já estejam estabelecidas com uma quantidade relevante

³⁵ “Globalmente é crescente a demanda do mercado por *green bonds*, que movimentaram cerca de US\$ 280 bilhões em 2019, com participação do mercado brasileiro em aproximadamente US\$ 1,2 bilhão no período, segundo dados da *Climate Bonds Initiative*” (Montes e Bezerra, 2020, s/p). Sobre este debate ver também <https://epbr.com.br/debentures-incentivadas-financiamento-da-infraestrutura-e-a-sua-importancia-para-a-transicao-energetica/#:~:text=Em%202021%2C%20a%20Secretaria%20de,40%20de%20distribui%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia>

³⁶ A Amaggi, por meio da Maggi Energia, já administra 5 PCHS na Bacia do Juruena: Santa Lúcia I; Santa Lúcia II; Divisa; Ilha Comprida; Segredo. Conferir: <https://www.amaggi.com.br/noticias/pch-jesuita-mais-energia-para-uma-agricultura-sustentavel/> e <https://www.amaggi.com.br/negocios/energia/>

³⁷ <https://portal.apexbrasil.com.br/o-que-e-atracao-de-investimento-em-private-equity-e-venture-capital/>

de clientes e de faturamento, demonstrando um potencial promissor de crescimento. Além do apoio na forma de capital, os investidores também compartilham sua experiência de gestão no sentido de orientar de maneira ativa as primeiras expansões da empresa. Atualmente, esta modalidade de financiamento tem sido bastante procurada pelos empreendimentos *startups*.

Em relação à amostra de aproveitamentos hidrelétricos analisados neste trabalho, entretanto, a modalidade de fundo privado que melhor se enquadra à estrutura e característica destes empreendimentos (sociedades anônimas de capital fechado e sociedades empresariais limitadas) é a de *private equity*. Estes caracterizam-se por serem recursos direcionadas a empresas já bem estabelecidas, mas que precisam de injeções de capital ou melhorias de gestão para aprimorar seu desempenho, de maneira que possam abrir seu capital na bolsa de valores, realizar fusões, vender parte da empresa ou recuperar-se de um período de dificuldades financeiras. No caso de empresas públicas essa modalidade de investimento também pode ser um modo de iniciar um processo de privatização.

No Brasil, as *private equity* ficaram mais conhecidas como Fundos de Investimento em Participações (FIP), nos quais uma empresa fica responsável por mobilizar e administrar os recursos de diferentes cotistas, para que sejam aportados em determinado empreendimento. O capital é alocado em ações, debêntures, bônus de subscrição ou outros títulos e valores mobiliários conversíveis ou permutáveis em ações. Os FIP também podem ser usados para a compra de ativos estrangeiros, entretanto, não é permitido que eles ultrapassem 20% do patrimônio do fundo³⁸. Por estar relacionado ao crescimento de empresas, esse tipo de fundo tem um período maior de carência, com foco nos resultados de longo prazo, e estão disponíveis somente para investidores qualificados (com mais de R\$ 1 milhão investido).

Uma das vantagens dos FIPs é a possibilidade de ampliação de seu “*pool*” de investidores, o que pode diluir os riscos do empreendimento entre vários cotistas, ao mesmo tempo em que mantém centralizado o poder decisório. Além disso, os FIPs permitem uma participação mais ativa dos cotistas na gestão da empresa e oferecem ao investidor uma oportunidade de tomar decisões sobre negócios ainda em desenvolvimento. Outra característica importante é que esse tipo de fundo é de “condomínio fechado”, ou seja, as cotas só podem ser resgatadas no

³⁸ Para que o fundo seja enquadrado como FIP, ele deve manter no mínimo 90% do patrimônio investido em ações e títulos de empresas abertas ou fechadas e sociedades limitadas. Já os 10% restantes podem ser usados para o investimento em cotas de outros fundos. A única exceção são as debêntures simples, que podem representar até 33% do capital subscrito do fundo. O investimento mínimo em é de R\$1 milhão.

término de sua duração ou quando é deliberada a sua liquidação na assembleia de cotistas. Entre as desvantagens dessa modalidade de investimento está a sua falta de liquidez.

Diferentemente de outros fundos de investimento, o FIP possibilita a aplicação em sociedades anônimas fechadas – como muitos dos empreendimentos na Bacia do Juruena – que não negociam ações na bolsa de valores, mas somente entre seus sócios e acionistas. Vale destacar que no caso dos FIPs que investem em projetos de infraestrutura há uma grande vantagem tributária, pois as pessoas físicas ficam isentas do Imposto de Renda tanto para ganhos de capital, quanto para dividendos. Atualmente, 19 FIPs estão listados na B3³⁹. No Estudo de Caso 1 serão apresentados maiores detalhes sobre a participação de um conjunto de PCHs localizadas na Bacia do rio Juruena em um FIP de infraestrutura, o Energia PCH-FIP, que recentemente passou a fazer parte do FIP Vinci IE.

3. Estudos de Caso

3.1. Projeto Juruena: infraestrutura para o Agro

O Complexo Energético do Juruena compreende um conjunto aproveitamentos hidrelétricos originalmente formado por 9 PCHs (Divisa, Ilha Comprida, Segredo, Jesuíta, Rondon, Parecis, Sapezal, Cidezal e Telegráfica) e 2 UHEs (Juruena e Cachoeirão). Todos os empreendimentos estão localizados no curso do rio Juruena, com exceção da PCH Divisa, localizada em um de seus afluentes, o rio Formiga. Os estudos de inventário destes projetos tiveram início em 2001, quando o agropecuarista Blairo Maggi, então suplente do senador Jonas Pinheiro, criou a empresa Maggi Energia, que em parceria com os empreendimentos Maggi Agropecuária, Linear Participações e Incorporações e MCA Energia e Barragem⁴⁰, formaram o Consórcio Juruena.

A autorização para a realização do estudo sobre o trecho do Alto rio Juruena entre a foz do rio Juína e a rodovia MT-235, de extensão total de 287,05 quilômetros, foi deferida pela

³⁹ https://www.b3.com.br/pt_br/produtos-e-servicos/negociacao/renda-variavel/fundos-de-investimentos/fip/fips-listados/

⁴⁰ A empresa MCA Energia e Barragem Ltda. pertence à família do ex-deputado Carlos Avalone (PSDB), tradicionalmente atuante no ramo da construção civil através da construtora Três Irmãos. Segundo Galvão (2016), desde o final da década de 90 técnicos e representantes destes grupos empresariais (e políticos) já investigavam possíveis pontos de barramento para a instalação de aproveitamentos hidrelétricos.

ANEEL ainda em 2001 (processo nº 48500.002970/00-72). No final de 2002 o documento “Bacia Hidrográfica do Alto Juruena – Estudo de Inventário Hidrelétrico – Trecho MT235 – Nascentes” foi finalizado pela Rischbieter Engenharia Indústria e Comercio Ltda., tendo identificado onze locais economicamente viáveis para a exploração hidrelétrica⁴¹ (Neves, 2007). O consórcio empresarial requereu, então, a Licença Prévia das PCHs à FEMA (Fundação Estadual do Meio Ambiente, atual SEMA). Obteve a autorização apenas três meses mais tarde e cerca de um mês depois já havia adquirido a Licença de Instalação (Fanzeres, 2008).

Para Almeida (2010), a rapidez dos processos são indícios de que o empreendimento visa atender a parte da demanda de energia regional e reduzir os custos de produção das empresas da família Maggi – extensas áreas de monocultura de soja que se intercalam com as terras indígenas no centro-norte do Mato Grosso. No caso do Complexo Juruena, ressalta a autora, apesar de as usinas estarem localizadas fora de terras indígenas (Enawene Nawe, Paresi, Nambiquara, Rikbaktsa e Myky), a implantação de onze barramentos em menos de 110 km de rio implica em consequências incontáveis à vida econômica e cultural destes povos, que não foram devidamente considerados nos estudos conduzidos pelo Consórcio Juruena ou na concessão das primeiras licenças⁴². Como lembra Galvão (2016), concomitantemente a estes trâmites burocráticos iniciais, o principal sócio do grupo Maggi, que seria proprietário de parte das usinas a serem construídas, foi eleito governador do Estado do Mato Grosso.

Em 2005, as licenças do Complexo Juruena foram colocadas à venda pelo Global Bank e a companhia Juruena Participações e Investimentos S.A., *holding* criada pelas empresas MCA e Linca, adquiriu o controle de cinco das PCHs do complexo (PCH Cidezal, PCH Sapezal, PCH Telegráfica, PCH Parecis e PCH Rondon) (Almeida, 2010). Já os demais projetos (PCH Jesuíta, PCH Ilha Comprida, PCH Segredo, PCH Divisa), continuaram sob responsabilidade das empresas Maggi Energia e Linear Participações e Investimentos, de propriedade do empresário José Geraldo Nonino. Segundo as entrevistas conduzidas por Galvão (2016) com um dos antigos

⁴¹ Vale lembrar que o Estudo de Inventário corresponde à segunda etapa para a implantação de uma usina hidrelétrica, sucedendo o estudo sobre a Estimativa de potencial Hidrelétrico. Além disso, as PCHs estão dispensadas da elaboração do Estudo de Viabilidade Técnica, processo intermediário entre o Estudo de Inventário e a apresentação do Projeto Básico da usina. Segundo Neves (2007), no inventário havia a proposta de construção de mais duas PCHs – Travessão e Cristalina. No entanto, foram consideradas inconvenientes para a realização do Projeto Básico, uma vez que teriam custos muito elevados.

⁴² Em 2006, o Ministério Público do Mato Grosso contestou judicialmente o licenciamento ambiental do Complexo Juruena e as avaliações sobre o suposto “impacto indireto” desta iniciativa sobre as terras indígenas em sua imediação. A pedido deste órgão, a renovação das licenças de instalação teve sua aprovação atrelada à elaboração de uma Avaliação Ambiental Integrada (AII) do Alto Juruena, visando mensurar os impactos sinérgicos e cumulativos de todos os empreendimentos do complexo (Neves, 2007; Almeida, 2010; Galvão, 2016).

proprietários da Juruena S.A., não teria existido uma sociedade de fato entre os dois grupos empresariais, apenas uma colaboração temporária a fim de realizarem conjuntamente os Estudos de Inventário sobre uma região de interesse para ambos.

Ainda conforme o relato deste empresário, as PCHs sob a responsabilidade da Juruena S.A. começaram a ser construídas logo após a obtenção das licenças e de sua “viabilização econômica” (os financiamentos que serão detalhados a seguir). O grupo Maggi Energia, entretanto, decidiu aguardar “estrategicamente”, segundo o entrevistado, para iniciar a construção das demais hidrelétricas, pois sabiam que enfrentaria obstáculos. Nesse momento, o Consórcio Juruena ainda se manteve operante na condução do EIA/RIMA necessários para a implantação das duas UHEs que, por se tratarem de projetos mais complexos, ainda não haviam recebido todas as autorizações.

Por sua transição entre diferentes grupos empresariais e por sua grande capacidade de mobilização de financiamentos tanto públicos quanto privados – a despeito dos conflitos que acompanharam todo seu processo de implementação⁴³ – este Estudo de Caso se concentrará nas cinco PCHs que estiveram sob a responsabilidade do Grupo Juruena S.A. O chamado Projeto Juruena, estruturou-se como uma *holding*, criada em 2005, composta por cinco subsidiárias produtoras independentes de energia (Campos de Júlio S.A.; Parecis S.A.; Rondon S.A.; Sapezal S.A.; Telegráfica S.A.). As cinco hidrelétricas estão atualmente em operação e com faturamento garantido por contrato de venda de energia já firmado⁴⁴. No total, as PCHs do projeto possuem potência instalada de 91,4 MW, gerando energia necessária para abastecer uma cidade de aproximadamente 600 mil habitantes (Galvão, 2020). Os empreendimentos também foram

⁴³ Estes conflitos são detalhados nos estudos de Almeida (2017) e Galvão (2016; 2020). Ver também <https://deolhonosruralistas.com.br/2019/02/18/usinas-que-destruiram-rios-rendem-r-43-milhoes-a-politicos-e-empresarios-de-mato-grosso/>

⁴⁴ Segundo reportagem do portal De Olho nos Ruralistas, o lucro da Juruena Participações e Investimentos teve um lucro de R\$ 25 milhões em 2017, correspondente a R\$ 16 milhões a mais do que no ano anterior, conforme os dados de seu balanço financeiro. Conferir <https://www.agroolhar.com.br/noticias/exibir.asp?id=26744¬icia=usinas-que-destruiram-rios-rendem-r-43-milhoes-a-politicos-e-empresarios-de-mato-grosso#:~:text=A%20empresa%20Juruena%20Participa%C3%A7%C3%B5es%20e,Sapezal%2C%20todas%20no%20Rio%20Juruena>

organizados como SPEs, tendo recebido do BNDES um total R\$ 360 milhões⁴⁵ para a construção de um parque gerador de energia elétrica:

O apoio financeiro foi aprovado pelo BNDES no âmbito do Proinfa - programa de governo de apoio às **fontes alternativas de energia elétrica** – e representará 72% dos R\$ 502,3 milhões de investimentos totais nos projetos. As cinco usinas possuem contratos de compra e venda de energia elétrica firmados com a Eletrobrás **pelo prazo de 20 anos**, conforme as regras do Proinfa, e **vão gerar 1.939 postos de trabalho diretos e indiretos durante as obras**. Os investimentos também contemplam a construção das linhas de transmissão que conectarão as PCHs ao sistema interligado nacional. (...) Um dos méritos do aumento do parque de geração de energia elétrica em Mato Grosso é o de estar enquadrado no esforço do governo de universalização do atendimento, dado o **grande potencial de desenvolvimento do agronegócio na região**. (...) Todos os projetos já possuem Licença de Instalação. As obras associadas aos programas ambientais relacionados nas licenças contemplam, dentre outros, os **programas de monitoramento e controle ambiental, conservação da fauna e flora, preservação do patrimônio arqueológico, comunicação social e gestão ambiental**. (BNDES, 2007, s/p, grifos meus).

Como pode ser verificado nos subitens 2.2.2 e 2.2.3 os valores referentes ao PROINFA correspondem aos financiamentos que as usinas do Projeto Juruena obtiveram via FINEM. Tais empreendimentos também receberam financiamentos do BNDES na modalidade *Project Finance*, intermediados pelo Banco do Brasil e pela Caixa Econômica Federal, que totalizaram R\$ 84.4 milhões. Segundo um informativo do BNDES, este valor foi destinado às cinco PCHs do Projeto Juruena em razão de seu enquadramento no PROINFA:

O principal mérito do projeto, além dos **2,3 mil empregos diretos e indiretos gerados durante as obras**, é o de contribuir com o esforço do governo de **descentralizar e universalizar o atendimento da geração de energia**, em função do porte e da localização das usinas e do **grande potencial de desenvolvimento do agronegócio na região**. As PCHs melhorarão, ainda, a **estabilidade dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia** para a Cemate, concessionária de serviços públicos de distribuição de energia do Estado do Mato Grosso (BNDES, 2011, s/p, grifos meus)

Portanto, o Projeto Juruena recebeu apenas via BNDES um total de R\$ 444,4 milhões (R\$ 81.700.000, para a PCH Cidezal; R\$ 75.000.000, para a PCH Parecis; R\$ 63.000.000, para a PCH Rondon; R\$ 78.700.000, para a PCH Sapezal; R\$ 146.000.000, para a PCH Telegráfica). Ainda no âmbito do PROINFA, os contratos de compra e venda de energia firmados entre as subsidiárias da Juruena S.A. e a Eletrobrás estabeleciam um preço de compra por parte da estatal no valor

⁴⁵ No momento do repasse destas verbas, o projeto estava embargado por falta de licenças ambientais. Segundo a reportagem do Portal Eco Debate, o Ministério Público Federal apontou que o licenciamento das usinas estava “cheio de vícios” que violavam a Constituição e a uma resolução do Conselho Nacional de Meio Ambiente. Conferir: <https://www.ecodebate.com.br/2008/06/05/hidreletricas-obras-sem-licenca-em-mato-grosso-receberam-verba-do-bndes/>

de R\$ 130,40 MW/h e os seguintes montantes totais para cada contrato: R\$ 305.418.461,34, para a PCH Cidezal; R\$ 299.973.082,62, para a PCH Parecis; R\$ 247.514.369,52, para a PCH Rondon; R\$ 308.787.919,82, para a PCH Sapezal; R\$ 584.846.192,64, para a PCH Telegráfica. Conforme apontam Galvão (2020) e Almeida (2010), as PCHs do Projeto Juruena, por estarem enquadradas no PROINFA, também fizeram parte do conjunto de empreendimentos apoiados pelo PAC-1⁴⁶. Logo, foram consideradas como projetos prioritários para o governo federal à época.

Por fim, no que se refere aos incentivos públicos, este conjunto de PCHs foi enquadrado no REIDI em 2009, segundo o Art. 3º, inciso V, da Portaria MME nº 319, de 2008, isto é, como “projetos de geração ou de transmissão de energia elétrica com contratos regulados pelo poder público negociados antes de 22 de janeiro de 2007”. Foram também beneficiadas pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), recebendo desconto mínimo de 50% nas Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), por serem fontes incentivadas alternativas.



Figura 10: Estrutura da *holding* Juruena S.A.

Fonte: Galvão, 2016.

Quanto aos investimentos privados, parte do capital obtido para a construção dos empreendimentos do Projeto Juruena vieram de um fundo de investimentos em participações, o Energia PCH-Fundo de Investimentos em Participações (PCH-FIP), criado 15 de setembro de

⁴⁶ Além das cinco PCHs do Projeto Juruena, Almeida (2010) relata que “[Blairo] Maggi, já ocupando o posto de governador de Mato Grosso, insere duas UHEs do Complexo Juruena no PAC, obtém apoio do STF para liberar as obras embargadas por uma liminar do MPF em 2008 e consegue também agilizar o licenciamento das obras através da SEMA-MT” (p.39).

