

Considerações sobre a Expansão Hidrelétrica nos Estudos de Planejamento Energético de Longo Prazo

Documento de Apoio ao PNE 2050

Dezembro de 2018

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco para o adequado alinhamento de páginas na impressão com a opção frente e verso - "double sided")



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

MINISTRO DE ESTADO
WELLINGTON MOREIRA FRANCO

PRESIDENTE
REIVE BARROS DOS SANTOS

SECRETÁRIO EXECUTIVO
MÁRCIO FELIX CARVALHO BEZERRA

DIRETOR DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS
THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

SECRETÁRIO DE PLANEJAMENTO E DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO
EDUARDO AZEVEDO RODRIGUES

DIRETOR DE ESTUDOS DE ENERGIA ELÉTRICA
AMILCAR GONÇALVES GUERREIRO

SECRETÁRIO DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
JOÃO VICENTE DE CARVALHO VIEIRA

DIRETOR DE ESTUDOS DO PETRÓLEO, GÁS E BIOCMBUSTÍVEIS
JOSÉ MAURO FERREIRA COELHO

SECRETÁRIO DE ENERGIA ELÉTRICA
ILDO WILSON GRUDTNER

DIRETOR DE GESTÃO CORPORATIVA
ÁLVARO HENRIQUE MATIAS PEREIRA

SECRETÁRIO DE GEOLOGIA, MINERAÇÃO E
TRANSFORMAÇÃO MINERAL
VICENTE HUMBERTO LÔBO CRUZ

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE

ESPLANADA DOS MINISTÉRIOS
BLOCO U – 5º ANDAR
70065-900 – BRASÍLIA – DF
TEL.: (55 61) 3319 5299
FAX: (55 61) 3319 5067

WWW.MME.GOV.BR

ESCRITÓRIO CENTRAL

AV. RIO BRANCO, 01 – 11º ANDAR
20090-003 – RIO DE JANEIRO – RJ
TEL.: (55 21) 3512 3100
FAX : (55 21) 3512 3198

WWW.EPE.GOV.BR

Dezembro 2018

Participantes - EPE

COORDENAÇÃO EXECUTIVA

EMÍLIO HIROSHI MATSUMURA

THIAGO VASCONCELLOS BARRAL FERREIRA

COORDENAÇÃO TÉCNICA

ANGELA LIVINO

ELISANGELA MEDEIROS DE ALMEIDA

EQUIPE DE APOIO

CLEITON LEANDRO ALVES FERREIRA (ESTAGIÁRIO)

EQUIPE TÉCNICA

ANA DANTAS MENDEZ DE MATTOS

ANDRÉ MAKISHI

CRISTIANE MOUTINHO COELHO

GUSTAVO FERNANDO SCHMIDT

MARIA REGINA TOLEDO

RENATO HADDAD SIMÕES MACHADO

RENATA DE AZEVEDO MOREIRA DA SILVA

RONALDO ANTONIO DE SOUZA

1. Introdução

Este relatório aborda os principais desafios associados à expansão das usinas hidrelétricas (UHEs) no País e prescreve as recomendações gerais para o desenvolvimento do planejamento respectivo.

O atual sistema elétrico brasileiro interligado é composto predominantemente por UHEs, muitas com reservatórios de regularização, e por usinas termelétricas. Esse sistema hidrotérmico associado à extensa rede de transmissão, que interliga grande parte do país, permite o controle da energia produzida (despacho) de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que busca atender as variações da demanda de forma otimizada, considerando ainda as necessidades relacionadas à segurança do sistema e qualidade da energia elétrica fornecida.

A hidroeletricidade tem sido historicamente a principal fonte de geração do sistema elétrico brasileiro, representando 65% da capacidade instalada de seu parque gerador, e 80% da geração total em 2017. São múltiplos seus atributos: trata-se de uma fonte de geração renovável, economicamente competitiva, possuindo atributos benéficos ao sistema como sua flexibilidade operativa, sendo esta uma característica importante para resposta às flutuações de demanda.

Atualmente, o Brasil dispõe de uma grande diversidade de recursos para geração de energia elétrica, em particular as fontes renováveis não-hídricas (eólica, solar e biomassa). Em termos prospectivos, um dos grandes desafios do setor é manter elevada a participação de fontes renováveis, que depende, em última instância, da sua competitividade relativa. Esta, por sua vez, tem sido afetada pelos rápidos avanços tecnológicos e a curva

de aprendizado têm frequentemente subvertido as referências de custos. Nesse panorama, as UHEs são particularmente interessantes, pois, além de utilizarem fonte renovável, possuem emissões consideradas desprezíveis e podem promover o desenvolvimento de outras fontes renováveis variáveis, devido a sua capacidade de armazenamento e de resposta rápida às flutuações entre oferta e demanda.

Por outro lado, persistem questões relevantes relacionadas ao aproveitamento hidrelétrico, tais como os desafios da exploração do potencial remanescente na Amazônia; os elevados custos de investimentos dos projetos de grande porte nos anos iniciais de construção e a distância entre os novos aproveitamentos hidrelétricos e os grandes centros de consumo. Outras questões relacionadas a possíveis entraves a maior expansão da fonte hidráulica estão relacionadas à ausência de remuneração para os atributos de flexibilidade operativa e armazenamento energético que as UHEs fornecem ao sistema elétrico e o efeito das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos e a vulnerabilidade do sistema frente às alterações.

Este documento está estruturado em 4 seções, além desta introdução. Na seção 2, são apresentadas a evolução recente da fonte hidráulica no Brasil e nos estudos de planejamento energético nacional e sua participação em alguns países selecionados. Na seção 3, é apresentado o potencial hidrelétrico considerado para os estudos do PNE 2050 e na seção 4, são elencados os desafios associados à fonte. Por fim, são apresentadas na seção 5 as principais recomendações para a expansão hidrelétrica condizente com o desenvolvimento sustentável.

2. A importância da UHE

2.1. Evolução Recente no Brasil

De forma a resumir os eventos que envolvem o desenvolvimento hidrelétrico desde o início dos anos 2000, merece destaque o racionamento de energia em 2001 que revelou a urgência de se retomar os investimentos em geração e transmissão de energia elétrica. As alternativas, no entanto, eram relativamente limitadas. Com isso, foi incentivada uma importante ampliação do parque termelétrico. Essas novas usinas, além de reduzirem a vulnerabilidade do sistema nos períodos de estiagem, poderiam ser implantadas mais rapidamente do que novas hidrelétricas.

Um segundo evento foi a busca por retomar o planejamento de médio e longo prazo necessário para viabilizar novas hidrelétricas. Considerando que as ações de planejamento do Setor Elétrico Brasileiro estavam concentradas na Eletrobrás, criada em 1963, um ano após a criação do Ministério de Minas e Energia, a expectativa era a de retomada do planejamento energético nacional. Nesse contexto ganhou destaque a criação da EPE. Em linha com o desenvolvimento dos sistemas energéticos, instrumentalizou-se, pela primeira vez no País, o planejamento energético integrado, passando-se a tratar, em conjunto e de forma compreensiva, as fontes e os usos tanto da energia primária quanto da energia secundária, nomeadamente: petróleo, gás, combustíveis líquidos, biomassa, hidrelétricas, eólica, solar, energia elétrica, carvão, resíduos sólidos, eficiência energética, energia distribuída, etc. (EPE, 2016).

Retomou-se também o desenvolvimento de diversos estudos de inventários hidrelétricos de bacias e estudos de viabilidade de novas usinas, sobretudo em regiões mais distantes dos grandes centros de carga e mais sensíveis sob o enfoque ambiental, ainda não estudadas. No bojo desse esforço, podemos citar o desenvolvimento de inventários e projetos nas bacias da Amazônia: do rio

Xingu, Tapajós e seus afluentes Juruena e Teles Pires, Madeira e seu afluente Aripuanã, Jari, Branco, além de revisões de estudos de inventário hidrelétrico do Araguaia e Tibagi, entre outros. Na perspectiva socioambiental, foram desenvolvidos estudos de impacto, além dos estudos de avaliação ambiental integrada de bacias hidrográficas (AAI), que buscaram fornecer um olhar mais abrangente sobre os impactos cumulativos e sinérgicos das usinas planejadas, no contexto dos estudos de inventário hidrelétrico de bacias.

Esse amplo esforço produziu resultados conflitantes. Por um lado, projetos relevantes foram viabilizados, como as usinas de Belo Monte, no rio Xingu/PA, Santo Antônio e Jirau, no rio Madeira/RO, e Teles Pires, São Manoel, Colíder e Sinop, no rio Teles Pires/MT, que juntamente com importantes troncos de transmissão, vêm contribuindo significativamente para a segurança energética do país e a manutenção de uma matriz elétrica de baixo carbono. Por outro lado, esse desenvolvimento acirrou agudamente a oposição a novos projetos hidrelétricos, apontando sobretudo para os impactos sobre a biodiversidade, a frágil governança pública e a falta de estrutura dos municípios do Norte do país para receberem empreendimentos daquele porte e a vulnerabilidade dos povos indígenas e das comunidades tradicionais.

Nesse sentido, cabe destacar que a falta ou deficiência de uma comunicação mais transparente e eficiente do setor com os diversos segmentos da sociedade podem ter favorecido a criação de discursos contrários à expansão da fonte. Além disso, também foi observado ao longo dos últimos anos um recrudescimento de diversos órgãos e organizações quanto ao licenciamento ambiental e até à autorização para realização de estudos dos empreendimentos.

Um terceiro evento mostrou-se absolutamente relevante na dinâmica de desenvolvimento da hidreletricidade: o advento das fontes renováveis não-hídricas como um fenômeno global de grande escala, com competitividade crescente das tecnologias eólica e solar fotovoltaica. O que começou no Brasil timidamente nos tempos do PROINFA, com incentivos a pequenas centrais hidrelétricas, termelétricas a biomassa e usinas eólicas (no início dos anos 2000, ainda eram mais caras que as hidrelétricas), ganhou força a partir de 2008.

No rol de alternativas para expansão da nossa matriz elétrica, o Brasil dispõe atualmente de uma diversidade de recursos bem maior do que no século passado, abrangendo hidrelétricas grandes, médias e pequenas, termelétricas a carvão, gás natural, óleo combustível ou diesel, termelétricas a biomassa (bagaço de cana, biomassa florestal, biogás, etc.), eólicas, solares fotovoltaicas, termossolares, nucleares, entre outras. A competitividade de cada uma delas pode diferir, mas os rápidos avanços tecnológicos e a curva de aprendizado têm frequentemente subvertido as referências de custos, algumas tidas até então como otimistas.

Tais mudanças trazem desafios para a operação, a regulamentação e o planejamento do sistema elétrico e, considerando a importância da hidroeletricidade para o país, torna-se imprescindível compreender o papel da geração hídrica nesta nova conjuntura. Nesse sentido, com a maior participação das fontes renováveis variáveis e não controláveis na matriz energética, a capacidade de armazenamento assume importância cada vez maior para o atendimento da demanda e segurança

do sistema, criando um ambiente favorável para as UHEs com reservatório de regularização e para as Usinas Hidrelétricas Reversíveis (UHR).

Além do mencionado, as mudanças climáticas têm sido um tema cada vez mais debatido e relevante para o planejamento do setor. O contexto atual de metas e compromissos internacionais relacionados ao controle de emissões de GEEs contribui com o novo quadro e impulsiona as outras fontes renováveis, impondo restrições à expansão de térmicas emissoras.

Nessa direção, o Brasil propôs reduzir suas emissões de GEE em 2025, 37% abaixo das emissões de 2005 e em 2030, 43% abaixo de 2005 para todo o conjunto da economia. Isto ocorreu na COP-21, em 2015, onde cerca de 190 países concordaram em reduzir suas emissões de gases de efeito estufa. Cada país apresentou sua intenção e ratificou através de sua Contribuição Nacionalmente Determinada – NDC (Brasil, 2016). A NDC brasileira trouxe ainda contribuições indicativas específicas e não vinculantes para a matriz elétrica em 2030: alcançar 23% de geração a partir de eólica, solar e biomassa, incluindo geração distribuída e autoprodução; e atingir 66% de geração hidrelétrica no SIN.

Dessa maneira, pode-se dizer que os benefícios da hidroeletricidade permitiram ao Brasil a construção de um compromisso ousado no âmbito da mitigação das mudanças climáticas e são essenciais para que o país mantenha sua matriz limpa e renovável.

2.2. Consideração das UHEs no Planejamento Energético do Brasil

Nos estudos de planejamento energético do Brasil, a fonte hidráulica sempre teve destaque, indicando sua importância para a expansão futura do setor elétrico nacional.

No Plano Nacional de Energia 2030 (MME/EPE, 2007) projetava-se que o parque gerador seria de 210 a 250 GW em 2030, sendo o potencial hidrelétrico de 174 GW. É importante destacar que este valor reflete as condições de avaliação técnica, econômica e socioambiental adotadas na época em que os estudos foram realizados.