2004. Como foi apresentado no subitem 2.3.3, trata-se de uma modalidade de investimento disponível apenas para investidores qualificados, cujo objetivo é a maximização dos resultados de uma ou mais empresas. O Energia PCH-FIP foi constituído sob a forma de condomínio fechado, com prazo de duração de vinte anos, contados da data da primeira emissão de cotas, encerrando-se, portanto, em 15 de setembro de 2024. Almeida (2010) aponta que a previsão para o rendimento do fundo era de que somente as cinco PCHs do Projeto Juruena deveriam gerar um ganho de R\$110 milhões por ano.

O fundo esteve sob responsabilidade de uma empresa gestora de recursos, a Infra Asset Management Ltda, que atua de forma segmentada em projetos de energia, saneamento e Real State⁴⁷. Já a administração do fundo ficou a cargo de uma empresa do Grupo Santander (Santander Caceis Brasil - Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A). Conforme as informações apresentadas no site institucional da Infra Asset Management, esta explora oportunidades no mercado nacional de geração de energia elétrica, buscando sustentabilidade para seus investimentos, caracterizados por serem de longo prazo e de baixo risco. Para tanto, a gestora participa desde a fase de identificação e elaboração de projetos até seu desenvolvimento completo, tanto em usinas de pequeno quanto de grande porte.

Um dos focos da Infra Asset Management é a minimização do impacto ambiental gerado pelos empreendimentos sob sua responsabilidade, o que justificaria o interesse em hidrelétricas sem reservatórios ou que inundam áreas mais restritas. Além disso, afirmam, as PCHs podem ser instaladas em rios menores, contribuindo para descentralizar a geração de eletricidade e para reduzir as perdas na transmissão da energia até o centro consumidor. O Projeto Juruena é apresentado pela gestora da seguinte maneira:

Juruena: Energia Responsável. O projeto Juruena é um empreendimento voltado para a geração sustentável de energia elétrica, e consiste na construção de 5 PCHs em um trecho de aproximadamente 70 quilômetros do Rio Juruena, em Mato Grosso. A energia gerada pelas PCHs é a fio d'água, ou seja, sem acumulação em reservatórios, gerando energia limpa com o menor impacto ambiental⁴⁸.

Embora seja um empreendimento privado, o fundo possui como cotistas um conjunto de sete fundos de pensão de empresas estatais: POSTALIS (Instituto de Seguridade Social dos Correios e Telégrafos); CELOS (Fundação Celesc de Seguridade Social); CELESC Distribuição S.A

⁴⁷ Atualmente, a Infra Asset Management conta com aproximadamente R\$ 700 milhões de ativos sob sua gestão.

⁴⁸ Disponível em http://www.infraasset.com/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=55471

(Centrais Elétricas de Santa Catarina) e Sindicato dos Eletricitários; PETROS (Fundos de Pensão da Petrobrás); FUNCEF (Fundação dos Economitários Federais – Caixa Econômica Federal); FAPES (Fundação de Assistência e Amparo Social do BNDES); Fundação São Francisco de Seguridade Social (Companhia de Desenvolvimento dos Vales do São Francisco e do Parnaíba – CODEVASF); NUCLEOS (Nuclebrás, Equipamentos Pesados S.A. – NUCLEP, Eletrobrás Termonuclear S.A. – Eletronuclear, Indústrias Nucleares do Brasil S.A – INB) (Galvão, 2016).

Assim sendo, mesmo no que tange aos investimentos privados nas PCHs do Projeto Juruena notamos a presença de capitais públicos em sua origem, pois foram os montantes recolhidos através das contribuições previdenciárias de servidores das estatais citadas acima que garantiram parte dos ativos do FIP. Vale frisar que este FIP surge durante o governo de Lula da Silva, quando tais fundos de pensão ganharam notoriedade como ferramentas para alavancar os investimentos em obras de infraestrutura. Através de iniciativas como o Programa de Parcerias Público-Privadas (PPP) e o PAC, os recursos destes fundos puderam ser direcionados para atividades produtivas que visavam promover o desenvolvimento econômico e social do país (Jardim, 2009).

Portanto, o Projeto Juruena evidencia novamente a forte articulação entre Estado e capital privado (na figura do sistema financeiro) que tem caracterizado a manutenção do SEB. Segundo o último informe trimestral da CVM (competência de abril a junho de 2022), as especificações do Energia PCH-FIP são as seguintes:

ESPECIFICAÇÕES	VALORES/INFORMAÇÕES
Patrimônio Líquido:	R\$ 24.468.540,27
Valor total do capital comprometido:	R\$ 542.840.059,24
Quantidade de cotas subscritas:	4.402,51947557
Valor total do capital subscrito:	R\$ 542.840.059,24
Quantidade de cotas integralizadas:	4.400,72037200
Valor total do capital integralizado:	R\$ 542.612.059,23
Valor total investido em cotas de outros FIP:	R\$ 0,00

Nº de cotistas por categoria	Número de cotistas subscritores	% das cotas subscritas
Pessoa física:	0	0,00
Pessoa jurídica não financeira:	0	0,00
Banco comercial:	0	0,00
Corretora ou distribuidora:	0	0,00
Outras pessoas jurídicas financeiras:	0	0,00
Investidores não residentes:	0	0,00
Entidade aberta de previdência complementar:	0	0,00
Entidade fechada de previdência complementar:	7	100,00
Regime próprio de previdência dos servidores públicos:	0	0,00
Sociedade seguradora ou resseguradora:	0	0,00
Sociedade de capitalização e de arrendamento mercantil:	0	0,00
Fundos de investimento imobiliário:	0	0,00
Outros fundos de investimento:	0	0,00
Cotistas de distribuidores do fundo (distribuição por conta e ordem):	0	0,00
Outros tipos de cotistas não relacionados:	0	0,00
Número total de cotistas subscritores:	7	100,00

Figura 11: Especificações do Energia PCH-FIP (2022)

Fonte:

https://cvmweb.cvm.gov.br/SWB/Sistemas/SCW/CPublica/InfoTrim/CPublicaInfTrimV2.aspx?PK_PARTIC=47116&TpConsulta=24&TpPartic=73

Em 2014, o ex-deputado Carlos Avallone (PSDB) e seu irmão Marcelo Avallone, proprietários da MCA Energia e Barragem Ltda. foram indiciados na Operação Lava Jato, por meio de denúncias sobre esquemas de lavagem de dinheiro em obras realizadas por outras construtoras nas quais os irmãos eram sócios acionistas⁴⁹. A Juruena S.A. acabou envolvida nestas denúncias e foi alvo de uma inspeção de busca e apreensão por parte da Polícia Federal (Galvão, 2016). Além destas denúncias, o grupo já respondia a uma ação civil pública movida pelo Ministério Público do Trabalho por condições de trabalho degradantes no canteiro de obras das PCHs, pelas quais foram condenados em 2018⁵⁰ ao pagamento de R\$ 2,2 milhões por danos morais coletivos.

Após todos estes conflitos a razão social da companhia foi alterada para Hydria Participações e Investimentos S.A. (DOERJ de 14 de outubro de 2019). Em seguida, a *holding* foi adquirida pelo Grupo Bom Futuro, outra grande *trader* do agronegócio, cujos proprietários são os primos de Blairo Maggi, Erai (atual “rei da soja”), Elusmar e Fernando Maggi Sheffer. O grupo é dirigido por Kleverson Scheffer (filho de Erai), que também administra as cinco subsidiárias da Hydria S.A. As cinco PCHs do Projeto Juruena, portanto, saíram do controle de

⁴⁹ Conferir <https://www.midianews.com.br/policia/construtora-de-obras-da-copa-e-investigada-pela-pf/192022> e <https://www.agenciadanoticia.com.br/noticias/exibir.asp?id=63302>

⁵⁰ Conferir <https://reporterbrasil.org.br/2009/10/construtoras-de-hidreletricas-respondem-por-trabalho-escravo/> e <https://www.gazetadigital.com.br/editorias/judiciario/justica-condena-grupo-em-r-22-milhoes-por-irregularidades-em-hidreletrica/540405>

grupos empresariais ligados ao setor da construção civil, para voltarem a se aproximar dos empreendimentos do agronegócio. Segundo o site da empresa,

A Hydria Participações e Investimentos S.A é uma holding investidora em ativos de geração de energia elétrica, detentora de cinco subsidiárias integrais: Campos de Júlio Energia S.A, Parecis Energia S.A, Rondon Energia S.A, Telegráfica Energia S.A e Sapezal Energia S.A., proprietárias, respectivamente, das seguintes pequenas centrais hidrelétricas: Cidezal, Parecis, Rondon, Telegráfica e Sapezal. Todas as pequenas centrais hidrelétricas estão localizadas no rio Juruena, no estado do Mato Grosso, afluente pela margem esquerda do rio Teles Pires, formados do rio Tapajós, bacia hidrográfica do rio Amazonas⁵¹.

Quanto à sua Política de Gestão Socioambiental (2021), além de caracterizar sua produção de energia como 100% limpa e renovável, a empresa se compromete com as seguintes diretrizes: atuar na melhoria das condições de trabalho, valorizando a diversidade e a equidade; promover a proteção do meio ambiente, incluindo ações para a prevenção da poluição e a proteção da biodiversidade local; atender os requisitos legais e outros aplicáveis ao negócio, e demais compromissos voluntários assumidos pela organização; cultivar diálogos e relações transparentes com clientes e demais partes interessadas; gerenciar perigos e riscos de saúde e segurança ocupacional e aspectos e impactos socioambientais; promover a educação ambiental e fomentar o acesso à cultura. No que se refere à atração de investimentos, este programa ressalta duas orientações: integrar questões socioambientais às suas rotinas e atividades através da implantação do Sistema de Gestão Socioambiental (SGSA), a fim de agregar valor aos negócios da companhia; melhorar continuamente os processos de geração de energia, de novas tecnologias e do SGSA, visando o uso racional e sustentável dos recursos naturais.

Também o Energia PCH-FIP passou por mudanças em sua gestão neste período. Segundo informe divulgado pela CELOS, cotista do fundo, ao longo de 2016 houve a alteração da empresa gestora do FIP (Infra Asset), que passou a ser gerido pela Vinci Partners⁵². A motivação seria a “busca pela maximização de resultado do investimento e venda da empresa” Hydria Participações e Investimentos S.A.⁵³. Desse modo, o Energia PCH-FIP não está mais

⁵¹ <https://hydriaenergia.com.br/sobre-hydria/#quem-somos>

⁵² Segundo o site da empresa a Vinci Partners é “Uma das maiores gestoras independentes de investimentos alternativos do Brasil com R\$ 55 bilhões de ativos sob gestão. Atuando nos setores de Private Equity, Real Estate, Infraestrutura, Crédito, Multimercado, Ações, Investments Solutions e Assessoria, a Vinci conquistou sólida reputação na geração de resultados, combinando flexibilidade e criatividade com disciplina e resiliência”. Ver <https://www.vincienergia.com.br/sobre-o-gestor/quem-somos/>

⁵³ <https://www.celos.com.br/site/fip-energia-pch-os-esclarecimentos-e-aco-es-tomadas/>

listado na B3, tendo sido integrado ao Vinci Energia - Fundo de Investimento em Participações em Infraestrutura (FIP Vinci IE).

No Relatório de ESG da nova gestora, a Hydria S.A. aparece como um de seus “cases” na área de infraestrutura, caracterizados por serem projetos complexos, de longo prazo, comumente relacionados a questões socioambientais e que demandam forte diligência nos aspectos operacionais, financeiros ou ESG. Nessa classe de ativos, os empreendimentos contam com um “Plano de 100 Dias”, adotado no momento do investimento. No caso da Hydria S.A., o plano envolveu a obtenção de um conjunto de certificados de boas práticas empresariais:

A Hydria atua na geração de energia elétrica com base em fonte 100% limpa e renovável, e possui **ABNT NBR ISO 14001, que trata do Sistema de Gestão Ambiental**. A companhia compunha o portfólio do FIP Energia PCH, cuja gestão foi assumida pela Vinci Partners em 2016. O Plano de 100 Dias da Hydria abordou desde o diagnóstico contábil, fiscal e de *compliance* até a substituição dos fornecedores de operação e manutenção. Ainda no primeiro ano, foi feita renegociação de dívida inadimplida com a Caixa Econômica Federal, que foi totalmente quitada em 2019. **A agenda ESG envolveu: implementação dos programas de compliance e gerenciamento de riscos; conquista do Certificado de Energia Renovável I REC Standard, padrão internacional; obtenção do selo *Great Place to Work* (GPTW); emissão do relatório de sustentabilidade; obtenção do Selo Verde do Instituto Chico Mendes; e assinatura do Pacto Global da ONU** (Vinci Partners, 2022, grifos meus).

Além do capital recebido por meio do FIP, os custos das PCHs do Projeto Juruena também têm sido financiados por meio da emissão de debêntures, sob o código de negociação JURU-11. Trata-se de título de renda fixa, emitido com o objetivo de captar recursos para o pagamento de saldo remanescente do empréstimo que a empresa Juruena S.A recebeu da Caixa Econômica Federal (*Project Finance*).

CONDIÇÕES GERAIS DA SÉRIE	
Remuneração	DI + 4,5000%
Data de início da rentabilidade	23/08/2019
Expressão do papel	252 dias
Quantidade da série na data de emissão	5.000
Volume da série na data de emissão	R\$ 50.000.000,00
VNE (Valor nominal na emissão)	R\$ 10.000,00
VNA (Valor nominal atual)	R\$ 8.750,000000 >
Quantidade em mercado na B3	5.000
Estoque em mercado na B3	R\$ 46.786.297,250000

JURU11	
Emissor JURUENA PARTICIPACOES E INVESTIMENTOS S/A	
Setor Geração - Fontes renováveis	
Data de emissão 15/08/2019	
Data de vencimento 15/08/2025	
Remuneração	Taxa indicativa
DI + 4,5000%	-
PU PAR	PU Indicativo
R\$ 9.357,259450	-
<input type="button" value="Calcular ativo"/>	

Figura 12: Condições Gerais da JURU11

Fonte: <https://data.anbima.com.br/debentures/JURU11/caracteristicas>

A emissão ocorreu em 15 agosto de 2019, sendo relativa a 5 mil títulos da dívida. A data de vencimento do título (quando o investimento deve ser obrigatoriamente devolvido aos investidores) será em 15 de agosto de 2025. Logo, até essa data a JURU11 permanece sendo negociada no mercado de capitais. O rendimento deste título será igual à taxa de Certificados de Depósitos Interbancários (CDI), mais um percentual fixo de 4,5% ao ano, com o pagamento de juros semestrais⁵⁴. “Em 2019, a Hydria fez sua primeira emissão de debêntures e, em 2020, a primeira distribuição de dividendos. Em 2021, o processo de desinvestimento foi concluído pelo valor de R\$ 1,1 bilhão – o dobro do valuation da companhia no início da gestão Vinci, em 2016” (Vinci Partners, 2022, p.33).

⁵⁴ Informações obtidas em <https://renovainvest.com.br/blog/juru11-conheca-a-debenture-da-juruena/> e na escritura da debenture, disponível no site da ANBIMA (Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais).

3.2. UHE Castanheira: um retorno aos grandes projetos?

Desde a elaboração dos Estudos de Inventário da Bacia do Juruena pela EPE entre 2006 e 2009, a sub-bacia do rio Arinos já aparecia entre os 22 locais identificados como tendo boas condições para a construção de barragens, entre elas a da UHE Castanheira. Uma das características apontadas como vantajosa sobre esta região era a possibilidade de gerar uma quantidade relevante de energia através da formação de um reservatório a fio d'água, sem muitas realocações populacionais ou alagamento de grandes áreas preservadas. Além de contribuir com as proposições do PDE (Plano Decenal de Energia) para o setor, a usina ainda poderia ser integrada a outros empreendimentos logísticos previstos para a região, como a implantação da hidrovia Tapajós-Juruena. Assim, no estudo de inventário e em documentos elaborados posteriormente, como o EIA/RIMA, a UHE Castanheira tem sido caracterizada como um “projeto sustentável”:

O local da UHE Castanheira reúne condições muito boas para a instalação de uma barragem, o que foi identificado desde os estudos de inventário hidrelétrico da bacia. A decisão pelo local para a implantação da usina levou em consideração os aspectos técnicos, econômicos e socioambientais e as medidas possíveis para o controle, redução ou compensação dos impactos socioambientais. No estudo de engenharia da UHE Castanheira foram estudadas cinco diferentes posições para construí-la e também consideradas diferentes tecnologias de projeto e construção. A seleção da melhor posição observou critérios técnicos (condições de construção e de produção de energia), econômicos (custos) e socioambientais (impactos). A posição da barragem selecionada (Alternativa 4), além de ter melhor avaliação econômica, fica a cerca de 2 km rio acima em relação às alternativas 1, 2 e 3, o que proporciona uma menor área inundada. (EPE, 2015, p.23)

A UHE Castanheira estará conectada ao SIN, portanto, a energia produzida será distribuída para diferentes regiões do país. Adicionalmente, os estudos realizados pela EPE destacam que o empreendimento garantirá maior segurança e estabilidade ao sistema elétrico da região em que se situa⁵⁵. Na entrevista realizada com técnicos da EPE, também foi ressaltado que o valor da UHE Castanheira está na complementariedade que poderá oferecer em relação a outras fontes renováveis, como as usinas solares e eólicas. Destacaram ainda que desde o planejamento de uma hidrelétrica a EPE procura olhar para o custo da energia que será gerada, buscando sempre pela forma mais barata e segura em termos de impacto. Entretanto, estas duas características não costumam ser diretamente proporcionais. O peso das hidrelétricas

⁵⁵ Outras vantagens para a construção da usina são apontadas no EIA/RIMA, como aumento da arrecadação municipal, estímulo ao setor de comércio e serviços, aumento de empregos no período mais intenso de obras.

para o SEB, relataram os entrevistados, estaria justamente na possibilidade de equilibrar custo e segurança, pois a energia gerada “não é tão cara” e “garante a segurança” em relação às outras fontes renováveis. Nesse sentido, afirmam que seria necessário considerar as hidrelétricas de médio porte, como a UHE Castanheira, a partir de uma “visão holística” sobre o SEB, assim como o impacto produzido por todo tipo de fonte, mesmo as renováveis.