Outro ponto a se destacar é que os estudos desde essa época já indicavam que a maior parte do potencial hidrelétrico nacional se encontrava na região amazônica, sobretudo nas bacias dos rios Tocantins, Araguaia, Xingu e Tapajós, incluindo seus tributários Juruena e Teles Pires, muito embora a região fosse a que possuía estudos menos detalhados até então realizados. Após a publicação do PNE 2030, parte do potencial inventariado foi construída ou está em construção e parte do potencial estimado tem sido objeto de estudos de inventário. Novos inventários foram realizados e outros revisados, aumentando a acurácia e a confiabilidade da estimativa do potencial hidrelétrico.

Assim, nos últimos anos, principalmente após a publicação do PNE 2030, as grandes bacias da região hidrográfica amazônica foram priorizadas para a realização de estudos, sobretudo para identificação dos aproveitamentos hidrelétricos de grande porte (UHEs). Nesse contexto, foram realizados pela EPE e aprovados pela Aneel os inventários hidrelétricos dos rios Aripuanã, Araguaia, Branco, Jari, Juruena e Sucunduri. Dessa maneira, pode-se afirmar que os grandes rios brasileiros estão inventariados, com exceções tais como os rios Negro e Trombetas, que estão em regiões que possuem grande complexidade

socioambiental e cujos estudos não foram concluídos.

Sobre os Planos Decenais de Energia (PDE), observa-se que, ao longo das suas publicações, têm apresentado uma forte indicação de expansão hidrelétrica.

O **PDE 2015** indicava a grande maioria da expansão do parque de gerador a partir de energia hidráulica. Com previsão de 109 GW instalados em 2015 para o cenário mais conservador de crescimento da carga. Todavia, na realidade, a expansão no período se deu majoritariamente com usinas eólicas, biomassa e óleo combustível. Essa grande diferença se deu devido a diversos fatores dos quais podemos destacar a alta competitividade da fonte eólica nos leilões de energia, pós 2008, o que não havia sido antecipado no estudo.

O **PDE 2019** contava com a previsão de 104 GW para o mix de geração hídrico em 2017 e uma capacidade de geração eólica de 5,2 GW. Contra valores realizados de 95 GW e 11 GW, para essas fontes respectivamente. Esta distância entre o indicado pelo PDE e o realizado será mais discutida na sequência. O plano previa uma adição de 32 GW ao portfólio de geração hidráulica, considerando a entrada da UHE São Luiz do Tapajós em 2016 e entrada das usinas de Marabá (2,1 GW) e Serra Quebrada (1,3 GW) no Rio Tocantins em 2018.

O **PDE 2023** contava com as mesmas UHEs do PDE 2024 para a expansão indicativa, porém com datas diferentes de entrada. Por exemplo, a UHE São Luiz do Tapajós possuía entrada em operação prevista para 2020.

O **PDE 2024** apresentava uma previsão agressiva para a expansão da energia hidrelétrica no país, com a entrada de 28,3 GW no horizonte decenal, entre os 11 GW da UHE Belo Monte e 1,8 GW da UHE Teles Pires. Nesse plano a apresentação da expansão

agrupava usinas já contratadas (como Belo Monte, por exemplo). O estudo destaca ainda a existência de 4,2 GW de projetos com estudos de viabilidade em andamento na ANEEL.

Até o PDE 2024, a política de expansão era definida apenas através de simulações do modelo de planejamento da operação (NEWAVE) seguindo o critério definido na Resolução nº9 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), de julho de 2008, que estabelece que “o critério de cálculo (...) do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adote a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitando o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica, estabelecido no art. 2º da Resolução CNPE nº 1, de 17 de novembro de 2004”

A partir do **PDE 2026**, a EPE adota o Modelo de Decisão de Investimento (MDI) para o planejamento da expansão visando definir a expansão da oferta de energia elétrica, considerando cenários de crescimento da carga, preços de combustível, entre outros. Neste modelo, a indicação da oferta é feita a partir de um modelo de decisão de investimentos, que define uma expansão ótima do sistema através da minimização do custo total de investimento e operação, sob condições de incertezas.

Além da inclusão do MDI no planejamento da expansão, o **PDE 2026** apresentou um conjunto de cenários alternativos para a expansão do parque gerador. No cenário base, a expansão prevista (ainda

não contratada) de usinas hidrelétricas foi de 2,6 GW até o ano de 2026. No **PDE 2026** observou-se uma diminuição dos valores esperados de capacidade instalada, refletindo a realidade que se apresenta relativos aos desafios e restrições técnicas, econômicas e socioambientais, tanto sob o ponto de vista de redução do potencial disponível competitivo, quanto das dificuldades enfrentadas para viabilizar este potencial.

Em um dos seus 8 cenários de expansão, as UHEs foram descartadas do planejamento, levando-se em conta a hipótese das restrições impedirem ou prorrogarem o desenvolvimento desses projetos de forma que o início de geração seria somente após 2026.

Os maiores projetos que estavam previstos na carteira de projetos do PDE 2024 e que deixaram de fazer parte do PDE 2026 são a UHE São Luiz do Tapajós (8 GW) em 2021 e a UHE Jatobá (2,3 GW). A UHE São Luiz do Tapajós é um exemplo de projeto que teve seu processo arquivado pelo órgão ambiental com a alegação de que há óbices para o licenciamento ambiental do empreendimento.

Na mesma linha que seu predecessor, o **PDE 2027** estimou um prazo superior ao horizonte decenal para projetos com tal característica, em função das incertezas geradas pela ausência de regulamentação dos dispositivos legais e normativos, e diante da complexidade das tratativas necessárias à implantação de UHE com interferência direta em terras indígenas. Com isso, a expansão hidrelétrica indicada até 2027 não passou de 7.000 MW.

A capacidade instalada mundial chegou a 1.267 GW em 2017, incluídos 153 GW de usinas hidrelétricas reversíveis. A China é o maior produtor de energia elétrica a partir de hidrelétricas e em 2017 respondeu por quase 50% da capacidade instalada adicionada neste ano (aproximadamente

22 GW inseridos globalmente, sendo 9 GW apenas na China).

Aqui são listadas algumas experiências recentes de países vizinhos na questão relativa à expansão hidrelétrica dentro dos seus estudos de planejamento.

Chile

O país possui um potencial bruto de 16 GW de projetos hidrelétricos, segundo o relatório “*Energy 2050 Chile’s Energy Policy*” do Ministério de Energia do governo chileno e prevê um crescimento das energias renováveis em seu portfólio de geração dos atuais 20% para 70% de toda a energia elétrica consumida em 2050.

Todavia, as dificuldades enfrentadas durante as discussões do complexo de HydroAysen (2,7 GW) levam a repensar se projetos de hidrelétricas serão construídos no longo prazo. A fervorosa oposição ao projeto fazia propagandas até mesmo no aeroporto de Santiago contra a construção da usina. Resultado: depois do projeto ser considerado viável sob a perspectiva ambiental, durante o licenciamento da linha de transmissão, a oposição foi tão grande que o governo acabou desistindo do projeto.