As condições entendidas como “ideais” descritas acima fizeram com que a UHE Castanheira fosse incluída entre os projetos prioritários do PAC, integrando o conjunto de estudos de viabilidade técnico-econômica e de inventário hidrelétrico elaborados para várias bacias hidrográficas brasileiras (Poquiviqui, 2019). Assim, o Ministério de Minas e Energia solicitou à EPE que realizasse os estudos para o licenciamento da hidrelétrica, de modo que pudesse ser disponibilizada nos leilões de energia nova. Como foi apontado na seção 2.2.8, para o empreendimento foram direcionados R\$ 15.426.000 em verbas do PAC. Mais recentemente, o projeto também foi enquadrado no PPI (seção 2.2.7) e recebeu apoio financeiro para a realização de seu licenciamento ambiental, incluindo possíveis processos de desapropriação.

Segundo os últimos PDEs publicados pela EPE, a hidroeletricidade deverá continuar como fonte importante de energia para as próximas décadas. Nesse cenário, a UHE Castanheira aparece como um dos empreendimentos apontados para viabilizar esta expansão na geração de energia. Vale destacar que no PDE 2026 (EPE, 2017) consta a indicação de que a usina poderia entrar em operação em 2023, uma vez que seu estudo de viabilidade já estaria finalizado e aprovado pela ANEEL. Contudo, para muitas entidades da sociedade civil, populações afetadas, acadêmicos e mesmo órgãos de Estado, a viabilidade da construção desta hidrelétrica tem se mostrado bastante controversa. Como questiona Fanzeres (2018), ainda resta aos os promotores deste empreendimento justificar porque “(...) um projeto hidrelétrico relativamente pequeno, com uma grande variação sazonal no seu montante de geração e tão distante de centros de carga relevantes é realmente necessário” (s/p).

Tais controvérsias em torno do empreendimento e o fato de a UHE Castanheira ser atualmente o maior entre os mais de cem aproveitamentos hidrelétricos planejados para a Bacia do Juruena, motivaram a análise desta iniciativa em um Estudo de Caso. Como foi dito, por solicitação do Ministério de Minas e Energia e no âmbito do PAC, a EPE deu início ao processo de licenciamento da usina junto à SEMA em 2012. Com a emissão do termo de referência por parte deste órgão ambiental, em 2013 foram iniciados os estudos de impacto do empreendimento. Para tanto, a EPE deu abertura a um processo licitatório público através

do qual foi contratada uma empresa de consultoria para realizar os levantamentos sobre o meio físico, biológico e socioeconômico da região. Já o Estudo da Componente Indígena (ECI) teve início somente em 2015, pois a FUNAI levou mais tempo para emitir o respectivo termo de referência. A contratação de uma empresa para a realização do ECI também se deu através de processo licitatório. Paralelamente a estes estudos e seguindo os mesmos procedimentos, o Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) foi realizado por uma empresa consultora e entregue à ANEEL em 2015. Este documento ocupa-se principalmente dos projetos de engenharia para a construção da hidrelétrica.

A UHE Castanheira deverá ser construída no baixo curso do rio Arinos, com um reservatório que ocupará uma área de 9.470 hectares (94,7 km²), que se estenderá por 67 km. A maior parte da área do reservatório (99,96%) estará no município de Juara e o restante no município de Novo Horizonte do Norte (0,04%) (EPE, 2016). A EPE tem atuado como empreendedor responsável pelo projeto, até o momento em que este for oferecido em leilão. Desde 2017, o processo de licenciamento se encontra na etapa de obtenção da Licença Prévia junto à SEMA/MT, quando foram apresentados os documentos de EIA/RIMA. Segundo os técnicos da EPE entrevistados, a SEMA recentemente realizou novas considerações, que deverão ser reavaliadas pela empresa de pesquisa. Por outro lado, o IPHAN já deu seu aval positivo, assim como o órgão de vigilância sanitária responsável por avaliar o potencial malarígeno do empreendimento para a região. Com emissão da Licença Prévia, a ANEEL deverá emitir a aprovação final do projeto e a UHE Castanheira poderá ser ofertada em leilão de energia elétrica no âmbito do PPI.

No entanto, em 2018 tanto o Ministério Público Federal (MPF) quanto o Ministério Público Estadual (MPE) recomendaram à SEMA/MT a não concessão da Licença Prévia e a suspensão das audiências públicas, nas quais o estudo de impacto ambiental seria apresentado à população. Segundo estes órgãos, o documento desconsiderava os impactos cumulativos gerados pelo grande número de aproveitamentos hidrelétricos previstos para a mesma bacia hidrográfica (dados levantados na AAI elaborada pela própria EPE). Entre estes destaca-se a interrupção do fluxo de peixes migratórios do rio Arinos, fundamentais para a economia pesqueira da região, e o desaparecimento de um molusco bivalve de grande importância ritual para o povo Rikbaktsa. Assim, tanto os inquéritos civis abertos pelo MPF⁵⁶ quanto as primeiras

⁵⁶ Inquérito Civil Público de n. 1.20.006.000059/2014-11, Inquérito Civil Público de n. 1.20.000.000497/2016-93 e Inquérito Civil Público nº 000319-097/2018

manifestações da FUNAI e do IPHAN ressaltaram a incompletude do ECI e de estudos arqueológicos apresentados até aquele momento.

Segundo a EPE, entretanto, a UHE Castanheira não alagará terras indígenas ou unidades de conservação e serão criados programas ambientais para preservar e reduzir os impactos do empreendimento sobre a fauna, a flora, os peixes e a qualidade da água, em uma região já bastante impactada pelo agronegócio. Todavia, órgãos públicos, entidades da sociedade civil e comunidades locais vêm destacando que, ao desregular o ecossistema do rio Arinos, diferentes povos indígenas, como os Rikbatsa, Apiaká, Kayabi, Munduruku, Manoki, Myky, Nambikwara, Cinta Larga e Tapayuna (índios isolados), serão afetados, dada a importância deste ambiente para sua subsistência cultural e econômica. Soma-se a isso os riscos de novas epidemias entre estes grupos e as ameaças ao patrimônio arqueológico existente na região⁵⁷. Assim, naquele momento o MPE recomendou que:

A audiência pública só poderá ser realizada após ser disponibilizado o RIMA para análise da população. Além disto o MP recomendou que fossem adotadas as seguintes providências: “a) atendimento às indicações do IPHAN no sentido de ser refeita a prospecção para se garantir o conhecimento dos impactos ao patrimônio arqueológico e os resultados de tais estudos discutidos inclusive com a sociedade; b) Seja disponibilizado no âmbito do EIA o Estudo do Componente Indígena; c) Seja ouvido o Ministério da Saúde na forma da Portaria Interministerial n. 60, de 24/03/2015 acerca dos estudos epidemiológicos; d) sejam aprofundados os estudos acerca dos impactos da ictiofauna; e) seja revisto o EIA em cotejo com a AAI, enfrentando a questão dos danos cumulativos e sinérgicos tendo em vista todo o conjunto de empreendimentos existentes e previstos na bacia, nos mais diversos cenários; f) seja oportunizada nova manifestação ao IPHAN após ser disponibilizado o ECI e completadas as informações etnográficas”, diz a notificação⁵⁸.

Uma das respostas da EPE para estas problemáticas foi a elaboração de uma série de programas de mitigação de impactos socioambientais, que deverão ser implementados pelo empreendedor que obtiver a concessão da hidrelétrica no leilão de energia. Enquanto alguns dos programas propostos apresentam um prazo definido para sua execução, devendo ser cumpridos ainda na fase de planejamento ou durante construção da usina, outros devem ser mantidos durante as atividades de operação do empreendimento. Algo que certamente terá peso na avaliação deste por parte de investidores e possíveis financiadores, como instituições bancárias, pois incorporam um custo fixo ao projeto, que deverá ser considerado em seu

⁵⁷ Sobre as muitas lacunas no processo de licenciamento ambiental da UHE Castanheira ver OPAN (2018; 2020), Couto et al. (2021) e Précoma et al (2020).

⁵⁸ Disponível em <https://www.mpmt.mp.br/conteudo/58/74265/mpe-notifica-sema-para-suspender-audiencia-publica-para-discutir-instalacao-de-hidreletrica>.

balanço financeiro⁵⁹. Portanto, além de todas as controvérsias quanto ao processo de licenciamento ambiental, a viabilidade econômica da UHE Castanheira também tem sido questionada, principalmente tendo em vista os impactos que irá causar.

Segundo Vilela e Gasparinetti (2018), os dados disponibilizados no PDE 2026 mostram que esta hidrelétrica poderá contribuir com 1,02% da expansão da energia gerada entre 2016 e 2026, e apenas 0,22% da expansão da potência instalada considerando todas as fontes de energia elétrica. A UHE Castanheira foi inicialmente projetada com a capacidade para gerar 192 MW, porém, após a realização do EVTE este valor foi alterado para 140 MW. Segundo a EPE, com essa capacidade o empreendimento ainda seria capaz de abastecer cerca de 1/3 da cidade de Cuiabá, incluindo indústrias, comércios e residências, ou cerca de 12 vezes o consumo dos municípios de Juara e Novo Horizonte do Norte. Contudo, estudos estimam que a usina gerará algo em torno de 98 MW de energia firme, em um rio onde já estão previstos outros 32 projetos hidrelétricos (17 CGHs, 12 PCHs e 3 UHEs), os quais podem fragmentar e diminuir a conectividade dos rios que compõe a Bacia do Juruena (Couto et al, 2021).

Tendo em vista tais contradições, em 2018 a ONG Conservação Estratégica (em parceria com a OPAN, International Rivers e Instituto Centro de Vida), realizou uma análise do custo-benefício da construção da UHE Castanheira a partir dos dados oficiais apresentados no EVTE da usina e de indicadores financeiros⁶⁰. Considerando que o investimento previsto para a construção desta usina era de aproximadamente R\$ 1,4 bilhões⁶¹, a conclusão dos

⁵⁹ Os programas descritos no EIA/RIMA são: Programa Ambiental da Construção; Programa de controle e prevenção contra erosão, assoreamento e instabilidade de terrenos; Programa de Recuperação de áreas degradadas e Recomposição da Paisagem; Programa de desmatamento e limpeza do reservatório; Programa de conservação da flora; Programa de reposição florestal; Programa de resgate e salvamento dos animais silvestres; Programa de monitoramento dos animais silvestres; Programa de monitoramento e conservação dos peixes; Programa de monitoramento hidrossedimentológico; Programa de monitoramento da qualidade da água; Programa de acompanhamento de direitos minerários; Programa de monitoramento da água subterrânea; Programa de monitoramento do aterro não controlado de Juara; Programa de vigilância epidemiológica e controle de endemias; Programa de monitoramento do clima; Programa de monitoramento sismológico; Programa de Comunicação social; Programa de negociação indenização e reassentamento; Programa de capacitação, mobilização e desmobilização da mão de obra; Programa de saúde da população; Programa de Educação Ambiental; Programa de saúde do trabalhador e segurança nas obras; Programa de reforço à gestão pública local; Programa de gestão integrada da pesca; Programa de apoio ao empreendedorismo e a gestão de pequenos negócios; Programa de gestão do patrimônio arqueológico; Programa de gestão dos bens culturais tombados, valorados e registrados; Programa de gestão social e governança; Programa de Fomento de Políticas Públicas; Programa de Proteção e manejo dos Recursos naturais; Programa de sensibilização da sociedade envolvente; Programa de geração de Renda.

⁶⁰ Foram eles: relação benefício-custo; valor presente líquido; taxa interna de retorno; período de retorno; custo nivelado; índice custo benefício. Para o cálculo do fluxo de caixa, foram considerados os seguintes fatores: custos de operação e manutenção; benefícios (determinados pelo valor econômico da energia gerada).

⁶¹ Tal valor considera os juros durante a construção, a construção da linha de transmissão e custos com ações socioambientais de mitigação de impactos (preços praticados em 2015), previstos no EVTE.

pesquisadores foi que o projeto não se mostrava financeiramente viável, mesmo tendo em vista os benefícios que o empreendimento poderia gerar em termos de produção de energia. “Se construída, a perda para o investidor privado seria de aproximadamente R\$ 239 milhões (preços de 2015). Considerando os custos e benefícios para a sociedade, a perda econômica aumentaria para R\$ 419 milhões” (Vilela e Gasparinetti, 2018, p.63).

Quanto aos custos gerados por impactos socioambientais, o estudo considerou três elementos⁶²: emissões de gases de efeito estufa; perda econômica resultante do alagamento de áreas produtivas; alteração da dinâmica e rentabilidade da atividade pesqueira. A preocupação em mitigar tais impactos poderia ser enquadrada como critérios de ESG, atrativos a investidores interacionais e apontados como parâmetros para os projetos que compõem o PPI. Não obstante, a análise mostrou que, uma vez internalizados estes custos, o preço de venda da energia produzida deveria ser de no mínimo R\$187 MW/h para se tornar lucrativa. São valores maiores do que os praticados nos últimos leilões de energia, logo, possivelmente pouco atrativos aos investidores. Além disso, os pesquisadores ressaltam que quando comparados os preços da venda de energia ao SIN, as fontes eólica, solar e de biomassa podem ser mais competitivas do que os valores obtidos em relação à UHE.

Uma das razões para a construção de hidrelétricas no Brasil – além do potencial hidrológico existente – é o seu preço relativo. Em comparação com o preço de vendas das fontes renováveis como eólica e solar, o preço de vendas de energia das hidrelétricas tende a ser menor. No entanto, a competitividade dos empreendimentos de fontes alternativas (eólica, solar e biomassa) está aumentando na medida em que os custos de investimento e produção dessas fontes estão diminuindo (Vilela e Gasparinetti, 2018, p.30).

Como foi visto, o “preço relativo” da energia produzida por hidrelétricas também foi um fator apontado pelos técnicos da EPE entrevistados para justificar sua complementariedade em relação a outras fontes renováveis ou alternativas. No entanto, estes técnicos também descreveram um “ciclo perverso” dos leilões, em que são os agentes privados, como consórcios de construtoras e empresas de geração de energia, que devem alocar o capital “de alguns

⁶² “Os três impactos potenciais analisados neste estudo representam uma pequena fração do total dos efeitos adversos que seriam potencialmente gerados pelo projeto de construção da UHE Castanheira. Impactos sobre os povos indígenas e as comunidades tradicionais, assim como sobre o desenvolvimento local (dos municípios afetados) são exemplos igualmente importantes e que devem ser também considerados no processo de decisão de construção de UHEs. Assim, apesar de não quantificarmos tais impactos, descrevemos brevemente, no final deste capítulo, possíveis consequências da construção da UHE Castanheira para os povos indígenas presentes na região e para os municípios sede com base na literatura e em experiências anteriores” (Vilela e Gasparinetti, 2018, p.32).

milhões” no desenvolvimento dos estudos tanto para o processo de licenciamento, quanto para os projetos de engenharia. Portanto, tais atores assumem os riscos e a incerteza quanto ao balanço financeiro futuro de uma hidrelétrica, assim como os possíveis percalços que serão enfrentados durante a implantação do projeto. Além disso, somente terão o ressarcimento dos investimentos quando a usina for a leilão e se este tiver um bom faturamento. Tais questões tem tornado as grandes hidrelétricas pouco atrativas para empreendedores e investidores⁶³.

Segundo os entrevistados, os últimos leilões aconteceram em meados de 2014 e as usinas não eram de grande porte, o que mostra como o “mercado” das UHEs tem estado desaquecido, além de dificultar a visualização de quais são os grupos econômicos que seguem interessados nesse tipo de iniciativa. Os técnicos da EPE apontaram ainda que alguns agentes privados chegaram a desistir de projetos, mesmo após terem investido durante anos no desenvolvimento de determinadas hidrelétricas, em razão de entraves relacionados à obtenção das licenças ou por resistência de grupos locais. Descreveram um cenário desfavorável tanto para as grandes empreiteiras, em razão dos desdobramentos da Operação Lava-Jato, quanto de intensificação das críticas sobre os impactos socioambientais de grandes empreendimentos hidrelétricos, como foi o caso da usina de Belo Monte.

A estes elementos ainda se somou um período de produção de energia abaixo do previsto, que desregulou o mercado de geração. Nesse sentido, estabeleceram-se uma série de riscos para o setor que culminou na redução da oferta de crédito pelo BNDES, mas também por bancos privados e demais bancos públicos de fomento. Atualmente este cenário já estaria “equalizado”, afirmou um dos entrevistados, por meio de um mecanismo de cálculo que considera uma “reserva de risco hidrológico” dos empreendimentos. No entanto, o “apetite” dos investidores para este tipo de fonte foi reduzido. Todas estas questões reafirmam o questionamento sobre a viabilidade de um empreendimento como a UHE Castanheira, que já está há dez anos enredada em um processo bastante conflituoso de licenciamento, que do ponto de vista dos riscos e custos financeiros pode não ser atrativo para os investidores.

De acordos com os técnicos da EPE, justamente pelo longo licenciamento e pelas muitas modificações já incorporadas ao projeto, seria necessário realizar uma nova avaliação de seu custo-benefício. Argumentam que desde a elaboração do inventário de qualquer bacia

⁶³ Um dos entrevistados destacou que este ciclo não ocorre no caso das CGHs e de algumas PCHs, em que a produção de energia está voltada para os empreendimentos do próprio empreendedor ou grupo empresarial. Portanto, a possibilidade de escapar ao “ciclo perverso” dos leilões pode ser um elemento que tem estimulado a proliferação destes aproveitamentos hidrelétricos menores.

hidrográfica existe um “rito processual” para a realização deste cálculo, que visa obter um “aproveitamento ótimo” do rio. Para tanto, a EPE tem seguido uma série de metodologias registradas em documentos públicos como o Manual do Inventário e o Manual do EVTE. Do ponto de vista orçamentário, porém, concordam que os levantamentos feitos para a UHE Castanheira foram realizados há bastante tempo e precisam ser revistos antes que uma decisão final seja tomada. Neste novo cálculo, entendem que deverá ser avaliado o custo total do projeto do ponto de vista de sua engenharia, de seu custo socioambiental e do benefício econômico para o país, tanto diretamente na geração de energia, quanto através da atração de investimentos, geração de empregos, etc.

Os técnicos ressaltaram que apenas quando todos os custos e riscos estiverem “muito bem equacionados”, inclusive em relação ao aceite por parte dos grupos afetados, o empreendimento poderá ir a leilão, pois sem uma garantia sobre a possibilidade efetiva de sua construção “o banco não empresta, o investidor não bota seu dinheiro, a construtora não bota seu tempo e o negócio não vai para frente”. De todo modo, o agente privado vencedor do leilão deverá ter uma reserva a ser investida, uma vez que precisará ressarcir algumas despesas referentes ao processo de licenciamento e implementar os programas de mitigação⁶⁴ estipulados pelo EIA/RIMA⁶⁵. A partir de buscas no Portal da Transparência foram encontrados os seguintes pagamentos já realizados com a implantação da UHE Castanheira:

Referência Contratual	Objeto	Fornecedor	Valor em R\$
CT-EPE-007/2013	Prestação de Serviços de Consultoria Técnica Especializada para Realizar os Serviços, Levantamentos e Estudos de Engenharia dos Estudos de Viabilidade da UHE Castanheira	Nova Engevix Engenharia e Projetos S.A.	3.552.749,60
CT-EPE-019/2013	Consultoria técnica especializada para realizar os serviços, levantamentos e estudos de meio ambiente relacionados ao processo de licenciamento ambiental da UHE Castanheira	Consórcio HABTEC – NOVATERRA	3.699.027,46
CT-EPE-019/2015	Prestação de serviços de consultoria técnica especializada para elaboração do Estudo do Componente Indígena (ECI) da Usina Hidrelétrica Castanheira.	MRS Estudos Ambientais Ltda.	1.705.320,92

Tabela 8: Contratos realizados para o desenvolvimento dos estudos do licenciamento da UHE Castanheira.

Fonte: Elaboração própria (Dados do Portal da Transparência).

⁶⁴ A estimativa dos custos que serão gerados por estes programas é discriminada no EVTE através do cálculo denominado Conta 10 e foi orçado em aproximadamente R\$196.909.630,00. Assim, ao assumir o empreendimento no leilão, o empreendedor já está ciente deste dispêndio de capital que estará sob sua responsabilidade.

⁶⁵ Em acordo com a Resolução Normativa da ANEEL Nº 934 de 18 de maio de 2021.

Assim como a UHE Castanheira, alguns projetos de hidrelétricas, que em função dos entraves durante o licenciamento ambiental haviam sido praticamente engavetados durante os últimos anos de governo do Partido dos Trabalhadores, foram retomados pela gestão atual do presidente Jair Bolsonaro. Ainda em 2019, primeiro ano do novo governo, três usinas localizadas na Amazônia Legal foram recomendadas ao PPI. Além da UHE Castanheira, as hidrelétricas de Bem Querer (RR) e Tabajara (RO). Conforme declarações do presidente da EPE, Thiago Barral, tais projetos devem ampliar oportunidades de investimento no país e aumentar a oferta de emprego e renda⁶⁶. Nesse sentido, Précoma et al. (2020) destacam que a UHE Castanheira está entre os projetos prioritários sob o argumento de que seria preciso viabilizar a infraestrutura necessária ao aporte de investimentos estrangeiros na região. Isto em um contexto no qual já existe um lobby de empreiteiras estrangeiras (grupos canadenses, franceses, espanhóis, portugueses, chineses) interessadas na implantação de hidrelétricas no Brasil (Fachin, 2018; Gomez e Mota, 2019).

No entanto, o próprio presidente da EPE destaca que grandes projetos de hidrelétricas, base para a expansão da oferta de energia no passado, não são mais viáveis. Ao mesmo tempo em que ocorre uma grande redução de custos nos empreendimentos eólicos e solares, dentre outros fatores, em razão dos menores riscos de licenciamento, o que têm impulsionando sua competitividade nos leilões de energia e no mercado livre. Portanto, empreendimentos como a UHE Castanheira aparentam ir na contramão tanto dos programas de incentivo a fontes alternativas estabelecidos nas últimas décadas, quanto da busca pela diversificação da matriz energética brasileira. Ambas iniciativas valorizadas em um contexto internacional de busca por “investimentos sustentáveis” e “segurança jurídica”⁶⁷.

Ainda que pese sua complementariedade em relação a outras fontes de energia, pode-se concluir que os altos custos e desgastes em torno da construção desta hidrelétrica continuam sendo entraves para a constituição de um mercado estável e de baixo risco para os investimentos no SEB. Por outro lado, o projeto da UHE Castanheira mostra-se alinhado com promessas do atual governo, como a não delimitação (ou revogação) de terras indígenas e a

⁶⁶ Conferir a reportagem <https://www.gazetadopovo.com.br/republica/por-que-governo-bolsonaro-quer-desengavetar-projetos-de-hidreletricas-do-pt/>

⁶⁷ Tais questões ficaram evidentes com a reação negativa de investidores internacionais e na câmara de deputados ao aumento nas queimadas na Amazônia, agravadas durante o atual governo. Ver <https://www.gazetadopovo.com.br/republica/licenciamento-ambiental-projeto-de-lei-queimadas-camara/?ref=veja-tambem> e <https://www.gazetadopovo.com.br/republica/licenciamento-ambiental-projeto-de-lei-queimadas-camara/?ref=veja-tambem>

redução do tempo para a obtenção de licenças ambientais, que podem interessar a determinados grupos empresariais, como aqueles ligados ao extrativismo mineral na região amazônica. Conforme aponta a reportagem de Paes (2019), no centro-norte do Mato Grosso existem ricas jazidas de minérios estratégicos para a produção industrial em larga escala, alvos tanto de grandes mineradoras, quanto de garimpeiros ilegais.

A hidrelétrica [Castanheira] poderá fornecer energia o bastante para a extração e o beneficiamento de minérios em larga escala, o que ajuda a entender o interesse do governo Bolsonaro em leiloar o projeto e colocá-la em funcionamento o quanto antes. Não faltam interessados: somente em Juara há mais de 40 requerimentos de pesquisa só para mineração industrial de cobre, manganês e pedras preciosas. Entre os requerentes há grandes empresas, como a filial brasileira da Codelco, mineradora de cobre estatal do Chile, e a gigante Nexa, criada após a fusão entre a Votorantim Metais e a peruana Milpo. Juara, Novo Horizonte do Norte e região ainda foram pouco exploradas e, por isso, há um lucrativo mercado à espera da infraestrutura necessária para começar a operar (Paes, 2019, s/p).

Com o início desta exploração, portanto, aumentaria ainda mais a pressão sobre povos indígenas, populações ribeirinhas e pequenos agricultores que vivem na região. Não obstante, o licenciamento da hidrelétrica tem avançado, mesmo que a pandemia da COVID-19 tenha gerado novos atrasos. Em maio deste ano, por exemplo, foram realizadas reuniões de apresentação dos resultados do ECI. Segundo a EPE o objetivo do encontro foi prestar todas as informações e esclarecimentos solicitados pelos representantes indígenas⁶⁸. A empresa agora aguarda pela manifestação conclusiva da FUNAI e da SEMA sobre esta componente.

Já no PDE-2031, documento de referência para potências investidores no segmento de energia elétrica (Werner, 2019), a usina já aparece na “cesta de ofertas de UHE”. A previsão de entrada em operação é 2028 e os documentos EVTE, EIA/RIMA e ECI constam como “entregues” ao órgão responsável. Neste PDE as despesas de capital ou investimentos em bens de capital (CAPEX, do inglês *capital expenditure*) para o empreendimento, isto é, o custo de manutenção da usina incluindo suas atividades de operação e os programas socioambientais, estão previstos em 14.438,35 R\$/kw.

⁶⁸ <http://www.uhecastanheira.com.br/noticias-do-projeto>

3.3. CGHs: desburocratização e os desafios para a transparência

Segundo o monitoramento dos aproveitamentos hidrelétricos na Bacia do Juruena conduzido pela OPAN, um número significativo de novas CGHs foram descobertas entre 2019 e o primeiro semestre de 2021. Por outro lado, seguiu estável o número de UHEs e PCHs.

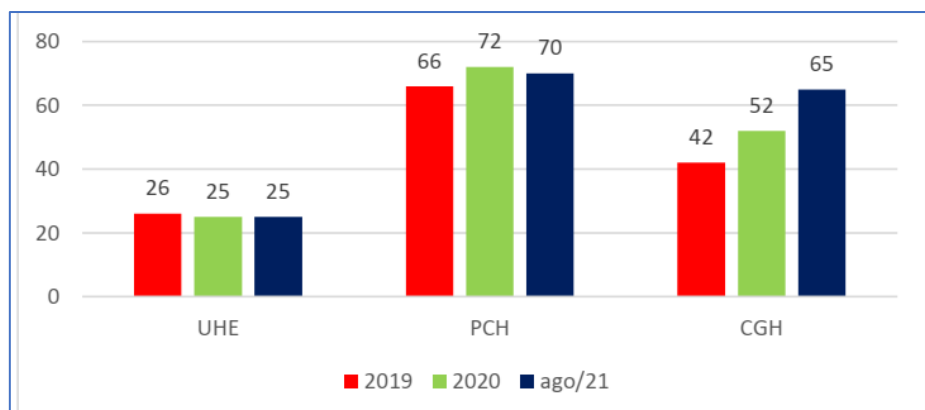


Figura 13: CGHs, PCHs e UHEs na Bacia do Juruena (2019-2021)

Fonte: Werneck Regina e Rodrigues, 2021.

Dentre as razões para este crescimento estariam algumas mudanças legislativas recentes, como a Resolução Normativa Nº 875 de 2020 do MME/ANEEL. Esta estabelece que a comunicação sobre o projeto de uma CGH à ANEEL pode ser feita após sua implantação, por meio do cadastro de informações sobre o empreendimento, disponível no sítio eletrônico da agência. Assim sendo, as CGHs ficam dispensadas de solicitar a outorga para uso de um recurso hídrico e, conseqüentemente, não necessitam da série de registros que levam à obtenção desta autorização: Despacho do Registro de Intenção (DRI), Despacho de Registro de Adequabilidade (DRS) e Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH). Toda a tramitação descrita abaixo, portanto, não ocorre no caso das CGHs:

Outorga	Instrumento pelo qual o órgão público competente concede, a pessoa física ou jurídica, autorização para exploração do aproveitamento de potencial hidráulico de cursos de água. No caso da instalação de PCHs e UHEs, um pré-requisito para a outorga é que existam Estudos de Inventário Hidrelétrico aprovados. Estes são realizados com a finalidade de identificar, por meio do uso ótimo do potencial hidráulico, aproveitamentos hidrelétricos de bacias hidrográficas com potência unitária superior a 5.000 kW, que apresentem a melhor relação custo-produção de energia, considerando o contexto socioeconômico e ambiental do momento e o disposto nos §§ 2º e 3º do art. 5º da Lei nº 9.074/1995. A partir dos Estudos de Inventário, o interessado deverá indicar o(s) aproveitamento(s) hidrelétrico(s) para o(s) qual(is) tem interesse em desenvolver estudos mais aprofundados com vistas a obter a outorga do empreendimento.
----------------	---

Despacho de Registro de Intenção (DRI)	O DRI é a documentação emitida pela ANEEL que autoriza ao empreendedor a realização dos estudos de projeto básico para a instalação de empreendimentos com potência inferior a 50.000 kW (PCH ou UHE Autorizada) com vistas a obter a outorga do empreendimento. Para empreendimentos com potência superior à 50.000 kW deve ser desenvolvido o EVTE, cuja autorização é dada a partir da emissão do Despacho de Registro.
Despacho de Registro de Adequabilidade do Sumário Executivo (DRS)	Uma vez publicado o DRI, é necessário que o interessado realize o Projeto Básico ou EVTE tendo como referência o potencial hidráulico e a partição de quedas definidos nos Estudos de Inventário Hidrelétrico. O Projeto Básico junto com outras informações e documentos compõem o Sumário Executivo que o interessado deve entregar à ANEEL. Caso o Sumário esteja compatível com os Estudos de Inventário Hidrelétrico e com o uso do potencial hidráulico, será publicado o DRS.
Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica	O DRS tem como finalidade permitir que a ANEEL solicite a DRDH e que o interessado requeira o Licenciamento Ambiental nos órgãos competentes. Após a obtenção da DRDH, do Licenciamento Ambiental e da apresentação de documentos à ANEEL, é emitida a outorga de autorização com vigência de 35 anos. Com relação ao EVTE, após a sua elaboração e apresentação, a ANEEL verificará se o estudo possui os requisitos mínimos para que seja analisado. Uma vez possuindo tais requisitos, a ANEEL emitirá o Despacho de Aceite do EVTE. Contudo, somente após o Licenciamento Ambiental e a obtenção da DRDH, o estudo será analisado pela ANEEL e caso aprovado, estará habilitado a participar do programa de concessões do Governo Federal, a partir dos Leilões de Energia no Ambiente Regulado. Caberá ao vencedor do Leilão apresentar o projeto básico do empreendimento, com vistas à aprovação.

Fonte: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao/outorgas> e Resolução Normativa nº 875 de 2020

Embora o licenciamento ambiental e as exigências específicas requeridas pelos órgãos públicos envolvidos nesse processo (como o IPHAN ou a FUNAI) permaneçam obrigatórios, a nova legislação prevê a emissão de licenças simplificadas ou únicas para as CGHs (Hacon, 2022). Trata-se, portanto, de um processo regulatório bastante simplificado, que dispensa a concessão ou autorização por parte da ANEEL. Sem esta série de registros, os projetos básicos das CGHs não precisam ser declarados publicamente ou mesmo serem aprovados previamente pela agência reguladora. Por conseguinte, as movimentações referentes à etapa de planejamento destas pequenas hidrelétricas ficam eclipsadas até o momento em que o empreendedor faz a solicitação da Licença Prévia, da Licença de Instalação, da Licença de Operação ou da outorga ao órgão competente (Werneck Regina e Rodrigues, 2021). Só então passa a ser possível acompanhar os avanços na implantação de cada iniciativa.

O monitoramento da Bacia do Juruena, portanto, permite inferir que os incentivos legislativos para expandir e descentralizar a oferta de energia por meio da “desburocratização” da implantação de CGHs podem resultar também em procedimentos menos transparentes e difíceis de serem monitorados com tempestividade. Nesse contexto, a situação de duas sub-

bacias do rio Juruena destacam-se com relação ao número de CGHs. Na sub-bacia do rio Sangue foram identificados 10 empreendimentos deste tipo que, embora não sejam predominantes em relação ao número de PCHs (20), têm aumentado continuamente em função da aceleração nas análises dos procedimentos de licenciamento. Para os pesquisadores da OPAN, a rapidez na emissão da autorização de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos está diretamente relacionada às referidas flexibilizações normativas, que implicam em diferentes riscos:

No caso da microbacia do Sangue, apontamos três dimensões de riscos: a tendência em si de 10 projetos sob a modalidade de CGH; a articulação desse complexo àquele de PCHs e de UHEs incidentes na mesma microbacia; e a localização dos projetos das 4 CGHs no rio do Sangue que, além de estarem numa região próxima de nascente, elas estão circunvizinhas, sequencialmente. Ou seja, alteram o fluxo das águas de modo sequencial e bem na etapa em que o rio está se formando (Werneck Regina e Rodrigues, 2021, p.7).

A segunda sub-bacia cuja situação se destaca é a do rio Arinos, onde incidem 20 CGHs, ultrapassando o número de PCHs (10) e UHEs (3). Desta amostra, 9 empreendimentos ainda não possuem licenças e não foi possível constatar se estão em curso os EVTE ou o Projeto Básico da hidrelétrica. Por outro lado, os dados do monitoramento mostram que 6 CGHs já estão em operação (possuem Licença de Operação) e 5 já conseguiram a Licença de Instalação, logo, devem ser construídas em breve. O estudo destaca ainda que embora 61% dos empreendimentos desta sub-bacia estejam em planejamento, entre eles a UHE Castanheira, a maior parte dos aproveitamentos em construção e operação são CGHs, que poderão ser implementados em maior velocidade dado seu menor porte e por seguirem procedimentos burocráticos simplificados.