Peru

Segundo o “*Plan Energético Nacional 2014-2025*”, do Ministério de Energia e Minas do Peru, a geração hidrelétrica irá dobrar passando dos 20.000 GWh/ano para 40.000 GWh/ano. Os números indicam, considerando-se um mesmo fator de potência, que irão ao menos dobrar a capacidade instalada.

Com relação a resistências enfrentadas, o projeto de implantação da usina de Inambari, que foi estudado junto ao governo brasileiro, gerou protestos e resistência por parte da população local e por fim não saiu do papel.

Colômbia

No plano para expansão 2031 o governo estabelece dois cenários de expansão, ambos prevendo por volta de 2,5 GW de expansão hidráulica (representando um terço dos 7,5 GW de expansão total prevista no “*Plan de Expansión de Referencia Geración – Transmisión*” da Unidade de Planejamento Minero Energética).

Nos últimos anos, foram projetados um conjunto de usinas hidrelétricas, num montante total de capacidade instalada de 4 GW. Entretanto, houve um acidente no maior desses projetos, a usina de Hidroituango (2,4 GW), com o colapso do túnel de desvio do rio durante as chuvas de 2018. O acidente e o grande número de pessoas afetadas pelo projeto geraram grande repercussão no país. Desta forma, atualmente se vislumbra um cenário de grande dificuldade para aprovação de projetos futuros.

México

O país não tem grande potencial hidráulico. Atualmente a energia hidrelétrica é responsável por 10% da geração de energia e 17% da capacidade instalada com 12,5 GW. Na última grande usina com reservatório instalada no país, o governo conseguiu desenvolver o projeto e realocar a população afetada sem maiores resistências. Por outro lado, houve uma resistência violenta de fazendeiros e indígenas em relação aos projetos eólicos do complexo de “*Mareña renovables*” (396 MW) em que parques que já estavam em construção tiveram de ser descomissionados.

Para o horizonte 2032, segundo o “*Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional*” da Secretaria de Energia, o país planeja expandir o parque gerador em 66 GW, sendo somente 6% desse total (4 GW) previsto para expansão hidráulica.

3. O potencial hidrelétrico a ser considerado nos estudos do PNE 2050

Para fins de cômputo do potencial hidrelétrico brasileiro atual, optou-se por considerar apenas os projetos que já possuem, no mínimo, estudos de inventário aprovado na Aneel devido à disponibilidade e confiabilidade de informações acerca dos aproveitamentos. Portanto, foi desconsiderado o potencial dito estimado, dada a elevada incerteza a ele associada, o que não torna possível a comparação direta entre o potencial levantado em estudos anteriores e o levantamento aqui apresentado.

Ressalta-se que não se trata aqui da estimativa do potencial que será efetivamente desenvolvido, mas do que será considerado como passível de aproveitamento no longo prazo. Pode-se afirmar que alguns projetos que foram inventariados não são atrativos economicamente ou em função de suas interferências socioambientais, devendo ser aplicados critérios para seleção desse potencial.

Sendo assim, em 2017 a EPE realizou um levantamento da potência instalada das UHEs e dos projetos hidrelétricos menores que 30 MW que se encontram, no mínimo, com os estudos de inventário concluídos e aprovados pela Aneel. O levantamento resultou em um potencial hidrelétrico inventariado e

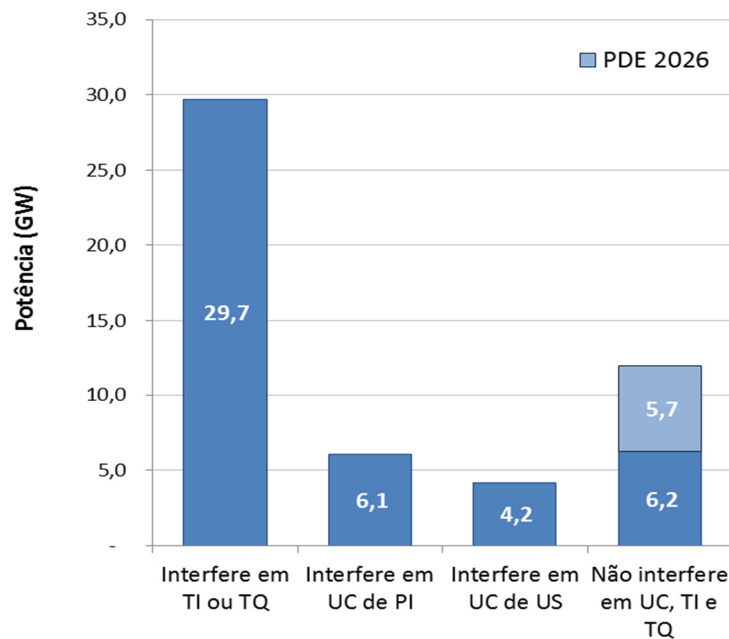
não explorado de 52 GW, num total de 196 UHE, considerando apenas aqueles com potência acima de 30 MW (EPE, 2018). Esse potencial representa cerca de metade da atual capacidade instalada de hidrelétricas no Brasil, da ordem de 100 GW.

Para os aproveitamentos hidrelétricos com potência igual ou inferior a 30 MW foram verificados 1.879 projetos, totalizando 16 GW de capacidade, cabendo ainda observar que atualmente todas as PCH e CGH em operação totalizam cerca de 5,8 GW de potência instalada.

Considerando as UHEs, verificou-se que cerca de 77% desses 52 GW interferem em áreas legalmente protegidas, como terras indígenas (TI), territórios quilombolas (TQ) ou unidades de conservação de proteção integral (UC PI) ou de uso sustentável (UC US).

Os 23% do potencial que não interferem em áreas legalmente protegidas correspondem a 98 aproveitamentos, que somam 12 GW de capacidade e incluem os 5,7 GW indicados no PDE 2026. Desse grupo, a grande maioria (cerca de 90%) é de aproveitamentos de médio porte, com até 150 MW, sendo apenas um acima de 800 MW.

Figura 2 – Classificação socioambiental do potencial de UHEs, por capacidade (GW).



A classificação socioambiental do potencial hidrelétrico de UHEs inventariadas pode ser utilizada para um escalonamento da disponibilização do potencial ao longo do horizonte de planejamento. A classificação adotada traduz a percepção de complexidade socioambiental de cada grupo e visa internalizar a questão socioambiental nas alternativas de expansão hidrelétrica no horizonte de longo prazo.