A expansão crescente no número de CGHs relaciona-se também às transformações trazidas pela Lei nº 14.181/2021, referente à desestatização da Eletrobrás, uma vez que esta estabelece que nos leilões de energia nova as distribuidoras serão obrigadas a contratar no mínimo 50% de sua demanda declarada de hidrelétricas com potência de até 50 MW, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido no Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga⁶⁹. Segundo Cristoni (2021), essa proposição era uma exigência do mercado regulado de energia (o ACR) para estimular o investimento em PCHs e resultou em otimismo tanto em

⁶⁹ Hacon (2022) ressalta que “diante do impacto dessa medida legislativa sobre o planejamento energético brasileiro, foram protocoladas junto ao Supremo Tribunal Federal (STF) diversas ações diretas de inconstitucionalidade, questionando, entre outros pontos, a exigência de contratação obrigatória de energia proveniente de PCHs. Apesar das incertezas quanto à manutenção dessa exigência, a sua inclusão na referida Lei nº 14.182/2021 (Brasil, 2021) é indicativa dos interesses pessoais e políticos que gravitam atualmente o Congresso Nacional” (p.307).

relação ao destravamento do estoque de projetos, quanto na realização de inventários dos rios com potencial para abrigar novas usinas (estimado em 20 mil MW). O autor nota ainda a relevância da flexibilização dos processos de licenciamento para esta expansão do setor:

A compra obrigatória no mercado regulado é considerada importante fator de viabilização econômica de novos empreendimentos. Entretanto, a ativação dos projetos depende também da agilidade na concessão de licença ambiental, uma atribuição dos órgãos estaduais que costuma demorar, e do aquecimento da demanda do mercado por energia. Mesmo com a crise econômica e as condições hídricas desfavoráveis, o setor tem atraído empreendedores (Cristoni, 2021, s/p).

Embora o enfoque destas medidas tenha sido o investimento em PCHs, ao estabelecer que a compra obrigatória de uma parcela da demanda de energia pelas distribuidoras seria feita obrigatoriamente de “hidrelétricas com potência de até 50 MW”, a Lei nº 14.182/2021 englobou as CGHs nessa categoria. Trâmite que se concatena com a referida Resolução Normativa nº 875 de 2020, que modifica a própria classificação destas hidrelétricas ao elevar os parâmetros de uma PCH de 1 para 5 MW mínimos e ampliar a capacidade das CGHs para a potência igual ou inferior a 5 MW (Hacon, 2022).

A partir da análise dos PDEs publicados pela EPE nos últimos cinco anos (perpassando as gestões presidenciais de Michel Temer e Jair Bolsonaro), nota-se que a justificativa para o incentivo às CGHs se dá, primeiramente, em função de seus baixos custos frente à sua contribuição para a produção de energia, o que as tornaria mais competitivas e flexíveis se comparadas a outras fontes de energia. Mais recentemente, passa a ser destacada sua contribuição para uma expansão do SEB que seja “sustentável” da perspectiva socioambiental. Desde o PDE-2026 (EPE, 2017), por exemplo, o potencial ainda não aproveitado de um vasto número de usinas de pequeno porte já era destacado, em função de benefícios diversos que poderiam agregar à matriz energética brasileira, em “sinergia” com outras fontes renováveis e com “flexibilidade” operativa e de armazenamento no curto prazo.

Neste documento, que constitui um importante informativo para investidores interessados no SEB, é destacada a importância das pequenas hidrelétricas (PCHs e CGHs) num contexto de desafio para o aproveitamento do potencial da região Norte. Tais usinas são apontadas como possibilidades para a ampliação da oferta ao SIN, resultando em benefícios para a sociedade, porém, considerando restrições socioambientais relevantes e o custo de implantação de ações de mitigação “viáveis e razoáveis”. Dessa forma, o parâmetro apresentado para os investidores, denominado Modelo de Decisão de Investimentos (MDI),

(...) incorpora no rol das candidatas para expansão, a possibilidade de contar com projetos padrão típicos de PCH e CGH, disponíveis a partir de 2022. Admite-se que os projetos estejam disponíveis para fazer parte da expansão em lotes contínuos de 100 MW, sendo que a cada ano ficam disponíveis com data mais cedo 3 (três) lotes novos. Com isso a oferta total de desenvolvimento de PCH e CGH posta à disposição do MDI é de 1.500 MW no período de 2022 a 2026, ou seja, de 300 MW candidatos por ano. A decisão de incorporá-las à expansão fica a cargo do processo de otimização do Modelo de Decisão de Investimentos (EPE, 2017, p.60)⁷⁰

Esta abordagem se reproduz com quase nenhuma modificação nos PDEs publicados nos anos seguintes, apenas com algumas atualizações. Uma delas foi apresentada no PDE 2027 (EPE, 2018), em que a modelagem da oferta de PCH e CGHs passou a basear-se em dois parâmetros: um relacionado à disponibilidade de projetos para composição da expansão; o outro fundamentado em uma curva de custos de investimento por capacidade instalada, em termos de R\$/kW. Segundo o relatório, “com a nova representação feita para PCH e CGH, (...) esse recurso se mostra altamente competitivo com sua contribuição de energia e potência. Todo o potencial disponibilizado ao modelo foi utilizado, totalizando uma oferta indicativa adicional de 2.050 MW até 2027” (EPE, 2018, p.65).

O documento destaca que tal montante poderá ser “facilmente ampliado” dados os “fortes sinais” de competitividade econômica em função de avanços na remuneração dos serviços associados a geração de energia, por meio da valorização de atributos como “capacidade” e “flexibilidade”. Desse modo, espera-se que fontes como CGHs, além de biomassa e eólicas, devam ganhar espaço principalmente através de modelos de autoconsumo remoto e geração compartilhada. Este ponto é retomado no PDE 2031 (EPE, 2022), no qual é apontado que os projetos de biogás e CGHs podem atingir taxas internas de retorno reais de quase 40% ao ano, superiores às taxas encontradas para a fonte solar.

É somente neste último PDE, porém, que as CGHs aparecem de forma mais expressiva na Análise Socioambiental Integrada apresentada em todos os documentos. Na tipologia dos possíveis impactos gerados por cada fonte, as CGHs (e PCHs) aparece enquadrada apenas no critério referente ao risco para a biodiversidade, sendo destacado os efeitos cumulativos e sinérgicos da fragmentação de rios e da instalação de usinas em regiões de cabeceira para a

⁷⁰ Por outro lado, as UHEs são destacadas como empreendimentos mais morosos, em função da complexidade de suas tratativas quando interferem diretamente em terras indígenas e de incertezas geradas pela deficiência de regulamentação consolidada dos dispositivos legais.

fauna aquática⁷¹. Contudo, outros efeitos cumulativos ficam obliterados, como o impacto da fragmentação dos rios para a segurança alimentar de povos indígenas que habitam territórios próximos a estas usinas.

Apesar deste conjunto de incentivos legislativos para expansão e descentralização da oferta de energia elétrica via construção de CGHs, no que se refere à inclusão dessa modalidade de usinas nos programas governamentais descritos na seção 2, a participação dos empreendimentos na Bacia do Juruena não foi expressiva. Apenas as CGHs Central Geradora Fazenda Modelo Ltda. e a Hidrelétrica Novo Colorado Ltda., esta última pertencente ao Grupo Bom Futuro, receberam financiamento do FINAME via BNDES. Além deste programa, as CGHs Hidroelétrica Água Quente Ltda., Hidroelétrica Buritizal Ltda.; Hidroelétrica Correntão Ltda. foram enquadradas no REIDI. As três são de propriedade do grupo Bom Futuro, o que sinaliza novamente o forte interesse do agronegócio nesse setor. Todavia, a maior parte dos empreendimentos deste tipo na amostra analisada estão em planejamento, logo, é possível que ainda possam ser enquadrados nestas modalidades de financiamentos à medida em que consigam as licenças de instalação e operação.

Considerando este contexto, a escolha por aprofundar a análise em torno da expansão dos projetos de CGHs em um Estudo de Caso se deve, ainda, a uma segunda implicação para a transparência nas tramitações relacionadas a estas usinas. Trata-se da constituição das CGHs majoritariamente como sociedade limitadas ao invés de sociedades anônimas, como ocorre no caso das PCHs e UHEs. Esta estrutura empresarial, por ser menos complexa, não está obrigada por lei a divulgar de forma ampla e pública os seus balanços financeiros. Dessa forma, também podem ficar eclipsados os investimentos e financiamentos que foram obtidos para sua operacionalização, assim como os atores envolvidos nestas transações.

⁷¹ As UHEs, por exemplo, apresentam impactos para a biodiversidade, organização territorial, povos indígenas e na disputa por recursos hídricos.

Tipo de Empreendimento	Sociedade Anônima	Sociedade Limitada
UHE*	6	2
PCH	37	16
CGH	5	57

Tabela 9: Número de aproveitamentos hidrelétricos em operação na Bacia do Juruena por tipo de sociedade empresarial.

Fonte: Elaboração própria.

* As UHEs encontram-se em sua totalidade na etapa de planejamento, assim, a maior parte delas (10) seguem sob a responsabilidade da EPE e não foram incluídas nesta tabela.

Sociedades anônimas e sociedades limitadas são modalidades de pessoas jurídicas ou de sociedades empresariais, nas quais é possível a atuação coletiva entre dois ou mais sócios⁷². Nestas sociedades são exercidas atividades de produção, circulação de bens ou prestação de serviços, sendo que a responsabilidade dos sócios está restrita ao capital social da companhia, logo, os empresários não respondem com seus bens pessoais pelas obrigações da empresa. Constituem, portanto, uma forma de proteção ao patrimônio pessoal dos sócios.

A sociedade anônima (S.A.) é um dos tipos jurídicos mais comuns no Brasil e tem como característica principal a divisão do capital social da empresa em cotas denominadas “ações”. Assim, a participação e responsabilidade de cada empresário associado, os “acionistas”, fica totalmente vinculada à quantidade e preço de emissão das ações que adquirir. A sociedade anônima é regulamentada pela Lei 6.404/76 (Lei das Sociedades Anônimas), podendo ser constituída pela associação de dois ou mais sócios, com o objetivo de acúmulo de capital. Existem dois tipos de sociedades anônimas:

Sociedade Anônima de Capital Aberto	Permite negociar suas ações junto ao mercado de valores mobiliários, a exemplo da Bolsa de Valores, desde que autorizada pela CVM. Outra característica é a possibilidade de captar recursos de investidores por meio da oferta de valores mobiliários, que podem ser as próprias ações, debêntures, entre outros títulos de crédito. Devido a essa opção, estão sujeitas à fiscalização de órgãos governamentais e devem assumir uma série de responsabilidades a fim de proteger o mercado de valores.
--	--

⁷² Recentemente, a Lei nº 13874 de 2019, conhecida como “Lei da Liberdade Econômica”, criou a figura jurídica da sociedade unipessoal, que admite a constituição de uma empresa limitada com apenas uma pessoa. Para a sociedade unipessoal também não há exigência de capital mínimo ou máximo como no caso das Empresa Individual de Responsabilidade Limitada (EIRELI), que estão obrigadas a integralizar um capital social de no mínimo 100 salários mínimos no ato de sua constituição.

<p>Sociedade Anônima de Capital Fechado</p>	<p>Não permite a negociação de suas ações no mercado de valores mobiliários. Assim, caso a empresa queira captar investidores, deve fazer de maneira privada, ou seja, sem abertura para o mercado de valores mobiliários. Esta é a modalidade jurídica das sociedades anônimas presentes na Bacia do rio Juruena.</p>
--	---

Este tipo de sociedade empresarial recebe tal nome pois a contribuição de capital realizada pelos acionistas é mais importante do que a identificação da pessoa que a fez, ou seja, os sócios acabam se mantendo no anonimato⁷³. Por essa razão, durante a Assembleia Geral Ordinária anual da companhia, deve ser apresentado um conjunto de documentos para análise dos acionistas. Com destaque para as demonstrações financeiras: balanço patrimonial, demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados, demonstração do resultado do exercício, demonstração dos fluxos de caixa e, se companhia aberta, demonstração do valor adicionado. As demonstrações financeiras são obrigatoriamente submetidas a auditoria independente e, conforme disposto no art. 134 da Lei das Sociedades Anônimas, após o arquivamento da ata da assembleia na Junta Comercial competente, devem ser publicados os balanços no Diário Oficial e em um jornal de grande circulação na localidade ou região da sede da companhia⁷⁴.

As sociedades empresárias limitadas (Ltda.), são também uma modalidade de pessoa jurídica que possui patrimônio próprio, ou seja, que não se confunde com a pessoa física dos sócios e seus respectivos patrimônios⁷⁵. Entretanto, apesar de a responsabilidade de cada sócio ser proporcional ao seu investimento na empresa, todos respondem pela integralização total do capital social desta. Desse modo, se um empresário investiu R\$ 50 mil e outros três investiram R\$ 10 mil cada, todos irão responder pelo total de R\$ 80 mil. Regida pelo Código Civil (Lei nº 10.406 de 2002), este tipo de sociedade empresarial caracteriza-se ainda pela imposição de um limite no seu número de sócios, estabelecido em seu contrato social. Assim

⁷³ Contudo, é possível identificar os acionistas com mais de 5% das ações no departamento de relações com investidores (RI) da própria empresa. Existem diferentes tipos de acionistas dentro desse modelo de sociedade empresarial, que são: acionista majoritário, detentor da maior parte das ações ordinárias (ao menos 50%); acionista minoritário, detentor de menos ações; acionista controlador, pessoa, grupo de pessoas ou empresa, definida por votação, que tem como responsabilidade o controle do negócio.

⁷⁴ Segundo alteração recente trazida pela Lei nº 13.818 de 2019 as sociedades anônimas de capital fechado, cujo patrimônio líquido seja inferior a R\$ 10 milhões e que tenham menos de 20 acionistas, ficam dispensadas da publicação de todos os documentos, desde que suas cópias autenticadas sejam arquivadas na Junta Comercial, assim como a ata da assembleia. Além disso, por meio das alterações impostas pela Lei Complementar nº 182 de 2021, a sociedade anônima de capital fechado com receita bruta anual de até R\$ 78 milhões poderá fazer suas publicações de forma eletrônica na internet e não tem obrigatoriedade de fazer as publicações em jornais.

⁷⁵ Caso a empresa contraia dívidas, os bens particulares dos sócios não serão usados para quitar os débitos. Contudo, nos casos de comprovação de má-fé, sonegação fiscal, confusão patrimonial, estelionato, fraude contra credores, dívidas trabalhistas, estes podem vir a responder juridicamente com seus bens pessoais.

como as sociedades anônimas de capital fechado, portanto, as cotas das sociedades limitadas não podem ser negociadas no mercado de valores mobiliários.

A sociedade limitada é o formato empresarial mais adotado no Brasil, por sua estrutura mais simples e por proteger o patrimônio individual dos sócios. Diferentemente das sociedades anônimas, companhias limitadas não precisam ter um Conselho Fiscal ou um Capital Social mínimo, sendo possível abrir a empresa em uma Junta Comercial sem alto investimento inicial. Portanto, são encaradas como estruturas empresariais mais simples e menos burocratizadas. Como foi dito, no âmbito desta pesquisa destaca-se o fato destas sociedades empresariais estarem dispensadas de divulgar suas demonstrações financeiras⁷⁶. Toda a série de documentações e de procedimentos para publicizá-los, descritos acima em relação às sociedades anônimas, podem ficar eclipsados quando se trata de sociedades limitadas, o que implica em menor transparência sobre suas atividades financeiras.

Assim, observamos que ao mesmo tempo em que os procedimentos para a implantação de uma CGH se tornam mais “flexíveis” e velozes, incluindo aqueles relacionados ao licenciamento ambiental, esta flexibilização também pode ser observada em relação à estrutura patrimonial adotada pela maioria destes empreendimentos. No entanto, vale notar que embora sejam caracterizadas como empresas menos complexas, de atuação mais localizada e menor impacto socioambiental, o que justificaria a “desburocratização”, muitas das CGHs já em operação na Bacia do Juruena estão vinculadas a relevantes grupos empresariais como o Grupo Bom Futuro e Amaggi:

Empreendimento	Empreendedor	Capital Social (em Reais)	Data da Situação Cadastral
Santa Lúcia I	Maggi Energia S. A.	10.057.540,00	2005
Sapezal	Maggi Energia S. A.	10.057.540,00	2005
Tucunaré	Agropecuária Maggi Ltda.	249.074.220,00	2005
Roda D'água	Bom Futuro Energia Ltda.	74.915.984,00	2007
Caetano Dias	Bom Futuro Energia Ltda.	74.915.984,00	2007

⁷⁶ De acordo com a Lei nº 11.638 de 2007, as sociedades limitadas de grande porte, isto é, aquelas que tiverem, no exercício social anterior, ativo total superior a R\$ 240 milhões ou receita bruta superior a R\$ 300 milhões, devem seguir as normativas para a elaboração de demonstrações financeiras previstas na Lei das S.A., bem como são obrigadas a realizar auditoria independente por auditor registrado na CVM. Com base nesta legislação algumas juntas comerciais, como as de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro, têm exigido a publicação das demonstrações financeiras por parte de sociedades limitadas. Contudo, este não é um entendimento pacificado e existem precedentes judiciais dispensando esta exigência, alegando que “elaborar” não deve ser entendido como “publicar”. Conferir <https://www.vbso.com.br/a-ilegalidade-da-exigencia-de-publicacao-de-demonstracoes-financeiras-de-sociedades-limitadas-de-grande-porte-e-o-entendimento-da-jurisprudencia/>, <https://www.fius.com.br/ha-obrigacao-de-publicacao-de-demonstracoes-financeiras-para-as-sociedades-limitadas-de-grande-porte/>

Agromar	Bom Futuro Agrícola Ltda.	15.93.160.673,00	2015
Marimbondo	Hidrelétrica Água Verde Ltda. (subsidiária Bom Futuro)	350.000,00	2015
Correntão	Hidrelétrica Correntão Ltda. (subsidiária Bom futuro)	12.120.200,00	2015
Lagoa Rasa	Hidrelétrica Correntão Ltda. (subsidiária Bom futuro)	12.120.200,00	2015
Novo Colorado	Hidrelétrica Novo Colorado Ltda. (subsidiária Bom futuro)	3.910.000,00	2008
Água Quente	Hidrelétrica Água Quente Ltda. (subsidiária Bom futuro).	7.050.000,00	2015
Buritizal	Hidrelétrica Buritizal Ltda. (subsidiária Bom futuro)	5.300.000,00	2005
Buritizal I	Hidrelétrica Buritizal Ltda. (subsidiária Bom futuro)	5.300.000,00	2005
Buritizal III	Hidrelétrica Buritizal Ltda. (subsidiária Bom futuro)	5.300.000,00	2005
Santo Antônio I	Hidrelétrica Santo Antônio I Ltda. (subsidiária Bom futuro)	315.000,00	2015

Tabela 10: CGHs do Grupo Bom Futuro e Amaggi na Bacia do Juruena
Fonte: Elaboração própria (dados da Receita Federal).

Considerações Finais

A partir das análises apresentadas neste relatório é possível perceber como a expansão do SEB, ocorrida nas últimas três décadas, tem o Estado como seu grande promotor. Independentemente de vieses políticos e ideológicos dos diferentes governos deste período, o aparato estatal foi o maior financiador da capitalização das empresas privadas responsáveis pela implantação dos aproveitamentos hidrelétricos na Bacia do Juruena. Nota-se que o grande esforço governamental tem sido o de criar um mercado de energia que seja atrativo ao investidor privado, seja por meio de privatizações, regulamentação, parcerias público-privadas ou mesmo por “desburocratizações”. Como pode ser observado na linha histórica dos eventos descritos, diferentes legislações, instituições, programas e políticas públicas foram arquitetadas neste período, no sentido de consolidar este segmento da economia nacional:

Governo Fernando Collor de Mello	1990	- Criação do Programa Nacional de Desestatização
	1992	- Início da reestruturação do setor de infraestrutura, com a transferência da responsabilidade pelo provimento dos serviços nesta esfera da economia à iniciativa privada. - O Estado assume o papel de regulador e planejador de políticas para o setor de energia, abandonando a posição de investidor.
	1993	- Lei nº 8.631: eliminou o regime tarifário pelo custo do serviço. - Decreto nº 1.009: inicia a desverticalização das concessionárias.

	1994	- Medida Provisória nº 684: institui a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), que definiu o custo básico dos financiamentos concedidos pelo BNDES.
Governo Fernando Henrique Cardoso	1995	- Lei das Concessões nº 8.987 e Decreto nº 9.074: estabeleceram normas para outorga e prorrogação de concessões. - Lei nº 9074: cria a figura do PIE.
	1996	- Decreto nº 2.003: regulamenta a figura do PIE e a liberalização do acesso às redes de transmissão e distribuição para os produtores e consumidores livres. - Lei nº 9.427: cria a ANEEL. - Consultoria realizada pela Coopers & Lybrand sobre a reforma do SEB sugere que a Eletrobrás deixe de atuar como investidor no SEB. - BNDES assume o papel de principal investidor no SEB. - As PCHs passam a receber descontos na TUST e TUSD.
	1998	- Início do processo construção do SIN.
	2000	- Criação do Programa de Desenvolvimento e Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidroelétricas (amplia a malha do SIN).
	2001	- Crise do “apagão” e implementação do racionamento compulsório. - Início do Estudo de Inventário do Complexo Energético Juruena.
	2002	- Lei nº 10.438: cria a CDE e o PROINFA. - É finalizado o documento Bacia Hidrográfica do Alto Juruena – Estudo de Inventário Hidrelétrico (Complexo Juruena). - O Consórcio Juruena obtém a Licença Prévia e, cerca de um mês depois, Licença de Instalação para o Complexo Juruena. - Lei nº 10.406: regulamentação da Sociedade Empresarial Limitada.
	Governo Luiz Inácio ‘Lula’ da Silva	2003
2004		- Novo marco regulatório do SEB. - Lei nº 10.848: institui o “pool de contratação” de energia a ser comprada pelas concessionárias, com o sistema de leilão das concessões para a geração de energia nova. - BNDES passa a atuar como principal financiador do SEB. - Criação da EPE, do ACR, do ACL, da CCEE e da figura do PIA. - Portaria nº 303 do Ministério de Minas e Energia: estabelece a metodologia de cálculo da Garantia Física dos empreendimentos de geração de energia. - Criação do Energia PCH-FIP.
2005		- As PCHs do Projeto Juruena são incluídas no PROINFA. - PCH Garganta da Jararaca recebe financiamento via FINEM. - As licenças do Complexo Juruena são colocadas à venda pelo Global Bank. A companhia Juruena Participações e Investimentos S.A., <i>holding</i> criada neste ano pelas empresas MCA e Linca, adquire o controle de cinco das PCHs do complexo (PCH Cidezal, PCH Sapezal, PCH Telegráfica, PCH Parecis e PCH Rondon).
2006		- Início do Estudo de Inventário da Bacia do Juruena pela EPE. - PCH Buriti recebe o segundo financiamento via FINEM. - PCH Sacre 2 recebe financiamento via FINEM. - Ministério Público do Mato Grosso contesta judicialmente o licenciamento ambiental do Complexo Juruena e as avaliações sobre o suposto “impacto indireto” desta iniciativa sobre as terras indígenas em sua imediação
2007		- Lei nº 11.578: cria o PAC. - Lei nº 11.488: cria o REIDI. - PCH Cidezal recebe financiamento via FINEM. - PCH Parecis recebe financiamento via FINEM. - PCH Rondon recebe financiamento via FINEM. - PCH Sapezal recebe financiamento via FINEM. - PCH Telegráfica recebe financiamento via FINEM.
2008		- Portaria nº 258 do MME: atualiza a metodologia de cálculo da Garantia Física publicada anteriormente pela Portaria nº 303/04. - PCH Bocaiúva é enquadrada no REIDI.
2009		- PCH Cidezal é enquadrada no REIDI.

		<ul style="list-style-type: none"> - PCH Parecis é enquadrada no REIDI. - PCH Rondon é enquadrada no REIDI. - PCH Sapezal é enquadrada no REIDI. - PCH Telegráfica é enquadrada no REIDI.
	2010	- Publicação da Avaliação Integrada Ambiental da Bacia do Rio Juruena.
	2011	<ul style="list-style-type: none"> - Lei nº 12.43: cria as debêntures incentivadas. - CGH Novo Colorado recebe financiamento via FINAME. - Atiaia Energia S.A. recebe financiamento da FINEP. - PCH Ilha Comprida é enquadrada no REIDI. - PCH Segredo é enquadrada no REIDI.
Governo Dilma Rousseff	2012	<ul style="list-style-type: none"> - Medida Provisória 579: buscou reduzir os valores das tarifas do mercado regulado em 20%. - Nova crise hídrica. - PCH Nova Mutum é enquadrada no REIDI. - Início do processo de licenciamento da UHE Castanheira.
	2013	<ul style="list-style-type: none"> - PCH Inxú recebe financiamento via FINEM. - Início dos Estudos de Impacto da UHE Castanheira.
	2014	- Emissão de debênture da Global Energia S.A. (PCH Baruíto)
	2015	<ul style="list-style-type: none"> - Resolução Normativa nº 673 da ANEEL: estabelece os requisitos e procedimentos para a obtenção da autorização para exploração de aproveitamento de potencial hidráulico com características de PCH. - Redução progressiva da atratividade dos recursos financiados pelo BNDES. - PCH Nova Mutum recebe financiamento via FINAME. - Início do ECI e do EVTE para o licenciamento da UHE Castanheira.
	2016	- O Energia PCH-FIP passa a ser gerido pela Vinci Partners e é incorporado ao FIP Vinci IE.
Governo Michel Temer	2016	<ul style="list-style-type: none"> - Novas propostas de reforma do SEB e retomada das privatizações. - Lei nº 13.360: implementa um grande número de reformas no SEB. Estabeleceu que os empreendimentos hidroelétricos com potência igual ou inferior a 5 MW terão percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição. - Resolução Normativa nº 745 da ANEEL: estipula o percentual de redução de 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada ou destinada à autoprodução, em empreendimentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 5W, ou superior a 5W e igual ou inferior a 30W, mantidas as características de PCH. - Lei nº 13.334: cria o PPI. - CGH Correntão é enquadrada no REIDI.
	2017	<ul style="list-style-type: none"> - PCH Juí 117 é enquadrada no REIDI. - CGH Buritizal é enquadrada no REIDI. - CGH Água Quente é enquadrada no REIDI. - PCH Buriti é enquadrada no REIDI. - Entrega do EIA/RIMA da UHE Castanheira À SEMA-MT.
	2018	<ul style="list-style-type: none"> - Mudança na TJLP (agora TLP). Passa a ser definida pelo IPCA, somada à taxa de juros real das Notas do Tesouro Nacional-série B. - CGH Fazenda Modelo recebe financiamento via FINAME. - PCH Perdidos é enquadrada no REIDI. - MPF e MPE/MT recomendaram à SEMA/MT a não concessão da Licença Prévia e a suspensão das audiências públicas referentes à UHE Castanheira.
Governo Jair Messias Bolsonaro	2019	<ul style="list-style-type: none"> - Decreto Presidencial nº 10.116: enquadra a UHE Castanheira no PPI “para fins de apoio ao licenciamento ambiental e de outras medidas necessárias à sua viabilização”. - Portaria nº 70/SPE do MME: enquadra a PCH Buriti no PPI. - Emissão de debênture da Electra PCH Buriti SPE S.A. - A razão social da Juruena S.A. é alterada para Hydria Participações e Investimentos S.A. A holding é adquirida pelo Grupo Bom Futuro.

		<ul style="list-style-type: none"> - Emissão de debênture da Hydria Participações e Investimentos S.A. (PCHs Cidezal, Parecis, Rondon, Sapezal, Telegráfica). - Lei nº 13874/19: conhecida como “Lei da Liberdade Econômica”, criou a figura jurídica da sociedade unipessoal. - Lei nº 13.818/19: estabelece que as sociedades anônimas de capital fechado, cujo patrimônio líquido seja inferior a R\$ 10 milhões e que tenham menos de 20 acionistas, ficam dispensadas da publicação de seu balanço financeiro, desde que suas cópias autenticadas sejam arquivadas na Junta Comercial.
	2020	<ul style="list-style-type: none"> - Resolução Normativa nº 875 da ANEEL: estabelece que a comunicação sobre o projeto de uma CGH à ANEEL pode ser feita após sua implantação, por meio do cadastro de informações sobre o empreendimento disponível no sítio eletrônico da agência. Eleva os parâmetros de uma PCH de 1 para 5 MW e ampliar a capacidade das CGHs para a potência igual ou inferior a 5 MW. - Decreto nº 10.387: altera o Decreto nº 8.874/16, para dispor sobre incentivo ao financiamento de projetos de infraestrutura com benefícios ambientais e sociais. - Aprovado o Projeto de Lei nº 2.646/20 (PL das debêntures): deve criar as debêntures de infraestrutura. - PCH Jesuíta é enquadrada no REIDI.
	2021	<ul style="list-style-type: none"> - Lei nº 14.182/2021: estabelece que nos leilões de energia nova as distribuidoras serão obrigadas a contratar no mínimo 50% de sua demanda declarada de hidrelétricas com potência de até 50 MW, ao preço máximo equivalente ao teto estabelecido no Leilão A-6 de 2019 para empreendimentos sem outorga. - Lei Complementar nº 182/21: estabelece que as sociedades anônimas de capital fechado com receita bruta anual de até R\$ 78 milhões poderão fazer suas publicações de balanços financeiros de forma eletrônica na internet e não têm obrigatoriedade de fazer as publicações em jornais.
	2022	<ul style="list-style-type: none"> - UHE Juruena é enquadrada no REIDI.

Tabela 11: Linha do tempo do SEB.

Fonte: Elaboração própria.

Como foi descrito, tal atuação ativa do Estado tem visado “contornar os obstáculos” existentes no SEB e nos setores de infraestrutura de modo geral, que os torna pouco atrativos para empreendedores e investidores privados: necessidade de grande volume de capital aportado ainda nas fases de planejamento e construção; longo prazo para maturação e retorno dos investimentos; presença de custos irrecuperáveis e de sobrecustos; riscos de atrasos na implantação dos projetos; incertezas regulatórias; riscos socioambientais. Soma-se a isso a própria dimensão territorial do país e a diversidade hidrológica de seus rios. Desse modo, a interligação entre diferentes bacias hidrográficas por meio da construção do SIN e da instituição do MRE (ainda no governo de Fernando Henrique Cardoso), buscou criar estabilidade, confiabilidade e segurança institucional, jurídica e econômica para os investidores privados, pois possibilitaram um maior controle dos “riscos” inerentes a este segmento.

Com esta série de medidas estatais, portanto, buscou-se promover o SEB enquanto uma “oportunidade de investimento” rentável e de baixo risco para o capital privado (nacional e estrangeiro). Em um primeiro momento, isto foi feito por meio da privatização de

concessionárias públicas e da lei de conversão das concessões de eletricidade, condições para que as geradoras pudessem competir pelo suprimento dos grandes consumidores de energia elétrica. Já o novo marco regulatório de 2004, sem romper de fato com as reformas liberais de governos anteriores, cria um mercado competitivo de energia elétrica, que estimulou o investimento em novos ativos de geração e transmissão. Trata-se, porém, de um mercado regulado pelo Estado, por meio dos contratos de longo prazo com lastro na Garantia Física das usinas, cujo objetivo era assegurar que os desequilíbrios que levaram à crise de racionamento não mais ocorressem. Além disso, com o novo marco o Estado brasileiro retoma seu papel de planejador, através da criação da EPE, e de financiador do segmento, por meio do BNDES e das parcerias público-privadas. Embora seja uma empresa de pesquisa, vale ressaltar o papel da EPE junto a outras instituições que formam o SEB (ver anexos 1 e 4) na tomada de decisão e orientação dos investimentos no setor, por meio dos PDEs que publica periodicamente.

A partir dos anos 2000, portanto, aprofunda-se progressivamente a aliança entre capital público e privado, com destaque para programas como o PAC e, mais recentemente o PPI. Contudo, com a nova crise hídrica em 2016, o papel regulador do Estado passa a ser questionado e novas reformas liberais são instituídas para desburocratizar o setor. Se antes as normativas e regulações ambientais apareciam como instrumentos para criar segurança e mitigar riscos de embargo das obras, cada vez mais elas são apontadas como novos obstáculos a serem contornados, não só pelos empreendedores, mas pelo próprio Estado, que irá atuar para a sua flexibilização. Neste período (pós-2016 e impeachment da ex-presidente Dilma Rousseff) observamos também uma mudança no papel de financiador do Estado. Com a mudança na taxa de juros do BNDES, agora próxima das praticadas no mercado, novas políticas vão estimular que os empreendedores busquem instrumentos de financiamento no mercado de capitais (debêntures e *bonds*), assim como a ampliação das fontes de financiamento, como fundos de pensão, investidores internacionais, bancos privados e multilaterais⁷⁷.

Grande parte do aparato jurídico-institucional que permitiu concretizar o mercado de energia brasileiro foi estabelecido durante as gestões petistas, através do referido marco regulatório de 2004. Ao mesmo tempo, ampliava-se o acesso aos serviços de energia elétrica em todo o território nacional e o estímulo às fontes alternativas de energia, por meio de iniciativas como o PROINFA. Além dos leilões de grandes empreendimentos hidrelétricos, neste

⁷⁷ Conferir <https://portal.ppi.gov.br/um-novo-modelo-para-o-financiamento-de-concessoes>.

período também ocorreu a expansão das PCHs nas regiões mais distantes de grandes centros industriais e urbanos. Para atingir suas metas de democratizar, descentralizar, diversificar e estabilizar o fornecimento do SEB, o Estado brasileiro fomentou mecanismos para que investidores se interessem por estas fontes alternativas. Dentre estes, destacam-se a isenção fiscal e tributária, além dos financiamentos subsidiados, com baixas taxas de juros.

Assim, as PCHs e, mais recentemente, as CGHs passam a ser fortemente incentivadas por programas e políticas governamentais, assim como por mudanças legislativas, sendo apresentadas como empreendimentos com menor aporte inicial de capital (que poderia ser financiado à juros baixos pelo BNDES) e menor tempo de construção, logo, com possibilidade de retorno rápido do capital investido. Da perspectiva do Estado e da manutenção da estabilidade do SIN, PCHs e CGHs também são ressaltadas pela sua complementariedade em relação aos empreendimentos de maior porte, podendo ser instaladas em regiões de difícil acesso, como a amazônica. São ainda uma forma de os empreendedores escaparem ao risco do “ciclo perverso dos leilões” e a “entraves” socioambientais a que as UHEs estão submetidas.

Além disso, as hidrelétricas de menor porte são apresentadas aos investidores como empreendimentos sustentáveis da perspectiva socioambiental, tanto pelo Estado brasileiro, como mostra a análise dos PDEs, quanto pelo setor privado, como fica evidente nas descrições das gestoras do PCH-FIP. Tal sustentabilidade, muitas vezes ressaltada como critério para o acesso a financiamentos e investimentos, viria de características como: produção de energia limpa e renovável; menor impacto ambiental, em função de menores barragens; impacto indireto sobre terras indígenas; geração de empregos; democratização do acesso à energia. Entre os critérios para a habilitação destes empreendimentos em programas governamentais, porém, são elencados majoritariamente questões de regularidade fiscal e de capacidade de pagamento dos financiamentos. Quanto ao licenciamento ambiental, programas como o PROINFA e o REIDI apenas demandam que já tenha sido obtida a Licença Prévia das usinas.

A partir destes critérios, portanto, é possível perceber que com a consolidação do SIN o Estado brasileiro passa a considerar a operação do SEB de forma holísticas e sinérgica, como descreveu um dos técnicos da EPE entrevistado. Todavia, para serem apresentados com “sustentáveis” os impactos das PCHs e CGHs são pensados de forma fragmentada, isto é, como se estas fossem elementos independentes entre si e destacadas do ambiente em que estão inseridas. Somente desta forma o impacto cumulativo de mais de 100 pequenos empreendimentos, em uma mesma bacia hidrográfica, pode ser considerado como um efeito

de menor escala. Também, vale destacar que a oferta de empregos em empreendimentos de infraestrutura diminui ao longo de seu “ciclo de vida”, ao contrário do aporte de capital, uma vez que a mobilização de mão de obra é intensa apenas na fase de construção das usinas.