Simulações podem ser feitas adotando prazos para a entrada de cada um dos grupos ou até com restrição da entrada de alguns dos grupos. Essas simulações contribuiriam para responder questões de como será a matriz se for aproveitado todo o potencial hidrelétrico ou se não for considerado o potencial em áreas protegidas, por exemplo.

No entanto, a classificação aqui estabelecida não é suficiente para tratar todas as complexas questões socioambientais que permeiam a implantação de um projeto hidrelétrico.

Dentro do conjunto de projetos que não interferem em áreas protegidas, existem casos de

projetos que tiveram a licença ambiental prévia indeferida pelo órgão ambiental, exigências de estudos e levantamentos complementares, resistência da população local, baixa atratividade econômica do projeto (alto custo da energia), entre outras questões.

Outro aspecto a ser mencionado é o fato de que muitos estudos são antigos, não necessariamente representando corretamente a realidade atual da região e dos custos. Cerca de um terço dessa oferta de 12 GW foi identificada em estudos (de inventário ou viabilidade) realizados há mais de 10 anos, podendo, portanto, conter informações defasadas.

Por fim, convém ressaltar que grande parte dos aproveitamentos identificados não possuem reservatórios de regularização, ou quando possuem, são relativamente pequenos. EPE (2015b) já havia identificado os principais aproveitamentos que poderiam ampliar a capacidade de regularização do nosso sistema. No entanto, parte importante deles está justamente contido no conjunto de estudos demasiadamente antigos e obsoletos.

4. Desafios

Um dos maiores desafios do setor é manter a já elevada a participação de fontes renováveis por meio da expansão expressiva do parque instalado de usinas eólicas, solares e termelétricas a biomassa, assim como da construção de novas hidrelétricas.

Nesse panorama, as UHes são particularmente interessantes, pois, além de utilizarem fonte renovável, possuem emissões consideradas desprezíveis e podem promover o desenvolvimento de outras fontes renováveis variáveis, devido a sua capacidade de armazenamento e de resposta rápida às flutuações entre oferta e demanda.

No entanto, mesmo que os benefícios das UHes sejam evidentes, ainda persistem questões relevantes relacionadas ao aproveitamento hidrelétrico. Dentre as questões técnicas, se destaca o fato de que a maior parte do potencial remanescente está na Amazônia, em que as usinas previstas são basicamente a fio d'água, com limitada regularização e algumas com geração reduzida nos períodos hidrológicos desfavoráveis para o SIN.

Outra questão relevante para a implantação de projetos hidrelétricos de grande porte são os elevados custos de investimentos nos anos iniciais de construção. Além disso, os novos aproveitamentos hidrelétricos estão cada vez mais distantes dos grandes centros de consumo, o que resulta na necessidade de investimentos adicionais em estudos

e na implantação de longas linhas de transmissão para escoamento da produção de eletricidade, impondo maior complexidade ao planejamento e viabilização destas usinas.

Já quanto às questões socioambientais, ressalta-se a sensibilidade da região Amazônica em relação à biodiversidade e aos povos e terras indígenas.

Portanto, é evidente a necessidade de se aprofundar nessas questões, de forma a compreender e mensurar melhor, tanto no âmbito energético, quanto no socioambiental, as implicações de se implantar hidrelétricas na Amazônia.

Adicionalmente, outros pontos também vêm sendo foco de discussão pela grande incerteza que trazem ao planejamento da expansão hidrelétrica são:

- A ausência de remuneração para os atributos de flexibilidade operativa e armazenamento energético, dentre outros, que as hidrelétricas fornecem ao sistema elétrico.
- A influência das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos e a vulnerabilidade do sistema frente às alterações. Ressalta-se a importância de se avaliarem medidas de adaptação da operação de forma que seja planejado um mix de geração resiliente às alterações previstas.

4.1. Questões Socioambientais

As questões socioambientais relativas à expansão hidrelétrica abrangem impactos, sensibilidades regionais, conflitos, processos legais, articulação intersetorial, regulamentação, dentre outros aspectos.

Considerando que a maior parte do potencial hidrelétrico está na região Amazônica, concluiu-se que os principais desafios para a expansão estão relacionados com a interferência de projetos em povos e terras indígenas e em unidades de conservação.

4.1.1. Povos e terras indígenas

Grande parte do potencial ainda inexplorado no país está localizado em Terras Indígenas. O artigo 231 da Constituição Federal trata do reconhecimento dos direitos originários dos índios sobre as terras tradicionalmente ocupadas. A falta de regulamentação do §3º, sobre a exploração dos recursos hídricos em terras indígenas no Brasil, deixa em aberto as formas de compensação às comunidades indígenas atingidas. Cabe ressaltar que, conforme a Constituição, a instalação de projetos em terras indígenas só pode ser efetivada com a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades indígenas.

Objetivamente, é necessário investir em instrumentos normativos que propiciem a redução das controvérsias acerca da aplicação do Decreto nº 5.051, de 2004, que promulgou a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT sobre Povos Indígenas e Tribais.

Tampouco há decisão estabelecida acerca dos mecanismos de consulta previstos em acordos internacionais. No Brasil, determinou-se que a consulta prévia, livre e informada prevista na Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT se aplica aos povos indígenas e quilombolas afetados diretamente por medidas legislativas ou administrativas e o artigo 6º informa que os governos deverão consultar os povos interessados, mediante procedimentos apropriados. A falta de decisão sobre esses procedimentos gera incertezas em relação ao encaminhamento do processo de consulta, não havendo definições sobre quem conduz, quando ela deve ser feita, quais os desdobramentos do resultado, dentre outros pontos. Essas indefinições geram insegurança jurídica a todos os atores envolvidos, inclusive aos índios.

Além de contribuir com as discussões acerca do tempo necessário para regulamentações, revisões e elaboração de novas normativas, o Setor Elétrico, especialmente a EPE, como órgão de Estado, pode motivar o debate qualificado com povos indígenas e tradicionais. Antes de regulamentar o artigo 231 e definir as formas de implantação da Convenção 169 da OIT, o Estado Brasileiro deve promover agendas de diálogo com povos indígenas para discutir o planejamento energético, ponderando sobre construir ou não hidrelétricas. Tal processo requer tempo, recursos, equipe e metodologias adequadas no tratamento e diálogo com povos indígenas.

Quando há um planejamento indicativo, as discussões em torno da política energética em médio e longo prazo tendem a ser menos conflituosas. Atualmente, os processos de licenciamento ambiental de usinas hidrelétricas sofrem forte interferência da total assimetria de informações por parte da população geral e, mais especificamente, de povos indígenas e tradicionais.

Para além de posições ideológicas a favor ou contra, certamente haverá projetos que produziram impactos sobre as comunidades que são absolutamente incompatíveis com a manutenção do seu modo de vida. No entanto, possivelmente também haverá projetos cujos impactos não comprometem a sustentabilidade dessas comunidades. Nestes casos, não estão plenamente estabelecidos mecanismos que permitam que os indígenas impactados direta ou indiretamente possam se beneficiar claramente dos projetos.

Portanto, no caso de comunidades indígenas cujas terras seriam diretamente afetadas pelos reservatórios, acreditamos ser legítimo que essas comunidades assumam grande protagonismo no processo decisório acerca da implantação do empreendimento hidrelétrico em questão. Para isso, considera-se importante definir as formas de compensação para assegurar a participação das comunidades nos resultados da lavra, como prevê o artigo 231 da Constituição Federal, em seu parágrafo 3º.

4.1.2. Unidades de conservação

A Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000, que instituiu o SNUC (Sistema Nacional de Unidades de Conservação), define espaços territoriais com objetivos de conservação – unidades de conservação – e os divide em dois grupos: proteção integral e uso sustentável. No primeiro grupo é admitido apenas o uso indireto de seus recursos naturais, enquanto nas unidades de uso sustentável é previsto o uso sustentável de parcela dos seus recursos naturais (art.7º). O desenvolvimento de atividades, bem como a exploração de produtos, subprodutos ou serviços das unidades devem ser previstos no SNUC e estar de acordo com os objetivos de cada unidade.

O aproveitamento hidrelétrico geralmente é incompatível com os objetivos de criação de

Não se pretende dizer que essa medida resolveria todos os conflitos de interesses envolvendo projetos hidrelétricos em terras indígenas. É absolutamente fundamental reconhecer a enorme diversidade de culturas, de modos de vida e suas formas de interagir com outras populações e com o ambiente. Isso significa que a participação nos resultados da lavra (nas receitas da energia da nova usina) pode interessar a uns e não interessar a outros, cabendo a essas comunidades conhecer o projeto, seus impactos e se manifestar livremente, de forma que seus direitos fundamentais sejam plenamente respeitados. Elemento fundamental desse processo é que seja conduzido com boa-fé, tanto pelos desenvolvedores do projeto, como pelas instituições do Estado, pelos povos indígenas e pelas ONGs que venham a se inserir direta ou indiretamente nas tratativas.

Arranjo similar poderia se aplicar aos casos de interferência direta também com quilombolas.

unidades de conservação. Nestes casos, para construir usinas hidrelétricas em sítios localizados em unidades de conservação, sobretudo as de proteção integral, há necessidade de redelimitar as áreas destas unidades, o que só pode ser feito por meio de lei específica (§7º do art. 22 do SNUC). Embora algumas unidades já tenham sido redelimitadas para a implantação de projetos hidrelétricos, não existe nenhum dispositivo legal que estabeleça os procedimentos necessários para tal processo, o que dificulta a resolução do conflito.

O processo de redelimitação pode ser complexo, já que envolve uma negociação de concessões e compensações de territórios. Esse tipo de negociação costuma acontecer na esfera do

processo de licenciamento ambiental, quando se inicia a avaliação da viabilidade ambiental de um determinado projeto planejado. A ideia de discutir apenas um projeto hidrelétrico e sua interferência dificulta uma visão mais abrangente e integrada da região, justamente porque não há muito espaço para considerar todos os projetos previstos, a cumulatividade e a sinergia entre eles, tampouco os planos de conservação direcionados para a região.

Diante desse contexto, surgiram questionamentos sobre qual o momento mais adequado para a discussão, qual a escala a ser considerada e como deve se dar a participação nas etapas de planejamento e construção de projetos. Ultimamente, há ponderações quanto à importância de trazer a discussão para o âmbito do planejamento estratégico do País, com a ideia de se antecipar as questões, ampliar a participação e, assim, permitir discussões mais abrangentes. Um caminho seria a criação de fóruns para tomadas de decisão com a premissa de compatibilizar a geração de energia com a conservação da biodiversidade, construindo-se um ambiente participativo em que os principais atores estariam envolvidos na decisão.

Nesse sentido, houve iniciativas do governo promovendo processos de articulação entre

ministérios, a partir de discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem a conservação ambiental e a geração de energia. Como exemplo, podem ser destacados os estudos de aproveitamento do potencial hidrelétrico e conservação da biodiversidade na bacia hidrográfica Tapajós-Juruena, desenvolvido pelo MME e MMA. Uma iniciativa em andamento é o processo de revisão das Áreas Prioritárias para Conservação, Uso Sustentável e Repartição dos Benefícios da Biodiversidade Brasileira (APCBs), coordenado pelo MMA, em que a EPE participou das oficinas como representante do setor energético.

Cabe ainda citar as discussões acerca da sobreposição de potencial hidrelétrico e propostas de unidades de conservação, em que a EPE é consultada sobre eventuais interferências em UCs que estão sendo planejadas. No entanto, boa parte dessas iniciativas não estão atreladas a um procedimento consolidado e normatizado, o que traz inseguranças ao processo como um todo e incertezas quanto ao uso dos resultados alcançados e a continuidade dos estudos. Diante disso, para se ter uma política energética sustentável, é evidente a necessidade de diretrizes robustas e claras que busquem integrar as pastas de energia e meio ambiente.

4.2. Questões técnicas e regulatórias

As questões regulatórias e técnicas envolvem alterações na regulamentação atual do setor elétrico para que se adeque às mudanças em curso relativas a custos, operação, inserção de fontes variáveis, etc. Nesse sentido, cabe compreender melhor algumas questões, como: melhor forma de valorar os benefícios sistêmicos fornecidos pelas usinas hidrelétricas, contribuição das usinas a fio d'água para a flexibilidade do sistema, além do

aprimoramento das análises utilizadas para operação e planejamento da expansão do sistema elétrico; estudos de inserção de novas tecnologias na matriz; e adaptações e ajustes no modelo setorial.

Nesse contexto, as questões listadas foram: capacidade versus flexibilidade - remuneração de atributos, regularização, viabilidade financeira e sistemas de transmissão.

4.2.1. Remuneração adequada de serviços

O sistema elétrico brasileiro é historicamente caracterizado pela presença de grandes reservatórios de regularização nas hidrelétricas. A existência desses reservatórios garantia uma capacidade instalada significativamente maior que a produção de energia, o que permitia a gestão dos recursos e o atendimento aos requisitos de capacidade, flexibilidade e diversos serviços ancilares. Além disso, pela característica das máquinas hidráulicas, a prestação desses serviços ocorria com baixo custo incremental. Todo o desenho do SEB, tanto em termos de mercado como também de operação e planejamento, se aproveitou desse fato. Não existia a necessidade de criar remunerações específicas para serviços com elevada oferta e baixo valor de mercado.