Apesar de sua caracterização como empreendimentos “menores”, os estudos de caso apresentados também mostram como na Bacia do Juruena parte relevante dos investimentos públicos e privados foram mobilizados por hidrelétricas associadas a grandes grupos empresariais, com destaque para o agronegócio e construção civil. Portanto, se por um lado observamos a fragmentação de rios e territórios com a implementação destas hidrelétricas, por outro a circulação do capital segue centralizada nos mesmos grupos econômicas que já exercem um grande lobby político no país, em uma espécie de privatização do capital público.

Observamos ainda que com a mobilização de instrumentos jurídico-financeiros, como as SPE, o *Project Finance* e as sociedades limitadas, muitas vezes são obliteradas as reputações destes grupos econômicos, pois os investimentos são direcionados a projetos e não à uma empresa, como ocorre no *Corporate Finance*. Desse modo, pulverizam-se as responsabilizações sobre os impactos gerados pelos empreendimentos, assim como as possibilidades de incidência política da sociedade civil. Indicação que corrobora o argumento do Estudo de Caso 3 sobre a redução na transparência pública sobre os procedimentos burocráticos e financeiros que envolvem a construção destas hidrelétricas.

Assim, é possível concluir que da perspectiva dos investimentos realizados em aproveitamentos hidrelétricos na Bacia do Juruena, categorizá-los como empreendimentos sustentáveis pode ser entendido como uma forma de greenwashing: uma maquiagem de prática “ecologicamente correta”, sobre iniciativas que não geram impactos sustentáveis relevantes e ainda desviam a atenção dos investidores de questões relacionadas aos seus impactos negativos⁷⁸. No caso analisado, vemos como um discurso de sustentabilidade de PCHS, CGHs e UEHs de menor porte, como a Castanheira, têm eclipsado os impactos destes empreendimentos para os modos de vida de populações locais e para a biodiversidade integrada aos regimes hídricos da Bacia do Juruena.

⁷⁸ Conferir <https://grain.org/en/article/6634-corporate-greenwashing-net-zero-and-nature-based-solutions-are-a-deadly-fraud>

Referências Bibliográficas

ALMEIDA, J. *Alta tensão na floresta: os Enawene Nawe e o Complexo Hidrelétrico Juruena*. Monografia do Curso de especialização em Indigenismo. Universidade Positivo/OPAN, 2010.

BASTOS, A. S. *Análise da Sensibilidade da Desoneração Fiscal na Viabilidade e Competitividade de Pequenos Aproveitamentos Hidroenergéticos*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia). Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, 2015.

BARROS, D. P. A. *(Des)Construção dos Modelos Regulatórios no Setor de Energia Elétrica do Brasil: instabilidades, incertezas e a reforma institucional de 2004*. Dissertação (Mestrado em Administração Pública). Escola Brasileira De Administração Pública e de Empresas, Fundação Getúlio Vargas, 2004.

BNDES. *BNDES financia com R\$ 210 milhões construção de seis PCHs*. BNDES Notícias, 2011.

BNDES. *BNDES Aprimora Condições de Financiamento do PROINFA*. BNDES Notícias, 2005.

BNDES. *BNDES aprova financiamento de R\$ 360 milhões para construção de cinco PCHs em Mato Grosso*. BNDES Notícias, 2007.

BNDES. *O Apoio do BNDES ao Setor Elétrico*. Informe Infraestrutura. Rio de Janeiro: BNDES, 2001.

CASTRO, N.; SIFFERT, N.; ALVES, A.; LEAL, L. M.; BRAZ, V. J. *Padrão de Financiamento no Setor Elétrico no período 2015/2020*. Rio de Janeiro: GESEL, 2021 (Texto para Discussão, n. 104).

CASTRO, N.; ROSENAL, R. *O Estado e o Setor Elétrico Brasileiro*, Rio de Janeiro: GESEL, 2016.

CONSELHO DE MONITORAMENTO E AVALIAÇÃO DE POLÍTICAS PÚBLICAS. *Relatório De Avaliação Conta De Desenvolvimento Energético – CDE*, 2019.

COUTO, T; FANZERES, A.; MESSAGERS, M.; FERNANDES, I.; CARVALHO, R.; EYNG, V.; ATHAYDE, S.; OLDEN, J. *Os impactos socioambientais e a insustentabilidade energética das Pequenas Centrais Hidrelétricas na Amazônia*. Rede Ciência Cidadã para a Amazônia, 2021. Disponível em: <https://amazonianativa.org.br/2021/04/12/os-impactos-socioambientais-e-a-insustentabilidade-energetica-das-pchs-na-amazonia/>

COSTA, R.; PRATES, C. *O Papel das Fontes Renováveis de Energia no Desenvolvimento do Setor Energético e Barreiras à sua Penetração no Mercado*. Rio de Janeiro: BNDES, 2005.

CRISTONI, I. Nova lei vai fomentar criação de PCHs. *Valor Econômico*, 30 jul. 2021. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2021/07/nova--lei-vai-fomentar-criacao-de-pchs/>.

EPE. *Avaliação Ambiental Integrada da Bacia do Rio Juruena*, 2010.

EPE. *Estudo de Impacto Ambiental da Usina Hidrelétrica Castanheira (EIA)*, 2015.

EPE. *Estudo de Viabilidade - UHE Castanheira - Relatório Final - Volumes I, II e III*. Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2020.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2027*. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2018.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2026*. Brasília: Ministério de Minas e Energia e Empresa de Pesquisa Energética, 2017.

ESPÓSITO, A. S. *Energia Elétrica*. In: FERRARI, M.; GIANBIAGI, F.; PASTORIZA, F.; MAGALHÃES, L.; BARBOSA, R.; GUIMARÃES, S. (orgs.) *O BNDES e as agendas setoriais: contribuições para a transição de governo*. Rio de Janeiro: BNDES, 2018.

ESPÓSITO, A. S. *O setor elétrico brasileiro e o BNDES: reflexões sobre o financiamento aos investimentos e perspectivas*. In: SOUZA, F. L. (Org.). *BNDES 60 anos*. Rio de Janeiro: Perspectivas Setoriais, 2012.

FACHIN, P. Hidrelétricas sustentam o lobby das empreiteiras por contratos de grandes barragens e pífia produção de energia. Entrevista especial com Philip M. Fearnside. *Revista IHU On-line*, março, 2018.

FANZERES, Andreia. Parem as máquinas. *Portal O ((ECO))*, 2008. Disponível em: http://www.oeco.com.br/reportagens/2230-oeco_27193

_____. *UHE Castanheira: repetição de equívocos*. OPAN, 2018. Disponível em: <https://amazonianativa.org.br/2018/03/12/uhe-castanheira-repeticao-de-equivocos/>

GALVÃO, M. R. Investimentos públicos, lucros privados: reflexões sobre as relações entre o empresariado e o Estado a partir de um estudo de caso no Mato Grosso. *Lutas Sociais*, v.24, n.44, p.132-147, 2020.

_____. *Pequenas centrais hidrelétricas, comunidades indígenas e espoliação: o Projeto Juruena e os Enawene Nawe no Mato Grosso*. Tese (Doutorado em Ciências Sociais). Instituto de Filosofia e Ciências Sociais, Universidade Estadual de Campinas, 2016.

GAMEZ, L.; MOTA, C. Juruena Resiste: luta histórica por um rio. *CPT Nacional – Massacres no Campo*, junho 2019. Disponível em: <https://www.cptnacional.org.br/publicacoes-2/destaque/4787-juruena-resiste-luta-historica-por-um-rio>.

HACON, V. *Os povos indígenas do Juruena frente ao avanço da fronteira elétrica no estado do Mato Grosso*. In: ALARCON, D.; ZUCARELLI, M.; SOUZA LIMA, A. C.; PACHECO DE OLIVEIRA, J.; RAUBER, M. (orgs). *Setor elétrico e terras indígenas: danos socioambientais da infraestrutura de produção*. Rio de Janeiro: Mórula, 2022.

HEREDIA, B.; PALMEIRA, M.; LEITE, S. P. Sociedade e Economia do “Agronegócio” no Brasil. *Revista Brasileira de Ciências Sociais*, v. 25, n. 74, 2010.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. *Financiamento do Setor Elétrico: Desafios e Novos Caminhos*. White Paper 20, 2018.

JARDIM, M. A. “Domesticação” e/ou “Moralização do Capitalismo” no Governo Lula: Inclusão Social Via Mercado e Via Fundos de Pensão. *DADOS – Revista de Ciências Sociais*, v. 52, n.1, p.123-159, 2009.

LANDI, M.; *A reestruturação do setor elétrico brasileiro: uma transição incompleta*. Programa de Estudos Pós-Graduados em Economia Política – Textos para Discussão 04, 2002.

LIMA, B. W. *Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte e o Programa Brasileiro de PCHs*. Monografia (Bacharelado em Engenharia Mecânica). Faculdade de Engenharia Mecânica Engenharia de Controle e Automação. Universidade Estadual de Campinas, 2009.

MANCEBO, E. W.; BRANDÃO, P. *Avaliação da Viabilidade Econômica de Reativação de uma Central Geradora Hidrelétrica: um estudo de caso*. Projeto de Graduação (Bacharelado em Engenharia de Produção) Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.

MENDES, A. L. O. *Papel da Autoprodução e Produção Independente de Energias Renováveis no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado em Economia). Programa de Pós-Graduação em Economia do Centro de Ciências Jurídicas e Econômicas da Universidade Federal do Espírito Santo, 2011.

MORAES, B. Z. *Análise Econômico-Financeira de uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH)*. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharel em Administração). Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2010.

NEVES, I. *Conflitos institucionais em empreendimentos do setor hidrelétrico: estudo de oito pequenas centrais hidrelétricas/PCHs na bacia hidrográfica do rio Juruena, no estado de Mato Grosso*. Universidade Católica de Brasília: Brasília, 2007.

OPAN. *Acompanhamento de projetos de infraestrutura energética na bacia do Juruena Desafios e recomendações para comunidades e poder público*. Ligraf: Cuiabá, 2019.

OPAN. Operação Amazônia Nativa. *Audiências remotas limitam a participação indígena no processo de licenciamento*, 2020. <https://amazonianativa.org.br/2020/09/04/audiencias-remotas-limitam-a-participacao-indigena-no-processo-de-licenciamento/>

OPAN. Operação Amazônia Nativa. *Acompanhamento de projetos de infraestrutura energética na bacia do Juruena Desafios e recomendações para comunidades e poder público*. Cuiabá: Ligraf, 2019.

PAES, C. Estatal Ignora Etnia em Extinção para Aprovar Hidrelétrica Na Amazônia. *The Intercept Brazil*, 24 abril, 2019. Disponível em: <https://theintercept.com/2019/04/23/hidreletrica-indigenas-tapayunas-ameacados-mt/>

PÊGO, B.; CAMPOS NETO, C. A. S. *O PAC e o setor elétrico: desafios para o abastecimento do mercado brasileiro (2007-2010)*. Brasília: IPEA, 2008 (Texto para Discussão, n. 1329).

PRÉCOMA, A.; BRAUN, A.; SILVA, L. Direito de Existência e Autodeterminação dos Povos Indígenas Diante das Ameaças do Complexo de Hidrelétricas na Bacia do Juruena: o caso do projeto da Usina Castanheira. *Monções: Revista de Relações Internacionais da UFGD*, v.9, n.18, p. 373-403, 2020.

POQUIVIQUI, A. *Racismo Ambiental e Violência Identitária: um estudo sociológico dos impactos socioambientais de projetos de barragens no Estado do Mato Grosso*. Tese (Doutorado em Sociologia). Universidade Federal de São Carlos, 2019.

PPI. *Apresentação do Programa de Parcerias de Investimento – PPI*. Ministério da Economia Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos, 2022.

PPI. *Relatório de Acompanhamento do Andamento dos Empreendimentos e Demais Ações no Âmbito do Programa de Parcerias de Investimentos – PPI*. Ministério da Economia Secretaria Especial do Programa de Parcerias de Investimentos, 2021.

ROSA, K. V. Programa de Parceria de Investimento (PPI) e as Parcerias Público-Privadas: os desafios da nova governança. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização em Avaliação de Políticas Públicas). Escola Superior do Tribunal de Contas da União, Instituto Serzedello Corrêa, Brasília DF, 2020.

ROSENTHAL, V. Planejamento energético, terras indígenas e práticas antropológicas nas políticas públicas de energia elétrica. In: ALARCON, D.; ZUCARELLI, M.; SOUZA LIMA, A. C.; PACHECO DE OLIVEIRA, J.; RAUBER, M. (orgs). *Setor elétrico e terras indígenas: danos socioambientais da infraestrutura de produção*. Rio de Janeiro: Mórula, 2022.

SIFFERT, N.; ALONSO, L.; CHAGAS, E.; SZUSTER, F.; SUSSEKIND, C. *O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance*. Rio de Janeiro: BNDES Setorial, 2009.

SIFFERT, N. et al. *O BNDES e a questão energética e logística da Região Centro-Oeste*. In: CAVALCANTI, I. M et al. (orgs.). *Um olhar territorial para o desenvolvimento: Centro-Oeste*. Rio de Janeiro: BNDES, 2014.

VERDUN, R. *As Obras de Infraestrutura do PAC e os Povos Indígenas na Amazônia Brasileira*. *Observatório de Investimento da Amazônia*. Brasília: INESC, 2012.

VILELA, T.; GASPARINETTI, P. *Análise Custo-Benefício da Construção da Usina Hidrelétrica Castanheira*. Conservação Estratégica. Documento de Trabalho, 2018.

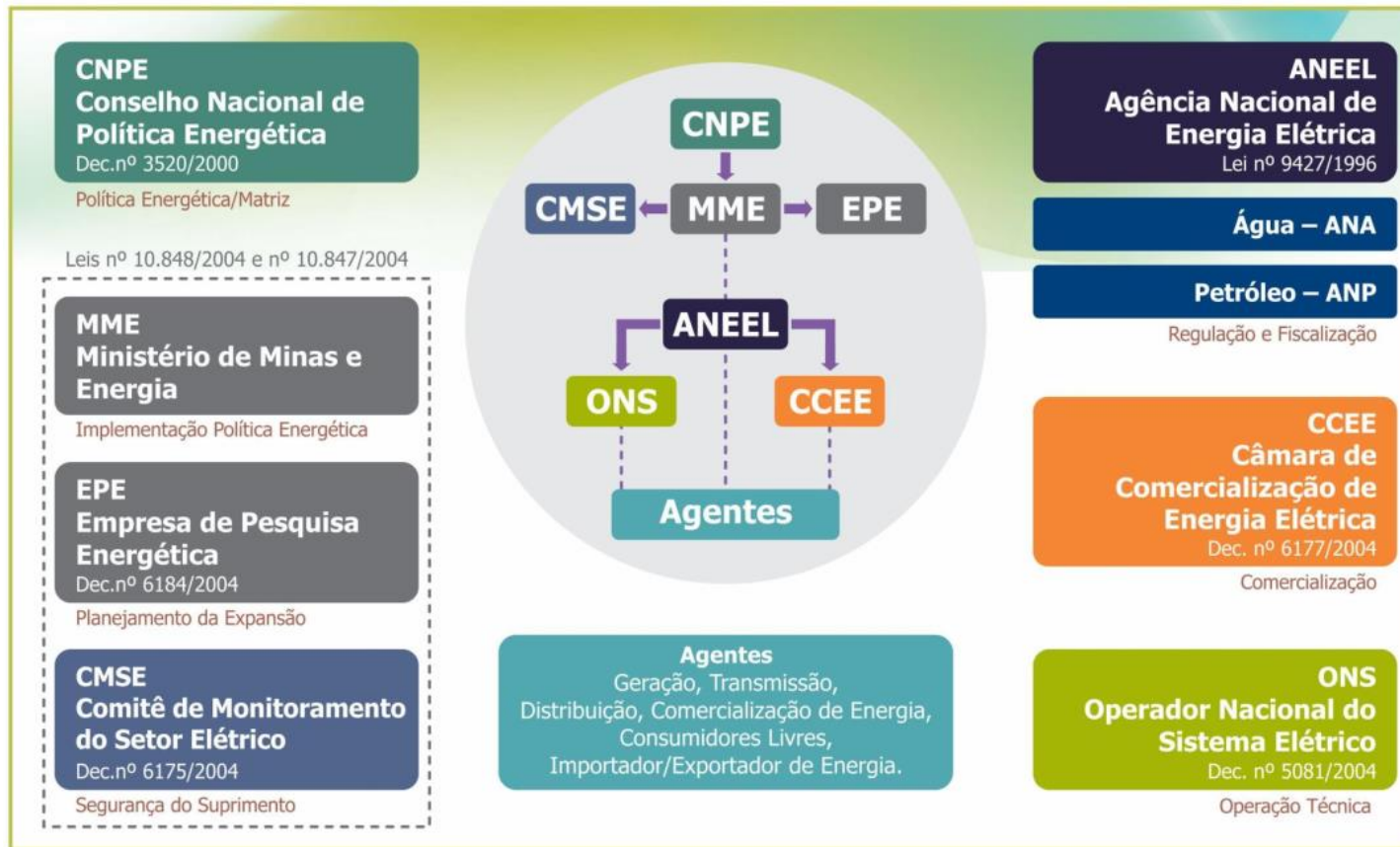
VINCI PARTNERS. *Relatório ESG Vinci Partners*, 2021.

WERNECK, A. R.; RODRIGUES, C. *Resumo Técnico do Monitoramento das Usinas Hidrelétricas na Bacia do Juruena*. Programa de Direitos Indígenas, Política Indigenista e Informação à Sociedade, OPAN, 2021.

WERNER, D. Estado, Capitais Privados e Planejamento no Setor Elétrico Brasileiro Após as Reformas Setoriais das Décadas de 1990 e 2000. *Planejamento e Políticas Públicas*, IPEA, n.52, 2019.