Por outro lado, a situação atual e as perspectivas de planejamento dão conta de que essa característica está mudando e as hidrelétricas não poderão mais responder sozinhas por esses serviços. Nesse contexto torna-se necessária a revisão e

aperfeiçoamento das metodologias e desenho de mercado de modo a remunerar adequadamente os serviços e garantir que os atributos necessários façam parte da expansão da oferta.

No caso específico das usinas hidrelétricas é importante destacar que existe uma forte correlação entre a disponibilidade de cada um desses atributos. Por exemplo, ao maximizar a produção de energia (em valores acumulados no tempo) uma UHE com reservatório de regularização poderá operar com relativa frequência em baixos níveis de montante. Isso reduzirá a oferta de capacidade (devido à perda por deplecionamento das unidades geradoras) e a gestão da flexibilidade. Por outro lado, para garantir maior oferta de capacidade, pode ser necessário reduzir a geração ao longo do tempo. Ou seja, essas mudanças impactarão não apenas as estratégias de operação como também podem alterar as estratégias comerciais dos geradores caso sejam criados mercados específicos para cada requisito do sistema.

Regularização

A caracterização básica do reservatório de uma UHE, como os níveis d'água operacionais, é definida durante fase dos estudos de inventário. Nessa fase, os volumes úteis dos reservatórios são estabelecidos por meio de otimização dos deplecionamentos das UHEs visando a maximização da energia firme de uma alternativa de divisão de queda tomada como base de dimensionamento energético. Faz parte desses estudos a verificação do tempo de reenchimento dos reservatórios nos três anos posteriores ao período crítico do Sistema de Referência (Manual de Inventário Hidrelétrico, 2007). Caso algum aproveitamento apresente um tempo de reenchimento superior ao limite, o seu volume útil deverá ser reduzido e a simulação refeita. Assim, de acordo com os critérios estabelecidos no Manual, fica evidenciado que nem toda UHE tem vocação para ser um aproveitamento com reservatório de regularização.

Em adição, a energia firme tem sido adotada como a variável mais importante na análise dos benefícios de uma alternativa, para fins de estudo de inventário. No entanto, estando o volume do reservatório diretamente relacionado a capacidade de ponta e também aos outros benefícios sistêmicos, verifica-se que a avaliação simplificada dos benefícios considerando somente a energia firme pode ter distorcido o benefício global deste tipo de empreendimento, criando desta forma uma tendência de opção por usinas hidrelétricas a fio d'água.

Cabe destacar que a atual conjuntura de inserção de fontes de energia renováveis variáveis, como as fontes eólica e solar, de natureza intermitente, aumenta a importância das usinas hidrelétricas com reservatório, para a operação e segurança do sistema. As alterações regulatórias propostas na Consulta Pública MME nº33 de 2017 poderiam possibilitar uma adequada valoração dos atributos das hidrelétricas.

Assim, torna-se importante a reavaliação de estudos de inventário antigos, considerando outros atributos das hidrelétricas, para evitar que o potencial hidrelétrico remanescente com possíveis reservatórios de regularização de menor capacidade (semanais ou diários, por exemplo) seja excluído ou substituído pela implantação de usinas a fio d'água. Para isso, a definição de novos critérios de valoração da energia armazenada, no que tange as atuais necessidades do sistema - capacidade e flexibilidade, e a revisão do Manual de Inventário poderá ser de grande valia para a identificação e viabilização de usinas com reservatórios de regularização.

Estudos da EPE buscaram identificar os aproveitamentos com reservatórios de regularização. A cesta de projetos contemplou 72 UHEs com regularização, cujo volume útil total estimado é da ordem de 60.750 hm³. 22 UHEs, que apresentam energia armazenável igual ou superior a 500 MWmed, detêm cerca de 91% do total de energia armazenável (44.092 MWmed) e estão localizadas nas bacias do rio São Francisco (10 UHEs que somam 21.208 MWmed), no Tocantins (6 UHEs que somam 12.311 MWmed) e nas bacias do Jequitinhonha, Uruguai, Araguaia, Aripuanã, Parnaíba e Paranaíba com uma UHE em cada bacia.

As dez usinas da bacia do São Francisco dispõem de informações somente dos Estudos de Inventário, sendo que cinco UHEs fazem parte de um estudo aprovado em 1990, ou seja, com cerca de 28 anos e as demais, fazem parte de outro estudo aprovado em 2003, com cerca de 15 anos. Cabe destacar que os resultados referentes à energia armazenável estimada para as UHEs da bacia do rio São Francisco devem ser considerados com reservas tendo em vista que podem sofrer modificações significativas, a exemplo da UHE Formoso, cujas informações recentes do desenvolvimento do EVTE, apresentadas pelo desenvolvedor, revelam modificações significativas nas características da UHE em relação ao previsto nos Estudos de

Inventário, com destaque no volume útil e na depleção que sofreram uma redução da ordem de 50%.

Das seis usinas da Bacia do Tocantins duas possuem EVTE (Ipueiras, aprovado em 1992 e Mirador, aprovado em 2001). As demais somente estudos de Inventário Hidrelétrico, sendo três UHEs em estudo aprovado em 2001 e a UHE Barra do Palma em estudo aprovado em 2012.

Tendo em vista a importância da bacia do rio São Francisco quanto a sua contribuição no potencial

Viabilidade financeira

Existe um desafio associado à viabilidade financeira dos futuros projetos hidrelétricos, tanto para o desenvolvimento de estudos de inventário e viabilidade (em função da incerteza quanto ao ressarcimento destes gastos), quanto para a construção propriamente dita. É necessário ampliar

Sistema de transmissão

Pode-se afirmar que já existem tecnologias consagradas capazes de transmitir grandes blocos de energia por longas distâncias, motivo pelo qual entende-se que o sistema de transmissão não representa nenhum entrave para a implantação de novas usinas hidrelétricas no país sob o aspecto técnico. Reconhece-se, por outro lado, que as questões socioambientais e fundiárias tendem a introduzir dificuldades crescentes para a implantação dos projetos de transmissão responsáveis pelo escoamento da potência produzida pelas usinas, dependente do porte e da localização das novas fontes.

Este escoamento até os centros de carga, identificados a partir das análises elétricas e energéticas, é realizado por meio de linhas de transmissão, com tecnologia que é avaliada caso a

total de energia armazenável e o fato dos estudos de inventário que deram origem a essas usinas serem muito antigos e, provavelmente, não serem representativos das condições locais, a revisão dos estudos é de caráter relevante e urgente para o país. Para isso, a revisão do Manual de Inventário, no que tange ao critério de valoração da energia armazenada, entre outros aspectos, deve ser de grande valia na identificação e viabilização de usinas de regularização com atributos compatíveis com a atual conjuntura de demanda.

discussões para solução como a eventual criação de fundo público, a reversão de parte dos recursos associados a P&D para viabilizar os estudos de inventário e viabilidade ou mudanças nos padrões de financiamento do BNDES, por exemplo.

caso, podendo envolver instalações em corrente alternada e em corrente contínua.

A escolha do ponto de conexão à Rede Elétrica, do nível de tensão adequado, da melhor rota e da tecnologia deverá ser realizada a partir de uma avaliação técnico-econômica, levando-se em consideração aspectos tais como a potência a ser transmitida, as extensões envolvidas, as características do sistema elétrico local, bem como as dificuldades socioambientais, fundiárias e construtivas.

Outro aspecto importante a ser sempre considerado é a inserção regional dos aproveitamentos. Nesse sentido, para empreendimentos hídricos de grande porte, a adoção de um sistema de conexão misto, composto por linhas de transmissão em corrente alternada e

em corrente contínua, poderia ser uma forma de possibilitar essa característica ao sistema de integração das novas fontes ao SIN. Uma discussão

relacionada é apresentada em documento de apoio aos estudos do PNE 2050 intitulada Desafios da Transmissão no Longo Prazo.

5. Recomendações Gerais

Considerando as novas características dos sistemas elétricos, é importante lembrar que tanto no que diz respeito à disponibilidade de diferentes recursos, quanto nos requisitos do sistema, quanto antes forem estimados os benefícios de cada empreendimento mais eficiente será feita a alocação dos investimentos. Em outras palavras, a

contribuição de uma determinada usina tem forte relação com o sistema onde ela será inserida, trazendo maior ou menor valor de acordo com o momento da sua implantação.

As recomendações gerais para a expansão hidrelétrica são apresentadas a seguir.

5.1.1. Maior integração institucional entre temas de energia e meio ambiente

Houve iniciativas do governo promovendo processos de articulação entre ministérios, a partir de discussões e estudos estruturantes, com objetivo de definir estratégias que conciliem a políticas de conservação e de geração de energia. As iniciativas já tomadas não foram atreladas a um procedimento consolidado e normatizado, o que traz inseguranças

ao processo como um todo e incertezas quanto ao uso dos resultados alcançados e a continuidade dos estudos. Diante disso, para se ter uma política energética sustentável, é evidente a necessidade de diretrizes robustas e claras que busquem integrar as pastas de energia e meio ambiente.

5.1.2. Revisão de inventários e estudos de bacia

A revisão do Manual de Inventário, no que tange ao critério de valoração da energia armazenada, entre outros aspectos, deve ser de grande valia na identificação e viabilização de usinas de regularização com atributos compatíveis com a atual conjuntura de demanda.

De fundamental importância é a discussão de prioridade das bacias que deveriam ter seu inventário revisado e dos estudos de viabilidade mais prementes, inclusive o papel da EPE tanto nos estudos de inventário como nos de viabilidade, bem como da forma de seu financiamento.

5.1.3. Promoção de agendas de diálogo para definir compensação para as comunidades indígenas e procedimentos de consulta

A falta de regulamentação adequada sobre a exploração dos recursos hídricos em terras indígenas no Brasil deixa em aberto as formas de compensação às comunidades indígenas atingidas. Cabe ressaltar que, conforme a Constituição, a instalação de projetos em terras indígenas só pode

ser efetivada com a autorização do Congresso Nacional, ouvidas as comunidades indígenas.

Como passo anterior, porém, sugere-se a promoção de agendas de diálogo com povos

indígenas para discutir o planejamento energético, ponderando sobre construir ou não hidrelétricas.

Para isso, considera-se importante definir as formas de compensação para assegurar a participação das comunidades nos resultados da lavra, como prevê o artigo 231 da Constituição Federal, em seu parágrafo 3º. Arranjo similar poderia se aplicar aos casos de interferência direta também com quilombolas.

Tal processo requer tempo, recursos, equipe e metodologias adequadas no tratamento e diálogo com povos indígenas.

Além disso, é necessário investir em instrumentos normativos que propiciem a redução das controvérsias acerca da aplicação do Decreto nº 5.501, de 2004, que promulgou Convenção nº 169 da OIT sobre Povos Indígenas e Tribais.

5.1.4. Revisão da valoração dos benefícios sistêmicos fornecidos pelas usinas hidrelétricas

A situação atual e as perspectivas de planejamento dão conta de que a característica do SEB está mudando e as hidrelétricas não poderão mais responder sozinhas por atendimento aos requisitos de capacidade, flexibilidade e diversos

serviços ancilares. Nesse contexto torna-se necessária a revisão e aperfeiçoamento das metodologias e desenho de mercado de modo a remunerar adequadamente os serviços e garantir que os atributos necessários façam parte da expansão da oferta.

7. Referências

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Acompanhamento de Estudos e Projetos de Usinas Hidrelétricas**. Situação de 14 jul. 2017. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>.

BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988. Brasília, 5 de outubro de 1988.

_____. Decreto nº 5.051, de 19 de abril de 2004. Promulga a Convenção nº 169 da Organização Internacional do Trabalho - OIT sobre Povos Indígenas e Tribais. DISPONÍVEL em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5051.htm>.

_____. Lei nº 9.985, de 18 de julho de 2000. Regulamenta o art. 225, § 1º. Incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 9 set. 2000. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9985.htm>.

_____. Contribuição Nacionalmente Determinada - NDC. Brasil, 2016.

ELETOBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Plano 2015 – **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993-2015**. Volume II. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1994.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Nota Técnica PR 04/18, Série Recursos Energéticos. Rio de Janeiro: EPE, 2018. Disponível em: <www.epe.gov.br>.

_____. **A EPE e as transformações do setor energético brasileiro 2005-2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Disponível em: <www.aben.com.br/Arquivos/459/459.pdf>.

_____. **Identificação e Classificação de Potenciais Reservatórios de Regularização**. Rio de Janeiro: EPE, 2015b. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2017 (ano base 2016)**. Rio de Janeiro: EPE, 2017a. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2027**. PDE (2027). Brasília: MME/EPE, 2017. Disponível em: <>.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE, 2017b. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. PDE (2024). Brasília: MME/EPE, 2015a. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2024>>.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. PDE (2023). Brasília: MME/EPE, 2014. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2023>>.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. PDE (2019). Brasília: MME/EPE, 2010. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2019>>.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2015**. PDE (2015). Brasília: MME/EPE, 2006. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2015>>.

_____. **Plano Nacional de Energia 2030**: Geração Hidrelétrica. Brasília: MME/EPE, 2007. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>.