Anexo 1

Estrutura Institucional do Setor Elétrico



Fonte: ABRATE. Disponível em <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-permanentes/cme/apresentacoes-em-eventos/2018/audiencia-publica-16-05-2018/ABRATE%20-%20MARIO%20MIRANDA.pdf>

Anexo 2

Somatório dos financiamentos recebidos via BNDES (e instituições financeiras credenciadas pelo BNDES)

Nome	Empreendedor	Fase	Project Finance (BNDES)	FINAME (BNDES)	FINEM (BNDES)	PROINFA	Data do Contrato	Total	Descrição do Projeto
PCH Baruíto	Global Energia S.A. (Fernando Roberto Borges Garcia – Presidente)	Op.		3.952.754,00			21/02/2002	3.952.754,00	Sem Informações.
PCH Buriti	Electra Buriti S.A. (Claudio Fabiano Alves - Presidente)	Op.			89.172.417,00		10/12/2003 06/02/2006	89.172.417,00	- Implantação de uma PCH (10 MW), em 2002, no município de Sapezal-MT. - Implantação de PCH Buriti com capacidade instalada de 30 MW, localizada no município de Sapezal-MT.
PCH Garganta da Jararaca	Rio do Sangue Energia S.A. (Ricardo de Abreu Sampaio Cyrino- Presidente)	Op.			90.090.000,00		19/09/2005	90.090.000,00	Implantação da PCH Garganta da Jararaca, no rio do Sangue, nos municípios de Campo Novo do Parecis e Nova Maringá - MT, com potência instalada de 29,3 MW, bem como da linha de transmissão necessária à sua interligação ao sistema elétrico das Centrais Elétricas Mato-grossenses – CEMAT.

PCH Sacre 2	Brasil Central Energia S.A. (Mozart de Siqueira Campos Araújo - Presidente)	Plan.			30.181.819,00		31/08/2006	30.181.819,00	Implantação da PCH Sacre 2, com potência instalada de 30 MW, localizada no rio Sacre, bacia hidrográfica do rio Amazonas, no município de Brasnorte -MT, bem como a construção do sistema de transmissão associado.
PCH Cidezal*	Campos de Júlio Energia S.A. (Kleverson Scheffer - Diretor)	Op.	18.700.000,00		<u>63.153.739,00</u>	<u>63.000.000,00</u>	31/08/2007 31/08/2011	81.853.739,00	Implantação da PCH Cidezal, localizada no rio Juruena, entre os municípios de Sapezal e Campos de Júlio-MT, com potência total instalada de 17MW, bem como da linha de transmissão, necessária para interligação à rede básica.
PCH Parecis*	Parecis Energia S.A. (Kleverson Scheffer - Diretor)	Op.	13.000.000,00		<u>62.157.794,00</u>	<u>62.000.000</u>	31/08/2007 31/08/2011	75.157.794,00	Financiamento (2007) e suplementação (2011) da PCH Parecis, no rio Juruena, entre os municípios de Sapezal e Campos de Júlio - MT, com potência total instalada de 15,4 MW, bem como da linha de transmissão, necessária para interligação à rede básica.
PCH Rondon*	Rondon Energia S.A. (Kleverson Scheffer - Diretor)	Op.	12.000.000,00		<u>51.125.778,00</u>	<u>51.000.000,00</u>	31/08/2007 31/08/2011	63.125.778,00	Financiamento (2007) e suplementação (2011) da PCH Rondon, no rio Juruena, entre os municípios de Sapezal e Campos de Júlio - MT, com potência total instalada de 13,0 MW, bem como da linha de transmissão, necessária para interligação à rede básica.

PCH Sapezal*	Sapezal Energia S.A. (Kleverson Scheffer - Diretor)	Op.	14.700.000,00		<u>64.163.167,00</u>	<u>64.000.000,00</u>	31/08/2007 31/08/2011	78.863.167,00	Financiamento (2007) e suplementação (2011) da PCH Sapezal, no rio Juruena, entre os municípios de Sapezal e Campos de Júlio - MT, com potência total instalada de 16,0 MW, bem como da linha de transmissão, necessária para interligação à rede básica.
PCH Telegráfica*	Telegráfica Energia S. A (Kleverson Scheffer - Diretor)	Op.	26.000.000,00		<u>120.339.056,00</u>	<u>120.000.000,00</u>	31/08/2007 31/08/2011	146.339.056,00	Financiamento (2007) e suplementação (2011) da PCH Telegráfica, no rio Juruena, entre os municípios de Sapezal e Campos de Júlio -MT, com potência total instalada de 30,0 MW, bem como da linha de transmissão, necessária para interligação à rede básica.
PCH Bocaiúva	Presente de Deus Energética S.A. (Álvaro da Costa e Silva - Presidente)	Op.	94.557.562,00				14/11/2008	94.557.562,00	Implantação da PCH Bocaiuva, no Rio Cravari, município De Brasnorte-MT, com capacidade instalada de 30 MW, bem como do respectivo sistema de transmissão associado, necessário a interligação com as Centrais Elétricas Mato-grossenses – CEMAT.
CGH Novo Colorado	Hidrelétrica Novo Colorado LTDA. (Fernando Maggi Scheffer - Diretor)	Op.		3.286.439,00			19/09/2011	3.286.439,00	Sem Informações.
PCH Inxú**	Inxú Geradora e Comercializadora de Energia S.A. (Agnelo Bezerra Bonfim - Diretor)	Op.	<u>99.724.271,00</u>		<u>99.724.271,00</u>		05/04/2013	99.724.271,00	Implantação da PCH Inxu, com 20,6 MW de capacidade instalada, objeto do leilão de energia de reserva 05/2010, com contratação de 16,5 MW médios.

PCH Nova Mutum	Agroenergética Mato Grosso LTDA. (Walter Camargo - Administrador)	Plan.		160.000,00			04/09/2015	160.000,00	Sem Informações.
CGH Fazenda Modelo	Central Geradora Fazenda Modelo LTDA. (Walter Gobbato - Administrador)	Op.		5.207.058,00			27/12/2017 05/01/2018 12/01/2018 22/02/2018	5.207.058,00	Sem Informações.

*Para as 5 PCHs do Projeto Juruena o valor do FINEM correspondem ao que receberem via PROINFA, por isso não foi computado duas vezes.

** O valor recebido pela PCH Inxú através do FINEM é o mesmo de seu *Project Finance*, por isso não foi computado duas vezes.

Anexo 3

Políticas e programas públicos acessados por hidrelétricas na Bacia do Juruena

Nome	Empreendedor	Fase	Project Finance (BNDES)	FINAME (BNDES)	FINEM (BNDES)	PROINFA	REIDI	PPI	PAC
UHE Castanheira	EPE	Plan.							
UHE Juruena	Maggi Energia S.A.	Const.							
PCH Jesuíta	Jesuíta Energia S.A.	Const.							
PCH Rio Claro	Hidroelétrica Rio Claro LTDA.	Const.							
PCH Baruíto	Global Energia S.A.	Op.							
PCH Bocaiúva	Presente de Deus Energética S.A.	Op.							
PCH Buriti	Electra Buriti S.A./Hidrelétrica Fockink S.A.	Op.							
PCH Cidezal	Campos de Júlio Energia S.A.	Op.							
PCH Garganta da Jararaca	Rio do Sangue Energia S.A.	Op.							
PCH Ilha Comprida	Ilha Comprida Energia S.A.	Op.							
PCH Inxú	Inxú Geradora e Comercializadora de Energia S.A.	Op.							

PCH Juí-117	PCH Juína S. A	Op.							
PCH Parecis	Parecis Energia S.A.	Op.							
PCH Rondon	Rondon Energia S.A.	Op.							
PCH Sapezal	Sapezal Energia S.A.	Op.							
PCH Segredo	Segredo Energia S.A.	Op.							
PCH Telegráfica	Telegráfica Energia S. A	Op.							
PCH Nova Mutum	Agroenergética Mato Grosso LTDA.	Plan.							
PCH Sacre 2	Brasil Central Energia S.A.	Plan.							
CCH Água Quente	Hidroelétrica Água Quente LTDA.	Op.							
CGH Buritizal	Hidroelétrica Buritizal LTDA.	Op.							
CGH Correntão	Hidroelétrica Correntão LTDA.	Op.							
CGH Fazenda Modelo	Central Geradora Fazenda Modelo LTDA.	Op.							
CGH Novo Colorado	Hidrelétrica Novo Colorado LTDA.	Op.							

Anexo 4

Sistematização dos órgãos tomadores de decisão em cada programa ou linha de financiamento público

Programa ou Linha de Financiamento	Órgãos (com sua localização)	Quem Financia?
CDE	<p><u>CCEE (São Paulo/SP)</u>: faz a gestão financeira e operacional da CDE; recebe e repassa os recursos da CDE; divulga demonstrativos da conta; envia relatórios para o MME, ANEEL e mercado.</p> <p><u>ANEEL (Brasília/DF)</u>: Calcula e fixa a cota anual da CDE; produz atos regulatórios.</p> <p><u>Banco do Brasil (localizações diversas)</u>: arrecada os pagamentos realizados e os repassa para o MME; aplica o saldo da conta bancária; envia extratos e relatórios para a CCEE; recebe recursos da CDE para prover o desenvolvimento energético dos estados e viabilizar a competitividade.</p> <p><u>MME (Brasília/DF)</u>: garante o planejamento e segurança do setor energético.</p>	<p>Seus recursos são arrecadados através do aporte de crédito da União, multas aplicadas pela ANEEL, pagamentos do Uso do Bem Público feitos por permissionárias e de quotas anuais fixadas pela ANEEL, pagas pelos agentes que comercializam energia para o consumidor, por meio da TUSD e TUST. Através desta tarifa todos os consumidores conectados ao SIN, excetuando aqueles de baixa renda enquadrados na Tarifa Social de Energia Elétrica, contribuem para a composição deste fundo.</p>
PROINFA	<p><u>Eletrobrás (Rio de Janeiro/RJ)</u>: realiza a chamada pública do PROINFA; analisa a documentação entregue; estabelece a lista de empreendimentos habilitados; é responsável pela efetivação da contratação e seleção dos empreendimentos que serão beneficiados; contabiliza, para cada central geradora, a variação mensal entre o montante de</p>	<p>O valor de custeio do programa é dividido em cotas mensais, recolhidas pelas distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias, posteriormente repassadas à Eletrobrás. Tais cotas são calculadas anualmente e publicadas pela ANEEL. Os custos das cotas do PROINFA são divididos entre todos os consumidores finais</p>

	<p>energia contratado e o montante de energia efetivamente gerado (monitoramento).</p> <p><u>ANEEL (Brasília/DF)</u>: define e publica as cotas de arrecadação do programa; elabora o Plano anual do PROINFA; define os valores de energia de referência de cada empreendimento.</p> <p><u>BNDES (Rio de Janeiro/RJ)</u>: dá apoio, com recursos próprios da agência, a investimentos em projetos de geração de energia através de fontes alternativas no âmbito do PROINFA.</p> <p><u>MME (Brasília/DF)</u>: estabelece o montante anual de energia alternativa que será contratada pela Eletrobrás.</p>	<p>atendidos pelo SIN, excetuando aqueles enquadrados na Tarifa Social de Energia Elétrica.</p>
<p align="center">Project Finance</p>	<p><u>BNDES (Rio de Janeiro/RJ)</u>: nas solicitações diretas é responsável pelas etapas de habilitação, análise, contratação e acompanhamento; nas solicitações indiretas autoriza a concessão do financiamento, a partir das propostas analisadas pelas agências credenciadas; faz o repasse dos valores financiados.</p> <p><u>Agências Credenciadas (localizações diversas)</u>: recebe e analisa as propostas apresentadas pelos empreendedores; negocia as garantias e condições do financiamento (assume o risco de</p>	<p>Financiamentos providos pela própria agência. O BNDES também utiliza fundos⁷⁹ para complementar suas fontes de recursos. Os fundos podem ter naturezas estatutárias ou legais e são regidos por normas próprias, que definem suas condições específicas.</p>

⁷⁹ Um destes fundos é o FAT (Fundo de Amparo ao Trabalhador, vinculado ao Ministério do Trabalho e Emprego, destinado ao custeio do Programa do Seguro-Desemprego, do Abono Salarial e ao financiamento de Programas de Desenvolvimento Econômico. A principal fonte de recursos do FAT é composta pelas contribuições para PIS e para o PASEP. Assim como o BNDES, a FINEP também se utiliza deste fundo para prover seus financiamentos.

	não pagamento); encaminha as propostas ao BNDES; efetua o pagamento.	
FINAME	<p><u>BNDES (Rio de Janeiro/RJ):</u> nas solicitações diretas é responsável pelas etapas de habilitação, análise, contratação e acompanhamento; nas solicitações indiretas autoriza a concessão do financiamento, a partir das propostas analisadas pelas agências credenciadas; faz o repasse dos valores financiados.</p> <p><u>Agências Credenciadas (localizações diversas):</u> recebe e analisa as propostas apresentadas pelos empreendedores; negocia as garantias e condições do financiamento (assume o risco de não pagamento); encaminha as propostas ao BNDES; efetua o pagamento.</p>	Financiamentos providos pela própria agência. O BNDES também utiliza fundos para complementar suas fontes de recursos. Os fundos podem ter naturezas estatutárias ou legais e são regidos por normas próprias, que definem suas condições específicas.
FINEM	<p><u>BNDES (Rio de Janeiro/RJ):</u> nas solicitações diretas é responsável pelas etapas de habilitação, análise, contratação e acompanhamento; nas solicitações indiretas autoriza a concessão do financiamento, a partir das propostas analisadas pelas agências credenciadas; faz o repasse dos valores financiados.</p> <p><u>Agências Credenciadas (localizações diversas):</u> recebe e analisa as propostas apresentadas pelos empreendedores; negocia as garantias e condições do financiamento (assume o risco de não pagamento); encaminha as propostas ao BNDES; efetua o pagamento.</p>	Financiamentos providos pela própria agência. O BNDES também utiliza fundos para complementar suas fontes de recursos. Os fundos podem ter naturezas estatutárias ou legais e são regidos por normas próprias, que definem suas condições específicas.
Financiamentos via FINEP	FINEP (Rio de Janeiro/RJ): fomenta, avalia e concede recursos reembolsáveis e não-reembolsáveis para o financiamento de projetos	Recursos originados do Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, do Fundo para o Desenvolvimento Tecnológico das

	de instituições de pesquisa e empresas brasileiras; monitora os projetos.	Telecomunicações, Fundo de Amparo ao Trabalhador e de convênios de cooperação com ministérios, órgãos e instituições setoriais.
REIDI	<p><u>Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração (SCAG) da ANEEL (Brasília/DF)</u>: recebe os pedidos de enquadramento no REIDI, por meio do Formulário de Informações gerado no Sistema do REIDI – SREIDI; analisa a adequação e instrui o processo, encaminhando a documentação para decisão final do MME; fiscaliza a implantação e a operação das usinas de geração; avalia semestralmente se há empreendimentos que não entraram em operação comercial dentro do prazo, informando ao Ministério da Fazenda para que este tome as medidas pertinentes.</p> <p><u>EPE (Rio de Janeiro/RJ)</u>: orienta a SCAG da ANEEL em relação à razoabilidade das estimativas de investimentos; analisa o formulário gerado pelo SREIDI; emite Nota Técnica sobre a adequação do projeto para posterior envio ao MME.</p> <p><u>Ministério de Minas e Energia (Brasília/DF)</u>: define as condições e procedimentos para aprovação de projetos de infraestrutura no REIDI; analisa o enquadramento legal e publica a Portaria de aprovação do enquadramento do projeto ou o Despacho de Indeferimento do requerimento.</p> <p><u>Secretaria da Receita Federal (Brasília/DF)</u>: recebe os requerimentos de habilitação aprovados, a fim de implementar os respectivos benefícios.</p>	Regime de isenção tributária.

<p style="text-align: center;">PPI</p>	<p><u>Secretaria Especial do PPI (Brasília/DF)</u>: faz o planejamento, seleção, gestão e monitoramento dos projetos qualificados; realiza a articulação com ministérios, entidades vinculadas e potenciais interessados nos projetos (como concessionárias, investidores, grupos da sociedade civil); promove os investimentos e parcerias.</p> <p><u>Conselho do PPI (Brasília/DF)</u>: avalia e recomenda ao presidente da república os projetos que integrarão o portfólio do programa; decide sobre temas relacionados à execução dos contratos de parcerias e desestatizações; assessora o Presidente da República no que concerne ao programa. É presidido pelo Presidente da República, e dele participam o Secretário Executivo do PPI, o ministro chefe da Casa Civil, os ministros da Fazenda, do Planejamento, Orçamento e Gestão, dos Transportes, Portos e Aviação Civil, do Meio Ambiente e pelo presidente do BNDES.</p> <p><u>Agências Reguladoras (Brasília/DF)</u>: regulam os setores econômicos, promovendo a concorrência e zelando pela qualidade dos serviços prestados pelos agentes privados; realiza os estudos técnicos sobre empreendimentos de sua competência; fiscaliza a execução dos contratos de Concessão e de PPP em suas áreas de atuação; avalia as revisões contratuais e as demandas de reequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de parcerias em suas áreas de atuação.</p>	<p>Contratos de Parceria Público-Privada e Fundo de Apoio à Estruturação de Parcerias do BNDES. Está em implantação um novo modelo de financiamento aprovado pelo Conselho do PPI, que busca: reduzir a participação de linhas subsidiadas pelo BNDES; aumentar a utilização de instrumentos de mercado de capitais, especialmente debêntures e <i>bonds</i> (títulos), conforme taxas de mercado; ampliar as fontes de financiamento, permitindo que fundos de pensão, investidores internacionais, bancos privados e multilaterais, além de pessoas físicas, também participem.</p>
--	---	---